

АППАРАТ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН,
МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТОРГОВЛИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
ФГБУ «РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК»,
ГНБУ «АКАДЕМИЯ НАУК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН»,
ПАО «ТАТНЕФТЬ» ИМ. В.Д. ШАШИНА, ЗАО «НЕФТЕКОНСОРЦИУМ»,
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА», «КАЗАНЬ ЭКСПО»

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

2–3 СЕНТЯБРЯ 2020 ГОДА (SEPTEMBER 2–3, 2020)

Материалы Международной
научно-практической конференции
в рамках Татарстанского Нефтегазохимического Форума – 2020,
посвященного 100-летию ТАССР



Казань
Издательство «Ихлас»
2020

Научные редакторы:

Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ
М.Х. Салахов – доктор физико-математических наук, профессор, академик, президент АН РТ

Редакционная коллегия:

Р.К. Сабиров – кандидат химических наук
А.Э. Конторович – доктор геолого-минералогических наук, академик РАН
Р.С. Хисамов – доктор геолого-минералогических наук, академик АН РТ
Р.Х. Халимов – кандидат технических наук
Д.К. Нурғалиев – доктор геолого-минералогических наук
Т.В. Гилязова

Рецензенты:

И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук
В.А. Крюков – доктор экономических наук

Техническое редактирование:

Г.В. Стинский – кандидат технических наук

О59 **О новой парадигме развития нефтегазовой геологии:** Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2020. – 584с.

Сборник включает материалы докладов Международной научно-практической конференции «О новой парадигме развития нефтегазовой геологии», проходившей в Казани 2-3 сентября 2020 г.

За длительную историю развития нефтегазового комплекса накоплен огромный опыт разведки и разработки нефтяных месторождений различного калибра – от мелких и мельчайших до гигантских и супергигантских. Найдены подходы рационального освоения различных групп и категорий месторождений. Отработаны наиболее эффективные методы поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, современные наиболее совершенные гидродинамические методы разработки. Широкое применение нашли методы увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий, в том числе извлечения остаточных запасов длительно эксплуатируемых месторождений. Накоплен большой опыт разработки сложнопостроенных мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

Ведутся научно-исследовательские работы по поискам эффективных методов разработки нетрадиционных залежей нефти (высоковязких, сверхвысоковязких нефтей и природных битумов), в сланцевых и им подобных отложениях, а также по изучению феномена подпитки залежей осадочного чехла глубинными углеводородами через кристаллический фундамент. Этот опыт помогает в формировании новой парадигмы развития нефтегазовых отраслей взамен старой.

Сборник предназначен для широкого круга работников научно-исследовательских институтов, специалистов нефтяников и газовиков, а также преподавателей, аспирантов, магистров, бакалавров и студентов высших и средних учебных заведений соответствующих специальностей.

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ**Г.И. Шмаль***Союз нефтегазопромышленников России, г. Москва, shmal.oil@mail.ru*

Хочется сказать слова благодарности организаторам сегодняшнего мероприятия за то, что они выбрали важнейшую для нашего комплекса тему.

Не является секретом, что геологоразведка России переживает целый ряд довольно серьезных трудностей и проблем. К их числу можно отнести и истощение месторождений, сокращение числа открытий новых месторождений, и неэффективные методы добычи, обусловленные отсутствием современных инновационных технологий, и несовершенство законодательства, лицензирование крупных государственных предприятий, сокращение разведанных запасов, а также нехватка финансирования... Этот список можно продолжать, но присутствующие здесь специалисты прекрасно осведомлены о них.

Главная мысль – все эти проблемы необходимо безотлагательно решать, поскольку наблюдаемое сокращение геологоразведочных работ всерьез угрожает национальной безопасности России.

Ну что поделать – форс-мажорных обстоятельств вокруг нас становится все больше – тут тебе и пандемия, и падение спроса на сырье, и усиливающиеся секторальные санкции, и нестабильность цены нефти на мировых рынках при растущей себестоимости добычи нефти в нашей стране... Ну что делать нефтяникам и газовикам? Каким образом не сократить инвестиции в российскую нефтедобычу в этом и в последующие годы? Как решить одну из основных проблем отрасли – снижение объемов разведанных запасов и темпов бурения?

Вопросы непростые и очень важные для нашей страны. Развитие и значение нефтегазового комплекса в экономическом и хозяйственном развитии России было и остается чрезвычайно важным. Особенно это имеет ключевое значение для осуществления нового стратегического проекта, который позволит обеспечить не «донорскую», а «локомотивную» роль нашего комплекса для возрождения экономической мощи страны, промышленного производства на высокотехнологичной основе, роста ее авторитета на международной арене как одного из основных поставщиков нефти и газа на мировые рынки. Ведь и по словам нашего лидера – Президента страны – Россия должна сохранить лидирующие позиции в мировой энергетике. В контексте объявленной высшим руководством страны идеологии модернизационной политики в развитии отечественной экономики нефтегазовая отрасль должна стать крупным генератором инноваций и развиваться как наукоемкая. Вот наша главная задача!

Повторюсь – вопросы для нас непростые, ответы на них и решения могут быть только лишь на основе суммы корпоративных усилий, новой, более совершенной государственной политики, масштабного привлечения общественных профессиональных организаций, объединений специалистов к широкому взаимодействию с государственными структурами.

В целом результаты работы отрасли настраивают на позитивный лад. Россия в прошлом году установила рекорд по объемам добычи нефти за весь постсоветский период. На российских месторождениях было добыто 560,2 млн т нефти, что эквивалентно 11,25 млн баррелей в сутки. При этом в рекордном 1987 году в стране добывали 11,416 млн баррелей в день. Подобных результатов Россия смогла достичь, несмотря на сокращение добычи в рамках соглашения с ОПЕК. Радуют результаты работы и газовой отрасли.

Компании нефтегазового комплекса за последние, очень нелегкие годы – а были ли они у нас когда-нибудь легкими? – на геополитическом фоне не только сохранили свою устойчивость, но и осуществляли ввод новых проектов: на Ярудейском нефтяном месторождении, на Пяяхинском, растет промышленная эксплуатация на месторождении имени Филановского, на Мессояхском... Введен в эксплуатацию комплекс Эргинского кластера месторождений Западной Сибири.

Россия была, остается и должна остаться великой нефтяной державой! В нашем нефтегазовом комплексе накоплен гигантский опыт работы на российских и иностранных месторождениях, имеется огромная промышленная база, позволяющая создавать уникальное оборудование. Я упомянул о работах на арктическом шельфе. Что очень важно: освоение шельфа – это новый этап в развитии экономики и науки страны, связанный с созданием инновационных процессов, новейших высоких технологий. Плюс – развитие сопутствующих отраслей: для освоения арктических недр наши судостроительные компании будут строить новые ледостойкие платформы и автономные комплексы для подводной нефте- и газодобычи.

Сегодня вот вовсю ведутся геолого-разведочные работы на шельфовых участках компаний «Роснефть». В компании исходят из того, что Россия должна стать лидером освоения арктических ресурсов, экспортером высокотехнологичных нефтесервисных услуг. Вот что главное и значимо!

Но вместе с тем следует отметить, что в настоящее время существуют ряд факторов, препятствующих масштабному освоению недр континентального шельфа, в том числе:

– низкая геологическая изученность Континентального шельфа Российской Федерации и связанные с этим высокие риски вложения инвестиций;

- неблагоприятное с точки зрения природно-климатических и экономических условий местоположение большинства перспективных районов, что значительно повышает затраты на их изучение и освоение;
- отсутствие инфраструктуры, необходимой для добычи и транспортировки ресурсов;
- отсутствие достаточных и постоянных налоговых стимулов для потенциальных инвесторов в условиях существующего фискального режима, характеризующегося высокой долей изъятия со стороны государства и непредсказуемостью налоговой политики;
- необходимость применения сложнейших технических решений;
- крайне сложная система государственного управления и предоставления права пользования участками недр континентального шельфа;
- отсутствие нормативно-технической базы, а применение зарубежных стандартов к нашим условиям может привести к серьезным осложнениям;
- промышленная безопасность.

Мне кажется, что в итоговом документе нашей конференции должно прозвучать наше настойчивое предложение: ***сегодня нужна специальная государственная программа по освоению нефтегазовых ресурсов континентального шельфа и комплекс мер по ее реализации.***

Безусловно, в этот наш документ должна войти в качестве основной мысль о необходимости разработки специальной государственной программы по поддержке геологических изысканий, с конкретикой, с действенным контролем за ее реализацией.

Сегодня мы вынуждены признать, что реально грамотной, всеобъемлющей **стратегия развития ТЭК в России не существует**. Специалисты давно говорят, что нельзя считать «стратегией» существующие программы развития до нынешнего года, до 2035... Суть их – в гонке за наращивание добычи нефти. Казалось бы, в министерстве экономического развития должны озаботиться конкретными плановыми установками и мониторингом, контролем, но Минэкономразвитие давно уже превратилось в некий центр прогнозов, без установки плановых задач. Основные недостатки таких документов, традиционны: большое число направлений и задач, которые не сопровождаются конкретными конструктивными и реалистичными мерами реализации; малая значимость таких мер, как налоговое регулирование; полное отсутствие мониторинга и оценки результатов принятых решений, законов для коррекции стратегии и тактики.

Десять лет назад – в июне 2010 года – была обнародована Концепция развития отечественной геологии... И что? Существенных изменений положения дел не произошло. Объем инвестиций в геологоразведочные работы явно недостаточен, а прирост запасов в объеме 3,3 млрд. тонн за 10 лет значительно меньше, чем добыча, которая будет на уровне 5 млрд тонн. В 70-х годах доля разведочного бурения в общем объеме буровых работ у нас была 48%, а сейчас? – около 5%.

Прошедший период в целом характеризуется отрицательными цифрами и фактами в области развития ресурсной базы нефтегазового комплекса. И это на фоне положительных трендов в развитии минерально-сырьевой базы мира.

Открываемые месторождения менее крупные, из нефтяных месторождений, находящихся в нераспределенном фонде, подавляющее большинство имеют извлекаемые запасы менее 1 млн т, а запасы более 10 млн т имеют всего несколько месторождений. Усложняются горно-геологические условия. Неструктурные ловушки, тяжелые и вязкие нефти. Все это требует применения новых технологий, нового оборудования, инновационных подходов. А у нас на науку тратится 0,86% ВВП, значительно меньше, чем в передовых странах.

О налогах. Вернее, о налоговом удущье – иначе и не скажешь. Что получается? Доля изъятия из выручки нефтяных компаний более 70%. Налоги к выручке по ведущим зарубежным нефтяным компаниям составляют от 20 до 32%. Естественно, такая налоговая политика напрямую влияет на объем инвестиций. При высоком инвестиционном потенциале нефтегазового комплекса явно сдерживаются внутренние инвестиции. Весьма невелик приток иностранных инвестиций.

В генеральной налоговой схеме развития нефтяной промышленности должны, наконец, быть разработаны методы налоговой защиты новых инвестиций, налоговые методы стимулирования научно-технического прогресса, шире применяться налоговые каникулы и налоговые кредиты. Отмена инвестиционной льготы, как и отмена налога на воспроизводство минерально-сырьевой базы, – серьезные ошибки в проведении налоговой реформы. Подобные факты говорят об утрате перспективы, стратегического мышления. И сложность текущих, сегодняшних задач здесь вряд ли может служить оправданием.

Нам нужна такая система налогообложения, которая позволит значительно улучшить ресурсную базу углеводородов. Необходимо стимулировать предприятия вкладывать средства в поиск и внедрение методов повышения нефтеотдачи пластов, в новые технологии добычи, прекратить выборочную разработку месторождений, сократить фонд простаивающих из-за низких дебетов скважин, увеличить коэффициент нефтеотдачи. Государство по просьбе нефтяных компаний проводило некоторые изменения и корректировки налогового законодательства. Однако такие точечные решения не могут заменить отсутствие четкой системы.

Сегодняшняя наша жизнь сама ставит перед нашим профессиональным сообществом задачи, направленные на полное содействие наиболее прогрессивным системам производства, инновационным процессам. Думать о комплексном использовании недр *совместно с государственными структурами*. Совместно крайне волноваться вопросом: от чего зависит будущее нефтегазового комплекса, а значит и всей экономики? Ответ для любого профессионального специалиста ясен – от того: какие новые технологии в добыче мы сможем применить; какие

прорывы сможем осуществить в переработке нефти и газа. И главное – какие освоим новые регионы; какие будем иметь запасы! Мы, как специалисты понимаем, что российская нефтяная промышленность может столкнуться с очень серьезной проблемой воспроизводства минерально-сырьевой базы – сегодня у нас прирост запасов не соответствует физическому объему реализованных геологоразведочных работ. Текущий прирост запасов в основном обеспечивается вовсе не объемами поисково-разведочного бурения. По словам экспертов они дают не более 40% от общего прироста запасов. Остальная часть – это приписки, полученные путем завышения геологических запасов при снижении требований к качеству разведки и включения в разведанные запасы категории С2, а также переоценки запасов и увеличения КИН. Проверить их достоверность не представляется возможным.

Из года в год года министерство природных ресурсов декларирует фантастические цифры прироста запасов нефти и газа. Назывались цифры более 700 млн тонн нефти и 800 млрд м³ газа. Специалисты не понимают – откуда берутся эти цифры: то ли в министерстве имеют в виду геологические запасы, что, в принципе, не очень корректно; или это так называемые виртуальные запасы, полученные на компьютерах в кабинетах? Во всяком случае, нигде не было сообщений об открытии крупных новых месторождений.

При сохранении добычи нефти на таком высоком уровне, проблема истощения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья, а в особенности нефти, в ближайшем будущем станет крайне актуальной и острой. Некоторые аналитики предвещают серьезное истощение запасов нефти в России через очень небольшой период времени.

Еще раз упомяну, что по любым критериям лучшего «локомотива» для российской экономики, чем нефтегазовый комплекс, сегодня нет. Небольшая оговорка – конечно же, при эффективном государственном регулировании и контроле. Кстати, анализ показывает, что сегодня в самых крупных и конкурентоспособных странах государство принимает самое непосредственное участие в бизнесе, создает эффективные рыночные условия для его развития, не забывая о реализации насущных социально-экономических задач.

Союз нефтегазопромышленников России, считая эти вопросы очень важными, активно и настоятельно выражает свою позицию, что государственное регулирование должно быть базовой составляющей формирования мер, которые обеспечили бы нормальное функционирование ТЭК и его эффективное развитие в интересах государства, его населения и частного капитала. Это первое. Второе. Присутствие государства должно быть гораздо более качественным и более эффективным, чем сейчас. Мы предлагаем создать в рамках всей страны стройную систему управления инновационным процессом, разработки определенных стандартов, механизмов стимулирования внедрения новых технологий, в том числе и в области геологоразведки.

Естественно, все это требует совершенствования законодательной и нормативно-правовой базы. Перевод законодательства в русло создания эффективной государственной системы управления, способной осуществить кардинальные изменения в нефтяной сфере. Грустно констатировать, но по сей день мы бьемся за появление закона «О нефти и газе» (или Нефтегазового кодекса), доказываем неправомерность отмены льгот на ВМСБ в Налоговом кодексе... Любой специалист хорошо знает, как актуальны все эти базовые законы для работы минерально-сырьевого комплекса, как важна для работы нормальная правовая база.

Мы вместе с государством должны стремиться к одной цели – чтобы в ТЭК были все условия для нормальной работы: совершенная законодательная база, гибкая налоговая система с благоприятным режимом для развития производства, стабильных инвестиций.

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ АКАДЕМИКА А.Э. КОНТОРОВИЧА – РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(Приволжского)ФУ г. Казань. Академик АН РТ, РАЕН и АГН. Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18 (здание КГУ), тел.: (843) 233-73-84, davkaeva@mail.ru

Аннотация. За длительную историю развития нефтяной отрасли в республике накоплен огромный опыт разведки и разработки нефтяных месторождений различного калибра – от мелких и мельчайших до гигантских и супергигантских. Найдены подходы рационального освоения различных групп и категорий месторождений. Отработаны наиболее эффективные методы поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, современные наиболее совершенные гидродинамические методы разработки месторождений с активными и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе на поздней и постпоздней стадий разработки, широкое применение нашли методы увеличения нефтеотдачи (МУН) для различных геолого-физических условий, в том числе извлечения остаточных запасов длительно эксплуатируемых месторождений. Накоплен большой опыт разработки сложнопостроенных мелких месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН).

Ведутся научно-исследовательские работы (ОПР) по поискам эффективных методов разработки нетрадиционных залежей нефти (высоковязких, сверхвысоковязких нефтей и природных битумов - ПБ, в сланцевых и им подобных отложениях), а также по изучению феномена подпитки залежей осадочного чехла глубинными углеводородами через кристаллический фундамент (КФ).

Этот опыт опережающего развития РТ помогает в формировании принципов новой парадигмы развития отрасли.

Ключевые слова: парадигма, рациональное освоение месторождений, трудноизвлекаемые запасы, нетрадиционные месторождения, нетрадиционная нефть, ресурсы нефти, гидродинамические методы разработки, методы увеличения нефтеотдачи (МУН), геологические, извлекаемые запасы нефти, углеводороды (УВ), возобновляемые источники энергии (ВИЭ), топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Сегодня для России нефть и газ имеют по существу такое же большое значение как в годы войны, так и в послевоенный период. Очевидно, это будет всегда. Хотя СМИ изобилуют публикациями иного характера. Раньше в СМИ модно было писать о скором исчерпании углеводородов. По их прогнозам полное исчерпание может произойти уже в течение ближайших десятилетий.

Но главный вывод нашего рассмотрения [1] обеспеченности потребностей населения земного шара в источниках энергии и прежде всего наиболее привычных и экономичных его видах – углеводородах – состоит в том, что полное истощение потенциала ни в ближайшей перспективе, ни в более отдаленном будущем (сотни лет) нашей планете не грозит.

Но эра (по терминологии Запада) кондиционной (по-нашему «активных запасов») нефти, очевидно, завершится в основном в нынешнем столетии.

Далее новые месторождения углеводородов, очевидно, будут открываться в более сложных условиях (большие глубины бурения на суше и море, географически труднодоступные районы, сложные природно-климатические условия), а сами месторождения будут более сложными для освоения в связи с преобладанием в них труднооткрываемых и трудноизвлекаемых запасов (ТЗН).

В последние годы СМИ все чаще говорят о существенном снижении мировой потребности в УВ, во-первых, из-за развития производства возобновляемых источников энергии (ВИЭ), о так называемой зеленой энергетике. Во-вторых, о массовом переходе автомобилей на электродвигатели.

Конечно, ВИЭ нужно внедрять и в первую очередь в тех странах, где для этого имеются благоприятные условия и здесь они могут иметь свою заметную нишу. Но нужно иметь в виду, что производство энергии от этих источников будет существенно дороже, чем от традиционных. Это, естественно, повлияет на удорожание продовольствия и других необходимых для жизни человека вещей. Об этом писалось в ряде работ. Роль этого вида энергии пока существенно ниже ранее заявляемой.

Что касается перехода автомобильного транспорта на электродвигатели. Здесь достаточно своих проблем и надо учесть, что для производства электроэнергии нужны первичные энергоресурсы (ПЭР). Традиционно к ним относятся нефть, газ, уголь. Производимая на их основе энергия будет дороже. Кроме того, нефть, газ, уголь нужны для целого ряда химических производств, которые неуклонно растут.

Западные страны, не имеющие достаточных ресурсов нефти и газа всячески рекламируют ВИЭ. Они вынуждены широко использовать ВИЭ при необходимости конкурировать со странами, имеющими значительные резервы традиционных и нетрадиционных углеводородных ресурсов. Появление проекта Греты Тумберг очевидно из этой серии пиар-акций. Россия в этих условиях не должна идти, как говорят, по особому пути. Но она должна элементарно защищать свои интересы, обосновывать и защищать свое конкурентное преимущество, заключающееся в наличии необходимого количества традиционных и нетрадиционных ресурсов УВ, а не идти на поводке правил и стандартов, применяемых в западных странах, не имеющих необходимых природных ресурсов УВ.

Говоря о ресурсном потенциале недр нужно помнить, что практически начало добычи и широкого использования человеком нефти большинство людей говорили о неизбежном и скором истощении их запасов. Об этом СМИ продолжают говорить и писать до сих пор. Это объясняется тем, что существовал страх лишиться этих наиболее комфортных для человека топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Этому же способствовала закономерность неравномерного распределения УВ на планете. Эта неравномерность отмечалась как по разрезу осадочного чехла (стратиграфическим комплексам), так и по площади Земли. В результате более половины стран не имели достаточных ресурсов УВ или не имели их вообще. Это создавало объективные условия для международной торговли нефтью и газом. Причем раньше в этой торговле была сравнительно честная конкуренция. А сейчас все изменилось – появились торговые войны (реальные и информационные). Это обязательно нужно учитывать в практической деятельности, особенно нефтедобывающим странам.

На фоне страха истощения мировых запасов нефти периодически происходят кризисы, связанные с перепроизводством, великая депрессия 30-х годов прошлого столетия показала отсутствие в мире механизмов прогнозирования, предупреждения и преодоления негативного влияния кризисов на развитие нефтегазового комплекса. Долгие годы большую роль в регулировании развития нефтегазовой отрасли играла ОПЕК. Но с конца прошлого столетия этой организации такая роль удавалась с большим трудом. Это объясняется изменением мировой конъюнктуры. В конце прошлого столетия в число экспортеров вошли такие мощные производители нефти, как США, Канада, Бразилия и др. Нефтьсладцевая революция в США превратила эту страну из самой большой импортирующей в нефтеэкспортирующую. Канада стала большим нефтеэкспортером за счет успешного освоения технологий добычи огромных ресурсов тяжелой нефти. Бразилия и ряд других стран ускоренно осваивают богатейшие морские месторождения. В результате технических революций в освоении нефтегазовых традиционных и особенно нетрадиционных ресурсов в различных геологических условиях целый ряд стран из стадии длительного падения добычи по причине истощения запасов перешли в стадию стабильного роста добычи углеводородов [1].

Последние переговоры в апреле 2020 г. по регулированию мировой добычи нефти с целью придти к справедливым ценам на уровне ОПЕК+ даже с вынужденным неформальным участием США в этом процессе шли очень сложно и противоречиво. Кстати, на этих переговорах Россия вела себя не лучшим образом, по существу, сорвав эти переговоры. Успех их имел огромное значение для страны. В срыве переговоров Россия обвинила Саудовскую Аравию. Поистине – с больной головы на здоровую.

Только уникальная ситуация нефтяной отрасли мира, когда всем основным участникам переговоров (Саудовской Аравии, России, США) очень нужна была справедливая цена на нефть, позволяющая сохранить добычный потенциал отрасли и более надежные перспективы дальнейшего его развития.

Дальнейшее развитие нефтяного рынка в текущем году, очевидно, потребует возобновления переговоров.

Общая обстановка в мире не дает оснований говорить о возможности регулировать нефтедобычу на мировом уровне, что будет способствовать дальнейшим периодам дестабилизации нефтяного рынка. В этих условиях нужна разумная политика России в вопросах нефтегазодобычи [3].

В этой связи большой интерес представляют предложения А.Э. Конторовича о необходимости смены нынешней парадигмы развития [1], которая состояла в последовательном освоении новых нефтегазоносных провинций, двигаясь с Запада на Восток. При этом главный упор делался на открытие и освоение в первую очередь крупных и гигантских месторождений.

А.Э. Конторович пишет [2]: «парадигма Губкина-Байбакова-Трофимука себя исчерпала. Когда мы реализовывали первую парадигму, мы шли по гигантам, мелкие месторождения часто не замечали, их никто не вводил в разработку, они не представляли интереса. Особенность парадигмы развития нефтегазовой отрасли России в XXI веке будет состоять, в частности, в освоении в старых районах нефтедобычи мелких месторождений нефти с запасами до 5 млн тонн. Освоение мелких и мельчайших месторождений теперь становится важной государственной задачей и первой задачей отрасли».

«Вторая задача нового поколения исследователей, геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков нефтяных и газовых месторождений – крайне аккуратно, бережно, с помощью самых новейших технологических разработок продолжать разрабатывать одряхлевшие гиганты, извлекать остаточную нефть из залежей».

К представленной новой парадигме развития нефтегазового комплекса считаю нужным сделать следующие замечания.

Что касается парадигмы И.М. Губкина – Н.К. Байбакова – А.А. Трофимука, то ее в полной мере можно использовать в поисках и разработке месторождений в новых объектах – шельфа, а затем и более глубоководных отложениях восточных и северных морей. Это обширные территории. Здесь большие возможности открытия крупных нефтяных, нефтегазовых и газовых месторождений.

На территории суши РФ приоритетное внимание необходимо также уделять крупным (гигантским и супергигантским) месторождениям. Открытие таких месторождений здесь ограничено. Но ранее открытые и находящиеся в длительной эксплуатации крупные месторождения имеют огромный нереализованный потенциал развития [3].

В чем он заключается?

Во-первых, эти месторождения крупные, запасы которых равны десяткам и даже сотням запасов так называемых мелких месторождений.

Во-вторых, принятая практика периодического пересчета запасов таких месторождений, как правило, показывает постоянное их увеличение.

В-третьих, технический прогресс в освоении ультранизкопроницаемых пластов обосновывает переход на подсчет вместо так называемых балансовых – геологических запасов. Это существенно увеличивает запасы, а технический прогресс в разработке снижает долю неподвижных и увеличивает количество подвижных запасов. В этом же направлении работают методы увеличения нефтеотдачи.

Так на Ромашкинском месторождении за счет доразведки первоначальные запасы увеличились в 1,32 раза, а с учетом дальнейшей переоценки за счет перехода на подсчет геологических запасов и повышение КИН это увеличение составит в 2,1 раза (а это более 1,7 млрд т). Дальнейшая доразведка позволит еще более нарастить геологические запасы. Все это позволяет увеличить сроки разработки месторождения с 40–50 лет (как планировалось первоначально) до 200 лет.

В-четвертых, развитие теории и практики подпитки месторождений углеводородами из глубин недр Земли увеличивает ресурсный потенциал и неопределенно долго обеспечивает добычу из месторождений.

На крупных и гигантских месторождениях резервы заключаются в сравнительно низких проектных КИН – 0,4–0,5 по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в третьей и четвертой стадиях разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это у нас в РФ практически еще не применялось. А на Западе уже применяется широко.

При этом потребуются уплотнение ранее применяемых редких сеток скважин в основном за счет бурения инъекционных ГС, а в отдельных случаях и добывающих МЗС.

Дорого? Да! Но на Западе же применяют. Чтобы в РФ появилась заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4–0,5 до

0,6–0,7 и выше государству на этот период разработки месторождения надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем – оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую жизнь. Существенное отставание России во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК – активно все поддержат.

Что касается мелких и средних месторождений, то 45-летний опыт их освоения в РТ, обобщенный в наших работах, свидетельствует о больших перспективах их освоения, как это признается в новой парадигме. Но стратегия их освоения должна существенно отличаться от крупных месторождений. Об этом также сказано в настоящей книге. Она основана на разработке ТЗН. Их не нужно путать с нетрадиционными месторождениями. Геологические условия их весьма различны. Но и сами трудноизвлекаемые запасы традиционных нефтей характеризуются большим разнообразием геологического строения. Так, в РТ категорий ТЗН выделено большое количество – 21. Все они требуют своих особых подходов к разработке. В разных регионах выделение категорий ТЗН имеет свои особенности. Но выделять их нужно для целей приоритетности освоения и повышения эффективности разработки залежи.

Анализ разработки нефтяных месторождений 34-х МНК РТ указывает на большие успехи в рациональном их освоении. Так за немногим более 20-ти лет балансовые запасы этих месторождений увеличились в 1,25 раза, извлекаемые – более чем в 1,7 раз.

Дальнейшее развитие переоценки запасов, применения новых технологий разработки МУН, новых методов исследований позволят в перспективе вдвое увеличить запасы нефти (по сравнению с современным уровнем), утроив объемы бурения скважин (также по сравнению с пробуренными к настоящему времени) (табл. 1).

Таблица 1

Прогноз динамики запасов и объемов бурения по МНК на длительную перспективу.

Период	Динамика пробуренного фонда скважин	НИЗ млн.г	КИН
2020а.	7131	423,5	0,258
2030а.	+3750*	+100	0,306
2045а	+3750*	+100	0,39
Вторая половина столетия	+7500*	+125	0,437

Примечание:* объемы бурения могут быть значимо уменьшены за счет более широкого применения БС, РГС, МЗС. В расчетах предполагалось бурение ВС.

Залежи традиционных нефтей в РФ и РТ в этом столетии будут требовать основного внимания. Прежде всего здесь нужно провести ревизию балансовых запасов всех месторождений, пересчитав их в соответствии с понятием геологические запасы с учетом современных данных по их геологическому строению. Затем КИН обосновать исходя из современных технологий разработки. Одновременно определить извлекаемые запасы разных категорий по всем выделяемым в регионах категориям АЗН и ТЗН. Это позволит дать качественную оценку запасов. Все это позволит существенно увеличить реальные запасы нефти, не затрачивая средств на их разведку. Рост реальной ресурсной базы будет получен за счет аналитических работ. Разведка и доразведка нефтяных месторождений будет вестись по обычной практике ГРП.

Анализ современных и прогнозных ресурсов и запасов традиционных и нетрадиционных нефтей по РТ показан на рис. 1.

В РФ огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Тогда почему же Россия должна заниматься нетрадиционными топливно–энергетическими ресурсами (ТЭР)?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных.

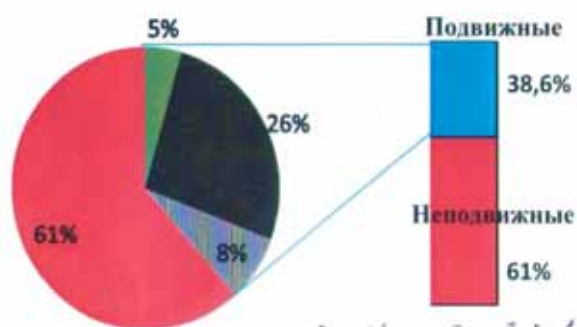
Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развитие ТЭК на 20 лет необходимо смотреть дальше – на 40–50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии ТЭК.

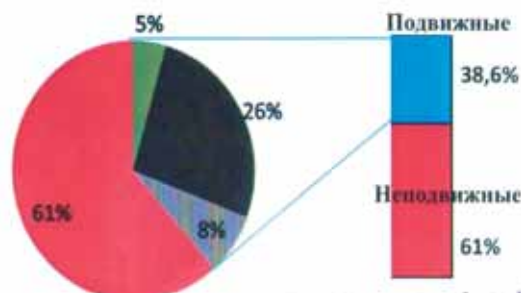
В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором (НГС) в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.)

В пятых, в настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и ПБ,

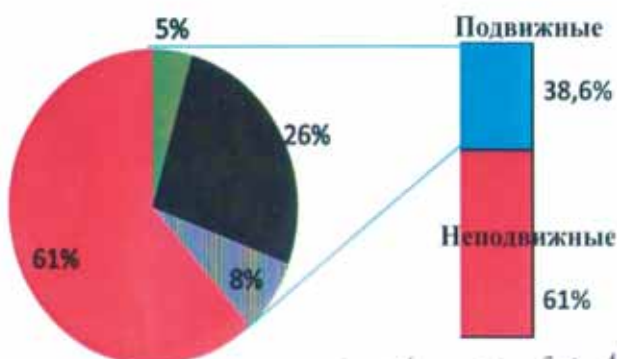
1.1. По официальным данным



1.2. По данным анализа с учетом уточнения геологического строения и применения новых технологий разработки (традиционная нефть) (увеличение геологических запасов против рис. 1.1 в 1,22 раза)



1.3. С учетом нетрадиционных ресурсов углеводородов. (увеличение геологических запасов против рис. 1.1 в 1,82 раза)



- Подвижная нефть
- Накопленная добыча нефти
- Текущие извлекающие запасы (ТИЗ)
- Запасы для первоочередной рваведки
- Нетрадиционные
- Неподвижные нетрадиционные
- Неподвижная нефть
- Увеличение КИН

Рис. 1. Анализ потенциала и качества запасов и ресурсов нефти по РТ (по Р.Х. Муслимову).

отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны как США, Китай и Россия, как великие державы в ТЭК должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

Все это позволяет считать, что запасы традиционных нефтей еще долго (несомненно, более 100 лет) будут являться основными объектами добычи.

Залежи нетрадиционных нефтей отличаются по условиям формирования и геологическому строению. Технологии их разработки отличны от разработки залежей традиционных нефтей. Затраты на их добычу будут существенно выше. В перспективе они также могут быть разделены по различным группам, требующим разных технологий разработки и различных затрат. Так, запасы СВН и ПБ в РТ по сложности и стоимости освоения весьма различны. Так, наиболее благоприятные из них составляют не более 10%, благоприятные около 15%. Остальные требуют новых технологий и только при их создании могут быть рентабельны для разработки.

Что касается сланцевых и им подобных отложений (доманик Волго-Уральской НГП, бажен Зап.Сибири), то видимо, серьезно рассчитывать на них в текущем столетии вряд ли стоит. Слишком сложные геологические условия и наличие легких нефтей в малом количестве. А основные запасы находятся в керогене. Технологий добычи нефти из них нет и они пока даже не просматриваются. Это весьма осложняет поиск новых технологий добычи. Тем более если исходить из высказывания А.Э. Конторовича: «В новую парадигму перейдут и проблемы освоения Арктики. Это гигантские ресурсы нефти и газа, и это замерзающие моря, льды, чрезвычайно ранимая природа, а значит, это совершенно иные подходы и технологии. Но, как это ни печально, для работы на таких акваториях ни технологий, ни оборудования нет ни в России, ни в других странах».

Если мы будем применять другие подходы к добыче УВ из этих отложений, о чем справедливо говорит А.Э. Конторович, то мы будем вынуждены заниматься не только добычей легкой нефти, но и добычей из основной массы – керогена.

Создание таких методов потребует существенно большего времени, чем понадобилось США для освоения современных методов добычи из сланцевых отложений (около 30 лет).

Таким образом, в современных условиях остается уповать на широкое внедрение МУН на разрабатываемых и вновь осваиваемых месторождений с ТЗН.

Что объединяет старые и новые районы нефтедобычи, старые и новые месторождения в современных условиях? Необходимость в обоих случаях широкого применения МУН. Оценка потенциальных возможностей МУН показана в табл. 2.

Таблица 2

Потенциальные возможности МУН по увеличению КИН

№	МУН	Увеличение КИН, пунктов%	Условия внедрения
1	Физико-химические		
1.1.	Потокоотклоняющие технологии	8–10	Терригенные коллекторы Д и С, МВН и НПВ
1.2.	Повышающие $K_{\text{выт}}$	3–5	Терригенные коллекторы Д и С, МВН и НПВ
1.3.	Комплексные технологии	5–10	Терригенные и карбонатные коллекторы Д и С
2	Физические		
2.1.	ГРП.	5–10	Плотные терригенные и карбонатные коллекторы Д и С
2.2.	Воздействие физическими полями	5–10	Плотные терригенные и карбонатные коллекторы Д и С
2.3.	Разбуривание системой ГС	10–15	Плотные терригенные и карбонатные коллекторы Д и С
3	Газовые		
3.1.	Газовые	8–15	Терригенные коллекторы Д и С с МВН
3.2.	Водо-газовые	8–15	Терригенные коллекторы с МВН и НПВ
3.3.	Смешивающееся вытеснение	8–15	Однородный пласт, отсутствие трещин, МВН, регенерация, коррозия
3.4.	Газы высокого давления, азот, дымовые газы	до 10	Однородный пласт, отсутствие трещин, МВН, регенерация, коррозия
4.	Тепловые		
4.1.	пТВ	15–35, а для тяжелых нефтей 70–80	Однородный пласт, НПВ, ВВН, СВН, ПБ. Теплотери, вынос песка, технические проблемы
4.2.	птос	до 10–15, для тяжелых нефтей 25–50	Однородный пласт, НПВ, ВВН, СВН, ПБ. Теплотери, вынос песка, технические проблемы
4.3.	вГ	20–35, а для тяжелых нефтей 70–80	Сравнительно однородный пласт, МВН, СВН, ПБ. Низкий охват горением. Технические проблемы, неудовлетворительная охрана окружающей среды
4.4.	Горячая вода	до 5	Однородный пласт, МВН, НПВ. Научная технология
5	ПГВ (парогазовое воздействие)	25–50	Тяжелые нефти и ПБ
6	Микробиологические	до 8	Однородный пласт, МВН, НПВ. Научная технология
7	Рудничные	70–90	Сложные технологии, дороговизна, техника безопасности.

Роль МУН в разработке нефтяных месторождений зависит от их продуктивности и стадии разработки.

Высокопродуктивные объекты следует осваивать с применением гидродинамических методов. Третичные МУН следует широко применять в конце второй – начале третьей стадии разработки, когда на участке воздействия уже сформировалась внутрислоевая динамика потоков нагнетаемой воды, когда определялись направления обводнения залежи.

На высокопродуктивных месторождениях если в первой и второй стадиях разработки МУН не играют решающей роли в системе разработки высокопродуктивных объектов, то в третьей и поздней стадии внедрение МУН является основным элементом разработки, позволяющим обеспечить оптимальную динамику добычи нефти, рентабельную разработку месторождения при высокой обводненности продукции и повышение нефтеизвлечения.

Поэтому подход к применению МУН в поздней и постпоздней (четвертой и пятой) стадиях имеет особенности, заключающиеся:

- в массированности и адресности их применения, охватывающей все нагнетательные и добывающие скважины объектов, подходящих по геолого-физическим условиям к применению тех или иных МУН;
- во внедрении МУН по системной технологии с обязательной регулярностью (не реже одного раза в 1,5–2,5 года в зависимости от мощности применяемого МУН);
- в обязательной закачке в пласт необходимого расчетного объема реагентов при цикличности закачки

растворов в нагнетательные скважины с постепенным увеличением объемов оторочек, комплексированием и периодической сменой закачиваемых составов, т.е. созданием нестационарных условий воздействия;

- объемы закачанных реагентов в скважины должны быть достаточны для воздействия на весь объем залежи (блока, участка);
- нефтевытесняющая способность закачиваемых растворов во времени должна повышаться;
- в непрерывном совершенствовании геолого-физических критериев эффективного применения МУН с целью повышения качества подбора технологий для конкретных условий участков залежей;
- совершенствовании применяемых и создании новых технологий с учетом техногенного изменения геолого-физических характеристик объектов в процессе разработки;
- во внедрении МУН в соответствии со специальными проектами, составленными на основе моделирования процессов воздействия на геолого-гидродинамических моделях.

При проектировании разработки малоэффективных месторождений необходимо с самого начала применить новые технологии, повышающие темпы разработки и обеспечивающие на этой основе рентабельную разработку. Это существенно улучшает экономические показатели разработки.

Дифференциация ТЗН – объективная необходимость современного развития нефтяной отрасли в первую очередь стран, не входящих в ОПЕК. Это позволит целенаправленно вести работы по их освоению. Что-то похожее по дифференциации запасов по степени сложности освоения сделано или делается в США. Но у нас пока этим занимались отдельные энтузиасты. Оно не стало практикой нефтяных компаний и регионов. Но рано или поздно это придется делать, так как бурный рост доли ТЗН требует минимизации затрат на их освоение, что невозможно без внедрения новых технологий нефтеизвлечения, а последние неэффективны без детальных геологических исследований объектов.

Несмотря на развитие в мире добычи некондиционной нефти, нетрадиционных источников углеводородов и ВИЭ, добыча обычной нефти и природного газа будут всегда более привлекательны и страна, которая будет их иметь через 50–100 и более лет окажется в лучшем положении. Кроме того, надо учесть такой немаловажный фактор, как использование поступлений от нефти и газа. При сегодняшнем уровне коррупции в РФ значительная часть этих поступлений идет не во благо страны. Может быть, к середине текущего столетия (если не удастся искоренить, то хотя бы существенно уменьшить коррупцию в стране) средства от реализации нефти, нефтепродуктов и газа будут способствовать реальному процветанию России и ее народа.

В этом отношении можно привести опыт Норвегии, которая, открыв первое месторождение в Северном море, не спешила добывать нефть и в течение 20 лет готовила для этого законодательную и техническую базу.

Опыт планирования в современной России, базирующийся на стратегии развития ТЭК, указывает на низкое качество таких документов (за этот короткий период было три стратегии, которые фактически не соответствовали реалиям жизни и которые не определяли пути оптимального функционирования ТЭК). Основные причины этого – отсутствие научного обоснования потребностей в ТЭР, взаимоувязка добычи и потребления различных ТЭР, слабая связь общего развития ТЭР РФ с развитием ТЭР регионов, непроработанность компенсации потерь от возможных переодических кризисов, непроработанность вопросов влияния инноваций и налогового стимулирования на развитие ТЭК. Как показывает опыт РТ, наличие резервов, накопленных в благополучные для ТЭК годы, способствует нормальному развитию отраслей ТЭК в кризисные годы. Этому также в значительной мере помогают меры налогового стимулирования также отработанные в 90-е годы прошлого столетия в РТ.

Опыт устойчивого развития отраслей ТЭК и в первую очередь нефтяной промышленности РТ также указывает на необходимость постоянного изучения ресурсной базы различных ТЭР и отработки методов их эффективного извлечения с использованием новейших инновационных технологий. Все это необходимо делать в научном плане с перспективой дальнейшего их использования.

Опыт РТ показывает, что в благоприятные годы нужно наращивать резервы нефтедобычи. Так, за четверть века до рыночных реформ нефтяники накапливали резервы: большой объем разведочного и эксплуатационного бурения, наращивание запасов различным путем, развитие науки, применение новых технологий налогового стимулирования. Это позволило объединению «Татнефть» сравнительно спокойно пережить трудности перехода на рыночную экономику, кризисы 1998 и 2008 г.

Инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Во-первых, сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнения десятков различных тем. Во-вторых, такой проект после официального утверждения ЦКР приобретает силу закона и обязывает НК его исполнять. Конечно, такие структуры, как ГКЗ и ЦКР, должны быть как минимум при Правительстве РФ (подобие США) или хотя бы в ГКЗ.

Сегодня нам видятся следующие направления применения МУН:

1. Детальное изучение геологического строения месторождений современными методами мирового уровня. С применением нанометодов и новых принципов вплоть до теории эффективного порового пространства (ЭПП).
2. Составление геологических моделей с новых научно-практических позиций.
3. Оптимизация гидродинамических систем и режимов разработки нефтяных месторождений.
4. Подбор наиболее предпочтительных для данных геологических условий МУН и ОПЗ.

5. Оценка предпочтительных МУН в лабораторных (вытеснение на моделях пород данного месторождения) и промысловых условиях (ОПР).
6. Изучение эффективности комплексирования различных МУН.
7. Экспериментирование и внедрение наукоемких методов (волновые, микробиологические).
8. Проведение работ в принципиально новых направлениях: превращение породы-неколлектора в коллектор, плохой коллектор – в средний, средний – в высокопродуктивный, также низко- и среднепродуктивных залежей в высокопродуктивные.

На месторождениях МНК РТ отработана система внедрения МУН.

Таким образом, МУН являются все более востребованными. Основой для их внедрения служат гидродинамические системы разработки, на основе которых эффективно работают физико-химические, физические, микробиологические. Водо-газовые методы. А тепловые и газовые методы используют метод разработки месторождений с гидродинамическими системами.

Исходя из изложенного становится очевидным необходимость в новой парадигме акцентировать внимание на вопросах широкого применения МУН на традиционных месторождениях и широких научных исследований и ОПР по созданию и опробованию новых методов разработки залежи нетрадиционных нефтей.

Сегодня невозможно не отметить в новой парадигме необходимость широких исследований по проблемам глубинной нефти.

В развитии идей Н.А. Кудрявцева современными исследованиями установлено, что нефтяные месторождения связаны с нефтеподводящими разломами, которые в свою очередь проявляются как нефтеподводящие каналы [5]. Под крупными нефтяными месторождениями имеются нефтеподводящие каналы, за счет деятельности которых оно и сформировалось (рис. 2, 3) [4–6].

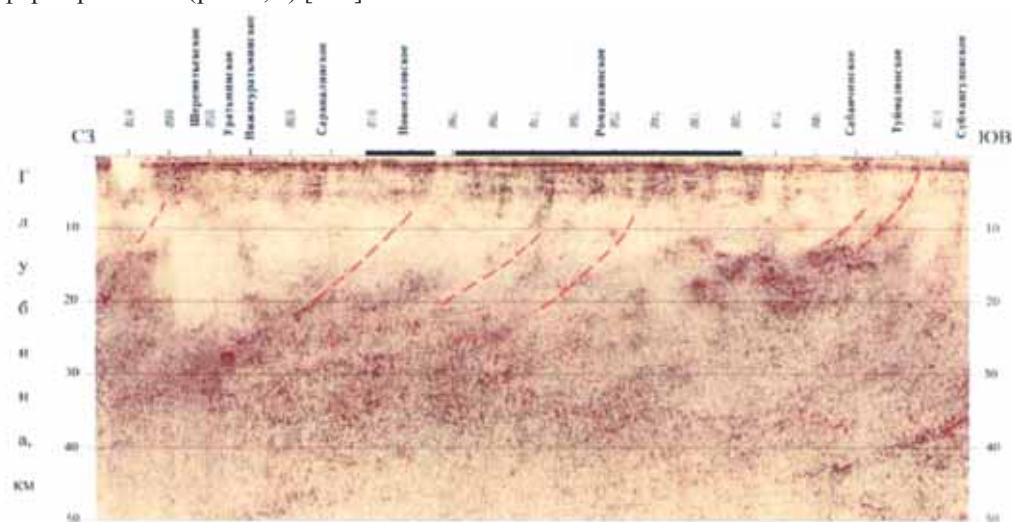


Рис. 2. Иллюстрация приуроченности нефтяных месторождений Южно-Татарского свода к субвертикальным динамическим аномалиям. Последнее, в свою очередь, связаны с глубинными структурами земной коры.

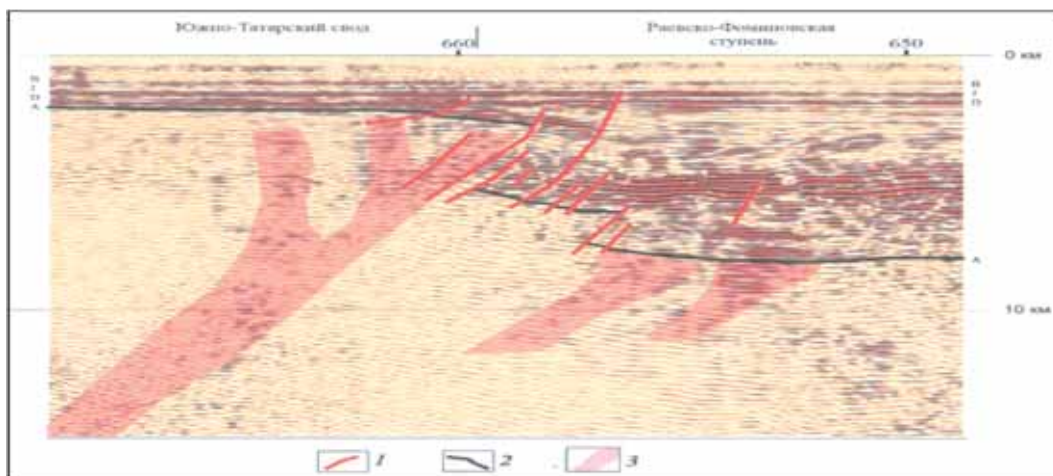


Рис. 3. Нефтеподводящие каналы на примере юго-восточного ограничения Южно-Татарского свода: 1 – разрывные нарушения по осадочному чехлу, 2 – поверхность фундамента, 3 – глубинные тектонические нарушения – предполагаемые нефтеподводящие каналы (по данным Трофимов, 2014).

1. Бочаров В.А. Мировая добыча нефти: история, современное состояние и прогноз. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 2010. 372 с.
2. Конторович А.Э. Глобальные проблемы нефти и газа и новая парадигма развития нефтегазового комплекса России//Наука из первых рук. № 1. 2016. С. 6–17.
3. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее: (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. 750 с. 798 с ил.
4. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Моделирование разработки нефтяных месторождений с учетом их формирования на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами//Нефтяное хозяйство. № 3. 2019.
5. Муслимов Р.Х. Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени//Георесурсы. № 4. 2019. С. 55–62.
6. Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение. Методы обнаружения и способы их активации//Георесурсы. № 1. 2002. С. 18–23.

НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОЕКТА УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ КРУПНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИЕЙ НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМИЧЕСКОЙ МЕЖОТРАСЛЕВОЙ МОДЕЛИ

В.А. Крюков, А.О. Баранов, В.Н. Павлов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН», Новосибирск

При оценке эффективности реализации крупных инвестиционных проектов возможно использование двух различных подходов. Первый состоит в оценке финансовых потоков проекта и на их основе показателей экономической и общественной эффективности проекта. Для оценки экономической эффективности проекта рассчитываются стандартные показатели – IRR, NPV, срок окупаемости и т.д. для самого проекта. При расчете общественной эффективности учитываются косвенные эффекты от реализации проекта в смежных отраслях, а также дополнительные поступления в бюджеты различных уровней, связанные с реализацией собственно проекта, а также увеличение доходов бюджетов, связанное с воздействием проекта на предприятия в смежных отраслях производства [1, 2]. Однако в рамках данного подхода невозможно учесть все мультипликативные эффекты, возникающие в национальной экономике в результате дополнительных вложений в анализируемый проект, обусловленные межотраслевыми связями.

Второй подход основан на межотраслевом анализе последствий реализации проекта. В этом случае используются данные таблиц «Затраты – Выпуск», которые через межотраслевые связи позволяют учесть воздействие реализации проекта на всю совокупность видов экономической деятельности. Использование таблиц «Затраты – Выпуск» для анализа воздействия добывающих отраслей на развитие национальной экономики предпринимались многими авторами ([3], [4], [5]). Однако в этих работах анализируются не отдельные проекты, а влияние целых отраслей добывающей промышленности на макроэкономические и отраслевые показатели. Помимо этого, анализ проводится с использованием статических межотраслевых моделей, что не дает возможности прогнозирования динамических эффектов в экономике, являющихся результатом реализации проектов.

По нашему мнению, наиболее удобным инструментом для реализации второго подхода являются динамические межотраслевые модели с отображением инвестиционного лага, позволяющие учитывать разновременность затрат и результатов, т.е. рассчитать динамические эффекты, связанные с инвестициями в проект и с его функционированием.

Такой подход позволяет оценить абсолютный прирост ВВП и валового выпуска национальной экономики, связанный с реализацией проекта, а также его воздействие на динамику производства в других отраслях. Кроме того, появляется возможность прогнозировать изменение структуры валового выпуска, являющееся результатом выполнения проекта. Количественная оценка прироста ВВП и валового выпуска позволяет сделать прогноз дополнительных поступлений в консолидированный бюджет, связанных с прямыми и косвенными эффектами от реализации проекта.

Цели исследования состояли в оценке бюджетной эффективности проекта, под которой мы понимаем увеличение поступлений в консолидированный бюджет на рубль предоставленных ПАО «Татнефть» налоговых льгот, а также в расчете мультипликативного эффекта от данного проекта, рассчитываемого как прирост суммарного валового выпуска и ВВП экономики России в прогнозном периоде на рубль инвестиций, вложенных в проект.

1. Описание исходных условий расчетов

В исследовании была предпринята попытка оценки последствий освобождения ПАО «Татнефть» от платежей НДС на период реализации инвестиционного проекта в 2019–2033 гг. на сумму 380,7 млрд руб. Освобождение от налогов предоставляется для реализации проекта увеличения добычи нефти на общую величину 245,2 млн тонн. Планируется, что одна треть прироста производства нефти, полученного в результате реализации проекта,

будет использоваться для экспорта и две трети – для внутреннего производства в соответствии с традиционными пропорциями распределения нефти, произведенной ПАО «Татнефть».

Суммарный объем инвестиций в проект за весь прогнозный период в ценах 2018 г. составляет 790,3 млрд руб. Инвестиции направляются на бурение дополнительных скважин, дополнительное обустройство действующих месторождений, приобретение оборудования и развитие производственной инфраструктуры.

По данным ПАО «Татнефть», прирост выручки в ценах 2018 г. за период 2019–2033 гг. составит 3131,5 млрд руб.

Предполагается, что ставки налогов в прогнозном периоде будут стабильными и соответствовать значениям 2019 г.

2. Характеристика используемого аналитического инструментария

Для проведения прогнозных аналитических расчетов использовалась 64-отраслевая динамическая межотраслевая модель (ДММ) экономики России, разработанная в ИЭОПП СО РАН и в Новосибирском государственном университете [6]. Модель включает 32 отрасли первого подразделения (производство средств производства и услуг, обеспечивающих промежуточное потребление) и соответствующие 32 отрасли второго подразделения (производство предметов потребления и услуг, обеспечивающих потребление домашних хозяйств). В номенклатуре отраслей модели в каждом подразделении выделен вид экономической деятельности «Добыча нефти» (Добыча сырой нефти и нефтяного (попутного) газа; извлечение фракций из нефтяного попутного газа – в терминах ОКВЭД). Особенностью использовавшейся ДММ является то, что в ней в явном виде учтены инвестиционные лаги в отраслях. Иначе говоря, эффект от инвестиций проявляется в виде ввода в действие дополнительных основных фондов и дополнительного прироста продукции лишь через определенное время после инвестирования. Другой существенной особенностью является то, что отрасли Машиностроение и Строительство в ДММ разделены на фондосоздающую и нефондосоздающую части. Машиностроение разделено на «Производство машин и оборудования» (отрасль, формирующая активную часть основного капитала) и «Машиностроение нефондосоздающее» (производство комплектующих изделий, запасных частей и вооружений). Продукция отрасли «Производство машин и оборудования» является материально-вещественным наполнением инвестиций в основной капитал в части затрат на приобретение машин и оборудования. Строительство разделено на «Строительство зданий и сооружений» (фондосоздающее строительство) и «Строительство нефондосоздающее» (производство текущего ремонта зданий и сооружений). Продукция отрасли «Строительство зданий и сооружений» является материально-вещественным наполнением инвестиций в основной капитал в части затрат на строительно-монтажные работы и прочие капитальные работы и затраты. Таким образом, в используемой в расчетах ДММ увязано производство продукции фондосоздающих отраслей, инвестиции в основной капитал и, с учетом инвестиционного лага, ввод в действие основного капитала. Такая увязка в полной мере осуществлена и применительно к процессу воспроизводства основного капитала в нефтедобывающей промышленности.

Информационной базой для расчетов по ДММ являлись данные Системы национальных счетов России и таблицы «Затраты-Выпуск», построенные Росстатом для экономики России применительно к 2015 г., а также данные ПАО «Татнефть» об основных параметрах анализируемого инвестиционного проекта.

Информационная база ДММ построена в ценах 2015 г. по методике, разработанной в ИЭОПП СО РАН. Для периода 2016–2018 гг. были выполнены имитационные расчеты, максимально приближенные к фактической динамике макроэкономических и отраслевых показателей экономики России. Далее были выполнены прогнозные расчеты на период 2019–2033 гг. Макроэкономические результаты расчетов по ДММ и оценка будущих налоговых поступлений, генерируемых проектом, переводились в цены 2018 г. с использованием дефлятора ВВП, опубликованного Росстатом, и равного в период 2016–2018 гг. примерно 123%.

3. Описание основных предположений, используемых в расчетах

В основу расчетов был положен вариант динамики экономики России, ориентированный на выполнение майских (2018 г.) указов Президента России. Такая динамика является оптимистическим вариантом развития российской экономики¹. Предполагалась «гладкая» (бескризисная) траектория динамики валового выпуска и ВВП экономики России в прогнозном (2019–2033 гг.) периоде (см. график 1), так как целью данного исследования не было прогнозирование кризисов. Именно в этот вариант развития российской экономики был «встроен» проект ПАО «Татнефть». Использование более пессимистичных вариантов развития экономики России приведет к некоторому снижению эффектов от реализации проекта, но принципиально их не изменит.

Для полноты оценки экономического эффекта от реализации проекта ПАО «Татнефть» было учтено влияние на экономику дополнительных бюджетных доходов, непосредственно генерируемых проектом. При этом предполагалось, что эти дополнительные доходы будут использованы по мере их поступления для развития экономики в виде инвестиций. Это предположение соответствует планам по реализации в 2019–2024 гг. национальных проектов, так как, по нашей оценке, не менее 60% затрат в рамках этих проектов будет направлено на увеличение инвестиций в основной капитал [8, с. 68–69]. В результате, реализация проекта ПАО «Татнефть» влияет на экономическую динамику не только в нефтедобывающей промышленности и, через межотраслевые связи, на развитие смежных отраслей, но и через генерацию дополнительного спроса на товары и услуги, связанного с увеличением доходов и расходов консо-

¹ Другие варианты развития российской экономики описаны авторами в [7].

лидированного бюджета России (см. схему 1). В отсутствие учета фактора пополнения консолидированного бюджета за счет реализации проекта ПАО «Татнефть» эффект от реализации проекта на уровне экономики в целом будет существенно меньше. Однако *не учет* этого фактора является заведомым занижением эффектов от реализации любых проектов в нефтяной промышленности, которая является важнейшим источником пополнения консолидированного и, в особенности федерального бюджета России. Еще раз обращаем внимание на то, что дополнительные (прямые и косвенные) доходы бюджета, связанные с реализацией проекта ПАО «Татнефть» в расчетах направляются в инвестиции, то есть на развитие производства, что является весьма актуальным для российской экономики, имеющей в последние годы низкие темпы роста инвестиций в основной капитал. В случае, если эти доходы будут направлены, например, на приобретение облигаций Федерального казначейства США или государственных ценных бумаг других иностранных государств, эти эффекты работать не будут.

На основе данных Центра ресурсной экономики ИЭОПП СО РАН предполагалось, что все виды налогов в цене нефти, продаваемой на экспорт, составляли 57%, а в цене нефти, реализуемой на внутреннем рынке, были равны 71,7%. По данным ПАО «Татнефть», доля экспорта в объеме реализации компании составляет примерно 34%, доля внутреннего потребления 66%.

4. Анализ результатов прогнозных расчетов в ситуации с Проектом и в ситуации без Проекта

Влияние проекта ПАО «Татнефть» на развитие экономики России в прогнозном периоде на макроуровне весьма ограничено. Общая сумма ВВП за период 2019–2033 гг. по прогнозу с включением проекта ПАО «Татнефть» возрастает на 0,8% по сравнению с прогнозом без проекта. Общая сумма инвестиций в основной капитал за период 2019–2033 гг. по прогнозу с включением проекта по сравнению с прогнозом без проекта возрастает на 0,6 %. Динамика прироста инвестиций в основной капитал в экономике России по годам в результате реализации проекта ПАО «Татнефть» приведена на графике 2.

Вместе с тем, сопоставление значений абсолютных макроэкономических показателей в прогнозе с проектом и без него позволяет оценить мультипликативные эффекты от реализации проекта ПАО «Татнефть». Прирост валового выпуска за период 2019–2033 гг. в ценах 2018 г. составляет 3627 млрд руб., соответствующий прирост ВВП – 2095 млрд руб. С учетом того, что суммарные инвестиции в проект составляют 790,3 млрд руб., мультипликатор инвестиций ПАО «Татнефть» по приросту валового выпуска равен 4,6 раза ($3627/790,3$), а по приросту ВВП 2,7 раза ($2095/790,3$). Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту продукции ПАО «Татнефть» равен 1,2 ($3626/3131,5$), где 3131,5 млрд руб. прирост продукции ПАО «Татнефть» за весь прогнозный период (см. таблицу 1 и пункт 1 статьи).

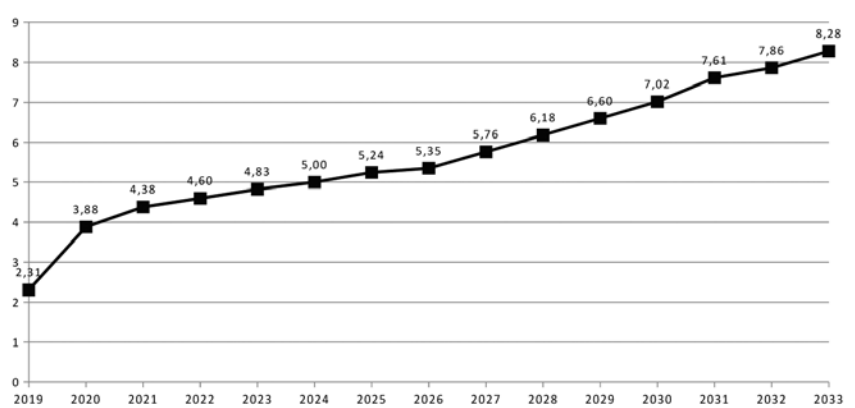


График 1. Темпы прироста ВВП экономики России в 2019-2033 гг. по базовому варианту, %.

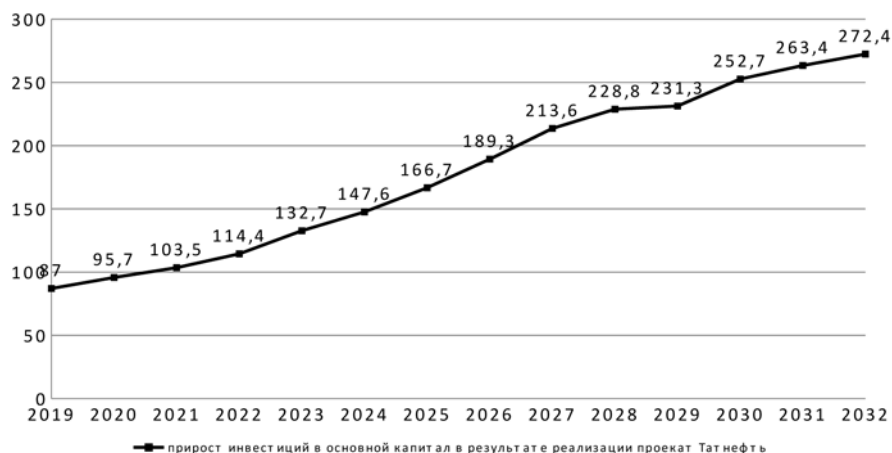


График 2. Прирост инвестиций в основной капитал в результате реализации проекта ПАО «Татнефть» в экономике России в 2019–2033 гг., млрд руб. цены 2018 г.



Схема 1. Схематическое представление влияния проекта ПАО «Татнефть» на развитие экономики России.

Таблица 1

Основные результаты расчетов по проекту ПАО Татнефть, млрд. руб., цены 2018 г.

Показатели	2019–2033 гг.
Прирост валового выпуска экономики России с учетом межотраслевых эффектов – всего	3627
в том числе	
прирост валового выпуска 1 подразделения	8211
прирост валового выпуска 2 подразделения	-4584
Прирост ВВП экономики России с учетом межотраслевых эффектов – всего	2095
Налоговые поступления от дополнительного прироста ВВП – всего	744
Мультипликатор инвестиций ПАО Татнефть по валовому выпуску, раз	4,6
Мультипликатор инвестиций ПАО Татнефть по ВВП, раз	2,7
Мультипликатор налоговых льгот (общий прирост налогов по варианту с проектом, деленный на льготы ПАО Татнефть), раз	2,0
Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту производства в ПАО Татнефть (отношение прироста валового выпуска экономики России к приросту выпуска ПАО Татнефть)	1,2

Источник: результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

На основе результатов прогнозных расчетов по ДММ был оценен суммарный прирост налоговых поступлений в консолидированный бюджет за весь период, составивший, по нашей оценке, примерно 744 млрд руб. Эта величина была получена следующим образом. По данным Росстата, ВВП России в 2018 г. был равен 103875,8 млрд руб. [9]. Доходы консолидированного бюджета в том же году составили 36916,9 руб. [10] или 35,5% от ВВП. Как было отмечено выше, суммарный прирост ВВП от реализации проекта за весь прогнозный период составляет 2095 млрд руб. При предположении, что доля доходов консолидированного бюджета в ВВП сохранится на уровне 2018 г., суммарный прирост его доходов в результате реализации проекта за весь прогнозный период составит примерно 744 млрд руб. $(2095 \times 0,355 = 744)$. Следовательно, сокращение налоговых поступлений в консолидированный бюджет России в начале прогнозного периода, связанное с предоставлением налоговых льгот ПАО «Татнефть», на 380,7 млрд. руб., в перспективе порождает положительный финансовый поток в бюджет в размере 744 млрд руб. Этот положительный эффект связан с увеличением производства нефти компанией ПАО «Татнефть» в результате реализации инвестиционного проекта и расширения производства в смежных отраслях, порождающего дополнительные налоговые поступления. В связи с этим можно посчитать мультипликатор налоговых льгот, равный двум. Иначе говоря, на рубль налоговых льгот для ПАО «Татнефть» консолидированный бюджет РФ в прогнозном периоде получит 2 руб. дополнительных доходов. Налоговые льготы будут полностью компенсированы бюджету с дополнительным доходом. Этот эффект связан как с ростом производства в самой ПАО «Татнефть», так и с увеличением общего объема производства в стране, обусловленного мультипликативными эффектами.

Необходимо отметить, что непосредственно проект ПАО «Татнефть» в прогнозном периоде (2019–2033 гг.) будет генерировать намного больший прирост доходов в консолидированный бюджет. По нашей оценке, основанной на доле налогов в цене продукции нефтедобывающей отрасли и доле экспорта и внутреннего потребления в

продажах ПАО «Татнефть» (см. раздел 3), в ценах 2018 г. он будет равен примерно 2500 млрд руб. Однако сокращение производства продукции второго подразделения в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта, составляющее за весь прогнозный период примерно 4584 млрд руб. (см. таблицу 1), существенно уменьшает этот эффект за счет отрицательного прироста налоговых поступлений в этих отраслях.

Положительные мультипликативные эффекты от реализации проекта ПАО «Татнефть» в экономике России начинают проявляться не сразу, а только начиная с 2024 г., постепенно усиливаясь к концу прогнозного периода (см. график 3). Это обусловлено тем, что дополнительные инвестиции ПАО «Татнефть», а также инвестиции, связанные с увеличением доходов и расходов консолидированного бюджета, дают отдачу с запаздыванием, связанным с инвестиционным лагом в нефтяной промышленности (ПАО Татнефть) и других отраслях национальной экономики. В связи с этим необходимо отметить, что нефтяная промышленность является отраслью с высокой фондоемкостью. По нашей оценке, в 2015 г. на рубль произведенной продукции в нефтяной промышленности приходилось 2,36 руб. основных фондов. По экономике России в целом на рубль производства валового выпуска этот показатель был равен 1,11 руб. основных фондов, то есть в два с лишним раза меньше. То же относится и к капиталоемкости по инвестициям в основной капитал.

По данным детализированных таблиц «Затраты – Выпуск», разработанных для экономики России за 2011 г., в части использования продукции других отраслей экономики нефтяная промышленность наиболее тесно связана производственными связями с услугами, связанными с добычей нефти (на рубль производства в нефтяной промышленности тратится 2,7 коп. продукции этого вида экономической деятельности), производством труб и элементов трубопроводных соединительных (1 коп.), услугами по производству, передаче и распределению электроэнергии (2,7 коп.), строительными работами (1,2 коп.), услугами оптовой торговли (2,5 коп.), трубопроводным транспортом (4,2 коп.). Рост производства в нефтяной промышленности «тянет» за собой увеличение валового выпуска в этих отраслях.

В контексте оценки последствий реализации проектов в нефтяной промышленности особое внимание следует уделять связям с транспортной отраслью, которая также является очень фондоемкой по основным фондам, и капиталоемкой по инвестициям в основной капитал. Все это объясняет отложенный положительный эффект от реализации проекта ПАО «Татнефть». Инвестиции дадут отдачу лишь через несколько лет – как на уровне компании, так и на уровне экономики в целом.

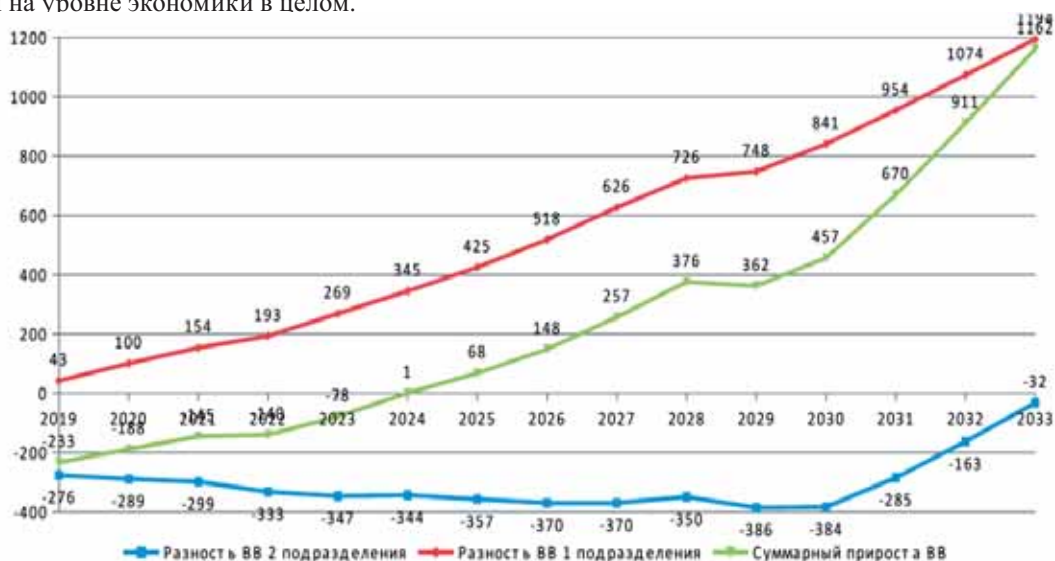


График 3. Динамика разности валового выпуска в целом, валового выпуска первого подразделения (производство средств производства и промежуточных услуг) и валового выпуска второго подразделения (производство предметов потребления и услуг для домашних хозяйств) по экономике России в вариантах с проектом и без проекта ПАО «Татнефть» в 2019–2033 гг., млрд руб., цены 2018 г.

Источник: результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

Сравнение отраслевой динамики производства по вариантам показывает, что существует значительное различие в темпах роста по отраслям и в увеличении темпов их роста. В варианте с проектом ПАО «Татнефть» при общих темпах прироста валового выпуска (109,6%) в наибольшей степени ускоряется добыча нефти (первый ранг по изменению темпов прироста валового выпуска среди отраслей номенклатуры ДММ – см. Приложение 1), производство машин и оборудования (второй ранг), производство готовых металлических изделий (третий ранг) и строительство (четвертый ранг). Наименьшее ускорение характерно для государственного управления, образования, здравоохранения (см. приложение 1). Это объяснимо, так как добыча нефти относится к 1 подразделению (производство средств производства и услуг, формирующих промежуточное потребление) и «тянет» за собой смежные отрасли, которые также производят в основном продукцию производственного назначения. Основную долю в при-

росте валового выпуска в варианте с проектом ПАО «Татнефть» по сравнению с вариантом без проекта составляет добыча нефти, а также строительство и машиностроение, которые обеспечивают реализацию оцениваемого инвестиционного проекта (см. Приложение 1). Обращает на себя внимание то, что в отраслях, в которых разность суммарных объемов производства в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта отрицательная, имеют место значительные положительные темпы роста валовой продукции за весь период в обоих вариантах. Более того, эти темпы за весь период в ряде случаев несколько выше, чем, в варианте без проекта. Например, в пищевой промышленности, которая в варианте с проектом за весь период имеет темп роста 210,8%, а в варианте без проекта темп роста равен 210,7%, в оптовой и розничной торговле темпы роста составляют 228,8% и 228,1% соответственно и т.д. Отрицательная разность в суммарных за весь прогнозный период объемах производства в отраслях, производящих в основном продукцию второго подразделения, объясняется более низким объемом валового выпуска этих отраслей в первые годы реализации проекта, когда увеличение инвестиций в нефтяную промышленность отвлекает ресурсы от развития других отраслей (см. график 3). Снижение примерно на 4,6 трлн руб. суммарных объемов производства за весь прогнозный период отраслей второго подразделения (сельского хозяйства, пищевой и текстильной промышленности, оптовой и розничной торговли, отраслей по производству нематериальных услуг) и увеличение валового выпуска первого подразделения на 8,2 трлн руб. в варианте с проектом относительно варианта без проекта можно интерпретировать как проявление в экономике России «голландской болезни».

Выводы из проведенного исследования сводятся к следующему.

1. Реализация инвестиционного проекта ПАО «Татнефть», с предоставлением данной компании налоговых льгот в период 2019–2033 гг. в целом позитивно повлияет на развитие экономики России. По экономике в целом дополнительный прирост валового выпуска составит 3627 млрд руб., в ВВП 2095 млрд руб. (см. таблицу 1)².

2. Позитивное воздействие проекта на российскую экономику возможно лишь при условии использования дополнительных доходов консолидированного бюджета, получаемых от реализации проекта, на инвестиционные цели. При отсутствии инвестирования дополнительных доходов бюджета, следствием выполнения проекта будет простое перераспределение ресурсов из секторов экономики, обеспечивающих формирование конечного потребления домашних хозяйств, в сектора, производящие товары производственного назначения. При этом в варианте с проектом необязательно произойдет увеличение валового выпуска и ВВП по сравнению с вариантом прогноза без проекта.

3. Используя суммарные за прогнозный период показатели, рассчитанные в сопоставимых ценах, были оценены мультипликативные эффекты от реализации проекта для экономики России в целом. Мультипликатор инвестиций в проект ПАО «Татнефть» по валовому выпуску составляет 4,6, по ВВП 2,7, то есть один рубль инвестиций в проект порождает дополнительные 4,6 рубля валового выпуска и 2,7 рубля ВВП. Мультипликатор прироста валового выпуска экономики России по приросту продукции ПАО «Татнефть» равен 1,2, то есть на один рубль прироста продукции ПАО «Татнефть» валовой выпуск экономики в целом возрастает на 1,2 руб. Мультипликатор налоговых льгот равен двум. Иначе говоря, на каждый рубль предоставленных ПАО «Татнефть» налоговых льгот в перспективе консолидированный бюджет России получит два дополнительных рубля доходов.

4. Анализ динамики приростов производства по подразделениям с учетом проекта ПАО «Татнефть» и без него показал явное проявление «голландской болезни» в экономике России. В целом за прогнозный период объем продукции и услуг потребительского назначения (валовой выпуск второго подразделения) сокращается на 4,6 трлн руб. в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта. Одновременно продукция и услуги производственного назначения (валовой выпуск первого подразделения) в варианте с проектом на 8,2 трлн руб. выше, чем в варианте без проекта (таблица 1).

5. Реализация проекта приведет к структурным сдвигам в валовом выпуске экономики России в направлении увеличения доли отраслей нефтедобычи, машиностроения, строительства, металлургии при одновременном уменьшении доли отраслей, производящих потребительские товары и услуги (см. приложение 1).

6. Поскольку технология добычи нефти в различных российских нефтяных компаниях принципиально не отличается, полученные результаты могут быть обобщены на нефтедобывающую отрасль в целом. Увеличение производства нефти в России может привести к позитивным макроэкономическим результатам при условии эффективного использования дополнительных бюджетных нефтегазовых доходов на цели инвестирования и развития производства в других секторах национальной экономики.

² Данные приводятся в сопоставимых ценах 2018 г.

Приложение 1. Характеристика отраслевой динамики производства по вариантам.

Отрасли национальной экономики в ДММ без дифференциации на I и II подразделения	Темп роста валового выпуска в варианте без проекта ПАО Татнефть за 2019-2033 гг., %	Темп роста валового выпуска в варианте с проектом ПАО Татнефть за 2019-2033 гг., %	Разность в темпах прироста, процентных пунктов	Разность между суммарным валовым выпуском в варианте с проектом с суммарным валовым выпуском в варианте без проекта (за весь период 2019-2033 гг.), млрд. руб., цены 2018 г.	Ранг по увеличению темпов прироста величины валового выпуска в варианте с проектом по сравнению с вариантом без проекта
1. Производство машин и оборудования	420,1	422,3	2,1	1244	2
2. Строительство зданий и сооружений	305,0	306,2	1,2	2095	4
3. Сельское хозяйство, охота и лесное хозяйство. Рыболовство и рыбоводство	190,9	191,0	0,1	-537	14
4. Добыча газа	122,1	122,5	0,4	28	11
5. Добыча нефти	125,7	129,8	4,2	3458	1
6. Добыча прочих топливно-энергетических полезных ископаемых	140,4	140,7	0,3	20	12
7. Добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических	186,4	187,0	0,6	91	10
8. Производство пищевых продуктов и табака	210,7	210,8	0,1	-628	14
9. Текстильное и швейное производство. Производство кожи, изделий из кожи и обуви	483,5	484,3	0,7	-156	9
10. Обработка древесины и производство изделий из дерева. Целлюлозно-бумажное производство	196,0	196,4	0,4	3	11
11. Производство кокса	159,5	159,9	0,4	3	11
12. Производство нефтепродуктов	140,8	141,0	0,2	25	13
13. Химическое производство. Производство резиновых и пластмассовых изделий	251,9	252,5	0,6	8	10
14. Производство прочих неметаллических минеральных продуктов (стройматериалы)	258,7	259,7	0,9	205	6
15. Производство черных металлов	219,4	220,3	0,9	340	6
16. Производство цветных металлов	218,1	218,9	0,8	203	7
17. Производство готовых металлических изделий	317,9	319,3	1,3	195	3
18. Машиностроение нефондосоздающее	244,8	245,7	1,0	322	5
19. Прочие производства	213,7	214,1	0,4	-6	11
20. Производство и распределение электроэнергии, газа и воды	179,1	179,5	0,4	-2	11
21. Сбор, очистка и распределение воды	182,0	182,4	0,3	-7	12
22. Строительство нефондосоздающее	182,1	182,7	0,6	20	10
23. Оптовая и розничная торговля, ремонт, гостиницы и рестораны	191,4	191,6	0,2	-885	13
24. Транспорт	159,4	159,8	0,4	78	11
25. Связь	193,1	193,2	0,1	-134	14
26. Финансовая деятельность	191,1	191,4	0,3	-101	12
27. Операции с недвижимым имуществом, аренда и предоставление услуг (за исключением НИОКР)	188,9	189,1	0,2	-430	13
28. Государственное управление и обеспечение военной безопасности. Социальное обеспечение	203,6	203,7	0,0	-709	15
29. Образование	204,1	204,1	0,0	-204	15
30. Здравоохранение и предоставление социальных услуг	203,3	203,4	0,0	-363	15
31. Научные исследования и разработки (НИОКР)	180,3	180,6	0,3	-101	12
32. Предоставление прочих коммунальных, социальных и персональных услуг	230,9	231,3	0,3	-447	12
Валовой выпуск - всего	208,9	209,6	0,6	3626	10
ВВП	228,1	228,8	0,8	2095	7

Источник: результаты расчетов авторов с использованием динамической межотраслевой модели экономики России.

Литература

1. Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. Оценка эффективности инвестиционных проектов//Теория и практика. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Дело, 2002.
2. Новикова Т.С., Суспицын С.А. Анализ общественной эффективности инвестиционных проектов / отв. ред. С.А. Суспицын; ИЭОПП СО РАН. Новосибирск. 2005. 282 с.
3. Andres Castanoa, Marcelo Lufin, Miguel Atienza. A structural path analysis of Chilean mining linkages between 1995 and 2011. What are the channels through which extractive activity affects the economy? // Resources Policy. # 60 (2019), P. 106–117.
4. Galina Ivanova, John Rolfe. Using input-output analysis to estimate the impact of a coal industry expansion on regional and local economies // Impact Assessment and Project Appraisal, 29(4), December 2011, P. 277–288.
5. J.-Y. Heo, S.-H. Yoo, S.-J. Kwak. The Role of the Oil Industry in the Korean National Economy: An Input-Output Analysis // Energy Sources, Part B: Economics, Planning, and Policy. Volume 5, 2010 – Issue 4, P. 327–336.
6. Исследование экономики России с использованием моделей с нечеткими параметрами / отв. ред. А.О. Баранов, В.Н. Павлов; Новосиб. гос. ун-т, ИЭОПП СО РАН. Новосибирск, 2009. 236 с. URL: <https://nsu.ru/xmlui/bitstream/handle/nsu/7731/Monographia-.pdf>.
7. Баранов А.О., Павлов В.Н. Будет ли новый экономический прорыв в России? // ЭКО. 2018. № 12. С. 76–90.
8. Основные направления бюджетной, налоговой и таможенно-тарифной политики на 2019 год и на плановый период 2020 и 2021 годов. URL: <https://www.minfin.ru>
9. Сайт Росстата. URL: <http://www.gks.ru/> (дата обращения 30.04.2019).
10. Данные федерального казначейства РФ <https://aftershock.news/?q=node/737237&full> (дата обращения 13.05.2019).

НЕФТЬ XXI ВЕКА: НОВАЯ ПАРАДИГМА

Н.П. Запывалов

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск,
ZapivalovNP@ipgg.sbras.ru*

100-летию ТАССР посвящая

Введение

XXI век принес человечеству много неожиданных событий в различных сферах жизни, в том числе и в нефтегазовых делах.

В течение XIX–XX веков происходило бурное развитие по многим аспектам нефтегазовой науки и практики. К концу XX века накопились серьезные противоречия, выявившие неадекватность существующих моделей нефтяных месторождений.

В XX веке большинство ученых придерживались органической (осадочно-миграционной) теории происхождения нефти, но некоторые противоречия сохранялись. В XXI веке противоречий стало больше. В настоящее время в мире насчитывается более 10 различных авторитетных концепций (теорий) нефтеобразования, включая биосферную, космическую и др.

Почти все геологи в XX веке увлекались нефтематеринскими свитами. Автор и сам в начале своей геологической деятельности был активным сторонником органической теории происхождения нефти. Но многолетний опыт работы в нефтегазовой геологии привел автора к выводу об ограниченной применимости классической теории. Кстати, А. Леворсен в конце прошлого века пришел к выводу, что нефтематеринские толщи никакого отношения к практике поисково-разведочных работ не имеют. Он утверждал: «Проблема происхождения нефти и газа теряет в какой-то мере свое значение в качестве обязательной предпосылки для постановки поисковых работ. <...> нет необходимости искать особые материнские породы» [1, с. 488].

Сейчас автор придерживается позиции, не предполагающей приверженности какой-либо одной концепции генезиса нефти. Создать общую теорию нафтидогенеза, пригодную для любых геологических условий, видимо, невозможно. Катагенетическая стадийность тоже не является универсальной. Академик Андрей Алексеевич Трофимук (выпускник Казанского государственного университета, 1933 г.) утверждал: «Нижняя граница зоны нефтеобразования должна быть понижена до глубины 8000–10000 м. Бурением глубоких скважин доказано, что на этих глубинах нефтеобразование происходит не только в условиях мезокатагенеза, но и в условиях апокатагенеза. Расширение границ зон нефтеобразования сопровождается существенным ростом прогнозной оценки ресурсов углеводородного сырья» [2, с. 333].

Развитие нефтегазового дела стало одной из ключевых задач человечества. В мире открыто 70 000 месторождений нефти, из них 1000 крупных. 70 стран в мире имеют разведанные запасы нефти, более 65 стран осуществляют добычу нефти на своей территории. Все государства мира в той или иной степени используют углеводородное сырье для различных целей. Открываются новые источники углеводородов (традиционных и нетрадиционных),

создаются инновационные методы и технологии их добычи и утилизации. Нефть и газ – энергия, топливо и сырье для многих потребностей человечества.

Это убедительно подтверждается статистическими данными по динамике доказанных запасов нефти и по динамике добычи нефти в течение всего обозримого периода человеческой деятельности. По данным BP Statistical Review of World Energy 2019, доказанные запасы нефти в мире в 1998 году составляли 163, в 2008 году – 213,4, а в 2018 году – 247,1 млрд тонн. Из того же источника следует, что добыча нефти в мире с 1985 по 2018 год при непрерывном росте увеличилась с 2791 до 4474 млн тонн. В России добыча нефти также растет. С 1998 г. по 2018 г. она увеличилась с 304 до 563 млн тонн за год. (Вероятно, эти цифры включают нефть, добываемую российскими нефтяными компаниями за рубежом).

Автор считает, что главным *объектом* нефтегазовых исследований является флюидопородная система – *за- лежь нефти* (эмерджентное скопление углеводородов) [3, 4].

Неопределенности, риски и катастрофы в современном нефтегазовом деле (разведка и добыча)

Накопившийся к настоящему моменту масштаб рисков, неопределенностей, ошибок и катастроф, связанных с поиском, разведкой и добычей углеводородов, делает необходимым переосмысление основополагающих принципов нефтегазового дела.

Особое значение имеют геолого-геофизические факторы и соответствующий научный прогноз. В качестве примера прогнозно-геологических просчетов можно упомянуть попытки открытия «гигантского» месторождения Муклук на шельфе Аляски недалеко от месторождения Прадхо-Бей. Разведочная скважина стоимостью 1 млрд долларов была пробурена в 1983 г. Но на глубине 2438 м в предполагаемом продуктивном пласте оказалась только соленая вода. «Мы правильно выбрали место для бурения, – сказал Ричард Брей, президент дочерней компании British Petroleum. – Просто мы опоздали на 30 миллионов лет» [6]. Это происходило в конце XX века. Естественно, были использованы все прогностические методы и технологии крупнейшей нефтяной компании – British Petroleum.

Показательным примером другого рода факторов – технологических ошибок – может служить крупнейшая авария, произошедшая 20 апреля 2010 года в Мексиканском заливе на нефтяной платформе Deep water Horizon на месторождении Макондо (компания British Petroleum). Это была крупная экологическая катастрофа. Нефтью было залито 75 тысяч квадратных километров [7]. Компания British Petroleum понесла убытки порядка 20 млрд долларов.

В этой связи уместно привести мнение первооткрывателя крупнейших азербайджанских месторождений А. Нариманова [8]. Он также отмечал большие риски и неопределенности в процессе поиска крупных нефтегазовых месторождений.

Многие геофизические методы безусловно требуют совершенствования. Один из ведущих геофизиков ИНГГ (Новосибирск) В.С. Могилатов заметил: «Любая геофизическая интерпретация не на 100% достоверна. Она всегда делается с какой-то ошибкой».

В настоящее время очень большое значение приобретает геополитический фактор: отсутствие согласованности между основными нефтедобывающими странами и жесткая борьба за прибыли приводят к планетарному кризису.

Набор факторов, определяющих неопределенности и риски в прогнозе, разведке и добыче нефти, можно наглядно описать следующей условной формулой [5]:

$$P = N + Ч + Г_1 + Г_2 + Г_3 + T_1 + T_2 + Э + К + Ф + П,$$

где N – фундаментальная наука, Ч – человеческий фактор: профессионализм кадров всех уровней, включая менеджмент; G_1 , G_2 , G_3 – геологическая, геофизическая и географическая информация в полном объеме; T_1 , T_2 – техника и технологии с учетом инновационных методик и систем эффективного управления производственными процессами; Э, К – экологические факторы, природные катастрофы; Ф – финансовые возможности; П – политические факторы. В зависимости от меняющихся обстоятельств, некоторые из этих факторов могут оказаться определяющими. Каждый из них требует обновленной парадигмы.

Определяющим моментом в нефтяной геологии является динамика состояния флюидопородной системы, зависящая от большого числа неопределенностей. Особенно заметно это проявилось в Индии [9]. Мой друг Субир Раха (рис. 1, 2), будучи президентом крупнейшей нефтяной компании Индии (ONGC), обращал на это особое внимание: «Образование, миграция и накопление углеводородов могут протекать по бесчисленному множеству вариантов, что приводит к неопределенностям и неизбежному риску в поисково-разведочных работах. Важная роль науки о Земле состоит в том, чтобы снизить эти неопределенности и преобразовать их в плодотворные возможности» (*«The generation-migration entrapment of hydrocarbons involves innumerable variants, which lead to uncertainties and risks, and converting them into profitable opportunities»*, Геофизическая конференция, Мумбаи, 2004) [10].

Преобладающие в настоящее время численные и лабораторные методы моделирования не дают возможности уверенного прогноза. В этой связи можно вспомнить, что многие априорные геолого-геофизические модели оказались несостоятельными на Кольской сверхглубокой скважине. Известный специалист по математической статистике и моделированию профессор Джордж Бокс писал: «В сущности, все модели неправильны, но некоторые из них бывают полезными» (*«All models are wrong but some are useful»*) [11]. Это же четко показал Сяо-Хуи Ву



Рис. 1. Petrotech-2003 (г. Дели, Индия). Министр нефти и газа Индии Рам Наяк вручает главе российской делегации Н.П. Запивалову награду – сосуд с анклешварской нефтью. Слева – президент ONGC Субир Раха.



Рис. 2. Субир Раха и Н.П. Запивалов. Международная конференция Petrotech–2003 (г. Дели, Индия).

(старший консультант Exxon Mobil): «Снизить источник неопределенности можно, сократив числовые ошибки и ошибки моделирования на основе выборочных данных» [12].

Автор полагает, что для получения достоверной информации необходимо *натурное моделирование*.

Некоторые известные ученые и специалисты обладали особой интуицией, основанной на большом профессиональном опыте с опорой на стратегию «широкого поиска». В их числе можно назвать А.А. Трофимука, Н.А. Калинина, Н.Н. Ростовцева.

Авторские концепции

После 70 лет учебной, практической и научной работы в нефтяной геологии, разрабатывая основы геофлюидодинамики нефтегазонасыщенных систем, автор пришел к выводам о необходимости разработки новой парадигмы.

Подробный обзор современных теорий и концепций дан в книге «Флюидодинамические модели залежей нефти и газа» [3], полный текст доступен по адресу:

https://www.researchgate.net/publication/329363661_Fluidodinamiceskie_modeli_zalezey_nefti_i_gaza#fullTextFileContent. Особенно рекомендую ознакомиться с главами 1–2 «Теоретические предпосылки и авторские концепции» и «Резервуары нефти и газа», а также с «Заключением» в этой книге.

► Углеводороды встречаются повсеместно и будут всегда. Нефтегазообразование и распределение имеют очаговый характер [13].

► Главная авторская нефтегеологическая парадигма состоит в том, что *залежь нефти является живой флюидопородной системой*, состояние и параметры которой способны быстро изменяться в непрерывном режиме под действием природных и техногенных факторов в соответствии с законами спонтанной саморегуляции [14]. Залежь нефти может сформироваться, расформироваться и вновь образоваться. Запасы нефти и газа могут быстро восполняться либо за счет вновь образующихся углеводородных масс внутри системы, либо за счет дополнительного притока из других частей земной коры. Поэтому, как подтверждают данные в разных регионах мира, многие нефтегазовые скопления являются молодыми [4–15].

Нефтегазонасыщенный пласт (залежь) состоит из двух взаимосвязанных подсистем: породы (минералы) и флюиды (нефть, газ, вода) и представляет собой целостную систему, имеющую свойства *фрактальных структур*. Фрактальные свойства были изучены на примере Верх-Тарского месторождения (Новосибирская область) с использованием специальных характеристик временных рядов – размерности Хаусдорфа и показателя Херста [16]. В течение жизни и особенно в процессе разработки месторождений неоднократно и существенно меняются состав и свойства всех компонентов системы, флюидных и минеральных (метасоматоз).

► Флюидодинамические системы весьма мобильны и реакционно способны. В зависимости от провоцирующих внешних воздействий они или стабильны (равновесное состояние), или возмущены (неравновесное состояние). Возмущенная система обладает всеми признаками неупорядоченности (хаоса) [3, 17].

Активные техногенные воздействия являются, по существу, сильным возмущением квазиравновесной системы и существенно искажают ее природные параметры. Если это возмущение является щадящим, то самоорганизующаяся система выравнивает это неравновесие. Длительное или интенсивное возмущение, значительно превышающее пороговое, уничтожает систему. Как следствие, падает пластовое давление, резко уменьшается дебит, обводняется пласт и изменяется его минералогический состав.

Пороговое возмущение можно оценить через депрессию на пласт. На практике установлено, что максималь-

ная депрессия на пласт ($P_{пл} - P_{заб}$) не должна превышать 5–8 МПа. Эта величина является почти универсальной для всех типов коллекторов. Такое значение оптимальной депрессии установлено для многих месторождений. Формула порога возмущения нефтенасыщенной системы: $P_{пл} - P_{заб} \leq 548 \text{ МПа}$.

► Динамика состояния флюидопородной системы определяется величиной энергетического потенциала, т. е. уровнем внутренней (свободной) энергии. Поведение системы можно оценить через объемную плотность энтропии из уравнения:

$$dT/dP = 1/S_v; \text{ где } S_v - \text{объемная плотность энтропии [3, 18].}$$

► Сверхинтенсивная (насилованная) выработка легкодоступных запасов нефти (EOR, Enhanced Oil Recovery) при длительном применении приводит к быстрому истощению и разрушению месторождений. Это особенно проявляется при применении мощных ГРП. Следует применять щадящие методы и технологии IOR (Improved Oil Recovery³), включая вибрационные методы. Природно-техногенная система (залежь нефти) способна восполнять объемы запасов в процессе «отдыха» и реабилитационного периода (часто вынужденного).

Многие из этих концепций нашли свое отражение в многочисленных публикациях автора в России и за рубежом.

Выводы, предложения, рекомендации, пожелания

❖ К настоящему моменту в результате форсированной сверхинтенсивной коммерческой добычи легко извлекаемой нефти (EOR) запасы остаточной нефти составляют 55–70%. Основные технологии EOR направлены на создание в системе фильтрационных каналов любой ценой (усиленный гидроразрыв и т.п.) [20]. Чтобы добывать остаточную (трудноизвлекаемую) нефть из продуктивных пластов, требуются принципиально новые идеи и методы. Большой интерес и очевидные перспективы представляют прорывные нанотехнологии [19, 21–23].

❖ Чтобы правильно управлять технологическим процессом добычи нефти, необходимо подробно изучать залежь нефти в непрерывном режиме с помощью специальных автономных датчиков, расположенных непосредственно внутри продуктивных пластов (очагов).

❖ Чрезвычайно важно иметь постоянно действующие исследовательские полигоны на разрабатываемых месторождениях, а также осуществлять мониторинг на всех ранее пробуренных скважинах. Автор настойчиво предлагает создать на базе Верх-Тарского месторождения Новосибирской области Комплексный научно-исследовательский образовательный нефтяной Полигон [24]. Еще Омар Хайям говорил: «Чтобы избежать одной ошибки, надо сделать тысячу наблюдений и тысячу измерений».

❖ Особое внимание следует уделить проблеме восполняемости запасов углеводородов на разрабатываемых и законсервированных месторождениях.

❖ Необходимо применять реабилитационные циклы для восстановления энергетического потенциала системы [25–27]. Следует учитывать, что реабилитационный цикл – это не просто отдых, остановка системы. Должны быть предусмотрены методы и технологии активной реабилитации (*как в медицине*). Чтобы достичь эффективного и быстрого результата – восполнения активных запасов хотя бы в призабойной зоне и увеличения продуктивности скважины, нужны принципиально новые методы и технологии.

❖ Надо беречь и пополнять углеводородные ресурсы, т.к. они необходимы человечеству на далекую перспективу. Масштаб использования альтернативных энергетических источников (включая геотермальные) необходимо увеличивать с тем, чтобы на них приходилась основная доля энергетики.

❖ В нефтегазовом деле необходимы международная кооперация и глобализация. Было бы полезно принять некий *международный* нефтегазовый кодекс – соглашение о научных принципах в поиске, разведке и разработке месторождений нефти и газа.

❖ Современная рыночно-лицензионная система недропользования в России является порочной. Необходимость восполнения запасов и научного исследования недр настоятельно диктует другие формы организации недропользования.

❖ Каждая крупная нефтяная компания должна в научных целях бурить сверхглубокие скважины (глубиной свыше 10 км) и оснащать их автономными датчиками, дающими возможность подробно изучать большие глубины.

❖ Необходимо создать Министерство геологии РФ в полном профессиональном формате [28–29].

❖ Несколько слов о перспективах *Западной Сибири*.

В настоящее время судьба этого главного нефтегазового региона России многим видится в быстрейшем получении большого добычного потенциала за счет баженовской свиты и палеозоя. Особенно большие ставки на «*бажен*», за счет которого уже в ближайшее время предполагается иметь 20 миллиардов тонн добычных запасов нефти. Но надо иметь в виду, что эта свита имеет небольшие толщины и очень различные свойства и параметры,

³ В Нью-Йорке была опубликована авторская статья «Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery» [19] о щадящих методах добычи нефти в противоположность насильственным методам. Она содержит практические рекомендации по внедрению новых щадящих технологий разработки месторождений (Improved oil recovery) и вызывает огромный профессиональный интерес в международной научной социальной сети *Research Gate*. По состоянию на 28 июня 2020 г. она набрала 4247 прочтения специалистами из 83 стран мира, включая Россию, и каждую неделю появляется около 60 новых прочтений. Также на ресурсе *Research Gate* размещены многие другие публикации автора (71 работа).

определяющие очаговый характер возможной продуктивности. Во многих регионах мира от разработки подобных объектов отказываются по экологическим соображениям.

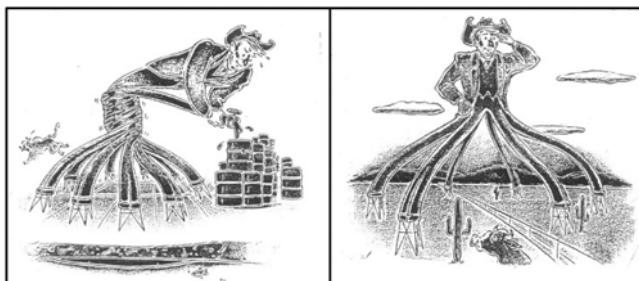
Что же касается проекта «*Палеозой*», то это другая эпопея. Под «палеозойским фундаментом» понимается огромный и разнообразный комплекс пород (протерозой и палеозой) на разных глубинах, что предопределяет возможность нефтеобразования и нефтенасыщения в разных породах и тектонических блоках. Геолого-геофизические материалы подтверждают это [14, 30]. Глубинная петротермальная энергия способствует желательным геофлюидодинамическим процессам. Но проект «Палеозой» в Западной Сибири пока остается на этапе изучения и познания новых фактов и закономерностей [31]. В качестве перспективных объектов обозначаются гранитоидные тела и другие очаговые зоны с активной современной геофлюидодинамикой (градиентная энтропия). Надо бурить глубокие скважины (до 15 км), тщательно и терпеливо испытывать интересные объекты. В случае получения слабых притоков или вязкой (битумной) нефти рекомендуется использовать вибрационные технологии (Институт горного дела СО РАН, г. Новосибирск). Они относятся к категории Improved Oil Recovery (IOR).

В XXI веке в Западной Сибири целесообразно и необходимо добывать также остаточную (трудноизвлекаемую) нефть на крупных месторождениях с использованием уже имеющейся инфраструктуры.

❖ Изучение глубинных слоев и понимание процессов, происходящих в недрах Земли, имеет исключительную научную ценность. Наши знания о земных глубинах катастрофически недостаточно. Изучение нашей родной планеты значительно отстает от изучения космоса! Это серьезная задача для фундаментальной науки.

Выдающийся ученый международного уровня, организатор сибирской науки Валентин Афанасьевич Коптюг утверждал: «Наука спасет человечество».

Есть известный международный слоган: «*Making the next giant leap in Petroleum Geosciences!*».



Выжмем последнюю каплю из нашего *ума*!

Выжмем последнюю каплю из нашего *ума*!

Литература

1. Леворсен А. Геология нефти и газа. Мир, Москва, 1970. Серия «Науки о земле». Т. 22. 638 с.
2. А.А. Трофимук. Сорок лет борения за развитие нефтегазодобывающей промышленности Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1997. 369 с.
3. Н.П. Запивалов, И.П. Попов. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа. Новосибирск: Гео, 2003. 198 с. ISBN 5-7692-0616-0).
4. Н.П. Запивалов. Динамика жизни нефтяного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Томск: 2012. Т. 321. № 1. С. 206–211.
5. N. Zapivalov. Upstream & Midstream risks and uncertainties. New ways of thinking // DEW: Drilling and Exploration World. – India. – January 2019. Vol. 28, No 3. P. 37–46.
6. Интернет-ресурс «Все о нефти» <https://vseonefti.ru/upstream/Mukluk-story.html>.
7. О. Звонова. Авария в Мексиканском заливе: хроника событий и экологические последствия // Аргументы и факты, 22.04.2014.
8. Акиф Нариманов. Интервью // Азербайджанские известия, 19.09.09. <http://www.azerizv.az/news/a-2939.html>
9. Н.П. Запивалов, Ф.В. Павлов. Индия – путь к большой нефти, 1955–2005. Новосибирск: Гео, 2005. 208 с. DOI: 10.13140/2.1.4645.3762.
10. N. Zapivalov. New trends in petroleum geology // DEW: the Complete Energy Journal, India. 2005. Vol. 15, No. 02, December. P. 24–28.
11. Box G.E.P., Draper N.R. Empirical model building and response surfaces. New York: John Wiley & Sons, 1987. 424 p.
12. Xiao-Hui Wu. How to Predict Reservoir Performance with Subsurface Uncertainty at Multiple Scales? Society of Petroleum Engineers: Distinguished Lecturer Program, 2015. Lecture.
13. Н.П. Запивалов. Новые научные и практические аспекты нефтегазовой геологии // Palmarium Academic Publishing, 2013. 102 с. ISBN: 978-3-8473-9589-8.
14. Н.П. Запивалов. Современные геологические концепции и технологии прогноза, разведки и освоения нефтегазовых месторождений // Нефтяное хозяйство. М.: 2005. № 11. С. 20–23.
15. Н.П. Запивалов. Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века // Георесурсы. 2007. № 3 (22). С. 11–12.

16. Н.П. Запивалов, Г.И. Смирнов, В.И. Харитонов. Фракталы и наноструктуры в нефтегазовой геологии и геофизике. Новосибирск: ГЕО, 2009. 131 с.
17. Н.П. Запивалов. Нефтегазовая геология: парадоксы и парадигмы // Изв. вузов. Горный журнал. – Юбилейный номер по заказу Томского политехнического университета, 2012. С. 4–6.
18. Огнев А.Ф. Теоретические, природные и экспериментальные модели нефтегазообразования и их использование в прогнозе нефтегазоносности: Тез. докл. Л.: ВНИГРИ, 1989.
19. Н.П. Запивалов. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. Казань. 2013. № 3 (53). С. 3–5.
20. N. Zapivalov. Improved Oil Recovery vs. Enhanced Oil Recovery. In: Enhanced Oil Recovery: Methods, Economic Benefits and Impacts on the Environment. – Editors: Alicia Knight. Nova Publishers, Inc., New-York, 2015. P. 81–94. ISBN: 978-1-63463-943-9.
21. Н.П. Запивалов. Метасоматическая доломитизация и нефтегазоносность карбонатных пород (наноэффекты образования вторичных высокопродуктивных коллекторов) // Геология, поиски и освоение месторождений полезных ископаемых Беларуси: Сб. науч. трудов. Вып. 3. Минск: Белгео, 2010. С. 39–44.
22. N. Zapivalov. Petroleum Geology and Geophysics in the 21st Century. A compendium of scientific works published in DEW Journal over thirteen years//Technology publications: Technical books publishers and contributors, 2014. – Editors: Mikhail Epov, Arun Kumar Singhal. Dehradun, India. 244 p.
23. N. Zapivalov. Petroleum geology: science and practice in the 21th century. New ideas and paradigms // International Journal of Petroleum Technology. 2015. Vol. 2, No. 2. P. 40–44. <http://www.avantipublishers.com/international-journal-of-petroleum-technology-volume2-issue2/>
24. Н.П. Запивалов. Нефтяной полигон для образования, науки и практики // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень, 2019. № 4. С. 49–56.
25. Н.П. Запивалов. Пять неотложных мер нефтедобычи в Западной Сибири // Эко: всероссийский экономический журнал. Новосибирск: Наука, 2015, № 5. С. 111–117.
26. Н.П. Запивалов. Реабилитационные циклы – основа восполнения активных запасов на разрабатываемых месторождениях // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды, нефть и газ: Материалы Междунар. конф. пам. ак. П. Н. Кропоткина, 20–24 мая 2002 года, г. Москва. М.: ГЕОС, 2002. С. 330–332.
27. Н.П. Запивалов. Реабилитационные циклы – основа активного долголетия и высокой конечной нефтеотдачи нефтенасыщенных систем // Сборник трудов Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа». М.: МГУ, 2015. С. 85–87.
28. Н.П. Запивалов. Кто возродит Российскую геологию? «Президенту и дело в руки...» // Бурение и нефть. 2002. № 8. С. 7–8.
29. Н.П. Запивалов. Вместе с Путиным возродить геологию! // Изв. АН Башкортостан: Отд-ние наук о земле. Геология. 2004. № 9. С. 105–107.
30. N. Zapivalov. Exploring exploration: new paradigms // DEW: the Complete Energy Journal, India. 2006. Vol. 16. No. 02. December. P. 40–45.
31. О нефтегазоносности палеозоя Западной Сибири // Концептуальные модели и возможные пути поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе Томской области: сборник научных трудов открытой научной конференции под редакцией Н.П. Запивалова. г. Томск. 6, 21 июня 2018 г. Томск: Изд-во ТПУ, 2018.

ЦИФРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Д.С. Филиппова, Е.А. Сафарова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук, г. Москва, filippovads@ipng.ru

Аннотация: Цифровая и технологическая модернизация нефтегазовой отрасли за счет использования инновационных технологий и платформенных решений, интеллектуальных систем управления, отечественных «сквозных» цифровых технологий будет способствовать укреплению позиций России на мировом нефтегазовом рынке. Один из мегасайнс проектов, разрабатываемых в Институте проблем нефти и газа РАН, является создания геосферной обсерватории. Геосферная обсерватория ИПНГ РАН ориентирована на изучение влияния фундаментальных геологических процессов (коровых волноводов, очагов трещиноватости и др.) в мантии и коре Земли на формирование скоплений УВ и управление разработкой месторождений в режиме реального времени на базе внедрения передовых технологий в области сверхглубокого бурения, волоконной оптики и лазерной физики, обработки больших объемов геоинформации (BigGeoData) и теории реконфигурируемых активно-пассивных сенсорных сетей (AntennaGrid).

Ключевые слова: цифровые технологии, искусственный интеллект, геосферная обсерватория, нефтегазовый комплекс России, маловязкая нефть, сеноманский газ.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по темам: «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)» № АААА-А19-119013190038-2, «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9 и в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

На сегодняшний день отчетливо видна необходимость ускоренного перехода к цифровой модернизации нефтегазовой отрасли. Компаниям и ведомствам предстоит быстрым шагом пройти длинный и сложный путь в рамках подготовки нормативной базы, выработки стимулирующих мер, внедрения цифровых технологий, разработки отечественных инновационных и технологических решений, экологически чистой ресурсосберегающей энергетики, эффективного рационального использования недр и биоресурсов.

Цифровая и технологическая модернизация нефтегазовой отрасли за счет использования инновационных технологий и платформенных решений, интеллектуальных систем управления, отечественных «сквозных» цифровых технологий будет способствовать укреплению позиций России на мировом нефтегазовом рынке. Ключевую роль развития нефтегазовой экономики России диктуют глобальные вызовы [1]:

- Изменение системы газовых поставок за счет развития производства и транспортировки сжиженного природного газа;
- Ужесточение мировых экологических требований к содержанию серы в нефтепродуктах;
- Декарбонизация энергетического сектора ЕС;
- Выполнение условий Парижского соглашения по климату за счет сокращения выбросов вредных веществ в атмосферу;
- Выявление рисков и прогнозирование устойчивости российской нефтегазовой экономики, в том числе в условиях распространения новой коронавирусной инфекции COVID-19, способных оказать негативное влияние на деятельность системообразующих организаций НГК.

Традиционные регионы нефтегазодобычи характеризуются: завершением эпохи нефтяных и газовых месторождений-гигантов, вступивших в позднюю стадию разработки; резким сокращением «активных» запасов легкой маловязкой нефти и сухого сеноманского газа; обводненностью продукции до 80–99%; снижением коэффициента нефте- и газоотдачи продуктивных пластов; исчерпанием высокопродуктивных запасов углеводородов на глубинах до 3,0 км, низким коэффициентом производительности труда.

Счетная палата Российской Федерации представила 28.05.2020 отчет «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы РФ в 2015–2019 годах», в котором отмечается, что сырьевая база углеводородов России находится в периоде стагнации и не может служить драйвером роста нефтегазовой экономики; потенциал наращивания сырьевой базы ограничен из-за недостаточной геологической изученности недр, так среднемасштабным картированием охвачено только 24,1% территории страны; развитие геологической отрасли должно идти по пути цифровизации и открытости геологической информации. Разведанных запасов на разрабатываемых месторождениях нефти хватит

на 35 лет добычи, природного газа – более чем на 50 лет. Доля трудноизвлекаемой нефти достигла 65% всех запасов нефти. Запасов легкой нефти хватит на 20 лет добычи. Прирост запасов природного газа ниже добычи, тогда как прирост запасов нефти превышает ее добычу незначительно. Освоение ресурсов углеводородов затрудняется инвестиционными рисками и сложностями в их добыче в арктических и удаленных регионах страны. В марте 2019 года Минприроды РФ оценило запасы нефти в России в 40 трлн руб., а природного газа – в 11 трлн руб. [2].

Цифровая нефтегазовая экономика – это новая форма нефтегазового дела, которая опирается на инновационные модели управления производством в режиме реального времени. Основные составляющие цифровой нефтегазовой экономики – это большие геоданные в цифровом виде и пакет «сквозных» цифровых нефтегазовых технологий (СЦТ), который использует эти данные. Цифровая модернизация нефтегазовой отрасли страны позволит повысить средний коэффициент полезного действия (КПД) на нефтяных месторождениях с 30 до 40% и на газовых с 75 до 80%.

Национальная стратегия развития искусственного интеллекта на период до 2030 года была утверждена указом Президента Российской Федерации от 10 октября 2019 г. № 490. Под искусственным интеллектом в нефтегазовом деле понимается комплекс технологических решений, позволяющий имитировать когнитивные функции нефтяника-газовика (включая самообучение и поиск решений без заранее заданного алгоритма) и получать при выполнении производственных задач результаты, сопоставимые, как минимум, с результатами интеллектуальной деятельности самого нефтяника-газовика. Методы и технологии искусственного интеллекта реализуются по следующим направлениям: интеллектуальные системы поддержки принятия решений; компьютерное зрение; обработка и распознавание естественного языка, синтез речи специалиста. Национальной стратегией определены задачи развития искусственного интеллекта в России, к которым относятся:

- Поддержка научных исследований в целях обеспечения опережающего развития искусственного интеллекта в нефтегазовом деле;
- Разработка и развитие нефтегазового программного обеспечения, в котором используются технологии искусственного интеллекта;
- Повышение доступности и качества геоданных, необходимых для развития технологий искусственного интеллекта;
- Увеличение доступности киберфизического обеспечения, необходимого для решения задач в области искусственного интеллекта;
- Повышение уровня обеспечения нефтегазового рынка технологиями искусственного интеллекта квалифицированными кадрами и уровня информированности населения о возможных сферах использования таких технологий;
- Создание комплексной системы регулирования общественных отношений, возникающих в связи с развитием и использованием технологий искусственного интеллекта.

В дорожной карте по сквозной технологии искусственного интеллекта в отрасли «Добыча полезных ископаемых» (Классификатор ОКВЭД «В») выделяются следующие области применения: оптимизация разведки и извлечения запасов на основе анализа геологогеофизических данных, повышение эффективности и безопасности производственного процесса за счет применения автономного оборудования и транспорта, предотвращение простоев оборудования и дорогостоящих ремонтов за счет превентивного обслуживания [3].

В рамках перехода на цифровизацию нефтегазовой отрасли предполагается разработать:

1. Национальный стандарт общей информационной модели нефтегазодобычи, которая будет служить основой для единого нефтегазового информационного пространства и системы управления большими геоданными. Национальный стандарт общей информационной модели позволит создавать цифровые двойники нефтегазовых объектов. Общая информационная модель нефтегазодобычи станет основой накопления упорядоченного массива больших геоданных для внедрения предиктивной аналитики и передовых технологий, таких как машинное обучение, искусственный интеллект.
2. Полномасштабную облачную цифровую платформу для интенсивного увеличения коэффициента производительности труда в нефтегазовом производстве.

В 2019 году правительство приняло две ключевых концепции: государственной единой облачной платформы и национальной системы управления большими данными, которые позволяют создать ядро информационного обмена внутри нефтегазовой отрасли с использованием экономически эффективной инфраструктуры [4]. Результатом работ станет создание единого информационного пространства как экосистемы нефтегазового производства, которая позволит воспроизводить историю и прогнозировать жизненный цикл нефтегазовых объектов и оборудования, разрабатывать инновационные бизнес-процессы.

Глобальная исследовательская повестка в области цифровых технологий характеризуется значительным разнообразием: машинные алгоритмы обработки данных на базе использования цепей Маркова; технологии обеспечения устойчивости цепочки поставок; разработка человеко-машинных интерфейсов; цифровое производство; синхронизация и обработка пространственных геоданных в распределенных системах; моделирование работы сетевых мультиагентных систем; мониторинг жизненных параметров у операторов и супервайзеров; технологии волоконных лазеров; нефтегазовый интернет. На первый план выходят методы искусственного интеллекта для анализа больших массивов неструктурированных текстовых и визуальных геоданных. Значительное внимание

уделяется развитию инфраструктуры геоданных, методам глубинного обучения, нечеткой логике, нейротехнологиям (в части киберфизических интерфейсов).

Синергия технологий полных циклов нефтегазового дела: цифрового (геологический/техногенный объект, мультисенсорные измерения, большие геоданные, геоинформация, научные знания, цифровой двойник, облако); высокотехнологичного (поиск, разведка, разработка, транспорт, переработка, нефтегазохимия) и инновационного (пилотный образец, опытно-промышленные испытания, вывод на рынок и масштабная реализация созданных технологий) позволяет создавать высокоэффективные целевые бизнес-модели управления нефтегазовым производством, обеспечивающие интенсивный рост производительности труда наемных работников. На основе создания цифровых двойников нефтегазовых объектов будет осуществляться сбор производственной информации, повышение коэффициента фондоотдачи. Разработка и внедрение цифровых платформ для управления мультисенсорными и мультиконтроллерными нефтегазовыми объектами будет стимулировать гибкий переход от автоматизированного нефтегазового производства к роботизированному.

Цифровая модернизация нефтегазового производства позволяет создать цифровые двойники объектов с целью выявления скрытых, сложных взаимосвязей. «Сквозные» нефтегазовые цифровые технологии в едином информационном пространстве нефтегазового производства позволяют преобразовать модели управления нефтегазовыми объектами с целью максимизации коэффициента фондоотдачи. Целевым уровнем цифровых двойников нефтегазовых объектов является предиктивная аналитика, работающая на опережение в подготовке принятия стратегических и тактических решений. Предиктивная аналитика позволяет управлять себестоимостью жизненного цикла нефтегазового производства на кратко- и среднесрочную перспективу планирования.

Одним из мегасайнс проектов, разрабатываемых в Институте проблем нефти и газа РАН, является создания геосферной обсерватории.

Геосферная обсерватория ИПНГ РАН ориентирована на изучение влияния фундаментальных геологических процессов (коровых волноводов, очагов трещиноватости и др.) в мантии и коре Земли на формирование скоплений УВ и управление разработкой месторождений в режиме реального времени на базе внедрения передовых технологий в области сверхглубокого бурения, волоконной оптики и лазерной физики, обработки больших объемов геоинформации (BigGeoData) и теории реконфигурируемых активно-пассивных сенсорных сетей (AntennaGrid).

Геосферная обсерватория (рис. 1) ИПНГ РАН позволяет управления процессами добычи и транспорта нефти в режиме реального времени. Оптоволоконный инструментарий геосферной обсерватории (скважинная 4С – 1 гидрофон и 3 геофонов сенсорная система) позволяет проследивать развитие естественных (искусственных) трещин во времени, выявлять их геометрию, сложность развития и продуктивности интервалов; выявлять направления движения пластовых флюидов и подвижки блоков, выявлять тектонические и литологические барьеры потоков флюидов, оценивать целостность флюидопоров, также она может проводить оценку напряженно-деформированного состояния горных пород, трассировать коридоры потоков флюидов.

Заключение. Комплекс фундаментальных, поисковых и прикладных исследований с использованием высокоэффективных цифровых технологий добычи нефти и газа позволит увеличить добычу легкой маловязкой нефти на 45–50 млн тонн. и сухого сеноманского газа на 20–25 млрд м³.

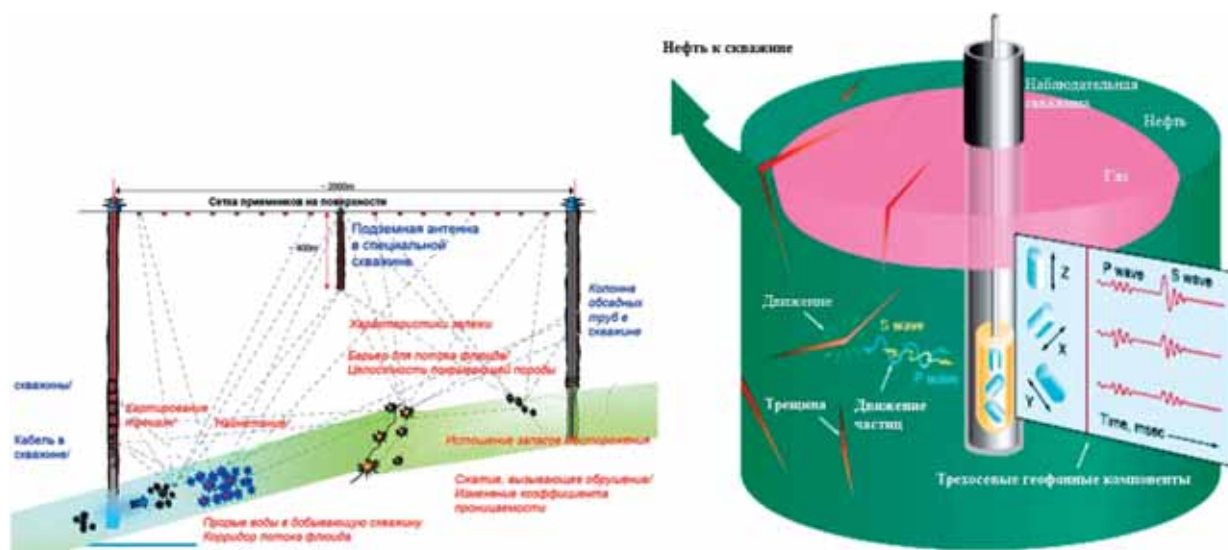


Рис. 1. Скважинная и пластовая томография.

Литература

1. *Bushuev V., Gorshkova A.* The energy equation with a digital answer, *Energy policy*. No. 1 (143), January 2020;
2. *Men M., Kaulbars A.* Report on the results of the expert-analytical event «Analysis of the reproduction of the mineral resource base of the Russian Federation in 2015–2019,» 2020;
3. Roadmap for the development of «end-to-end» digital technology «neurotechnology and artificial intelligence», Ministry of Digital Development, Telecommunications and Mass Communications of the Russian Federation, Moscow, 2019;
4. *Grabchak E.P.* Digitalization in the electric power industry: what should the industry come to? *Energy Policy*, No. 1 (143), January 2020;
5. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A.* Big geodata in the digital oil and gas ecosystem, *Energy policy*. 2018. No. 2. P. 31–39. (In Russian)
http://www.energystrategy.ru/editions/source/ep22018_5.html;
6. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E.* To a question digitizing of gas production processes, *Proceedings of the Tula States University-sciences of Earth №2*, 2019, 136–152 UDC: 519.878:661.992:553:69.054.2:001.9:004.387;
7. *Eremin N.A., Stolyarov V.E.* On the digitalization of gas production in the late stages of field development // *Socar Proceedings*. 2020. no. 1. P. 59–69. <https://dx.doi.org/10.5510/OGP20200100424>;
8. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., & Stolyarov V.E.* (2019). Digital transformation of gas production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 700, 012052. DOI: 10.1088/1757-899x/700/1/012052;
9. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., & Stolyarov V.E.* (2019). On the issue of the application of wireless decisions and technologies in the digital oil and gas production. *Actual Problem sof Oil and Gas*, 2(25). DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art11;
10. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A.* (2018). Digital modernization of oil and gas ecosystems – 2018. *Actual Problems of Oil and Gas*, 2(21), 1–12. DOI: 10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art2.;
11. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Duplyakin V.O., Kapranov V.V.* (2019). Algorithm for creating a neural network model for classification in systems for preventing complications and emergencies in construction of oil and gas wells. *Sensors&Systems*, 12(243), 3–11. DOI: 10.25728/datsys.2019.12.1;
12. *Bogatkina Ju.G., Eremin N.A.* (2020). The methodology for economic evaluation of oil and gas investment projects in Kazakhstan. *OilIndustry*, 1(1155), 15–19. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-1-15-19.

СОВРЕМЕННОЕ ВОСПОЛНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ – ОБЪЕКТИВНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ

В.А. Серебряков

GaladigmaLLC., г. Трейси, Калифорния, США, vladimir.serebryakov@gmail.com

Многие десятилетия великие «специалисты» от нефтяной науки громко предостерегали мир об истощении углеводородных ресурсов. Еще в середине прошлого века (1956 г.) американский провидец М. Хабберт давал мрачные прогнозы об исчерпании нефти и газа в недрах [1]. И далее, таких предсказателей было множество. Обычно они давали прогнозы на последующие 10–20 лет. Даже журнал «Nature» в 2012 году опубликовал статью [2], утверждающую, что человечество достигло «пика добычи нефти» и дальнейшее ее снижение приведет к мировым потрясениям в экономике и социальной политике. Нет смысла приводить множество других примеров, где были указаны различные страшилки, связанные с падением добычи нефти и газа, производными от этого: дефицит пищевых продуктов, голод, катастрофа, мировой кризис.

Прошли многие годы, десятилетия, а запасы углеводородов не только не уменьшаются, но постоянно увеличиваются. В чем же дело? Где же кризис? Все очень просто! Кризис в головах, в умах, подпитываемый интересами мировых нефтегазовых компаний к сверхдоходам. Но не только сами эти компании, но и государства с огромным штатом чиновников, в которых они находятся, заинтересованы в таком положении вещей. А наука, объединения, ассоциации – все они очень зависят от государства, от нефтегазовой индустрии. Надо отрабатывать получаемое финансирование.

Кому нужны ученые и их исследования, которые указывают на реальные факты восполнения углеводородов. Ведь это ударит по ценам, по привычным существующим технологиям. Что-то менять – это сразу огромные капитальные вложения. Кому надо думать о следующих поколениях. Вот, мировой лидер, США, наращивает добычу сланцевой нефти и все счастливы и готовы бежать перенимать передовой опыт. А надо ли? Ведь добыча сланцевой нефти с ее гидроразрывами и отравленными водами приведет именно к истощению углеводородного потенциала, без всяких надежд на восполнение запасов. Это, не говоря уже о значительной негативной экологической ситуации. Кстати, не все в США дают зеленый свет добыче сланцевой нефти. В штате Калифорния такая добыча запрещена.

Однако отношение к этим проблемам на государственном уровне аналогично как в России, так и в США. Приведу пример в США. Там, с 1993 года я являюсь Профессиональным Геологом и членом Американской Ассоциации Нефтяных Геологов. Раньше, когда я занимался только проблемами аномальных пластовых давлений, высту-

пить на научной конференции не было никаких проблем. Все приветствовалось. Как только мне стало интересно донести до научной общественности наши взгляды о природе образования углеводородов, о реальности восполнения их запасов, я лишился возможности выступить. В лучшем случае, стендовый доклад, где я наблюдал огромный интерес к нашим работам. Но это значительно более ограниченная возможность, чем доклад. С огромным трудом (с помощью в то время Президента Ассоциации, работавшей со мной ранее в университете штата Вайоминг) мне удалось дать интервью корреспонденту ежемесячного журнала Ассоциации Нефтяных Геологов «EXPLORER» о Биосферной концепции образования углеводородов. Интервью было опубликовано в октябре 2013. Я надеялся, что возникнет дискуссия. Будут вопросы, критические замечания, а может, и чья-то поддержка. Каково было мое удивление, когда не было абсолютно никакой реакции, ни отрицательной, ни положительной, никакой. Ни одного отзыва. О чем это свидетельствует? То ли деградация нефтяной науки, то ли застой в мозгах ученых мужей. Скорее – страх, не желание себя подставлять.

Сейчас, когда цены на углеводороды падали ниже плинтуса, пришло время открыто поговорить о других научных взглядах, фактах, теориях. Поэтому я очень благодарен, что получил приглашение на эту конференцию.

Несколько слов о том, как я пришел к своему пониманию этой проблемы.

Со студенческих лет (а, это были 60-е годы прошлого столетия), заслуженные профессора московского нефтяного внушали нам представление об органической теории происхождения нефти. Мы все принимали. Не было никаких сомнений. Уже позже было интересно ознакомиться с представлениями неоргаников. Другие суждения, свои факты, обоснования. Познакомился, но не зацепило. Seriously задумался уже в 80-х, когда вплотную занимался изучением аномальных пластовых давлений. В Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области Сибирской платформы мы столкнулись с необычным фактом, нефть на кристаллическом фундаменте в условиях аномально низкого пластового давления. Выше разрез сложен плотными карбонатными и соленосными отложениями. Масса вопросов, в том числе и о происхождении этой нефти. Казалось, ни одна из существующих в то время теорий происхождения углеводородов не работает. Вот тогда нам пришлось заняться вплотную этим интересным вопросом. Появилось понятие термодинамического градиента давления поровых вод (ТДГ), то есть градиента давления вод, возникающего в гидравлически изолированных порах плотных отложений при изменении температуры пород [3].

Термодинамический градиент давления поровых вод возникает в плотных низкопроницаемых породах. Преимущественно такими породами сложены разрезы древних осадочных бассейнов. Возникающие вертикальные и субвертикальные нарушения, трещины, траповые интрузии и пр., пронизывающие осадочную толщу, нарушают установившееся гидродинамическое равновесие поровых вод в толще горных пород и создают условия для фильтрации вод. Так как площадь фильтрующих поверхностей трещин и других тектонических нарушений огромна, значительные объемы минерализованной воды могут перемещаться под влиянием гидродинамических градиентов по трещинам в толщах низкопроницаемых пород. У этого типа фильтрации нет привычных зон напора вод и разгрузки. Градиенты возникают во всей толще под влиянием изменения температуры. Поэтому действию термодинамических градиентов не могут препятствовать непроницаемые пласты соли или хорошо проницаемые пласты коллекторов. ТДГ могут быть как положительными, так и отрицательными при изменении температуры на поверхности Земли. Отрицательный ТДГ способствует возникновению нисходящей фильтрации флюидов в земной коре, а положительный – к усилению восходящей фильтрации.

Это природное явление при изменении среднегодовой температуры, на наш взгляд, может оказывать огромное влияние на многие геологические и геохимические процессы в земной коре, в том числе и на процессы миграции и аккумуляции углеводородов, эпигенетические преобразования горных пород и др. Позже стало понятно, что этот процесс хорошо коррелирует с новой нефтегазовой парадигмой – Биосферной концепцией образования нефти и газа [4].

Так уж сложились обстоятельства, что в 90-е годы прошлого столетия я начал работать в США, в нефтегазоносном штате Вайоминг. Замечательный штат, с существенными запасами нефти и газа и огромным потенциалом. Интереснейшие наблюдения. Есть действующие месторождения, где нефть обнаружили более 100 лет назад. Остановлюсь на одном из них, на самом известном и скандальном Teapot Dome Oil field (в переводе Купол Чайника, названное по форме близлежащей к месторождению скалы). Нас мало интересуют их коррупционные скандалы, в том числе связанные с этим месторождением. В России этим теперь не удивишь. А как складывалась добыча нефти в течение длительного времени – это очень интересно и связано, на мой взгляд, с восполнением нефти, то есть тематикой нашей конференции.

Первые данные о потенциалах нефти этого месторождения появились в 1886 году [5]. В 1910–1915 годах это месторождение было переведено в резерв флота США, то есть под крыло государства. Только с мая 1922 г. началась промышленная разработка. Максимальный дебит из 84 эксплуатационных скважин был получен в октябре 1923 г. – 4460 баррелей нефти в день. В 1928 г. добыча упала до 730 баррелей в день и в 1929 г. эксплуатация месторождения была полностью остановлена до 1949 г. То есть даже в течение II Мировой войны все скважины были законсервированы. Только ежеквартально замеряли пластовое давление в 5 выбранных скважинах. И далее, до 1976 года на месторождении проводилось только незначительное разведочное и защитно-дренажное бурение и геологическое обследование. То есть на протяжении почти 50 лет месторождение было законсервировано. В 1976 г. решением президента Джеральда Форда, а практически с 1977 г. месторождение было снова запущено в эксплуатацию. Мак-

симальный дебит был отмечен в 1980 г. – 4400 баррелей в день, то есть достиг первоначального максимума 1923 года. Вот здесь вопрос: каким образом объемы добываемой нефти восстановились?

По всем геологическим прогнозам, и планам конгресса, американцы должны были выбрать основные запасы в течение 6 лет, с пролонгацией (на всякий случай) еще на 3 года решением президента. Так последующим нескольким президентам приходилось принимать решение о пролонгации в течение более чем 20 лет. В 1999 г. ежедневный дебит, с учетом применения более современных вторичные и других методов разработки снизился до 600 баррелей в день. В 2011 г. дебит снизился до 158 баррелей в день, и Правительство решило прикрыть нерентабельное производство и продать месторождение в частные руки. За последние почти 40 лет было добыто 22 миллиона баррелей нефти на сумму 569 миллионов долларов. К сожалению, я не нашел суммарных данных добычи до 1929 г. Продажа месторождения состоялась только в 2015 г. В этом же году частная компания возобновила эксплуатацию и общий дебит был до 300 баррелей в сутки. Местные геологи считают, что это еще не конец истории. Они уверены, что нефть там качали, качают и будут качать. И у меня в этом нет никаких сомнений.

В литературе описано уже много подобных примеров. Другие примеры я приведу из моей собственной практики. С 1993 года, в Вайоминге, я довольно длительное время работал в небольшой нефтяной компании DCD, Inc. Владелец и руководитель компании Дональд Кросс был не очень образованный (2 курса колледжа), но толковый и очень хваткий. Свое состояние он нажил скупкой отработанных нефтяных месторождений за небольшие деньги у серьезных нефтяных компаний и затем давал им вторую жизнь. Впервые, здесь, я заметил, как после закачки карбон диоксида (CO_2) в истощенные нефтяные пласты наступало быстрое и значительное увеличение дебитов нефти. Полное понимание эффективности этого процесса пришло значительно позже.

Приглашая меня на работу, как оказалось, Дональд Кросс очень хотел заняться разработкой нефтяных залежей в России. Главным сюрпризом для меня было, что ему нужны были лицензии на старые, давно выработанные месторождения. С этим проблем не было. С моим бывшим студентом, товарищем, а затем и коллегой Расулом Алиевым, директором предприятия «Геотермнефтегаз» мы подобрали и получили 7 лицензий на давно выработанные месторождения Дагестана и вскоре работа там закипела. Начали ремонт старых скважин на двух «истощенных» месторождениях. Я это довольно подробно все описал в своей статье в 2018 г. в журнале REGNUM [6].

Должен повторить, что был поражен, когда мы приехали к расположению месторождения Ачису. Разработка его была остановлена еще в 1972 г. На склоне этой площади, из старых скважин сочилась нефть и ручейками сбегала в небольшое нефтяное озеро. Реальный пример восполнения нефти. Безо всяких дополнительных геологических исследований было ясно и понятно, что нефть есть. Оставалось только отремонтировать несколько скважин и получать стабильные притоки. В тот же период мы отремонтировали две скважины на другой площади – месторождения Гаша, которое расположено в другой зоне Дагестана. Разработка этого газонефтяного месторождения осуществлялась с 1957 по 1976 г. То есть почти через 20 лет мы отремонтировали 2 скважины. В одной из них (№ 3) был получен приток нефти, близкий начальному дебету этой скважины времен начала разработки в 1957 г. Другая скважина (№ 28) оказалась на своде залежи, и после ремонта из нее произошел выброс газа с огромным давлением. Ни в 50-х, ни в 90-х годах замеров давления и дебитов проведено не было, но приток газа был огромный. Из-за экологических проблем, газ пришлось поджечь. Еще очень долго огромное пламя со свистом можно было наблюдать за десятки километров.

К сожалению, наш проект 90-х не получил продолжения. Нефть в те времена упала в цене до 10 долларов за баррель, и проект перестали финансировать. Счастливая случайность и предыдущий опыт позже привел меня в группу, которая не только теоретически, но и экспериментально подтвердила реальность Биосферной теории и позволила выявить основной, на наш взгляд, механизм регенерации углеводородов [7].

А в Дагестан мы еще раз вернулись лет 7 назад. К сожалению, получить лицензии на выработанные площади, где мы уже начинали свою работу в 90-х, было невозможно. Там активность продолжается и сейчас. В этот раз нам удалось получить лицензии на 2 месторождения: Махачкалинское и Тернаирское, выведенные из разработки в 1968 и 1976 г. соответственно. Очень сложно было найти скважины, пригодные для ремонта, ведь на месте обеих площадей стоит город Махачкала со своей плотной городской застройкой, промышленными предприятиями, многочисленными дорогами и коммуникациями. С огромным трудом нашли 2 скважины. К сожалению, попытка реанимировать Тернаирскую скважину № 2/3 по техническим причинам оказалась неудачной. Зато скважину № 42 Махачкалинской площади удалось успешно отремонтировать и получить приток нефти с водой с глубин 1500–1600 м дебитом до 30 м³ в сутки. Пластовое давление оказалось аномально высоким с коэффициентом аномальности превышающим 2. За менее чем 20 лет запасы нефти восстановились, пластовое давление снова достигло аномально высоких значений. Это еще одно, на наш взгляд, подтверждение исследований [7] рассматривающих образование углеводородов, в том числе, как современное природное явление.

Не могу еще раз не отметить, что в настоящее время г. Махачкала территориально находится на восполненных нефтегазоносных месторождениях с аномально высоким пластовым давлением, то есть в зоне аварийной и экологической опасности. Бездействие властей, со временем, может привести к серьезной людской трагедии.

В заключение хочу сказать, что живем мы в XXI веке – веке развития передовых нано- и других технологий, робототехники и так далее. Однако нефтегазовая наука и технология добычи углеводородов остались на уровне прошлого века. Настало время новой парадигмы развития нефтегазовой геологии, где использование Биосферной концепции образования углеводородов, несомненно, может помочь грамотно добывать нефть и газ, используя ес-

тественное восполнение запасов, для этого оптимизировать добычу углеводородов, и переходить к производству новых, альтернативных, экологически чистых видов энергии, таких как водород. За это следующие поколения будут нам благодарны.

Литература

1. *Hubbert M.K.* Nuclear energy and the fossil fuels. Publication – Shell Development Company. № 95. Houston, 1956.
2. *Murray J.* Climate policy: Oil's tipping point has passed//Nature. V.481. 2012. P. 433–435.
3. *Добрынин В.М., Серебряков В.А.* Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М: «Недра», 1989. 287 с.
4. *Баренбаум А.А.* Механизм формирования скоплений нефти и газа // Доклады Академии наук. 2004. Т. 399. № 6. С. 802–805.
5. *Carolyn Harris.* Teapot Dome, the U.S. Marines and a President's Reputation, part 1; Rocky Mountain Oil-field Testing Center at Teapot Dome Oil Field, part 2, March 25, 2016. WyoHistory.org. A project of the Wyoming State Historical Society.
6. *Серебряков В.А.* Углеводороды, экология и жизнь. <https://regnum.ru/news/innovation/2530707/html>, 2018.
7. *Баренбаум А.А., Закиров С.З., Закиров Э.С., Серебряков В.А.* Способ получения углеводородов и водорода из воды и диоксида углерода. Патент Российской Федерации, № 2495080, 30 декабря 2010.

ПРОГНОЗ И ПОИСКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ – ВАЖНЫЙ ЭЛЕМЕНТ НОВОЙ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, г.Москва, tshuster@mail.ru

Для решения основной задачи нефтегазового комплекса России – восполнения объемов добычи приростом запасов и ресурсов УВ – необходим целый набор новых идей и решений, создание новой парадигмы нефтегазовой геологии, состоящей из ряда положений.

Первое положение – это научное обоснование направлений геологоразведочных работ и новых перспективных объектов.

Второе – разработка комплекса научных исследований, новых методов и технологий проведения ГРП.

Третье – обоснование экономической целесообразности и технологической оснащенности для проведения работ, их безопасности, в том числе, и для окружающей среды.

Все эти положения должны быть учтены при создании новой стратегии развития нефтегазовой геологии или, в более широком смысле, парадигмы нефтегазовой геологии.

При обсуждении этой проблемы будут дискутироваться такие вопросы, как предпочтительность поисковых работ в «новых» или «старых» регионах; продолжение работ в «верхнем этаже нефтегазоносности» или активизация работ в «нижнем этаже» (глубокие горизонты); отдельная тема – целесообразность и эффективность ГРП в сложных, особенно морских и ледовых условиях (экономические, технологические и экологические проблемы, помимо чисто геологических); к этой же теме относится изучение и последующее освоение ресурсов и запасов УВ в сложнопостроенных низкопроницаемых, обогащенных органикой, отложениях баженовской свиты и доманиковой толщи, в сланцах.

Кроме этого, существует широкий круг вопросов, связанных с освоением трудноизвлекаемых запасов нефти и газа на месторождениях (особенно, крупных и гигантских по запасам) на заключительной стадии разработки (повышение КИН и КИГ, коэффициента охвата) и соотношение этих мер с рентабельностью проекта.

Поэтому проводимая в Казани Международная научно-практическая конференция – 2020 очень своевременна, и на ней могут быть определены наиболее важные направления по созданию новой парадигмы нефтегазовой геологии, по крайней мере, для России.

Остановимся на одном из таких направлений стратегии развития нефтегазовой геологии: поиски, разведка и освоение ресурсов (и запасов) УВ в сложнопостроенных резервуарах – неантиклинальных и комбинированных ловушках.

Термин ловушка нефти и газа впервые введен Мак-Коллофом в 1934 г. – это объем породы, способный вместить нефть или газ вне зависимости от способности к аккумуляции и консервации нефти и газа в ней [1]. Неантиклинальные ловушки, в отличие от антиклинальных (экран-флюидоупор перекрывает коллектор), типизируются по характеру экрана и типу экранирования, формирующего ловушку: литологически – экранированная, стратиграфически – экранированная или тектонически – экранированная. Комбинированная ловушка – это замкнутый природный резервуар, сформированный под воздействием ряда (двух и более) факторов.

Проблема эта не новая, ее разработкой в России (и в мире) занимаются ученые и производственники с середины прошлого века. Значительный вклад в решение различных задач этой проблемы внесен специалистами разных стран и поколений [2–10].

К настоящему времени, в неантиклинальных и комбинированных ловушках открыты многочисленные мелкие по запасам, крупные и гигантские месторождения УВ в разных странах мира (России, США, Мексике, Венесуэле, на Ближнем Востоке и др.).

Это Боливар-Коустал в Венесуэле (4,1 млрд т нефти), в США – Ист-Техас (0,8 млрд т нефти), в Мексике (Хьюготон (1,1 трлн м³ газа), в России (Уренгойское, Бованенковское, Новопортовское – в западной Сибири) и ряд других [3, 10].

По данным группы американских геологов [7], проводивших исследования в течение ряда лет и опубликовавших результаты в 2018 г., в течение последнего десятилетия накопления добыча нефти и газа (в нефтяном эквиваленте) из сложнопостроенных неантиклинальных и комбинированных ловушек составила 10% от общемировой накопленной добычи (рис.1).

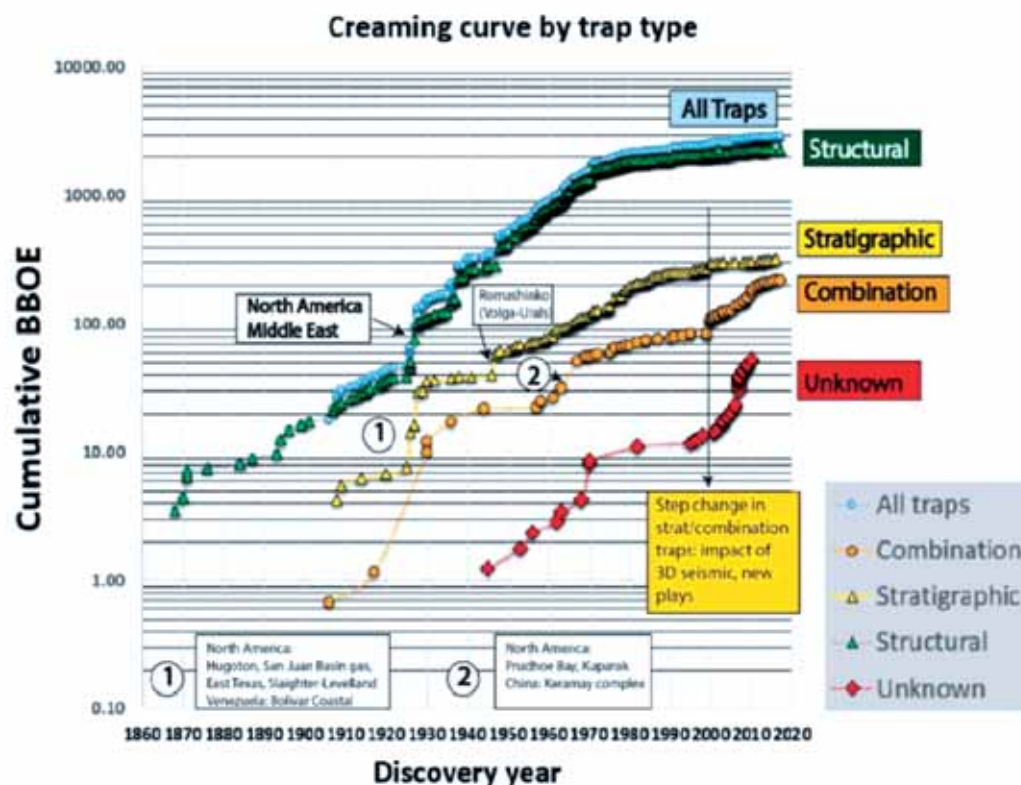


Рис. 1. Кривая выделенных (по определенному признаку) ловушек во времени [7].

То есть с одной стороны возрастает роль неантиклинальных ловушек как объекта в общемировой добыче нефти (газа), а, с другой стороны, четко обозначился тренд убывания (в связи с разведанностью) числа антиклинальных ловушек как объекта поисковых работ.

Несмотря на оптимистическую статистику (10% добычи УВ), широкого разворота работ в сложных объектах (в том числе, неантиклинальных ловушках) в России не наблюдается: яркий пример – баженовская свита Западной Сибири, где прогнозируются многомиллиардные ресурсы нефти, а освоены лишь первые проценты (примерно 10 миллионов тонн накопленной добычи).

Открытые нефтегазовые скопления в неантиклинальных ловушках были, как правило, детально опоискованы и оконтурены лишь на разведочном этапе, когда после значительного объема бурения и уточнения строения и был установлен тип ловушки и не всегда окончательный.

Многие положения проблемы прогноза и поисков неантиклинальных ловушек до сих пор окончательно не решены. Не сформулированы критерии прогноза, не созданы новые технологии и методы поисков, отсутствует общепринятая методика прогноза и поисков.

Проанализировав значительное число опубликованных работ по этой проблеме [3–9], предлагаем ряд положений, которые, с нашей точки зрения, целесообразно обсудить и принять с необходимыми дополнениями и коррективами для создания в ближайшее время методического руководства по прогнозу и поискам неантиклинальных и комбинированных ловушек для использования при проведении ГРП в РФ.

В приводимых предложениях использованы некоторые идеи и положения, в той или иной форме уже опубликованные в ряде работ [3, 4, 6], то есть автор не претендует на приоритет этих предложений.

В основу создания методического руководства предлагаем заложить следующие последовательные шаги.

Первоначально создать «универсальную» классификацию типов неантиклинальных ловушек по генетико-морфологическому принципу, например, как в работе А.А. Полякова и др., 2015 [6], с добавлением новых типов

ловушек, закартированных в последние годы (в сланцах, баженидах, в эрозионных выступах фундамента, гидрогеологические и др.). В преамбуле к классификации необходимо выработать общепринятые (после обсуждения) значения (формулировки) используемых типов ловушек. Сегодня одни и те же типы ловушек носят разные названия и имеют разный смысл и значения.

На следующем шаге необходимо сформулировать задачи прогноза и поиска на каждом этапе геологоразведочных работ (ГРП): региональном, поисковом, разведочном, этапе разработки месторождения. И одновременно необходимо выработать критерии оценки благоприятных условий для формирования неантиклинальных ловушек, дифференцируя по типам ловушек.

Идея поэтапного прогноза и поиска высказана в ряде работ, в том числе в публикациях А.Г. Алексина и др. (1992) [3], А.А. Гусейнова и др. (1988) [4]. В последней работе предлагается осуществлять региональный и локальный прогноз, на разных стадиях ГРП и с разными задачами.

Третий шаг включает виды работ для прогноза и отдельно для поиска. Как правило, в публикациях предлагаются к использованию и при прогнозе, и при проведении поисковых работ сейсморазведка МОВ ОГТ и бурение. Эти методы и на сегодня остаются основными для «прогноза и поиска».

Помимо усовершенствования полевых работ сейсморазведки, обработки и интерпретации материалов, необходимо широко внедрять и новые технологии (например, сейсмические «образы» для прогноза; параметры рассеянной компоненты сейсмического поля для прогноза и поиска скоплений УВ в трещинных массивных породах) [11, 12]. В ряде регионов для решения задачи успешно применяется комплекс геофизических методов, например, сейсморазведки и электроразведки, гравиразведки, магниторазведки, аэро- и космосъемка и другие. То же с данными бурения: расширенный и усовершенствованный комплекс ГИС, детальное изучение керна специальными методами. Для детального изучения строения, литофациального состава, ФЕС пород и типа пустотного пространства используется комплексный анализ всех данных на основе программных комплексов.

Особое значение приобретают научно-исследовательские работы. Результаты палеотектонического, палеогеографического, палеогеоморфологического анализов позволяют восстановить историю формирования как зоны нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) НГО, так и конкретного локального объекта. Эти исследования дают возможность установить детали строения региона, выявить региональные флюидопоры, распространение толщ коллекторов, зоны стратиграфического несогласия и разрывных нарушений, зоны литологического замещения и выклинивания, характер и границы ловушек, их тип.

Виды работ и научных исследований, а также критерии прогноза и поиска, исходя из практического опыта и теоретических разработок, необходимо персонализировать для каждого типа ловушек.

Например, уже на региональном этапе, необходимо обладать информацией по строению разреза в скважинах. Это может быть информация по опорным и параметрическим скважинам. А, кроме того, для решения задачи прогноза неантиклинальных ловушек необходимо запланировать опережающее бурение оценочных или поисковых скважин. Проектное местоположение и глубину скважины следует определять по сейсмическим данным.

Специального обсуждения требуют такие вопросы, как задачи каждого этапа работ и ожидаемые результаты; виды работ и научных исследований, критерии прогноза и поисков конкретных типов неантиклинальных ловушек, методы и методические приемы для установления морфологии ловушек конкретного типа и их внутреннего (зонального) строения и ряд других вопросов. Все эти положения (шаги) должны быть сведены в единую временную схему действий.

Заключение

На современном этапе для эффективного прогноза и поиска неантиклинальных ловушек и широкого развоя ГРП необходимо создать методическое руководство по этим работам с учетом высказываемых предложений. Регламентный документ стимулирует поисково-разведочные работы и позволит прирастить значительные объемы ресурсов и запасов нефти и газа в сложнопостроенных резервуарах.

Литература

1. Геологический словарь: в 2 т. /отв.ред.: К.Н. Пфенгольц. М.: Недра, 1978. 486 с.
2. Брод И.О. Залежи нефти и газа. М.: Гостоптехиздат, 1951. 340 с.
3. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложнопостроенного типа [в 2-х частях]. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 227 с.
4. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурицков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1988. 213 с.
5. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf.
6. Поляков А.А., Колосов В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf.
7. Dolson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making

the Subtle Trap Obvious. Search and Discovery//Article № 60054. 2018. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html.

8. Хэлбути М. (Halboully, m.t.). Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973. 440 с.

9. Жемчугова В.А., Бербенев М.О. Основные принципы моделирования структуры природных резервуаров (на примере меловых отложений Западной Сибири) // Георесурсы. 2015. № 2 (61). С.54–62.

10. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. № 1. 2020. С. 29–35. DOI <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>.

11. Шустер В.Л., Пуланова С.А., Курышева Н.К. Новый подход к оценке нефтегазоносности образований фундамента // Тезисы докладов на международной научной конференции, посвященной 100-летию В.Е.Хаина. МГУ им. М.В.Ломоносова. 2011.

12. Авербух А.Г., Гогоненков Г.Н., Левянт В.Б., Шустер В.Л. Перспективы использования данных сейсморазведки для выделения ловушек углеводородов в кристаллическом фундаменте//доклад на международной конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». М., РГУН и Г, 2001.

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РАМКАХ ОСНОВНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Р.Н. Салиева

*Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, г.Казань,
sargus6@yandex.ru*

Развитие экономики в современных условиях предполагает эффективное использование природно-ресурсного потенциала. Очевидно, что вместе с экономическими выгодами использование природных ресурсов приносит и ряд проблем. К таковым относятся проблемы обеспечения устойчивого развития, соблюдения баланса интересов нынешнего и будущих поколений, а также обеспечения промышленной, экологической, энергетической и других видов безопасности. На решение задач устойчивого обеспечения минеральным сырьем потребностей экономики Российской Федерации, включая экспортные обязательства, направлена Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (далее – Стратегия) [1]. Стратегия основана на нормах действующего законодательства Российской Федерации, обеспечивает реализацию основных стратегических документов по вопросам национальной безопасности, научно-технологического развития, а также отражает основные положения стратегических документов по вопросам экономической и экологической безопасности, развития информационного общества. В современных условиях Стратегия является основой для формирования и реализации государственной политики в области геологического изучения недр, воспроизводства и использования минерально-сырьевой базы на федеральном и региональном уровнях, а также для разработки государственных программ Российской Федерации.

В целях стимулирования геологического изучения недр, воспроизводства и освоения минерально-сырьевой базы Российской Федерации в Стратегии наряду с другими положениями предусмотрено также совершенствование нормативно-правового обеспечения недропользования. Правительством РФ утвержден План мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (на 2019–2024 годы) [2].

Круг вопросов по совершенствованию нормативного правового обеспечения недропользования достаточно обширный, выделим отдельные проблемы правового обеспечения недропользования по основным направлениям развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации.

Один из важных вопросов это оценка прогнозных ресурсов. Поскольку наличие минеральных ресурсов в недрах остается одним из важнейших конкурентных преимуществ российской экономики, являются важными как вопросы оценки запасов полезных ископаемых, так и оценки прогнозных ресурсов. Геологическая и экономическая оценки ресурсов нефти, газа и конденсата проводятся с целью выработки реальных представлений о масштабах, структуре, качественных характеристиках и экономической значимости перспективной минерально-сырьевой базы нефтегазовой отрасли. В рыночных условиях экономическая оценка ресурсов нефти и газа носит двойственный характер. Она должна отражать как интересы государства, являющегося собственником недр, так и пользователей недр, приобретающих у государства лицензию (разрешение) на право поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов. В мае 2016 г. для публичного обсуждения был представлен проект федерального закона «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части закрепления порядка организации учета прогнозных ресурсов полезных ископаемых» [3]. В законопроекте предлагается установить виды субъектов (участников) общественных отношений в сфере геологического изучения недр, которые будут вправе осуществлять оценку прогнозных ресурсов полезных ископаемых при проведении работ по региональному геологическому изучению недр, геологическому изучению недр, включая поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведке месторождений полезных ископаемых. Предлагается также закрепить правило о том, что результаты оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых включаются в геологические отчеты, если указанные в законе участники провели оценку прогнозных ресурсов полезных ископаемых.

Представляется, что данное предложение требует уточнений. Остается неясным, что понимается под геологическим отчетом: какова его форма; что должен включать в себя такой отчет; какое правовое значение имеет данный отчет в процедуре оценки прогнозных ресурсов. Целесообразно предусмотреть в законопроекте составление отчетов о геологических результатах работ и оценке прогнозных ресурсов.

В законопроекте предлагается также установить правило о том, что результаты оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых подлежат апробации по решению федерального органа управления государственным фондом недр или его территориального органа, а в отношении результатов оценки прогнозных ресурсов общераспространенных полезных ископаемых, а также подземных вод на участках недр местного значения – по решению органа государственной власти субъекта Российской Федерации в целях обеспечения воспроизводства минерально-сырьевой базы и организации функционирования государственной системы лицензирования. Предлагаемые положения также требуют уточнения по следующим вопросам: 1) Порядок проведения апробации результатов оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых и порядок оформления заключения; 2) Порядок включения сведений о прогнозных ресурсах полезных ископаемых в государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых. Представляется, что целесообразно было бы прописать механизм проведения апробации и представления результатов оценки прогнозных ресурсов для включения сведений о прогнозных ресурсах в государственный кадастр месторождений и проявлений полезных ископаемых по нефти и газу. Поскольку в государственный кадастр включается информация о месторождениях с запасами полезных ископаемых, еще не учтенными Государственным балансом запасов полезных ископаемых, но на которых завершены оценочные работы (при положительной геолого-экономической оценке) или разведка, то целесообразно было бы на уровне Минприроды РФ регламентировать процедуры геолого-экономической оценки прогнозных ресурсов и порядок представления информации для целей включения сведений о прогнозных ресурсах по видам полезных ископаемых в государственный кадастр.

Важное направление, отмеченное в Стратегии, – это развитие технологий разработки месторождений и добычи углеводородного сырья. В соответствии с Федеральным законом № 396-ФЗ [4] с 31.05.2020 вступают в силу изменения, вносимые в часть первую статьи 23.2 Закона «О недрах», в связи с необходимостью законодательного закрепления положений о разработке технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. В части 1 ст. 23.2. Закона «О недрах» будет закреплено, в частности, что разработка технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых должна осуществляться в соответствии с утвержденной проектной документацией на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, а также в соответствии с правилами подготовки проектной документации по разработке технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, устанавливаемыми федеральным органом управления государственным фондом недр по согласованию с уполномоченными Правительством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти». В соответствии с изложенными новыми положениями по составлению проектной документации на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых потребуются разработка и принятие соответствующих правил подготовки проектной документации разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых (далее – новые Правила). Очевидно, что в новых Правилах необходимо отразить особенности осуществления работ, связанных с разработкой технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Сложность заключается в том, что до настоящего времени в нормативных документах не закреплено определение понятия «трудноизвлекаемые полезные ископаемые». Фактически в настоящее время отсутствует возможность лицензирования такого нового вида пользования недрами, установленного Федеральным законом № 396-ФЗ [4], как разработка технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, т.к. нет перечня видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых указанный вид пользования недрами может применяться.

В настоящее время Правительством разработан проект постановления «Об утверждении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» [5]. В Пояснительной записке к данному проекту отмечается, что на основе правоприменительной практики геологического изучения, подсчета запасов и разработки месторождений углеводородного сырья, а также по результатам проведенной в 2019 году инвентаризации запасов к видам трудноизвлекаемых полезных ископаемых пока целесообразно отнести только нетрадиционные скопления природных углеводородов, обусловленные такой особенностью их залегания, как существенная рассеянность в пространстве, отсутствие контролирующих факторов (границ, контактов и структурных факторов), наличие углеводородов, в том числе в твердом или адсорбированном виде.

К таким скоплениям относится нефть, содержащаяся в баженовской, доманиковой, абалакской, хадумской свитах, а также сверхвязкая нефть (10 000 мПа·с и более).

По экспертным оценкам, геологические ресурсы трудноизвлекаемых полезных ископаемых по нефти, содержащейся в следующих продуктивных отложениях, составляют:

баженовские и абалакские – до 60 млрд т;

доманиковые – до 6 млрд т;

хадумские – до 2 млрд т.

Наряду с вышеуказанной оценкой, за последние 10 лет уровень добычи нефти из баженовских, доманиковых, хадумских отложений, а также нефти с вязкостью 10 000 мПа·с составляет около 0,6 млн т/год, 0,3 млн т/год и 3,5 млн т/год соответственно [5]. Надо отметить, что ранее Правительством РФ в целях стимулирования реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, было поддержано предложение Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти [6]. Соответственно были выделены категории проектов по указанным показателям.

Видимо, в целях единообразного и системного регулирования отношений по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, целесообразно было бы на уровне Закона о недрах закрепить признаки месторождений, которые содержат трудноизвлекаемые полезные ископаемые.

Еще одним важным аспектом развития нормативного правового регулирования в сфере недропользования является техническое сопровождение разработки месторождений. Приказом Минприроды России от 20.09.2019 N 639 утверждены «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» [7]. Правила устанавливают общие требования к составу и содержанию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Исходя из анализа содержания Правил, полагаем, что в данных Правилах целесообразно было бы регламентировать положения о том, в какой момент и где завершается технологический процесс добычи нефти. В правилах лишь в таблице 46 «Экономические показатели», сказано об учете расходов по транспорту от коммерческого узла учета нефти до порта и о расходах по транспортировке до коммерческого узла учета нефти. Четкое определение момента завершения технологического процесса добычи нефти имеет важное значение при определении фактических расходов по добыче углеводородного сырья.

Целесообразно также предусмотреть в рассматриваемых Правилах необходимость включения в проект разработки положений о размещении в пластах горных пород попутных вод и вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд, при разведке и добыче углеводородного сырья. Тем более что в Постановлении Правительства РФ от 03.03.2010 N 118 (ред. от 27.12.2019) [8] предусмотрено, что проектная документация на добычу подземных вод согласовывается в составе проектной документации на разработку соответствующего вида полезного ископаемого или в виде самостоятельного проекта.

Еще один важный аспект – это цифровизация в нефтегазовой отрасли. Информационные системы, создаваемые организациями нефтегазового сектора ТЭК, их структурными подразделениями также, как и другие информационные системы ТЭК, охватываются интеграционным сегментом ГИС ТЭК. Постановлением Правительства РФ от 20 марта 2013 г. N 247 утверждены «Правила взаимодействия государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса и иных государственных информационных систем» [9]. В п.3 Правил [9] указано, что взаимодействие государственной информационной системы и иных государственных информационных систем осуществляется, в частности: а) с использованием инфраструктуры, обеспечивающей информационно-технологическое взаимодействие информационных систем, используемых для предоставления государственных и муниципальных услуг в электронной форме; б) с использованием программно-технических средств государственной информационной системы, создаваемых оператором государственной информационной системы в интеграционном сегменте государственной информационной системы. Полагаем, что целесообразно уточнить в данных Правилах порядок взаимодействия операторов в интеграционном сегменте ГИС ТЭК.

Необходимо отметить и такой важный аспект, как государственное регулирование в сфере недропользования. В ст. 35 Закона РФ «О недрах» закреплено, что основной задачей государственного регулирования отношений недропользования является обеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы, ее рационального использования и охраны недр в интересах нынешнего и будущих поколений народов Российской Федерации.

В стратегии, в частности, в целях предотвращения негативного влияния на окружающую среду геолого-разведочных работ, добывающих и перерабатывающих производств предусматривается: совершенствование экологических требований при недропользовании с учетом отечественного и мирового опыта; усиление государственного регулирования недропользования в части экологической экспертизы проектов строительства добывающих и перерабатывающих предприятий; усиление экологического контроля за недропользованием на всех стадиях геолого-разведочных работ и освоения месторождения и другие меры.

В целом государственное регулирование в нефтегазовом секторе экономики осуществляется посредством управления, лицензирования, учета и государственного надзора (контроля). К правовому аспекту государственного регулирования и регламентации хозяйственных (предпринимательских) отношений в нефтяной отрасли относятся:

1. Регламентация технологического процесса извлечения из недр углеводородного сырья и доведения его до соответствующего качества.

2. Установление стандарта качества углеводородного сырья, характеризующего его как добытое полезное ископаемое.

3. Нормативное правовое регулирование хозяйственных (предпринимательских) отношений в нефтедобыче на основе единых принципов и единообразных терминов и понятий на всех стадиях – от поисковых работ до завершения разработки и ликвидации месторождения.

В российском законе «О недрах», к сожалению, нет основных терминов и понятий, применяемых в целях регулирования отношений недропользования и разработки месторождений, что не способствует эффективности регулирования.

Очевидно, что выполнение стратегических задач зависит от многих факторов и условий, при этом полагаем, что одним из основных факторов, предопределяющих достижение поставленных задач, является эффективное управление в реальном секторе экономики в рамках государственного регулирования, закрепленного в нормативных правовых актах.

В целях системного регулирования в рамках стратегических направлений представляется целесообразным как дальнейшее совершенствование закона РФ «О недрах» в части закрепления принципов государственного регулирования, так и формирование специального законодательства путем принятия, в частности специального закона, регламентирующего отношения в сфере осуществления хозяйственной (предпринимательской) деятельности в нефтяной отрасли.

Литература

1. Распоряжение Правительства РФ от 22.12.2018 N 2914-р «Об утверждении Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. 31.12.2018. N 53 (часть II). Ст. 8762.
2. Приказ Минприроды России от 13.05.2019 N 296 «Об утверждении Плана мероприятий по реализации Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года (на 2019–2024 годы)» // СПС КонсультантПлюс.
3. Проект федерального закона «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части закрепления порядка оценки прогнозных ресурсов полезных ископаемых, апробации и учета ее результатов» // СПС КонсультантПлюс. Текст документа приведен в соответствии с публикацией на сайте <http://regulation.gov.ru/> по состоянию на 15.05.2018.
4. Федеральный закон от 02.12.2019 N 396-ФЗ «О внесении изменений в Закон Российской Федерации «О недрах» в части совершенствования правового регулирования отношений в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» // Собрание законодательства РФ. 09.12.2019 (часть V). N 49. Ст. 6955. Начало действия документа – 31.05.2020.
5. Проект Постановления правительства «Об утверждении видов трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в отношении которых право пользования участком недр может предоставляться для разработки технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых» // Федеральный портал проектов нормативных правовых актов. <https://regulation.gov.ru/projects#npa=97371>.
6. Распоряжение Правительства РФ от 03.05.2012 N 700-р «О классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти» // СПС КонсультантПлюс.
7. Приказ Минприроды России от 20.09.2019 N 639 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» // Официальный интернет-портал правовой информации <http://www.pravo.gov.ru>, 03.10.2019.
8. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 N 118 (ред. от 27.12.2019) «Об утверждении Положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами» // Собрание законодательства РФ. 08.03.2010. N 10. Ст. 1100.
9. Постановление Правительства РФ от 20 марта 2013 г. N 247 «Об утверждении Правил взаимодействия государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса и иных государственных информационных систем» // Собрание законодательства Российской Федерации от 25 марта 2013 г. N 12 ст. 1345.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МНОГООБРАЗИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ – ОСНОВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ИНДУСТРИИ

Р.Р. Ибатуллин

TALOilLtd., г. Калгару, Канада, rivil.r.ibatullin@gmail.com

Методам и техническим решениям по извлечению нефти неизбежно предшествует локализация резервуара, иными словами, геологические средства определения запасов и ресурсов.

В последние два десятилетия детально изученные ресурсы тяжелой нефти и битумов, а также запасы углеводородов в плотных и сланцевых коллекторах послужили основой технологического скачка, который перевел эти ресурсы в разряд извлекаемых запасов. Эти запасы, часто определяемые как нетрадиционные, стали существенным элементом современного рынка нефти (табл. 1). Особенности нетрадиционных запасов явились их концентрация в формациях значительной толщины, достигающих до километра (в сланцах), а также громадные площади их распространения.

Запасы и добыча нефти (оценка на конец 2018 г.) [1]

Таблица 1

	Доказанные запасы, млрд бар.	Добыча, млн бар/сут
Канада (тяжелая нефть и битумы)	161	4
Венесуэла	301	1,8
США – оценка (плотные коллекторы и сланцы)*	200	8
Весь мир	1672	100

*Wood Mackenzi, Pioneer Natural Resources

Как видно из табл.1, доля нетрадиционных запасов нефти только в крупнейших нефтегазоносных провинциях превышает треть от общемировых, а добыча составляет около одной пятой от общемировой. Эти результаты были достигнуты за исторически короткие сроки благодаря новым технологиям, основанным на высокотехнологичных горизонтальных скважинах. Высокоточная навигация, геофизические исследования в ходе бурения, буровые растворы и долота явились важными составляющими этого успеха.

Добыча тяжелой нефти и битума

Современные технологические решения для добычи тяжелой нефти и битума в Канаде берут свое начало со строительства в 1984 г. недалеко от города Fort Mac Murrey (провинция Альберта) подземного испытательного стенда UTF (Undeground Test Facility), на котором была отработана в пилотных условиях технология парогравитационного метода (SAGD). Канадские специалисты в ходе работы по созданию UTF ознакомились и с опытом шахт Ярегского месторождения в Коми Республике. Финансирование проекта UTF велось в значительной мере при поддержке правительства провинции Альберта через AOSTRA (Alberta Oil Sands Technology Reserch Authority) совместно с крупнейшими компаниями-операторами.

На этом стенде были отработаны теория и практика парогравитационного метода, который в начале 2000-х гг. вышел на коммерческое применение (рис. 1). Современные решения, направленные на повышение эффективности SAGD, охватывают:

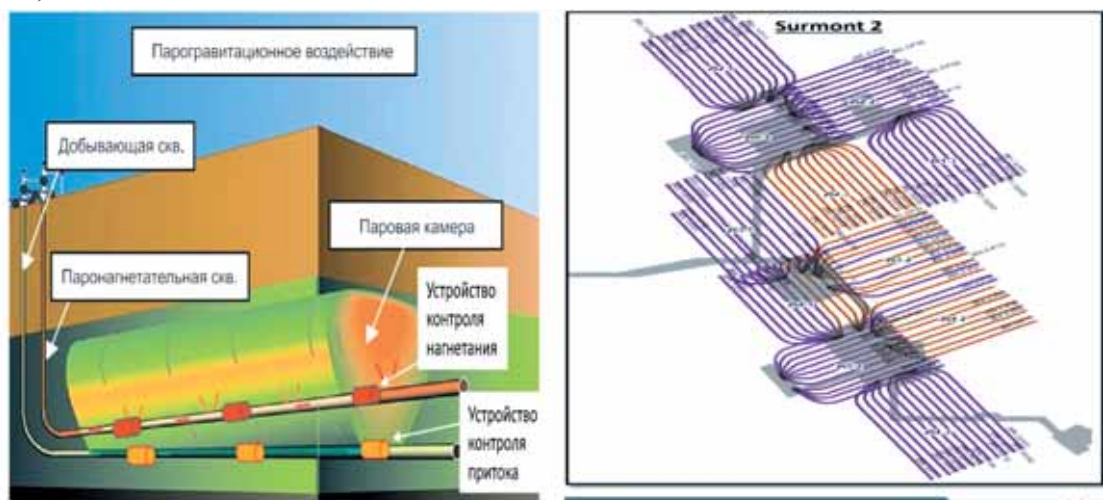


Рис. 1. Схема парогравитационного воздействия. Скважины оборудованы устройствами контроля потока (Flow Control Device) для добывающей и нагнетательной скважин (слева). Схема кустования на канадском месторождении Surmont компании Conoco Phillips (справа).

- комбинации пара с растворителями и неконденсируемыми газами,
- управление потоками в добывающей и нагнетательной скважинах (рис. 1, слева),
- размещение скважин на поверхности и в пласте (кустование, уплотнение сетки) и многие другие (рис. 1, справа).

Многоступенчатый гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах

В последнее десятилетие бурно развивались новая техника и технологии в разработке нетрадиционных запасов углеводородов, таких как, бурение горизонтальных и многоствольных скважин, а также технологии, техника и реагенты для многоступенчатого гидроразрыва пласта (МСГРП) в таких скважинах.

Технологии многоступенчатого гидроразрыва в пилотном режиме начали активно разрабатываться в конце 90-х годов прошлого века при активной поддержке Департамента энергетики США (DOE) и к 2010 г. вышли на массовое промышленное применение. В 1997 г. пилотный проект государственно-частного партнерства DOE/Mitchell Enefrgy по МС ГРП вышел на коммерческие показатели в девонских сланцах.

В настоящее время существуют три основные модификации проведения МС ГРП:

1. Перекрытие ствола на секции пакерами, перфорация и последующий ГРП («plugandperf»),
2. Перекрытие ствола на секции пакером, с последующим открытием скользящих муфт («slidingsleeves») для доступа жидкости ГРП к заколонному пространству. Для открытия муфт ГРП существует два способа – сбрасыванием шаров с последовательно увеличивающимся диаметром или с помощью устройства на гибкой трубе.
3. Использование разрывных муфт, которые основаны на разрушении при определенном давлении диска, изолирующего канал в муфте между колонной НКТ и заколонным пространством

Важным резервом сокращения затрат является также и удешевление технических средств и уменьшение времени использования дорогостоящего и дефицитного «флота» ГРП. Одной из последних инноваций в этой области явилась реализации более «агрессивных» технологий ГРП, заключающейся в большем числе разрывов на длине ствола, а также к большим объемам нагнетаемого проппанта. Кроме того, уплотняется и сетка скважин и коэффициент кустования, например, канадская компания Encana для объектов в Пермском бассейне в Техасе разработала технологию Cube Development (рис.2 слева). Все это приводит к максимальным концентрации и коэффициенту использования дорогостоящего оборудования ГРП, снижая затраты времени на монтаж/демонтаж и переезды. Сегодняшний куст ГС в ходе процесса МС ГРП похож на большой завод с высокой удельной концентрацией техники и оборудования ГРП (рис.2 справа).

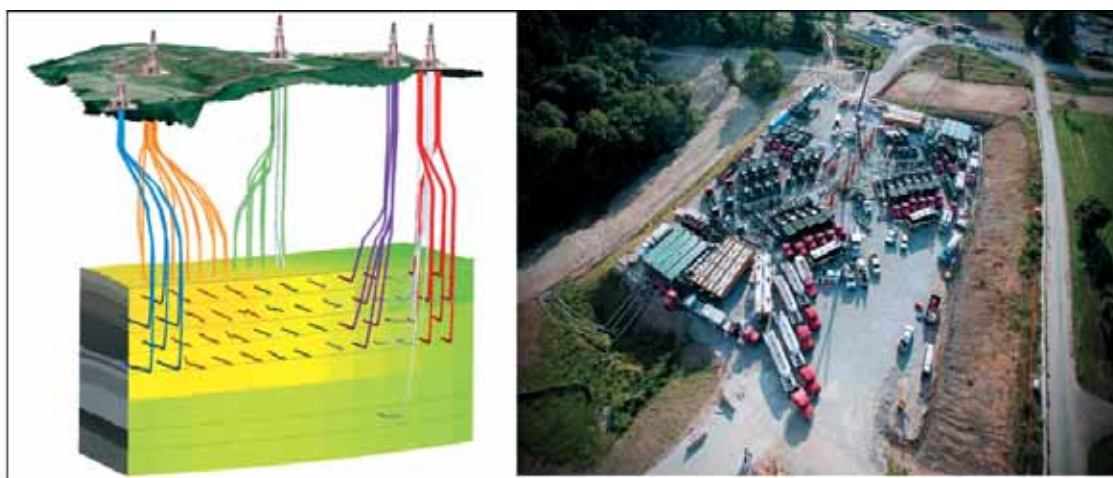


Рис. 2. Пример расстановки скважин и их траекторий по технологии Cube Development компании Encana (слева).
Расположение техники ГРП на кусте скважин (справа).

Сопоставление экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке

Результаты сопоставления скорости инновационного развития технологий SAGD и МС ГРП в горизонтальных скважинах свидетельствуют об ускорении темпов технологического развития. Если для выхода SAGD на коммерческий уровень понадобилось около 15 лет, то для МС ГРП тот же путь занял чуть более 10 лет.

С точки зрения экономической привлекательности запасов тяжелой нефти и нефти в сланцах в Северной Америке рассмотрим оценку затрат по их элементам (рис. 3). Для тяжелой нефти Канады в сравнении с американскими сланцевыми нефтями самой существенной долей затрат является скидка по качеству и транспортные затраты. При этом, в среднем, из всех рассмотренных объектов самыми низкими являются затраты для проектов скважинной добычи тяжелой нефти.

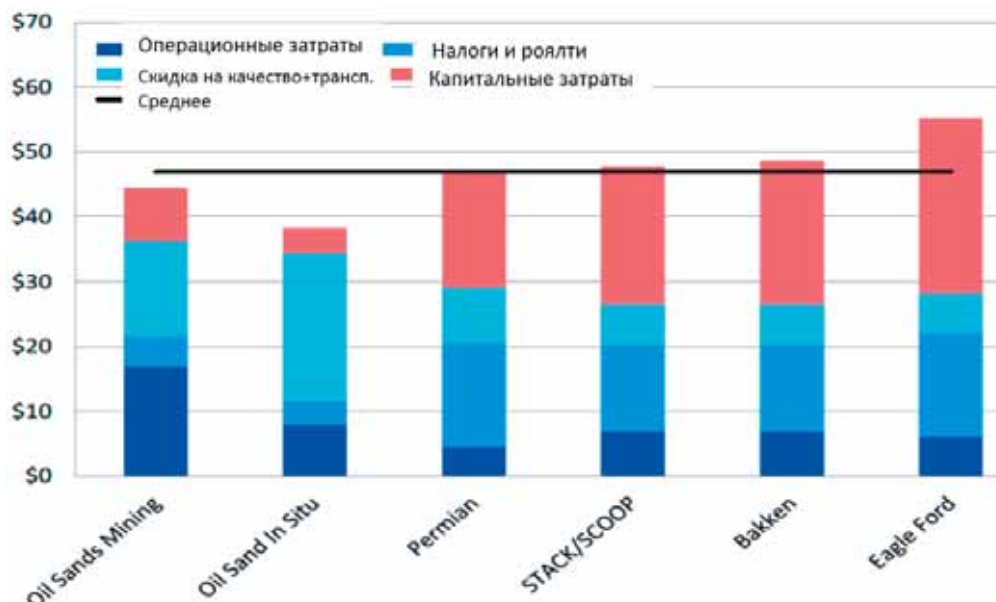


Рис.3 Затраты по объектам разработки в USD/bbl, расчеты приведены к цене нефти WTI[2]. По горизонтальной шкале по порядку:

- карьерная добыча тяжелой нефти (Канада)
- скважинная добыча тяжелой нефти (Канада)
- сланцевая добыча (отложения Permian, США)
- сланцевая добыча (отложения STACK/SCOOP, Оклахома, США)
- сланцевая добыча (отложения Bakken, США)
- сланцевая добыча (месторождение EagleFord, США)

В то же время для условий Западно-Канадского осадочного бассейна разработка запасов нефти в плотных коллекторах и сланцах показала большую эффективность (рис. 4).



Рис. 4. Окупаемость канадских проектов добычи тяжелой нефти и легкой нефти плотных коллекторов и сланцев при ценах WTI, USD/bbl [3].

Сложность разработки таких запасов заключается в том, что очень быстрое падение добычи нефти в плотных коллекторах и сланцах требует непрерывного инвестирования для строительства и обустройства новых скважин. В кризис, когда стоимость запасов, используемых для покрытия кредитов падает, финансовые источники для капитальных вложений становятся или очень дорогими, или попросту недоступны. В таких ситуациях стабильная добыча на обустроенных объектах тяжелой нефти делает эти запасы более привлекательными, т.к. требует покрытия только операционных затрат.

Как показывает опыт исследования канадских объектов тяжелой нефти и нефти в плотных коллекторах, большая часть финансовых потерь приходится на компании с добычей тяжелой нефти, у которых нет собственных перерабатывающих мощностей, а продажа только сырой нефти быстро приводит к значительным убыткам. Малые и средние компании, владеющие нетрадиционными запасами, нередко банкротятся, а их активы нередко переходят к крупным, более диверсифицированным компаниям.

В результате значительного падения цен на нефть в компаниях, владеющих нетрадиционными запасами, часто происходит списание значительной доли запасов. Например, по итогам 2-го квартала 2020 г. у компании Shell после снижения цен в прогнозе списано запасов на 4–6 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Бразилии), а у BP – на 8–10 млрд долл. США (преимущественно в Северной Америке и Арктических объектах России и Норвегии). В компании Shell сделали это пересмотрев и спрогнозировав, следующие ценовые условия: Brent в 2021 г. 40 долл. США/бар, в 2022 г. – 50 долл. США/бар в 2023 г. – 60 долл. США/бар., а в компании BP приняли среднюю цену Brent в 55 долл. США/бар в период 2021–2050 гг. при прежней оценке в 70 долл. США/бар.

Выводы

1. Значительное влияние на ускорение процесса перевода нетрадиционных ресурсов в эффективные извлекаемые ресурсы оказала прямая государственная поддержка в разработке новой техники и технологий в виде государственно-частного партнерства.

2. На примере сопоставления развития новых технологий сланцевой добычи и добычи тяжелой нефти явно видно ускорение инновационного процесса при современных требованиях коммерческой реализации в условиях волатильности цен на углеводороды.

3. Несмотря на высокую эффективность современного сервиса и новых проектных решений, многие объекты нетрадиционных запасов подвержены значительному влиянию цен, что приводит к списанию маргинальной их части при ценовых кризисах. Это приводит к увеличению рисков инвестирования и возможному переходу таких запасов к более диверсифицированным компаниям.

Литература

1. <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/data-analysis/energy-data-analysis/energy-facts/crude-oil-facts/20064>
2. <https://energynow.ca/2020/06/new-investment-report-counters-misconceptions-about-the-oil-sands-cec/>
3. BMO Capital Markets Equity Research May 07, 2020 <https://www.bmoadeals.com/uploads/pdf/BMO-CAD-AxD-Monthly-2020-05.pdf>

GIANT AND MAJOR-SIZE OIL AND GAS FIELDS WORLDWIDE IN BASEMENT RESERVOIRS: STATE-OF-THE-ART AND FUTURE PROSPECTS

T. Koning

Senior Geologist – Independent Consultant, Calgary, Canada, tako.koning@gmail.com

INTRODUCTION

Basement rocks contain important oil and gas reservoirs in a number of basins in the world including Asia (Indonesia, China, Viet Nam, & India), Russia, Middle East (Yemen), Africa (Libya & Egypt), South America (Venezuela & Brazil), USA (California, Kansas, Oklahoma & Texas), and the North Sea (UK West of Shetlands & Norway), Figure 1. The basement reservoirs include fractured and weathered granites, quartzites, metamorphics and volcanics.

The basement oil and gas play has intensified in the past decade with significant basement discoveries in the United Kingdom (Lancaster and Lincoln oil fields), Norway (Rolvnes oil field), basement oil discoveries in Chad, (central Africa), Argentina and a major gas discovery made in 2019 in fractured basement in Indonesia.

The author has followed this subject closely for almost four decades since being involved in 1982 with the development of the Beruk Northeast basement oil pool in Indonesia (Koning & Darmono, 1984). He has presented papers on basement oil and gas at conferences and symposiums in Asia (Singapore & Jakarta), Middle East (Istanbul), Africa (Lagos, Abuja, Luanda & Cape Town), Europe (London & Kazan, Russia) and in North America (Calgary, Houston & Pittsburgh). He hereby shares his knowledge and experience.

The biggest oil and gas fields among the basement fields occur within basement which is heavily naturally fractured. The opinion of this author is that the best rock types are fractured quartzites or granites since they are brittle and thus fracture optimally (Koning, 2019). Fractured gneisses are poorer reservoirs since they can be massive, dense or slabby with open fractures parallel to the direction of foliation. Rocks such as gneisses and schists are ductile and tend to «smear» and not fracture when subjected to tectonic stress. Phyllites and slates are the least attractive since such rocks are not brittle, rather they are thinly bedded, fissile and ductile and naturally fracture poorly.

Weathered granitic basement can also be an excellent reservoir such as in the Auguila-Naafora oil field in Libya as described later in this paper.

The following is the preference scale for basement reservoir rock types:

- Fractured quartzites.....*Most preferred rock type*



Figure 1. Global distribution of oil & gas fields in basement reservoirs

- Fractured granites
- Fractured carbonates
- Weathered granites
- Fractured gneisses
- Weathered gneisses
- Fractured or weathered basalts
- Fractured schists
- Weathered schists.....*Least preferred rock type*

Oil and gas fields in basement require the same geological criteria as conventional oil and gas fields which includes reservoir rocks (naturally fractured or weathered basement), oil & gas source rocks adjacent to or overlying basement, oil and gas migration paths, structural closure, and cap rocks which seal off the basement.

GIANT AND MAJOR OIL & GAS FIELDS

Giant-size oil and gas fields are defined as fields with greater than 0.5 billion barrels of oil reserves or gas-to-oil equivalent reserves. Major-size oil and gas fields are fields with reserves ranging from 100 million barrels to 0.5 billion barrels of oil or gas-to-oil equivalent. In this paper, the following giant and major oil and gas fields occurring in basement reservoirs are reviewed including:

Bach Ho (White Tiger): a giant-size oil field, offshore Viet Nam

Suban: a giant-size gas field, onshore South Sumatra Indonesia

Kali Berau Dalan: a major-size recent gas discovery, South Sumatra, Indonesia

Dongshenpu: a major-size oil field, onshore China

Oymash: a major-size oil field, onshore Kazakhstan

Habban: a major-size oil field, onshore Yemen

Augila – Nafoora: a giant-size oil field, onshore Libya

La Paz: a major-size oil field, onshore Venezuela

Mara: a major-size oil field, onshore Venezuela

VIET NAM: Bach Ho (White Tiger) Oil Field

This is a giant oil field with estimated reserves of 1.0 to 1.4 billion barrels recoverable (Hung & Le, 2004). The field was discovered in Viet Nam's Cuu Long Basin by Mobil in 1975 with oil found in Oligocene sediments draping a major basement structural high. Due to the political situation, Mobil, a USA oil company was not able to develop the field and exited from Viet Nam. However, in 1988 VietSovPetro discovered oil in fractured and weathered Precambrian granite

basement. Oil production peaked at about 280,000 barrels of oil per day in 2005. The oil production is 90% from the basement reservoirs and 10% from the Oligocene sediments. Bach Ho's production declined to 140,000 barrels of oil per day in 2009 and has continued to decline to 65,000 barrels of oil per day in 2018.

The oil is stored in macrofractures, microfractures, and vuggy pores within the fractures. Matrix porosity within the granite is negligible. Most of the fractures inside basement are at high dip angles of 40 – 75 degrees. Porosity in the fractures is only 2 – 3% but permeabilities are excellent at ten to thousands of millidarcies. Flow rates have been measured at up to 14,000 barrels of oil per day per well. Bach Ho's giant-size reserves are due to excellent storage and permeabilities in the fractures and also due to the oil column having a very large thickness of 1,500 meters.

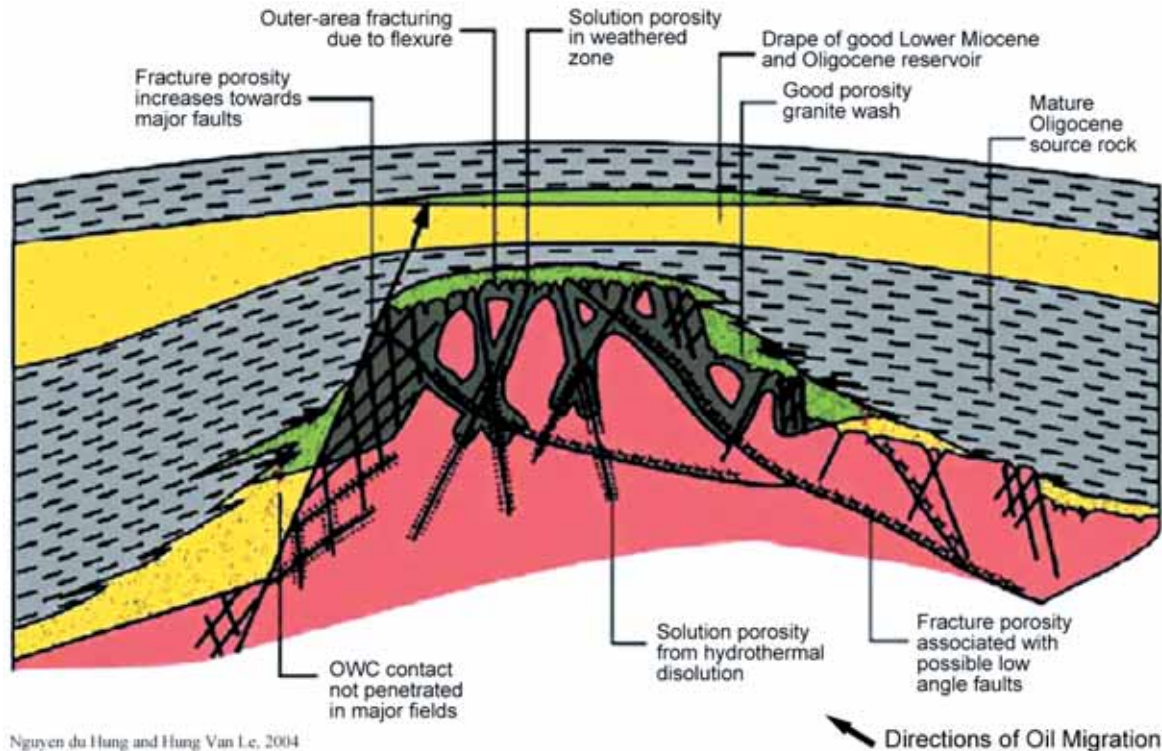


Figure 3. A two-dimensional model of the play concept for the Cu Long Basin, Viet Nam. From: Hung & Le, 2004.

INDONESIA: Suban Gas Field, South Sumatra

The Suban gas field was discovered in 1998 by drilling through shallower gas-bearing sediments and deep into basement. An estimated 6 trillion cubic feet of gas was discovered in fractured pre-Tertiary age granites. Gas production, which commenced in 2003, is primarily from basement and is also obtained from the overlying overlying granite wash sands of the Talang Aker formation and fractured carbonates of the Miocene-age Batu Raja formation. The gas column in the basement is approximately 1,250 meters in thickness and a water aquifer underlays the gas. Very prolific basement gas wells were drilled on the basis of the wells being highly deviated and oriented perpendicular to the dominant fracture system. The success of Suban has led to further exploration for gas in basement in Sumatra due to the need for more gas as the Indonesian economy continues to expand. Gas from the Suban Field has been pipelined to the huge Duri heavy oil steam flood project in Central Sumatra as well as to Singapore for electricity generation. The American oil company ConocoPhillips is the operator of the field.

Hennings et al (2012) in a comprehensive paper on Suban which states that bulk reservoir performance is governed by the local stress architecture that acts on existing faults and their fracture damage zones to alter their permeability and consequently on their access to distributed gas. Studies on Suban indicated that the reservoir potential is most enhanced in areas that have large numbers of thrust-fault stress where fewer fractures with high shear-to-normal stress ratios exist. The operator determined that achieving the highest well productivity relies on tapping into critically stressed faults and their associated fracture damage zones. Two wellbores including Suban-10 and Suban-11 were drilled based on this concept and each showed a three-to-seven-fold improvement in gas flow potential. Indeed, Suban-10 was placed on production in 2007 at a constrained rate of 150 million cubic feet of gas per day (Talisman Energy, 2007).

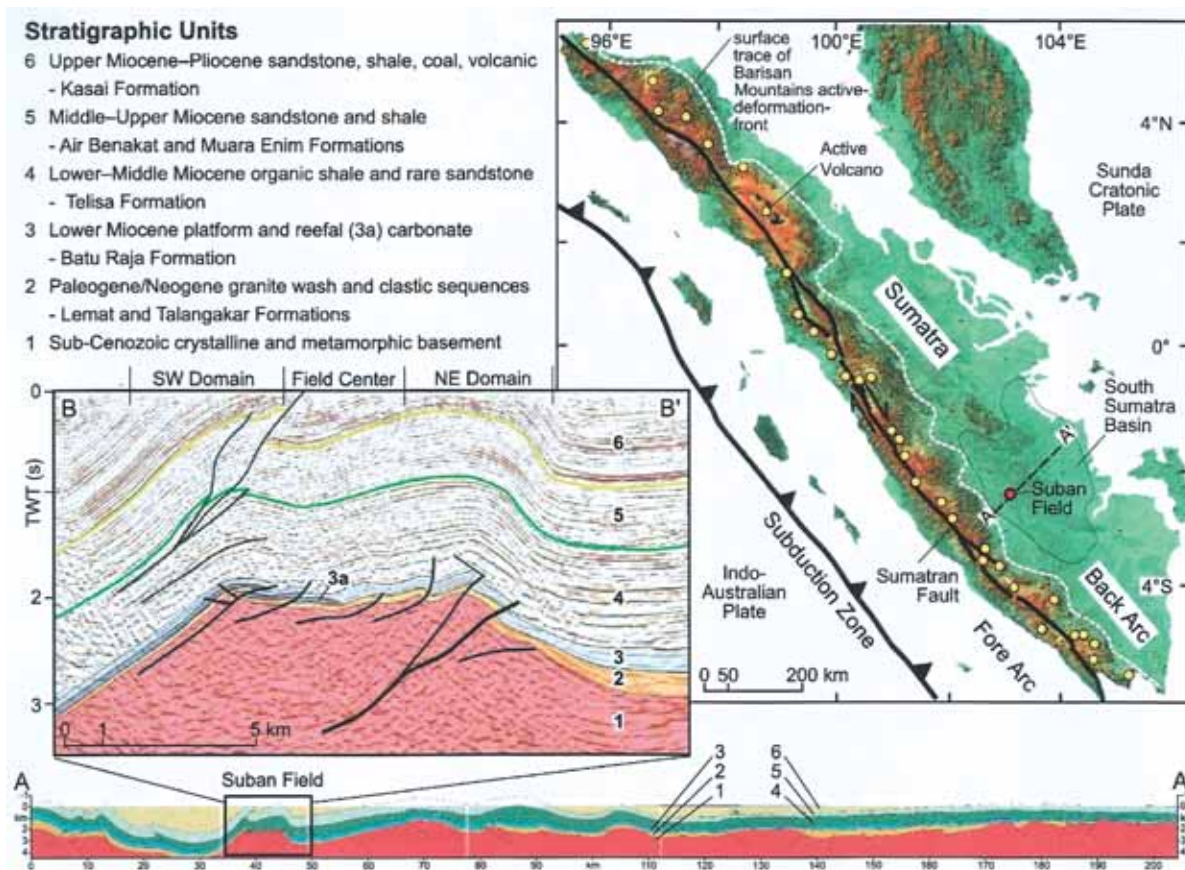


Figure 4. Regional setting of the Suban gas field, South Sumatra. The seismic section intersects the crest of the Suban Field. From: Hennings et al, 2012.

INDONESIA: Kali Berau Dalam Gas Discovery, South Sumatra

In 2019, the Spanish oil company Repsol announced that their Kali Berau Dalam-2 exploration well had made a major gas discovery in fractured pre-Tertiary basement rocks. The well was drilled in the Sakakemang Block. Repsol as operator has a 45% working interest, Malaysia's state oil company Petronas holds a 45% interest and the Japanese firm of Mitsui & Company holds 10%. This discovery extends the basement gas play 60 kilometers to the northeast of the Suban Field. The well was reported to have flowed at a rate of 45 million cubic feet of gas per day.

Repsol announced that the discovery found at least 2 trillion cubic of gas. On an oil equivalency basis this equals 330 million barrels of oil. For Indonesia the Kali Berau Dalam discovery is very significant since it is the largest oil or gas discovery in the past 18 years since the Cepu discovery in 2001. Indeed, petroleum industry analysts have stated that this discovery is one of the ten biggest discoveries in the world made in 2019.

CHINA: Dongshenpu Oil Field

This field is located onshore central China and like the Yaerxia oil field is an example of a Chinese «buried hill» basement oil field (XiaoGuang & Zuan, 1991). The Dongshenpu oil field was discovered in 1983 and the reservoir consists of Precambrian (Archean) granites, granulites, diabases, and hornblende gneisses. The rocks have no primary porosity but porous reservoirs were developed by weathering and natural fracturing. The discovery well tested at 1,570 barrels of oil per day and subsequent development drilling has found the oil column to be 400 meters thick. The top of the buried hill is at a depth of 2,600 meters. The oil-water interface is basically uniform at 3,060 - 3,100 meters depth. The reserves in this field were estimated at approximately 190 million barrels of oil.

KAZAKHSTAN: Oymash Oil Field

The Oymash oil field was discovered in 1980 with oil found in Precambrian (Middle Paleozoic) granite and Triassic and Lower Jurassic sediments (Krupin & Rykus, 2011). Individual wells have been tested from basement at rates of up to 248 m³/day (1,560 barrels of oil per day). The granite is both fractured and weathered with an open porosity of 5.2%. The oil column in Oymash is 190 meters. The initial oil reserves in the field were estimated to be 20 million tons (150 million barrels of oil). The reserves in basement are estimated at 18 million tons (135 million barrels of oil) since approximately 90% of the oil in Oymash occurs within the basement.

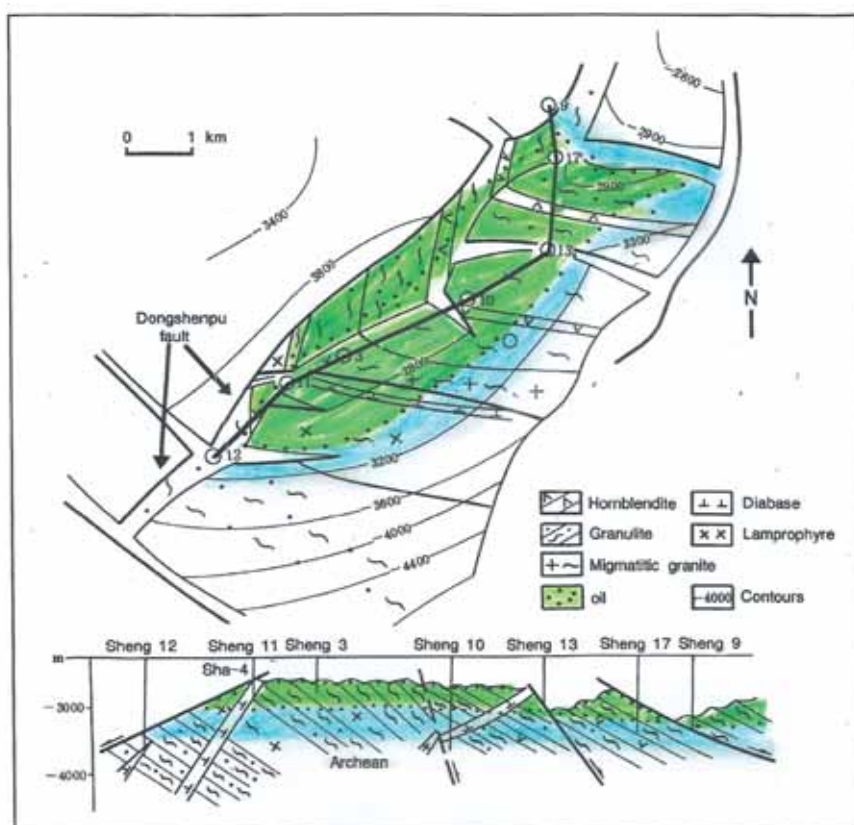


Figure 6. Structural cross-section through the Dongshenpu oil field. The oil column, shown in green, is separated from the underlying water zone, shown in blue, by the oil-water contact at 3,060 – 3,100 meters. From: XiaoGuang & Zuan, 1991.

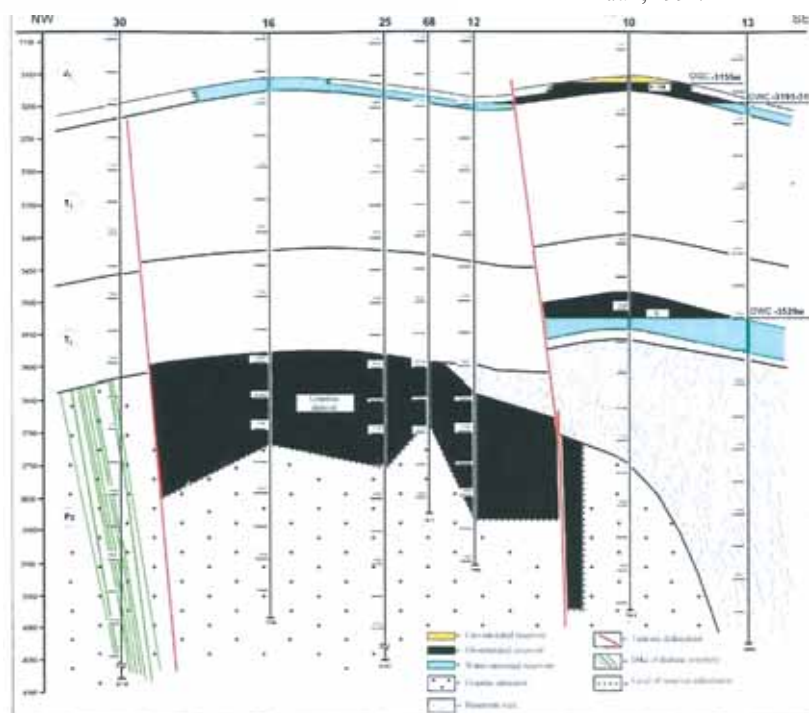


Figure 7. Structural cross-section through the Oymash Field showing distribution of oil in the basement and in the overlying sediments.

YEMEN: Habban Oil Field

Yemen's crude oil production averaged 270,000 barrels of oil per day from 1993 until 2020 from two major sedimentary basins, Masilah and Sabatyn. Approximately 50% of the production is from Precambrian basement. Thus, basement's share of the production was 135,000 barrels of oil per day. Yemen's basement play is very successful due to major fault zones resulting in a high degree of basement fracturing (Neff, 2014). Also, Yemen has a world class mature oil and gas source rock which is the Jurassic-age Madir shale.

The Habban basement oil field was discovered in 2005 by Austria-based OMV Exploration & Production. The first successful exploration well was drilled to a total depth of 3,020 meters and tested 2,552 barrels of oil per day from fractured granites and granitic gneisses. By 2009, Habban was producing 32,000 barrels of oil per day. The field has a very thick oil column of 750 meters.

LIBYA: Augila – Naafora Oil Field

This field is a multi-billion barrels accumulation discovered in the mid-1960's in the Sirte Basin. The field is a prominent horst block created at the onset of rifting in Middle to Upper Cretaceous time (Harding, 1984). The reservoirs consist of hydrothermally altered fractured and weathered Precambrian granite and flanking Cretaceous sandstones and carbonates. Thick mature oil source rocks onlap the basement high and also act as the ultimate seal to the accumulation. The oil source rocks are Cretaceous-age basinal marine dark shales.

Augila - Naafora has two names but consists of one field. The northeast part of the field, Naafora was discovered by Amoseas (Chevron & Texaco) in 1965 on Concession 51. The southwest part of the field, Augila was discovered in 1966 on Concession 102 by the USA oil company Occidental Petroleum. The D102 well drilled by Occidental into the crest of the structure proved basement to be bald with Cretaceous shales resting directly on granitic basement. The well was tested and flowed 7,627 barrels of oil per day from the basement.

Primary porosity in the granite is low (2 – 3%) but hydrothermal alteration and weathering have led to about 6% porosity in the weathered zone and a maximum of about 11% according to Belgasem et al (1991). The weathering at the top of basement varies from as little as 5 meters to as much as 200 meters. There are sufficient open fractures in the basement structure to ensure effective fluids communication throughout the accumulation and to guarantee high oil production rates.

Historic public data on the reserves and production rates of Libya's oil fields is scarce. The current operator of Augila – Naafora is the Libya National Oil Corporation who since becoming operator in 1969 has published no information on the field. The best information is from Williams (1972) and Hallett (2002) who wrote that the original oil-in-place is in the order of 9.0 billion barrels of oil.

Cumulative production by 1981 was 739 million barrels (Oil & Gas Journal, 1982). According to Hallett (2002) the estimates of the original reserves vary from 1.5 billion barrels of oil to 2.2 billion barrels of oil, which is equivalent to a recovery factor ranging from 17% to 25%. Assuming that the portion of the reserves from basement is approximately 50% (the other 50% being from the flanking sediments), this is equivalent to 0.75 billion to 1.1 billion barrels of oil reserves in the basement reservoir.

Accordingly, in the view of this author, Augila – Naafora is one of the largest basement oil fields in the world and is a prime analogue for geoscientists who are searching for major oil or gas accumulations in basement.

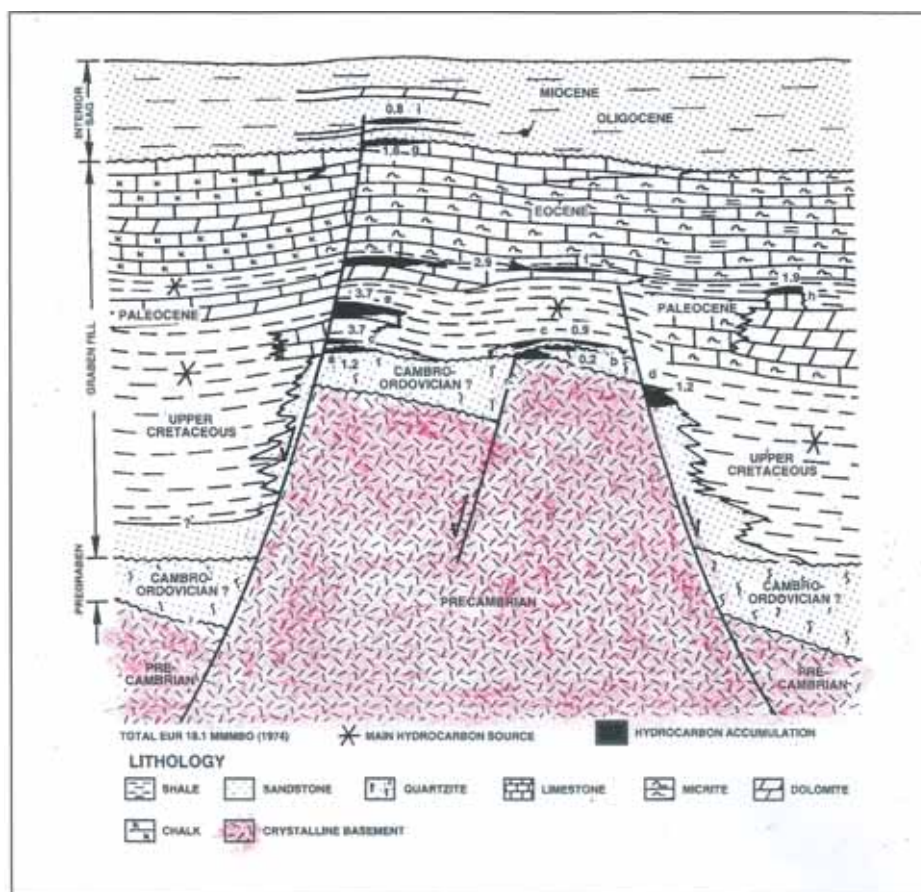


Figure 9. Typical horst structure, Sirte Basin, Libya. From: Harding, 1984

VENEZUELA: La Paz and Mara Oil Fields

The La Paz oil field is one of the most famous and well-documented fractured reservoirs in the world. La Paz is located in the Maracaibo Basin west of Lake Maracaibo, Venezuela. The field was discovered by Shell Oil in 1922 and up to the year of 1992 had produced 830 million barrels of oil from fractured Cretaceous limestones and from the underlying fractured basement (Landes et al, 1960, Talukdar et al, 1994, Koning, 2003, Koning, 2014). The field's peak production was 160,000 barrels of oil per day (Nelson et al, 2000).

For geoscientist and engineers who are interested in basement reservoirs, the development of La Paz is very relevant. The discovery of oil in the underlying basement was not made until 1953, 31 years after the discovery of oil in the overlying sedimentary formations. After the discovery of the oil in the Cretaceous limestones, due to the very strong oil production performance of the reservoir, the reservoir engineers and geoscientists carried out extensive materials balance studies and

predicted that the reservoir was obtaining production support from a deeper reservoir. Accordingly, in 1953, 31 years after the discovery of La Paz, well P-86 was drilled into the underlying basement and discovered oil in the basement. P-86 was drilled to a depth of 2,710 meters (8,890 feet) and penetrated 332 meters (1,089 feet) of basement and was tested at 3,900 barrels of oil per day. Up-to-date data is not available on the oil production from La Paz or any of Venezuela's oil and gas fields. However, by 1993 approximately 246 million barrels of oil had been produced from the basement in La Paz.

Very relevant for those involved with exploring for and producing oil or gas from basement reservoirs is the work done by a multidisciplinary team led by R.A. Nelson. Their analysis of the La Paz field (Nelson et al, 2000) indicated that the higher oil flow rates seems to be related to fracture swarms surrounding numerous faults within the field that were developed during the strike-slip origin of the current structure.

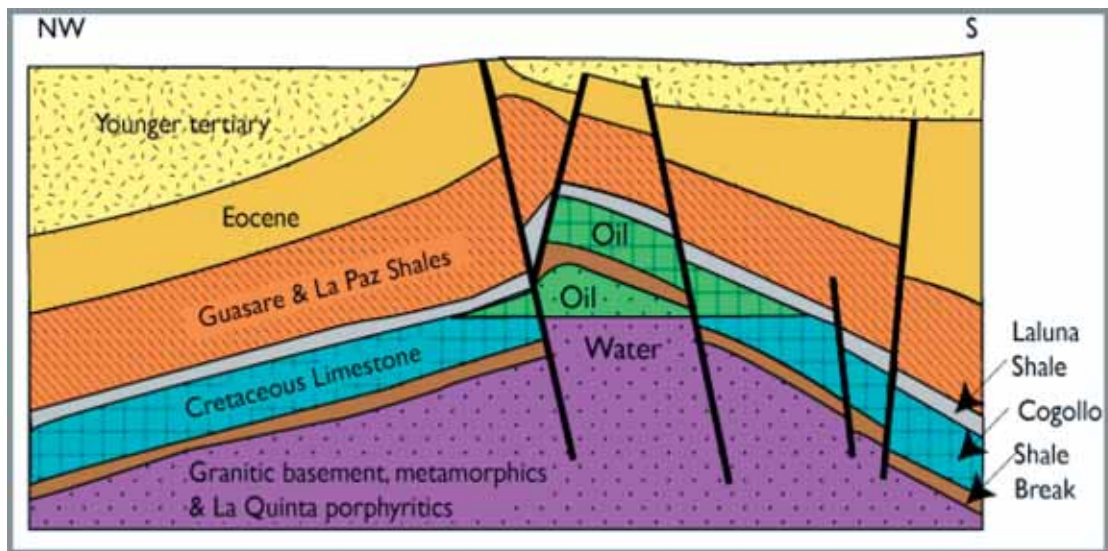


Figure 11. Structural cross-section through the La Paz oil field. The fractured basement reservoirs in communication with the overlying fractured limestones hence a common oil-water contact is in the field. From: Smith, 1956; Landes et al, 1960; Talukdar et al, 1994; modified by Koning, 2000.

The Mara field was discovered in 1945 by Shell and is located 12 km to the northeast of La Paz. The two fields are separated by a structural saddle and also tight limestones. The initial exploration found oil in fractured Cretaceous La Luna limestones. However, in 1953, Mara's first basement well was drilled and penetrated 332 meters (1,090 feet) of basement, consisting of fractured granites and metamorphics, and tested 6,500 barrels of oil per day. The strongest oil producer in basement in Mara is DM-12 which had an IP (initial production rate) of 17,000 barrels of oil per day from basement. Mara has an estimated ultimate potential recovery of 525 million barrels of oil from fractured granitic basement as well as fractured Cretaceous limestones (Young, 1993). By 1955, basement oil production from La Paz and Mara amounted to 80,000 barrels of oil per day (Smith, 1956).

Up-to-date production data is not available on Mara but up to 1991 the field produced 407 million barrels of oil (Young, 1993). Assuming 75% of the oil is from basement and 25% from the overlying limestones, then the reserves attributable to basement is 305 million barrels of oil.

OIL COLUMNS IN GIANT AND MAJOR BASEMENT FIELDS

Based on the information available on all of the fields reviewed in this paper, it is evident that all of the oil and gas has been generated by mature sedimentary oil and gas source rocks which lay adjacent to or overlay the basement highs. Also, this review studied the nature of the faulting in these fields. Strike-slip faults are superior to normal or reverse faults since strike-slip has both lateral and vertical motion which increases the intensity of the fracturing.

A very important factor which contributes to large reserves of oil and gas in basement fields is that the basement structures can be described as «profound» meaning that the structures are large and well-defined. In almost all of the basement fields described in this paper, oil-water and gas-water contacts are present. The review of the fields in this paper indicates that the depth of fracturing down into basement determines the ultimate oil or gas column height as well as the richness, thickness and maturity of the source rocks adjacent to or overlaying the basement structures.

The oil and gas columns are summarized as follows:

Field	Oil or Gas Column m (ft)	Oil-water or gas-water contact
Bach Ho (White Tiger), Viet Nam	1,500 m (4,920 ft) oil	No contact is identified
Chad (buried hill fields)	1,500 m (4,920 ft) oil	No information
Suban, Indonesia	1,250 m (4,100 ft) gas	Gas-water contact is defined
Habban, Yemen	750 m (2,475 ft) oil	No information.
Octongo, Argentina	450 m (1,475 ft) oil	Oil-water contact is defined

Dongshenpu, China	400 m (1,310 ft) oil	Oil-water contact is defined
La Paz, Venezuela	305 m (1,000 ft) oil	Oil-water contact is defined
Zeit Bay, Egypt	260 m (855 ft) oil	No information
Oymash, Kazakhstan	190 m (625 ft) oil	Oil-water contact is defined

BEST PRACTICES AND FUTURE PROSPECTS

1) Exploration wells should be drilled highly deviated rather than vertical in order to optimally intersect the dominant fracture system. Production wells should be drilled perpendicular or near-perpendicular to the dominant fracture system.

2) Highly focused wide azimuth 3 dimensional (3D) seismic such as CGG – Veritas' CBM (Controlled Beam Migration) is needed to define the fracture systems in basement oil & gas fields.

3) Coring in fractured basement is difficult due to the jamming of core barrels and lost circulation zones. Coring is not welcomed by the drilling engineers. Nonetheless, core is needed to provide critically important information on the lithologies and reservoir parameters. Some of the cores should also be radiometrically age dated in order for the geologists to understand the geological history of the reservoir.

4) Development wells should be drilled sufficiently deep to fully drain the reservoir. For example, in the La Paz basement oil field, Venezuela, wells are typically drilled 500 meters into basement. In China's Dongshenpu «buried hill» basement field, the oil column is 400 meters thick and development wells typically are drilled through most of the reservoir.

5) Exploration wells should not just «tag» the top of basement since this will not allow for full evaluation of the basement and could result in an important discovery being «left behind». Indeed, the Suban gas field, South Sumatra was not discovered in the mid 1980's by Caltex (Chevron-Texaco) despite a major exploration program since the wells were drilled through the sedimentary section and then merely tagged into basement. The underlying giant basement gas field of 6 trillion cubic feet of gas was subsequently discovered in 1998 by Gulf Canada and Talisman Energy by drilling deep into basement.

6) In some documented cases worldwide, the top of basement is tight due to cementation of open fractures by secondary silica cement. However, deeper down by about approximately 30 meters (130 feet) the fractures are open and store oil or gas. This serves as a reminder that all wells should drill at least 200 meters (660 feet) into basement in order to fully evaluate the basement and not «leave behind» an important oil or gas deposit.

7) There are a number of cases worldwide, such as the major-size La Paz Field in Venezuela where oil in the basement was discovered much later (31 years) in the life of the field with the attention initially focused on producing oil from the overlying sedimentary reservoirs. A second example of this is the Octogono oil field, Neuquen Basin, Argentina which was discovered in 1918 and produced oil from shallow sediments overlying basement. Finally, almost a century later, basement was drilled and evaluated and now provides reserves and production upside. Production in 2015 from basement averaged 3,000 barrels of oil per day and continues to increase and has given a new life to this aging field (Velo et al, 2014). The La Paz and Octogono fields highlight that operators of oil & gas fields producing from sediments draped over basement highs should consider drilling a well down into the basement. High resolution 3D seismic will help with defining the best location to optimally intersect the fractured or weathered basement.

8) Weathered «rotten» granites can also be excellent reservoirs as one can observe in outcrops in tropical areas where heavy rainfall can leach out feldspars and less resistant minerals and leave behind an excellent reservoir. The high mafic minerals in schists, phyllites and slates negate the creation of secondary porosity by weathering. Likewise, granites and quartzites are more likely to produce attractive, highly porous «granite wash» sands whereas eroded schists and gneisses do not produce such good reservoirs.

9) Geologists, geophysicists, reservoir engineers, and economists must study proven analogues of basement oil and gas fields worldwide in order to fully understand any basement discoveries worldwide that they are attempting to develop.

CONCLUSIONS

In the past, oil and gas fields in basement were discovered mostly by accident. The conventional way of thinking in the past was that basement is mostly tight and did not warrant exploring. However, as shown in this paper, giant-size and major-size oil fields do occur in basement. This author believes that significant oil and gas fields remain to be discovered worldwide in basement.

Basement reservoirs are very unusual in comparison to conventional sedimentary rock oil and gas reservoirs since the basement reservoirs are in crystalline rocks. Accordingly, for geoscientists and reservoir engineers to successfully work with basement rocks, a special «mind set» is required which is open to all of the complexities associated with crystalline rocks.

Understanding basement reservoirs is not only important for oil and gas, but this knowledge is also very relevant to the great need to reduce the world's Green House Gases (GHG). Carbon dioxide (CO₂) can be captured and injected into fractured or weathered basement and thereby can be safely and permanently stored.

Also, a commodity that is increasingly in short supply worldwide is helium. Economic helium is derived from the radioactive decay of uranium and thorium in basement rocks and granite washes. In Canada's western province of Saskatchewan, significant programs have commenced exploring for helium in basement reservoirs.

Lastly, the reader is referred to one of the first papers published on oil and gas in basement which was the classic

paper by K. K. Landes et al in 1960 in which it was stated: «Commercial oil deposits in basement rocks are not geological «accidents» but are oil accumulations which obey all of the rules of oil sourcing, migration and entrapment; therefore in areas of not too deep basement, oil deposits within basement should be explored with the same professional skill and zeal as accumulations in the overlying sediments».

REFERENCES

Many of the references are included in the paper «Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil and gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices and lessons learned», by T. Koning, in the Scientific and Technical Journal, *Georesources = Georesursy*, V. 21, No. 4, 2019. References can also be requested from the author.

Секция 1

Семинар «Современное восполнение запасов месторождений нефти и газа – миф или реальность?»

Section 1 Modern replenishment of oil and gas fields – myth or reality?

**ВОЗМОЖНО ЛИ ВОСПОЛНЕНИЕ НЕФТИ В ОТРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗА СЧЕТ
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГИДРОТЕМАЛЬНЫХ РАСТВОРОВ С ВМЕЩАЮЩИМИ БИТУМИНОЗНЫМИ И
УГЛЕРОДИСТЫМИ ПОРОДАМИ?****(ЭКСПЕРИМЕНТ С УЧАСТИЕМ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ)****В.С. Балицкий, Л.В. Балицкая, Т.В. Сеткова М.А. Голунова, Т.М. Бубликова***Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского Российской академии наук (ИЭМ
РАН), г. Черноголовка, Московская область. E-mail: balvlad@iem.ac.ru*

Введение. Обычно для оценки потенциальной нефтегазоносности пород используют методы пиролиза, аквапи-ролиза, газожидкостной хроматографии, различных видов экстракций и т.п. Все они дают хорошие результаты, но не позволяют непосредственно (*in situ*) наблюдать за поведением и фазовым состоянием генерируемых углеводородов (УВ). Вместе с тем, эти характеристики являются весьма важными для установления форм миграции УВ в земных недрах и решения других вопросов генезиса нефтегазовых месторождений. Более того, с каждым годом появляются все новые и новые факты возобновления нефтедобычи на ранее отработанных месторождениях. Это является очень важным практическим достижением нефтяников-промысловиков, хотя до сих пор не ясно, каким образом и откуда поступает нефть в истощенные месторождения? Мы попытались ответить на этот вопрос путем экспериментального моделирования процессов генерирования нефти при взаимодействии битуминозных пород с гидротермальными растворами. Суть опытов состояла в осуществлении взаимодействия битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами в диапазоне температур 240–550°C (в одиночных опытах до 700°C) и давлений 5–150 МПа при одновременном выращивании в тех же автоклавах кристаллов кварца с захваченными флюидными включениями. Изучение фазового состава и состояний водно-углеводородных флюидов, возникающих при взаимодействии гидротермальных растворов с указанными породами должно ответить на поставленный в докладе вопрос.

Методы исследований, материалы. В качестве исходных пород были выбраны доманиковые сланцы (Приуралье), Баженовские битуминозные аргиллиты (Западная Сибирь), горючие сланцы Кашпирского и Ленинградского месторождений, богхеды Восточной Сибири, а также битуминозные аргиллиты из Австрии и Франции. Опыты проводили гидротермальным методом температурного перепада с использованием автоклавов объемом от 30 до 280 мл [1]. Автоклавы нагревали в шахтных электрических печах, снабженных двумя независимыми нагревателями. Температуру в печах и автоклавах поддерживали и контролировали набором стандартных термоизмерительных приборов с хромель-алюмелевыми термопарами (точность измерения $\pm 2^\circ\text{C}$). Необходимое давление задавали заливкой автоклава раствором с коэффициентом заполнения, определяемым по P-V-T диаграммам используемых растворов [2].

Обломки пород размером 5–8 мм в поперечнике размещали в перфорированной металлической корзинке в нижней (более горячей) зоне автоклава. Там же устанавливали шихтовые кварцевые стержни ZY – и ZX-ориентации толщиной 2–4 мм, шириной 4–15 мм и длиной 60–80 мм соответственно. Еще один аналогичный кварцевый стержень длиной до 200 мм, выполняющий роль затравки, подвешивали на металлической рамке вдоль вертикальной оси автоклава. Загруженные таким образом автоклавы заливали одним из выбранных водных растворов – 3,5 мас. % NaHCO_3 и 2,4 мас.% Na_2CO_3 с заданным коэффициентом заполнения для создания соответствующего давления, закрывали и устанавливали в шахтной электропечи. Продолжительность опытов составляла от 15 до 60 суток.

Диагностику новообразованных твердых фаз проводили на основе рентгенограмм, полученных порошковым методом на дифрактометре АДП2-01, тип анода Co (длина волны 1,79021 Å). Жидкие УВ характеризовались ИК спектрами поглощения, записанными на FT-IR спектрометре Avatar 320 фирмы Nicolet, а также хроматограммами, полученными на хроматографе Perkin Elmer Clarus 5000 с использованием капиллярной колонки Solgel длиной 60 см, газ-носитель – гелий. Флюидные включения исследовали методами термобарогеохимии [5, 6]. Жидкие и газообразные фазы в индивидуальных включениях идентифицировали по фундаментальным полосам поглощения ИК-спектров в диапазоне 7000–2600 cm^{-1} , записанным с помощью ИК-микроскопа Continuum и однолучевого FT-IR спектрометра Nicolet, Nexus. Распределение во включениях жидких УВ устанавливали благодаря их яркой флюоресценции, выявляемой под микроскоп ZEISSAXIOImager. A1m (Германия), снабженным дополнительным источником ультрафиолетового излучения. Поведение и фазовые состояния водно-углеводородных флюидов во включениях изучали микротермометрическим методом с использованием термокамеры THMSG-600 фирмы Linkam (Англия), микроскопа Amplival (Германия), видеокамеры и управляющего компьютера.

Результаты исследований. В общей сложности было проведено более 220 опытов и изучено порядка 2500 синтетических флюидных включений в кристаллах кварца, выращенных одновременно с осуществлением взаимодействия гидротермальных растворов с битуминозными и углеродистыми породами. В результате, в дополнение к

полученным ранее нами данным, установили [3, 4], что после опытов во всех флюидных включениях в тех или иных количествах фиксируется присутствие нефти и газовых УВ, в основном метана. Во включениях, сформированных в самых низкотемпературных (240–310°C) кристаллах кварца с минимальными добавками в растворах нефти (сотые и десятые об. %), последняя образует тончайшие (доли мкм) оторочки, проявляющиеся под УФ светом (рис. 1).

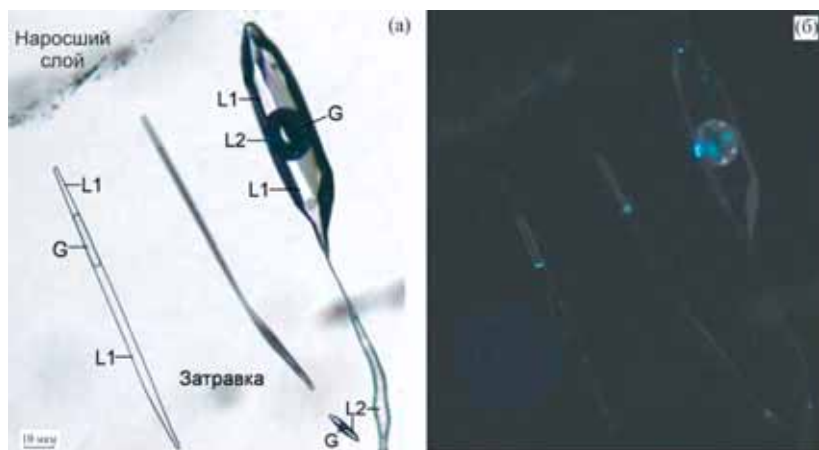


Рис. 1. Выявление жидких УВ, присутствующих в водных растворах включений, с помощью люминесцентной микроскопии. Условия образования включений: раствор 5 масс. % Na_2CO_3 , температура 240/280°C, давление 8 МПа, доля нефти в растворе 0,1–0,3 об. %.

В этих же включениях обнаруживаются с помощью ИК-спектроскопии следы метана. Объемные соотношения фаз во включениях характеризуются неравенством $L1 > G \gg L2$, где здесь и ниже L1 – водный раствор, G – следы метана и водяного пара, L2 – нефть. Ранее другими методами в подобных включениях нефть не обнаруживалась, они считались двухфазными.

В более ощутимых количествах жидкие УВ (нефть) и метан постоянно образуются при взаимодействии битуминозных и углеродистых пород с гидротермальными растворами при температурах 330–500°C и давлениях 40–90 МПа (рис. 2). Фазовый состав и объемные соотношения фаз отвечают неравенствам $L1 > G > L2 > SB$, $L1 > L2 > G > SB$, $L2 > L1 \approx G$, $L2 > L1 \approx G \gg SB$, $SB > L2 > G > L1$, где здесь и ниже SB – твердые битумы.

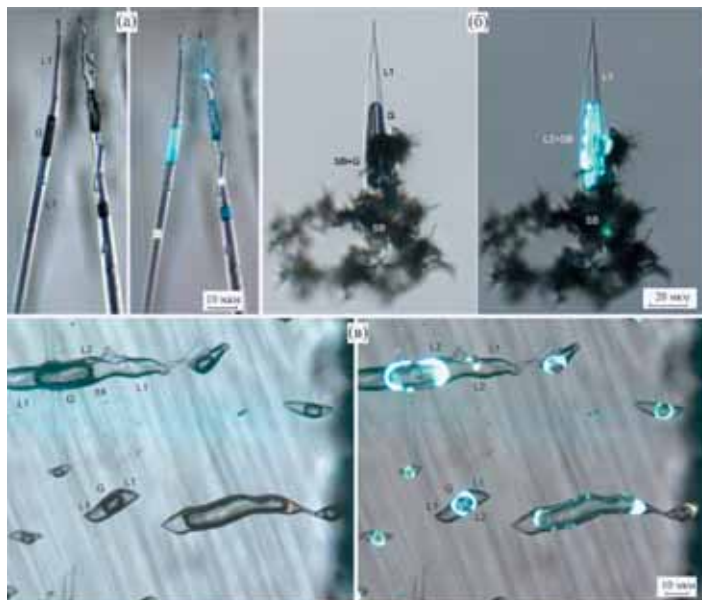


Рис. 2. Водно-углеводородные включения в кварце, выращенном в растворе 3 масс. % Na_2CO_3 при температуре 360/390°C и давлении 90 МПа. В поляризованном свете жидкие углеводороды во флюидных включениях не фиксируются; а в ультрафиолетовом свете – отчетливо проявляются во включениях в виде оторочек на границе газовой (G) и водной (L1) фаз благодаря интенсивной флюоресценции.

Повышение температуры до 550–600°C приводит к затуханию и далее практически к полному прекращению генерирования нефти и газовых УВ в связи с углеводородным истощением находящихся в автоклаве пород. Наибольшим нефтегазовым потенциалом среди изученных образцов обладают некоторые разновидности битуминозных аргиллитов Баженовской свиты, в которых количество генерируемой нефти по предварительным данным достигает порядка 500–700 л на одну тонну породы. Во флюидных включениях, находящихся в одних и тех же зонах роста, наблюдаются весьма различные объемные соотношения водной L1, нефтяной L2 и газовой G фаз (рис. 3).

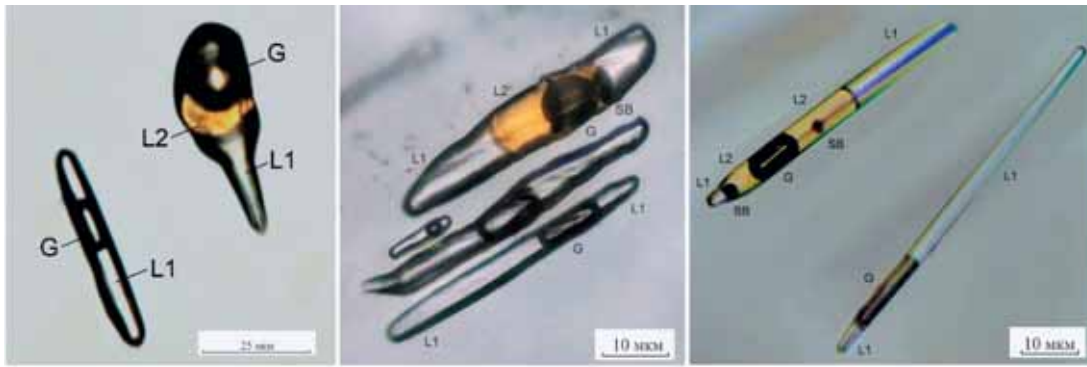


Рис. 3. Совместное нахождение двух – и четырехфазных включений состава: $L1>G$, $L1>L2>G>SB$ и $L2>L1>G>SB$ указывает на гетерогенное состояние флюида, в котором происходило формирование включений.

Наиболее резкими отличиями характеризуются водно-углеводородные включения в кварце, выращенном при взаимодействии гидротермальных растворов с горючими сланцами, причем твердые битумы SB нередко превалируют над остальными фазами включений (рис. 4).

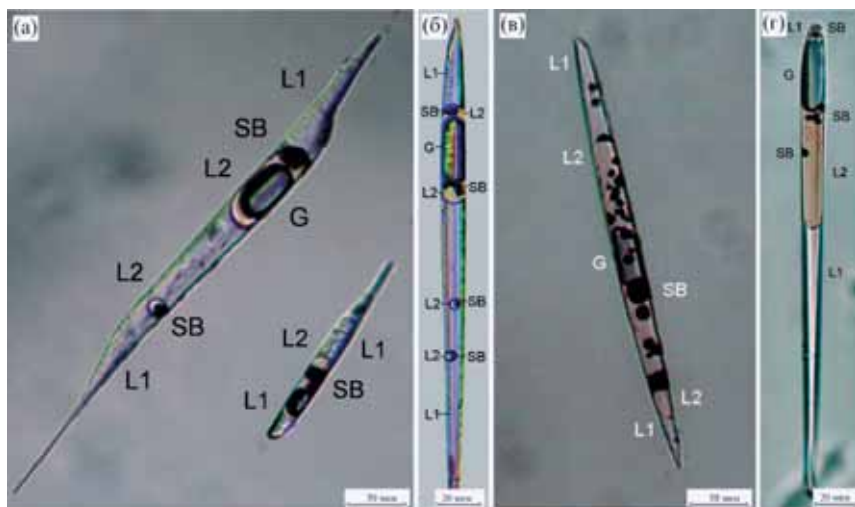


Рис. 4. Водно-углеводородные включения с фазовым составом $L1>G\geq L2>SB$ (а, б), и $L2\geq SB>G>L1$ (в), $L1\geq L2>G>SB$ (г), образованные при взаимодействии гидротермальных растворов с горючими сланцами Кашпирского (а, б, в) и Ленинградского месторождений (г).

Все это однозначно указывает на частое гетерогенное состояние водно-углеводородных флюидов, из которых захватывались водно-углеводородные включения. Наряду с этим, нередко существенно нефтяные водно-углеводородные включения достигают гомогенного состояния как при докритических, так и суб- и сверхкритических температурах и давлениях (рис. 5).

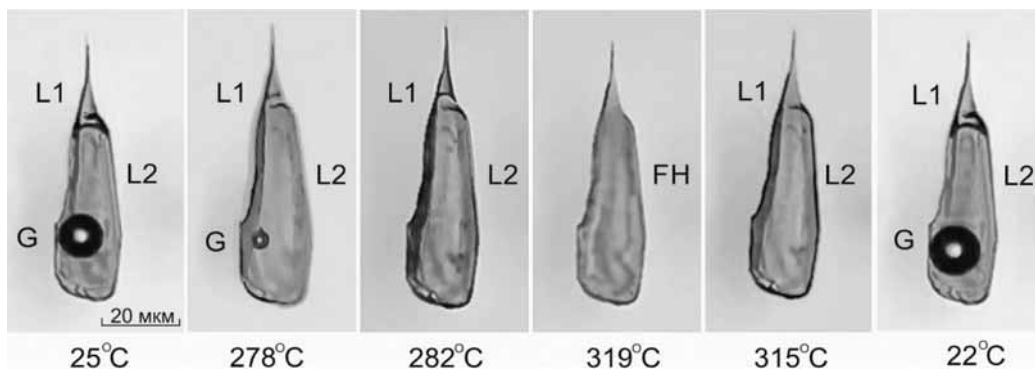


Рис. 5. Термограмма существенно нефтяного включения. При температуре 278 – 282°C исчезает газовая (в основном метановая фаза) и флюид становится двухфазным, главным образом, нефтяным со свободной водной фазой. Дальнейшее повышение температуры до 319°C приводит к полному растворению водной фазы в нефти с возникновением гомогенного флюида.

В целом, полученные данные подтверждают представления целого ряда нефтяников-геохимиков о миграции жидких УВ в земных недрах в виде высокотемпературных гомогенных, в том числе сверхкритических флюидов, а также объясняет возможность глубокого метаморфизма нефти и образования в связи с этим наиболее глубинных месторождений сухого газа и графита. Вместе с этим, результаты проведенных экспериментальных исследований с использованием синтетических водно-углеводородных включений позволяют констатировать, что истощенные нефтяные месторождения могут восполнять утраченную нефть за счет взаимодействия гидротермальных растворов с окружающими вмещающими битуминозными и углеродистыми породами.

Литература

1. *Синтез минералов*. Издание второе, переработанное и дополненное. Том 1. Александров. «ВНИИСИМС». 2000, 662 с.
2. *Самойлович Л.А.* Зависимость между давлением, температурой и плотностью в односолевых растворах (справочное пособие. М. Изд-во «Недра». 1969. 48 с.
3. *Балицкий В.С., Бондаренко Г.В., Пиронон Ж., Пентелей С.В., Балицкая Л.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М.* О причинах вертикальной зональности распределения углеводородов в недрах земли: экспериментальные доказательства крекинга сырой нефти в высокотемпературных водно-углеродных флюидах Сверхкритические флюиды// Теория и практика. Т. 8. № 2. 2013. С. 39–60.
4. *Balitsky, V. S.; Penteley, S. V.; Balitskaya, L. V.; Novikova, M. A.; Bublikova, T. M.* Visual In-Situ Monitoring of the Behavior and Phase States of Water-Hydrocarbon Inclusions at High Temperatures and Pressures//PETROLOGY. 2011. Volume: 19 Issue: 7 Pages: 653–674.
5. *Ермаков Н.П., Долгов Ю.А.* Термобарогеохимия. М.: Изд-во Недра, 1979. 271 с.
6. *Реддер Э.* Флюидные включения. Природа включений и методы их исследования. Том 1. «МИР», Москва, 1987. 560 с. Перевод с английского.

КОНЦЕПЦИЯ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК РЕЗУЛЬТАТ НЕПРЕРЫВНОГО ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев, В.А. Бочкарев

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Mlobusev@gmail.com

Введение. XXI век ознаменовался бурным развитием научных и прикладных исследований в области перспектив разведки и разработки залежей с восполняемыми ресурсами УВ. Такое положение вызвано: а) быстрым экономическим ростом передовых промышленно развитых стран, требующих для своего развития дополнительных источников энергии и углеводородного сырья для химических производств, б) озабоченностью мирового сообщества перспективой истощения в ближайшем будущем запасов действующих месторождений УВ и нефтегазовых ресурсов планеты в перспективе, в) отсутствием удовлетворительного объяснения механизмов формирования восполняемых запасов и промышленных скоплений УВ, не укладывающегося в рамки общепринятых представлений.

По отношению к источнику генерации УВ все месторождения нефти и газа в мире делятся на две большие группы: первая с восполняемыми запасами и вторая с невозполняемыми запасами УВ. В настоящее время и ранее много лет обе группы месторождений обсуждаются раздельно. Такое может быть, если рассматриваются месторождения разных систем и нефтегазоносных бассейнов. Достаточно много примеров, когда месторождения УВ каждой группы принадлежат одной генерационно-аккумуляционной системе, к одному источнику генерации [1, 2].

Феномен пополнения запасов нефти и газа первоначально был обнаружен специалистами в области разработки нефтегазовых залежей. В соответствии с первой научной парадигмой, нефть и газ являются восполняемыми природными продуктами, освоение которых должно строиться, исходя из научно обоснованного баланса объемов УВ естественной генерации, с одной стороны, и отбора в процессе эксплуатации залежей – с другой (Соколов Б.А. и Гусева А.Н., 1993 г.). Исторически сложилось, что нефть и природный газ относили к невозполняемым полезным ископаемым. Эта «истина» заложена в инструкции по подсчету запасов и регламенты по составлению документов на разработку залежей. И если приходится пересчитывать запасы и пересоставлять проектную технологическую документацию, то появление дополнительных запасов списывается на несовершенство геологической и гидродинамической моделей, особенно при низкой изученности залежей. На самом деле такие пересоставления документов для многих месторождений вызваны восполнением запасов УВ в залежах по мере их истощения в процессе разработки, поэтому не случайно наперечет месторождения, окончательно выведенные из эксплуатации по причине отсутствия нефти или газа, но ко многим следует вернуться после генетической экспертизы и периода пополнения запасов.

Академик И.М. Губкин был первым, кто начал развивать фундаментальные представления о процессах нефтегазообразования как имеющих глобальный и постоянный (непрерывный) характер, что подразумевает обновление и переформирование залежей УВ. Проблемы, связанные с восполняемыми и невозполняемыми запасами

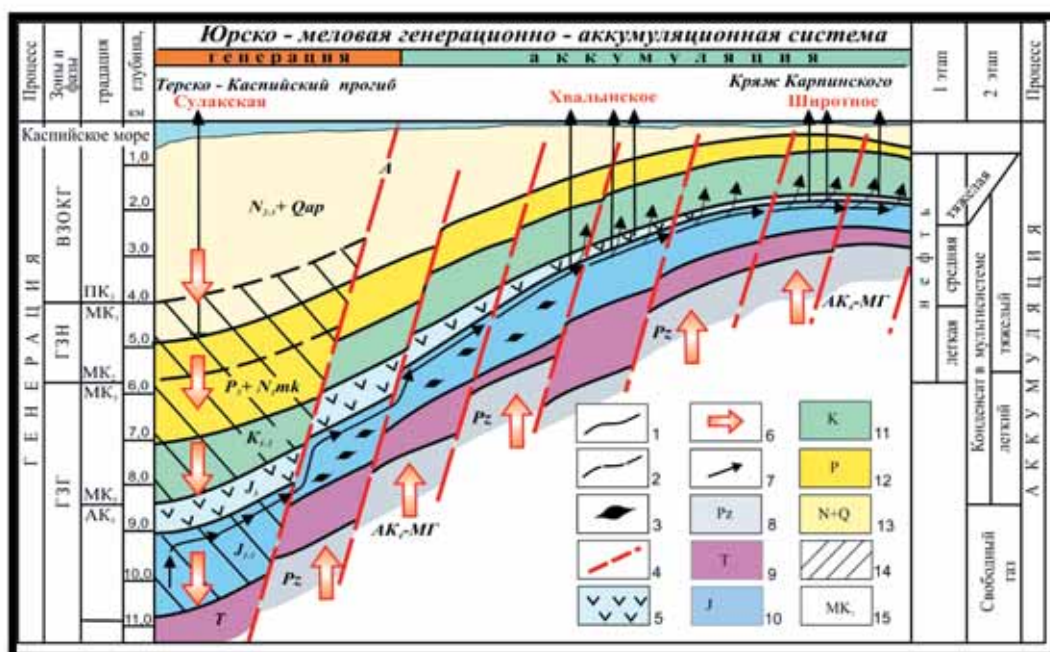


Рис. 4. Юрско-меловая генерационно-аккумуляционная система формирования залежей УВ Среднего Каспия: 1 – стратиграфические границы; 2 – изореспленды; 3 – реликтовая деградированная нефть; 4 – разрывные нарушения; 5 – сульфатно-ангидритовая толща; 6 – направление важнейших тектонических движений (погружение, подъем); 7 – направление миграционных струйных потоков углеводородных газов (УВГ); отложения: 8 – палеозойского фундамента; 9 – триасовые; 10 – юрские; 11 – меловые; 12 – палеогеновые; 13 – неоген-четвертичные; 14 – зона генерации; 15 – градации катагенеза.

С восполняемыми запасами месторождения становятся в процессе непрерывного поступления УВ в ловушку на первом и втором этапах формирования и переформирования залежей. Новая газоконденсатная история подобных залежей (второй этап) связана с неисчерпаемыми запасами зоны генерации углеводородных газов (УВГ) (рис. 1, 2, 3, 4, 5, 6).

АВПД – важнейший энергетический показатель восполнения запасов УВ и главный механизм, поддерживающий генерационно-миграционно-аккумуляционную систему в постоянном движении на всех этапах формирования залежей. Формирование коллекторской емкости, залежей нефти и аномальных явлений в глинистых (кремнистых, карбонатных, горючих и битуминозных) сланцах сопряжены во времени, пространстве и взаимообусловлены. Аномальные явления в битуминозных глинах (повышенные: пластовое и поровое давление, температура, плотность и катагенез отложений, содержание сульфидов и др.) вызваны процессами генерации УВ в изолированной системе и трещинообразования в тупиках флюидоразрыва пород. В результате залежи УВ в глинистых формациях (месторождения) являются одновременно нефтематеринской толщей, коллектором и флюидопором.

Признаки непрерывного восполнения запасов: 1) ловушка должна быть предельно (под замок или точку перелива) заполнена УВ – одно из важнейших условий существования самой генерационно-аккумуляционной системы; 2) приуроченность очагов возобновляемых и высокодебитных источников УВ к тем разрывным нарушениям, по которым осуществляется их вертикальная миграция по зонам дробления пород в плоскости сместителя сброса (сдвига); чем выше плотность сбросов, тем активнее доставка и шире стратиграфический диапазон нефтегазоносности отложений.

По ходу непрерывного перемещения УВ в восполняемых залежах закономерно меняется состав и свойства нефти и газа (сверху вниз увеличение плотности нефти, плотности и содержания конденсата в пластовом газе, уменьшение содержания метана, газосодержания в жидкой фазе и т. д). Пересчеты геологических и извлекаемых запасов в сторону увеличения и пересоставления проектных документов вызваны восполнением запасов УВ в залежах по мере их истощения в процессе их многолетней разработки.

Чем быстрее восполняются запасы в залежах, тем выше экономическая выгода их освоения. Процессы перемещения УВ и пополнения залежей проходят неравномерно и с неодинаковой скоростью. Чем ближе залежи на путях миграции к зоне генерации, тем скорее процессы их восполнения. При любой скорости формирования и переформирования (восполнения, пополнения) все залежи, находящиеся на современных путях миграции УВ, являются молодыми (современными) по возрасту. Время формирования ловушки определяет не время формирования в ней скопления УВ, а время начала поступления в нее первых порций УВ и последующего заполнения и переформирования залежи (гистерезис). Чем значительнее перепад давлений между зоной генерации (АВПД) и зонами накопления (гидростатические давления), тем энергичнее продвигаются вновь образовавшиеся УВ к залежам на путях миграции, тем самым ускоряя процесс их восполнения.

Чем круче угол регионального наклона (воздымания) пластов, тем интенсивнее доставка УВ в залежи. Вер-

тикальная миграция УВ по зонам дробления нарушений и жерлам грязевых вулканов кратно превосходит по интенсивности перемещения латеральную миграцию по пласту. Восполнение запасов на путях вертикальной миграции происходит за месяцы и меньше, а на путях латеральной (ступенчатой) миграции от десятков до тысяч лет в зависимости от протяженности генерационно-миграционной системы.

На втором этапе образуются, перемещаются и аккумулируются существенно более подвижные активные и агрессивные УВГ, которые обеспечивают по сравнению с первым.

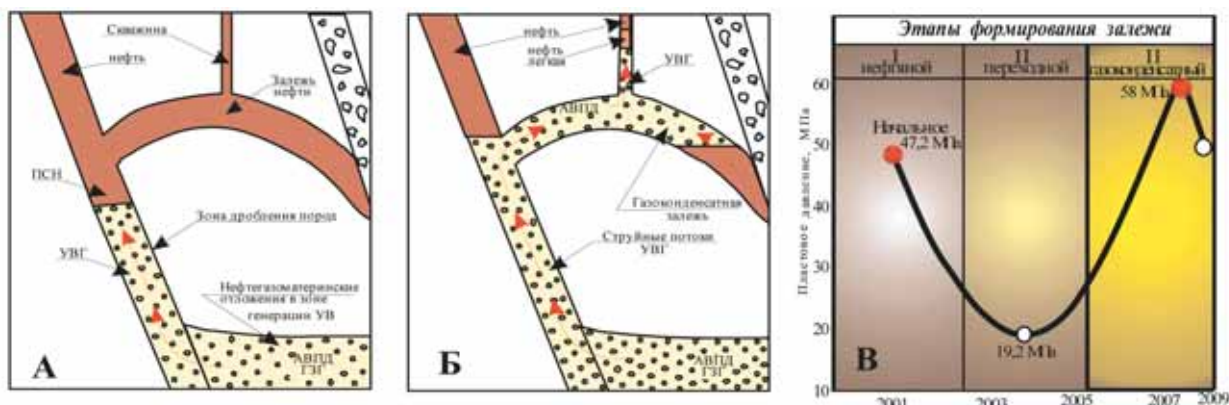


Рис. 5. Начальное состояние (А) и переформирование (Б) нефтяной залежи в газоконденсатную в кизилковском и черепетском горизонтах; изменение пластового давления в скв. 2 (В) Алексеевского месторождения в процессе разработки.

На втором этапе образуются, перемещаются и аккумулируются существенно более подвижные активные и агрессивные УВГ, которые обеспечивают по сравнению с первым (нефтяным) этапом более высокие скорости процессов пополнения и изменения свойств флюидов залежей за более короткое время по сравнению с первым (нефтяным) этапом. Природные факторы обуславливают преимущественно длительные по времени, но последовательные процессы переформирования нефтяных местоскоплений в газоконденсатные. Техногенный фактор (ввод залежей в разработку) нарушает установившееся относительное равновесие в пласте, ускоряя естественный подток и внедрения УВ в залежи, компенсируя величину их отбора. На втором (газоконденсатном) этапе там, где поступление УВГ в залежи не прерывается, происходит процесс переформирования нефтяных залежей в газоконденсатные (рис. 5). Скорость формирования нефтяных залежей на первом этапе значительно уступает скорости формирования газовых залежей на втором этапе. Масштабы и скорость формирования (переформирования) залежей увеличивается на втором этапе: вовлекается в генерационный процесс кратно больший объем материнских пород с более широким диапазоном градаций катагенеза с увеличением их толщин, в связи с чем существенно расширяется наряду с объемом и площадь зоны газогенерации. Чем продолжительнее второй этап, тем шире возможности доставки дополнительных УВ, вплоть до переформирования нефтяных залежей в газоконденсатные. На втором этапе, чем ближе залежи УВ в генерационно-аккумуляционной системе к источнику генерации, тем больше газа (меньше нефти) в составе УВ смеси (в фазовом соотношении). Залежи пополняются УВ как в результате их отбора, так и до отбора нефти за счет различного по времени процесса их движения, при этом меняя состав и свойства самой нефти и газа по ходу миграции на каждом новом отрезке времени. Интенсивность этих изменений неодинаковая по разным причинам и зависит прежде всего от скорости перемещения УВ по трассам миграционного пути.

От первых поступивших в ловушку порций УВ может не остаться и следа. Нефтяная фаза в процессе постепенного переформирования может перейти в газоконденсатную, а затем в газовую фазы, но на любом этапе этого процесса УВ сохраняют генетические признаки («ДНК») с исходным материнским веществом.

Ввод залежи в разработку нарушает установившееся относительное равновесие в пласте, ускоряя естественный подток и внедрения в нее УВ, компенсируя величину их отбора, что доказано на многочисленных примерах разрабатываемых местоскоплений. Если скорость извлечения в разы превышает (форсированный отбор) скорость естественного пополнения, то залежь временно истощается. На втором (газоконденсатном) этапе на тех месторождениях, где поступление УВГ в залежи не прерывается, происходит процесс переформирования нефтяных залежей в газоконденсатные: постепенный до ввода и прорывной после ввода в разработку. Залежи пополняются УВ в результате их отбора, меняя состав и свойства самой нефти и газа по ходу миграции на каждом новом отрезке времени. Интенсивность этих изменений зависит прежде всего от скорости перемещения УВ по трассам миграционного пути и интенсивности их отборов в процессе эксплуатации добывающих скважин. На месторождении Ю. Карчагина отражением процесса поступления дополнительных УВГ стал начатый природой ускоренный с началом разработки процесс сокращения по толщине нефтяной оторочки с начальных 70 м до современной толщины 20 м с соответствующим увеличением толщины газовой шапки: с 40 м до 110 м (современное положение) (рис. 6). Анализ условий формирования, а также разработки юрско-меловой залежи месторождения им. Ю. Корчагина свидетельствуют о том, что УВГ поступают со стороны широтного сброса, о чем свидетельствуют обращенные к нему линии равных значений начального газового фактора и отношение нефть-газ в продукции скважины. Сброс имеет решающее значения в процессах восполнения запасов УВ в залежах. В результате формируются закономер-

ные зональные изменения емкостно-фильтрационных свойств пород по направлению к протяженным разрывным нарушениям и прямая связь продуктивных и высокодебитных скважин с зональностью типов пород в приразломных зонах. Восполняемые УВ содержатся в трещинах и порах, соотношение которых между собой меняется по мере удаления от дизъюнктива.

Залежи нефти с невосполняемыми запасами становятся в процессе переформирования и разрушения залежей и должны рассматриваться с генетических позиций (по условиям потери связи с зоной генерации). Для залежей с невосполняемыми запасами в условиях отсутствия подтока УВ состав остаточной нефти изменяется в сторону утяжеления до твердых битумов и асфальтов. Разрушение залежей происходит под влиянием тектонических, биохимических, химических и физических процессов.

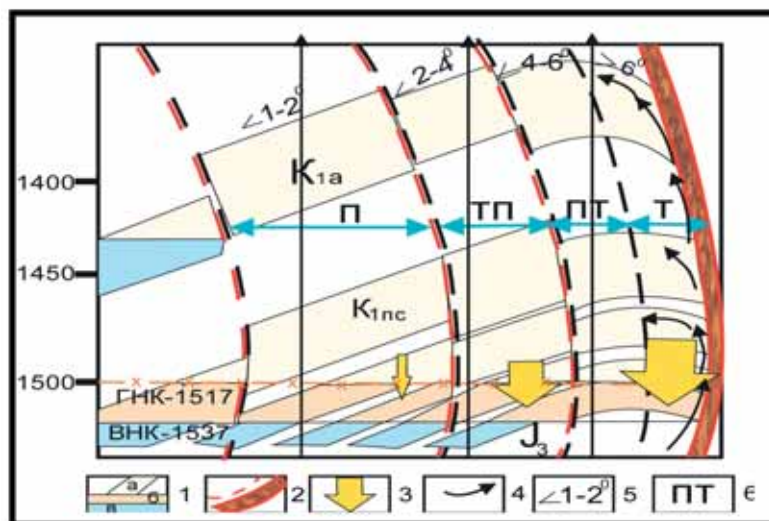


Рис. 6. Принципиальная схема поступления углеводородных газов со стороны широтного сброса в ловушки и со стороны газовой шапки в нефтяную оторочку. 1 – разновозрастная нефтегазоконденсатная залежь: а – газовая шапка, б – нефтяная оторочка, в – подстилающая пластовая вода; 2 – сбросы; 3 – направление и интенсивность внедрения газа в нефтяную оторочку; 4 – вертикальная миграция УВГ по зоне дробления сброса и поступления в пласты-коллекторы; 5 – углы падения поверхности пласта; 6 – типы коллекторов: Т – трещинный; ПТ – порово-трещинный; ТП – трещинно-поровый; П – поровый.

Выводы. Методология решения конкретных практических задач освоения залежей с восполняемыми и невосполняемыми запасами базируется на изучении истории формирования дополнительных ресурсов нефти и газа и механизмов их доставки в разрабатываемые залежи, а также на анализе причин появления в разрезе отложений трудно- и неизвлекаемых нефтяных скоплений. Зная механизм формирования залежей УВ, можно предложить экономически и технологически наиболее эффективные способы продления жизни залежей с восполняемыми запасами и повышения КИН трудноизвлекаемых запасов нефтяных скоплений, находящихся в стороне от современных путей миграции УВ.

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Баланюк И.Е., Каракин А.В. и др. Современные движения земной коры и механизм возобновления запасов углеводородов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 5. С. 9–20.
2. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Восполняемые запасы залежей углеводородов. М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2017. 276 с.

О НЕПРИГОДНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОЙ И МИНЕРАЛЬНОЙ ГИПОТЕЗ ДЛЯ ОБЪЯСНЕНИЯ ЯВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А.А. Баренбаум

Институт проблем нефти и газа РАН, г Москва, azary@mail.ru

Время, когда оставались сомнения, восполняются ли разрабатываемые месторождения нефти и газа или нет, давно прошло. Сегодня это твердо эмпирически установленный факт. Его признают как сторонники органической гипотезы образования нефти и газа, так и их противники – сторонники глубинной минеральной гипотезы. Более 25 лет назад, анализируя новые факты, Б.А. Соколов и А.Н. Гусева предложили новую нефтегазовую парадигму [1]. Согласно ей нефть и газ являются природными ископаемыми, пополняемыми в залежах в процессе разработки месторождений. С этим заключением в настоящее время соглашаются сторонники органической и минеральной гипотез нефтегазообразования.

Двадцать лет назад автор разработал Биосферную концепцию, которая подвела под новую нефтегазовую парадигму необходимое теоретическое основание. В ней были дополнены имеющиеся представления участием в нефтегазообразовании круговорота углерода и воды в биосфере, а сами месторождения предложено рассматривать как ловушки подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в трех основных циклах круговорота со временами $\sim 10^8$ – 10^9 , $\sim 10^6$ – 10^7 и ~ 40 лет. При этом образование УВ в самом длительном цикле вызвано глубинной дегазацией, во втором цикле – катагенезом захороненного органического вещества, а в третьем 40-летнем цикле – круговоротом углерода в биосфере. Участие в нефтегазообразовании биосферного цикла ранее не предполагали.

Разные аспекты биосферной концепции автором рассмотрены во многих публикациях и, в частности, изложены в лекциях [2–5]. Там же обоснован вывод, что открытие явления восполнения и его объяснение биосферной концепцией явились причиной происходящей сегодня в нефтегазовой геологии научной революции. Многие геологи-нефтяники, однако, так не считают и эту революцию не признают, цепляясь за старые взгляды.

В развитие выводов работы [6] в данной статье показано, что катагенез органического вещества осадочных пород (органическая гипотеза) и глубинная дегазация недр (минеральная гипотеза) к восполнению нефти и газа разрабатываемых месторождений отношения не имеют. Главную роль в этом явлении играет геосинтез УВ из окислов углерода и воды, участвующих в 40-летнем биосферном цикле круговорота через земную поверхность. При этом темп пополнения месторождений определяется технологиями их разработки и в целом зависит уровня современной добычи и потребления нефти, газа и угля в мире.

Биосферная концепция

В начале 1980-х годов Г.И. Войтов [7] обнаружил дисбаланс круговорота углерода в биосфере. Потоки углерода на восходящей ветви круговорота через земную поверхность на порядок превышали его поток на нисходящей ветви. Десять лет спустя этот вывод подтвердили исследования по Киотскому протоколу. Они показали, что современная добыча нефти, газа и угля существенно влияет на круговорот углерода на Земле. Причем образующийся при сжигании этих топлив CO_2 не удается удалить из атмосферы известными способами даже при самых оптимистических предположениях [8].

Проблему баланса углерода с учетом хозяйственной деятельности людей впервые решила Биосферная концепция. Это решение поясним схемой (рис. 1). В ее основу положена известная схема круговорота углерода В.П. Гаврилова [9], в которую внесены три изменения: 1) биосферный цикл углерода опущен под земную поверхность, где участвует в процессах нефтегазообразования; 2) земная поверхность служит геохимическим барьером, пересекая который CO_2 преобразуется в УВ по механизму геосинтеза (о нем скажем далее) и 3) учтено поступление на Землю космического (кометного) вещества и последующее его участие в круговороте на Земле в соответствии со взглядами В.И. Вернадского.

Согласно этой схеме поступающий на Землю кометный углерод перераспределяется по трем основным циклам круговорота: биосферному и двум литосферным. Биосферный цикл со временем $\tau_1 \sim 40$ лет связан с круговоротом углерода в биосфере, включая ее подземную часть. Литосферный цикл с $\tau_2 \sim 10^6$ лет обусловлен преобразованием захороненной органики, а также карбонатных осадков. Литосферный цикл с $\tau_3 \sim 10^9$ лет вызван погружением углеродсодержащих пород в мантию при субдукции литосферных плит. Все три цикла связаны между собой и происходят таким образом, что над поверхностью, играющей роль геохимического барьера, углерод циркулирует в окисленном виде (CO_2), а под поверхностью – преобразуется в УВ. Из-за низкой растворимости в воде УВ обособляются и формируют в структурах-ловушках верхней зоны земной коры скопления нефти и газа.

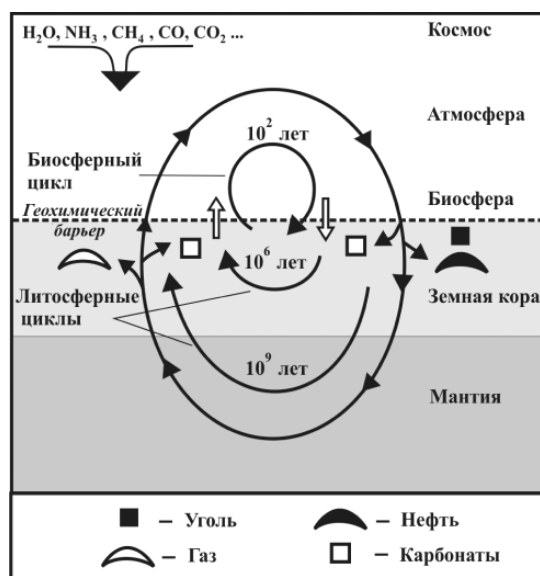


Рис. 1. Схема геохимического круговорота углерода на Земле.

Построена теоретическая модель, которая позволяет изучать режимы круговорота углерода на нашей планете в докембрии, фанерозое и в современную эпоху:

$$\begin{aligned}\frac{dn_1}{dt} + \frac{n_1}{\tau_1} &= \alpha_{12}n_2 + \alpha_{13}n_3 + Q(t); \\ \frac{dn_2}{dt} + \frac{n_2}{\tau_2} &= \alpha_{21}n_1 + \alpha_{23}n_3; \\ \frac{dn_3}{dt} + \frac{n_3}{\tau_3} &= \alpha_{31}n_1 + \alpha_{32}n_2,\end{aligned}\quad (1)$$

где n_1, n_2, n_3 и τ_1, τ_2, τ_3 – соответственно количество углерода и его время жизни в каждом из циклов; $Q(t)$ – функция поступления углерода на поверхность; α_{ij} – параметры обмена углеродом между циклами.

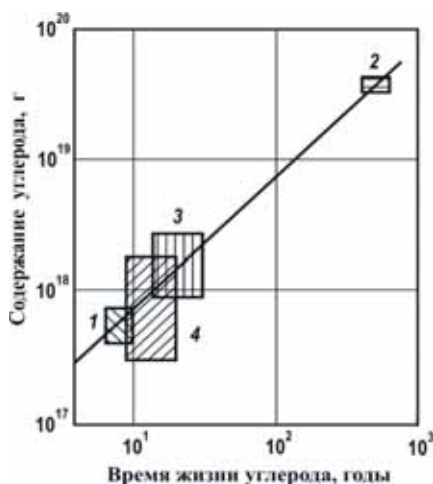


Рис. 2. Сопоставление содержания углерода и его времени жизни в земной атмосфере (1), Мировом океане (2), живом веществе (3) и почвенно-иловом слое (4); прямоугольники показывают разброс оценок по данным литературы

На основе данной модели установлено, что круговороты углерода, кислорода и воды на Земле образуют единую геохимическую систему, которая сегодня находится в состоянии, близком динамическому равновесию. В этом состоянии распределение подвижного углерода (окисленного и восстановленного) по основным его резервуарам в системе подчиняется закономерности (рис. 2). К этой же геохимической системе относятся выполняемые месторождения нефти и газа, а также отложения аквамариновых метаногидратов.

Прямая линия на рис. 2 – это условие динамического равновесия геохимической системы. Наклон линии определяет скорость круговорота углерода в биосфере, которая в пересчете на CO_2 составляет $S = 2.7 \cdot 10^{27}$ г/год. При изменениях в системе, в том числе вызванных деятельностью людей, блоки перемещаются вдоль линии без изменения ее положения.

Добывая нефть, газ и уголь и сжигая их на поверхности, люди нарушают равновесие между циклами, сложившимися на Земле за миллионы лет. В результате углерод из циклов $\sim 10^6$ и $\sim 10^9$ лет поступает в 40-летний цикл. Где, включаясь в круговорот, «добавочный» углерод сначала попадает в атмосферу, а затем и в другие резервуары геохимической системы, к которым относятся и освободившиеся ловушки месторождений.

Именно так объясняет биосферная концепция механизм пополнения месторождений нефти и газа при их эксплуатации. Темп пополнения, однако, во многом зависит от степени сохранности ловушек нефти и газа на месторождениях. Методы добычи, реализующие технологии гидроразрыва пластов, ловушки безжалостно уничтожают, что не дает возмож-

ности месторождениям пополняться в полной мере.

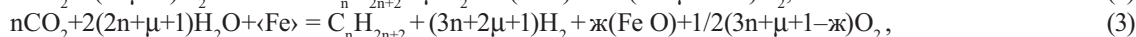
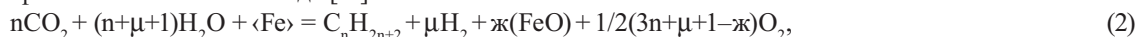
Поскольку практика добычи нефти и газа гидроразрывом является общемировой, то лишь небольшая часть добавочного углерода участвует в подпитке месторождений, а его большая часть отлагается в виде аквамариновых метаногидратов на шельфе Мирового океана, куда сегодня смещаются основные запасы УВ на нашей планете.

Геосинтез

Геосинтезом названа реакция синтеза УВ из окислов углерода и водорода, происходящая в водонасыщенной матрице пород, механически активированной естественными сейсмоструктурными процессами. Этот механохимический процесс установлен 40 лет назад и официально утвержден как научное открытие [10]. Экспериментами доказано, что донором водорода в УВ при геосинтезе является вода, а углерода – органическое вещество, растворенный в воде CO_2 и легко растворимые углеродсодержащие минералы.

Механохимический геосинтез ($\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$) относится к тому же классу поликонденсационных реакций синтеза УВ из оксидов углерода (CO, CO_2) и водорода ($\text{H}_2, \text{H}_2\text{O}$), что и синтез Фишера-Тропша (ФТ-синтез) по реакции ($\text{CO} + \text{H}$), синтез Кельбеля-Энгельгардта ($\text{CO} + \text{H}_2\text{O}$) и реакция ($\text{CO}_2 + \text{H}$). Но отличается тем, что сопровождается разрушением большой массы воды с образованием свободного водорода. Другой отличительной чертой реакции $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ является то, что ее химическая формула в той или иной форме должна учитывать участие в синтезе УВ катализатора. Геосинтез, также как и ФТ-синтез, может происходить по двум каналам реакции с различающимися энергиями Гиббса.

Эта специфика геосинтеза отражена в двух химических формулах, которые для n -алканов ($\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$) могут быть записаны в феноменологическом виде [11]:



где: $n, \mu, \text{ж}$ – стехиометрические коэффициенты, а значком $\langle\text{Fe}\rangle$ обозначены каталитические свойства среды, выполняющие функции как катализатора, так и «поглотителя» кислорода.

Катализаторами при синтезе УВ могут служить многие металлы и их окислы: Fe, Cu, Ni, Co, Mg и др., кото-

рые входят в состав осадочных пород, а также сами породы, представленные глинами, алюмосиликатами и т.п. С ростом температуры, в том числе и за счет процесса синтеза выход УВ возрастает.

Наиболее интенсивно геосинтез УВ происходит в водонасыщенной минеральной матрице пород главной зоны нефтегазообразования. Активизации этого процесса способствуют свободные радикалы, т.е. разорванные химические связи, которые генерируются внутрикристаллическими дефектами в минералах. Диффундируя к поверхности минеральных зерен, эти дефекты формируют энергонасыщенный слой, снижающий энергию Гиббса химических реакций. В результате, на поверхности матрицы геосинтез идет уже в стандартных условиях ($T = 25^\circ\text{C}$ и $P = 1$ атм), сопровождаясь большим тепловыделением.

Реакцию геосинтеза удобно изучать с применением теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори (АШФ-модель). Эту модель сегодня используют при анализе молекулярно-массовых распределений (ММР) углеводородов, образующихся при ФТ-синтезе [12]. В классической АШФ-модели это распределение может быть представлено формулой:

$$\lg(g_n/n) = n \lg \alpha + \lg(\ln^2 \alpha), \quad (4)$$

где g_n – массовая доля УВ с числом n атомов углерода в молекуле, α – параметр распределения УВ ($0 < \alpha < 1$).

Формула (4) отражает случайный непрерывный рост цепи УВ за счет присоединения к ней новых звеньев (интермедиатов) и обрыва цепи за счет десорбции в случае, когда параметр α постоянен и имеет физический смысл $\alpha = r_p / (r_p + r_o)$, где r_p и r_o – скорости роста и обрыва цепи, независимые от длины цепи.

Путем модификаций химического процесса (4) получают ряд моделей, которые позволяют описать основные типы ММР при ФТ-синтезе [12]. Три из них показаны на рис. 3.

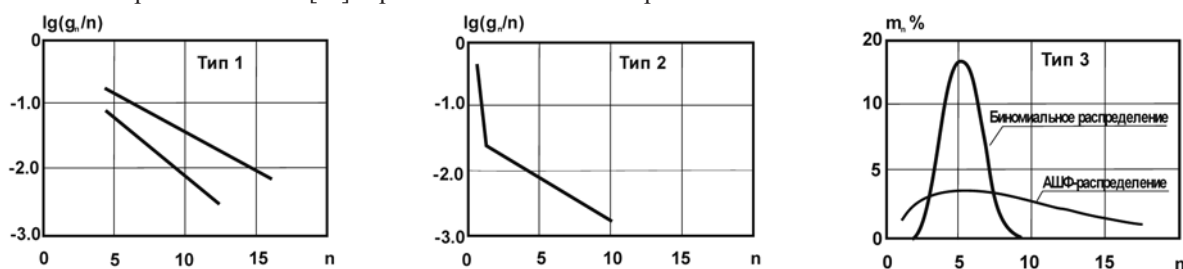


Рис. 3. Типичные распределения УВ в продуктах синтеза Фишера-Тропша.

Распределения типа 1 объясняют наличием на катализаторе двух активных центров роста УВ. Тип 2 объясняют существованием дополнительных путей образования метана (CH_4). А тип 3 отвечают биномиальному распределению УВ. Для сравнения рядом приведено ММР в АШФ-модели. Процесс формирования цепи УВ при их биномиальном распределении также случаен. Однако в этом случае рост цепи УВ ограничен временем или конечным числом событий. Вероятность $P_n(k)$ того, что в результате n событий возникнет молекула УВ, состоящая из k углеродных атомов, описывается выражением:

$$P_n(k) = \frac{n!}{k!(n-k)!} p^k (1-p)^{n-k} \quad (5)$$

где параметр p имеет тот же физический смысл, что и параметр α в формуле (4). При большом числе n наиболее вероятное значение длины цепи $\bar{k}$, а также дисперсия σ распределения в ней УВ вычисляются по формулам: $\bar{k} = np$ и $\sigma = \sqrt{np(1-p)}$.

Распределения (рис. 3) типичны для n -алканов в небодеградированных нефтях, УВ газах и битумах соответственно. На рис. 4 в качестве примера приведены примеры распределений n -алканов в пробах нефти и конден-

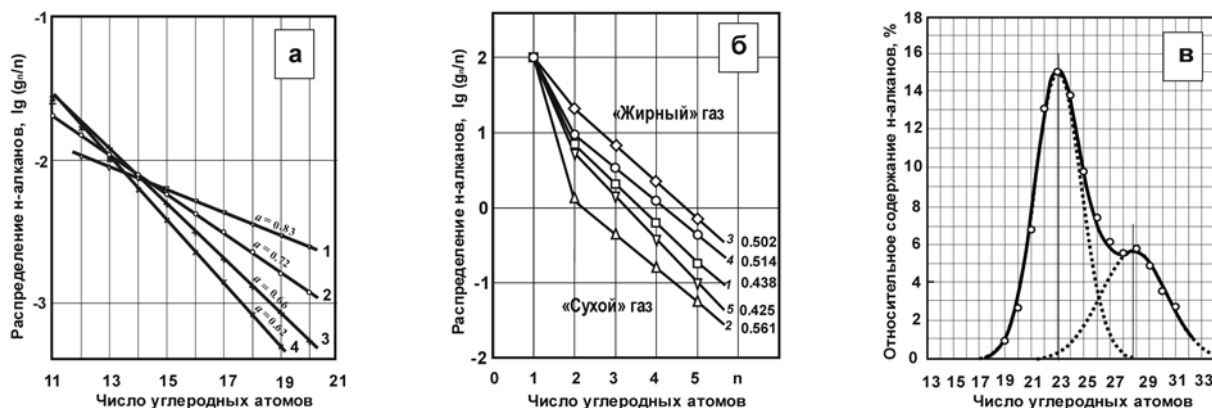


Рис. 4. Распределение n -алканов в пробах нефти (а) и газа (б) и битумах (в). На графиках (а) и (б) указаны величины параметра α . На графиках (б) пробы газа нормированы на метан, взятый за 100%. Хроматограмма битума аппроксимируется максимумами (пунктирная линия) по формуле (5).

сатов, природных газов и битумах. Параметры АШФ-распределений *n*-алканов в небиodeградированных нефтях и битумах практически не отличаются от получающихся в экспериментах [11]. Нефти и битумы обнаруживают два предпочтительных значения параметров α и k [13]. Этот факт указывает на возможность участия в их образовании двух возможных каналов геосинтеза (2) и (3).

Выводы

1. Механизмы нефтегазообразования, предполагаемые органической и минеральной гипотезами, к восполнению нефти и газа месторождений отношения не имеют. Так как круговорот углерода на Земле сегодня пребывает в динамическом равновесии, вклады катагенеза органического вещества, глубинной дегазации и геосинтеза в образование УВ оказываются обратно пропорциональными временам τ соответствующих циклов в модели (1). Учитывая значения τ_1 , τ_2 и τ_3 , находим, что вклад в восполнение месторождений катагенеза как минимум в $\sim 10^4$ раз меньше, а глубинной дегазации в $\sim 10^6$ раз меньше, чем геосинтеза.

2. Сторонники минеральной гипотезы правы, что нефть и газ – это продукты поликонденсационного синтеза УВ. Однако представления, что УВ поступают в залежи по разломам в земной коре (каналам дегазации) из глубоких недр, где они и образуются, ошибочно. Разломы есть, а поступление по ним глубинных УВ сегодня ничтожно.

3. Приверженцы органической гипотезы, безусловно, правы, что УВ нефти и газа образуются в самих месторождениях-ловушках. Будет это осадочный чехол или верхи трещиноватого фундамента неважно. Главное, чтобы ловушки располагались на глубинах «нефтяного окна». Правы они и в том, что основным источником углерода в нефтях является отмершее органическое вещество. Однако образуются УВ нефти и газа не за счет деструкции биоорганических молекул, а в результате механизма геосинтеза.

Литература

1. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. № 3. С. 48–56.
2. <https://regnum.ru/news/innovatio/2377467.html?t=1518255176>.
3. <https://regnum.ru/news/innovatio/2436274.html?t=1529835905>.
4. <https://regnum.ru/news/innovatio/2436385.html?t=1529835995>.
5. <https://regnum.ru/news/innovatio/2896742.html>.
6. Баренбаум А.А. Новые представления о происхождении нефти и газа в связи с открытием явления пополнения запасов эксплуатируемых месторождений // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 34–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.34-39>.
7. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли // Ж. Всес. хим. о-ва им. Д.И. Менделеева. 1986. Т. 31. № 5. С. 533–539.
8. Кондратьев К.Я., Крапивин В.Ф. Моделирование глобального круговорота углерода. М.: Физматлит, 2004. 336 с.
9. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов. М.: Недра. 2016. 460 с.
10. Трофимук А.А., Черский Н.В., Царев В.П., Сороко Т.И. Явление преобразования органического вещества осадочных пород под действием тектонических и сейсмических процессов земной коры. Научное открытие № 326 от 21.04.1982.
11. Barenbaum A.A., Klimov D.S. Theoretical model Anderson-Schulz-Flory within the framework of studying the mechanism of polycondensation synthesis // Inorganic Chemistry Communications Vol. 112 (2020) 107664. <https://doi.org/10.1016/j.inoche.2019.107664>.
12. Глебов Л.С., Клигер Г.А. Молекулярно-массовое распределение продуктов синтеза Фишера-Тропша // Успехи химии. 1994. Т. 63. № 2. С. 192–202.
13. Баренбаум А.А. Изучение условий образования нефти с использованием теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори // Вестник Отделения Наук о Земле РАН. 2007. № 1 (25). http://www.scgis.ru/russian/cp1251/h_dgggms/1-2007/informbul-1_2007/hydroterm-24.pdf.

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ – БЛЕФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?

А.И. Сухарев

ЮФУ, Ростов-на-Дону, e-mail: a_sukharev59@mail.ru

Стремление понять природу вещей является неотъемлемой чертой характера человека. Познание движется от простого обожествления явлений природы до их понимания с позиции физических законов, апробированных практикой и временем. Но часть человеческого сообщества решила, что она обладает правом выбирать – применять или не применять эти законы. Возможно, все зависит от сложности их восприятия. В какой-то степени эта мысль подтверждается позицией Томаса Куна – американского историка науки. Согласно его взглядам, процесс принятия парадигмы имеет социально-психологическую природу, а ее смена «*подобна религиозному перевороту*», представляющему собой «*иррациональный акт веры*». Противоположному, рациональному подходу формирования и смены парадигм придерживается Имре Лакатос – английский философ венгерского происхождения. В основе его концепции лежит научно-исследовательская программа, главной ценностью которой является способность накапливать и анализировать знания. Это возможно за счет набора правил, позволяющих модифицировать программу так, чтобы «*сохранить ее или улучшить*». Исследователь может рационально оценивать ее возможности и на этом основании решать вопрос о продолжении или отказе от участия в ней.

В качестве объекта рационального анализа взята теория органического происхождения нефти. В основе анализа лежит оценка правомерности выделения «*нефтематеринских отложений*». Лабораторные испытания, тем более термодинамические расчеты условий генерации углеводородов (УВ) [2], сторонников органической теории не убеждают. Эту часть геологического сообщества также не смущает, что отмершее органическое вещество (ОВ) разлагается быстрее, чем продолжительность одного климатического сезона. Основная часть органики, не успев покрыться пылью, утилизируется живыми организмами, а выделившийся за это время флюид рассеивается.

Пытаясь объяснить природу УВ, сторонники органической теории выделяют отложения, обогащенные керогеном, присваивая им статус «*нефтематеринских*». Кероген – твердое ОВ, которое при термическом воздействии выделяет флюид, представленный в том числе и определенным набором УВ. И здесь можно фиксировать первую нестыковку. Нефть имеет более разнообразный состав. Состав УВ, выделяющихся при пиролизе керогена, зависит от температуры, уровень которой равномерно доводится до 300°C и выше. Это вторая нестыковка, но сначала следует рассмотреть вариант обогащения осадочных отложений УВ на этапе седиментации и далее их трансформацию от этапа диагенеза до стадий катагенеза. Примером может служить авария в Мексиканском заливе в 2010 году и ее последствия. Тяжелая фракция УВ образовала сгустки, которые смешались с аллювием залива. Часть легкой фракции утилизирована живыми организмами, другая окислилась, третья сорбирована ОВ или минеральными сорбентами. В конечном итоге все это стало частью осадочных отложений. Дальнейшее состояние отложений, обогащенных УВ, определяется термобарогеохимическими условиями (ТБХ-условий) среды, в которую они попадут на определенных этапах истории геологического развития данного региона. Уже на стадии диагенеза из отложений начнется выводиться свободный флюид. Учитывая крайне дезинтегрированное состояние перекрывающих их отложений, высвободившийся на данной стадии флюид рассеется. При развитии катагенеза за счет повышения температуры и литостатического давления начнется процесс вывода уже и связанного флюида. Уровень геотермического градиента определяет его скорость. ОВ в зависимости от ТБХ-условий среды или углефицируется, или минерализуется. Сорбированные ими при седиментации УВ в условиях углефикации выведутся из системы, при минерализации будут законсервированы в хемогенном цементе в виде флюидных включений. Слоистые силикаты начнут трансформироваться на уровне кристаллической решетки, освобождаясь от сорбированного флюида, в том числе и от легких УВ. Тяжелые УВ под давлением перераспределятся, в том числе за счет повышения пластичности из-за возрастающей температуры. В случае повторения выброса глубинных УВ, данные отложения могут претерпеть вторичное обогащение. Уровень вторичного обогащения зависит от степени их литификации, наличия вышележащего флюидоупора или характера деструкции, приведшего к перетоку глубинных УВ. Имеет место цикличное обогащение осадочных отложений. Наличие УВ во флюидных включениях магматических комплексов [3] позволяет говорить еще об одном типе их носителя. Гидротермально-метасоматические процессы, сопровождающие магматизм, а также наложение подобных процессов на породные комплексы более поздних этапов магматической или тектоно-гидротермальной активизации, высвобождают законсервированные в этих породах УВ, пополняя ими подвижный флюид. При определенных условиях свободные УВ концентрируются, в том числе обогащая отложения, которые сторонники органической теории называют «*нефтематеринскими*».

На основании выше сказанного теория «*нефтяного окна*», открывающегося на средней стадии катагенеза, приобретает другой смысл. «*Нефтематеринские отложения*» действительно обогащены УВ, но они при определенных условиях не генерируют их, а перераспределяют. Постоянная подпитка отложений, способных концентрировать УВ, объясняет механизм образования их залежей и высокие давления в них.

Природу первичных УВ можно объяснить только с позиции законов термодинамики. Жаль, что сторонники органической теории происхождения нефти считают для себя возможным их не учитывать. Тем не менее стоит еще раз повторить, что расчетные ТБХ-параметры генерации УВ, подтвержденные лабораторными исследованиями [2] таковы, что «*нефтематеринские отложения*» в этих условиях трансформировались бы до уровня полной

потери всех признаков своей первичной природы с образованием новых породных комплексов, представленных минеральными ассоциациями, соответствующие стадиям глубокого метаморфизма.

Сторонникам *«иррациональной веры»* следует прислушаться к рациональным доводам. Для этого рассмотрим базовую методику оценки *«генерационного потенциала нефтематеринских отложений»* – пиролиз ОБ по методу Rock-Eval. Данная методика получила широкое распространение в нефтегеохимических исследованиях на Западе, а в последнее время и в нефтегазодобывающих компаниях Российской Федерации. Целью пиролитического анализа является характеристика ОБ, особенностей его катагенетического преобразования и количественная оценка продуцируемых УВ.

Остановившись на характеристике ОБ не стоит на основании того, что его генетическая природа не определяет поисковые критерии. Более детально следует рассмотреть и оценить смысл основных показателей, получаемых при пиролизе ОБ:

1. T_{max} – температура максимального выхода УВ при пиролизе. Выступает в качестве критерия степени катагенетического преобразования отложений.

2. S₀ – параметр определяется путем прогрева породы при T₉₀°C в течение 2 минут. Характеризует количество остаточных газовых и легких УВ.

3. S₁ – параметр определяется путем прогрева породы при T₃₀₀°C в течение 3 минут. Является количественным показателем содержания нефти в породе.

4. S₂ – параметр определяется путем прогрева породы в интервале T₃₀₀–600°C. Смысл данного параметра – оценить потенциал породы при полной деструкции битумов.

Единица измерения параметров S₀, S₁ и S₂ – кг/т.

5. C_{org} – параметр, рассчитанный исходя из объема выделившегося при сжигании остаточного ОБ CO₂ в кислородной среде при температуре не выше 600°C. Единица измерения – масс. %.

Вначале следует сказать о неопределенностях, возникающих в случае некорректной подготовки проб к пиролизу, в частности, предварительное уточнение уровня их карбонатности. Из-за возможного присутствия карбонатов в исследуемых образцах методика Rock-Eval предусматривает ограничение температуры сжигания пробы до 600°C. Предполагается, что данное ограничение не допустит засорение CO₂ за счет их разложения. Это ограничение некорректно по двум причинам. Во-первых, для чистоты анализа кероген должен выгореть полностью, даже если потребуется поднять температуру выше установленного порога. Во-вторых, есть карбонаты, деструкция которых происходит ниже T₆₀₀°C.

Более серьезной проблемой является тот факт, что уровень погрешности значений T_{max} зависит от размерности обломочной фракции исследуемого образца. Так, в песчаниках на одной и той же глубине T_{max} может варьировать в пределах T₁₀₀–200°C. Наиболее устойчивая корреляция между значениями T_{max} и R^o_{max} фиксируется у глинистых отложений. Проблема заключается в том, что в природе терригенно-осадочные отложения одной размерности встречаются редко. Статистика показывает, что глинистые отложения также могут иметь определенную долю алевро-псаммитовой фракции, которая в свою очередь может быть насыщена газовой-жидкостными включениями законсервированного флюида, в том числе, возможно, со свободными УВ. Дополнительно, граувакковый компонент из обломков магматических пород также может содержать законсервированные УВ [3].

Этот беглый анализ высветил ряд неопределенностей и заложенные в методику погрешности. Тем не менее, нужно отдать должное авторам метода за критичные высказывания, например о параметрах S₀ и S₁, которые не стоит рассматривать *«как прямой и достаточный показатель продуктивности пласта»*. На этом их здравый смысл заканчивается. Исходя из того, что имеет место устойчивая корреляция значений S₁ с содержанием битума, выделенного из глинистых отложений методом экстракции с использованием хлороформа, делается поразительное заключение: *«Чем больше S₁ в глинах, тем выше уровень нефтематеринского потенциала породы»*. Есть основание считать, что часть экстрагированных с применением хлороформа или выпаренных при T₃₀₀°C УВ являются следами вторичного УВ-насыщения глинистых отложений. Также нет смысла рассматривать оставшуюся часть УВ как потенциал, в связи с тем, что извлекать их с применением хлороформа или нагрева до T₃₀₀°C непрактично. А рассуждения о вероятности достижения данными отложениями *«главной фазы нефтеобразования»* не только высвечивают непонимание или нежелание принимать механизм трансформации породных комплексов в условиях хотя бы стадийного катагенеза, но и элементарную неспособность сопоставить уровень температуры, при которой фиксируется максимальный выход УВ при пиролизе керогена, с T°С-параметрами *«нефтяного окна»*. Термические параметры *«нефтяного окна»*, при которых *«генерируется нефть»*, варьирует в интервале T₆₅–150°C, а *«генерация газа»* начинается примерно с T₁₃₀°C. Эти параметры контрастно отличаются от статистических данных результатов пиролиза ОБ по методике Rock-Eval. В частности, значения T_{max} варьируют в пределах T₄₀₀–450°C, а параметры S₁ и S₂ фиксируются при прогреве образца до T₃₀₀°C и до T₆₀₀°C соответственно. Скорректировать T°С-параметры *«нефтяного окна»* с учетом результатов пиролиза невозможно, потому что он *«увязан»* с усредненным значением геотермического градиента региона.

Это серьезное расхождение между теоретическими построениями и результатами лабораторных исследований ОБ, но главный вывод в следующем: условия проведения лабораторных исследований оторваны от современных технологий добычи УВ. Часть объема УВ, характеризующая параметрами S₀ и S₁, является аллохтонной и никакого отношения к образованию исследуемых отложений не имеет. Другая часть является результатом

термодеструкции погребенного керогена на момент проведения анализа. Пиролиз согласно методике Rock-Eval проходит при температуре более 300°C. Из этого следует, что никакой генерации УВ нет, а имеет место деструкции тяжелых УВ при высокой температуре. При такой температуре «нефтематеринские отложения» должны трансформироваться в кристаллические сланцы как минимум эпидот-амфиболитовой фации регионального метаморфизма. На этом основании можно с уверенностью утверждать, что отложения, в частности, баженской свиты Западной Сибири никакого отношения к современным залежам УВ данной провинции не имеют. Оценивать перспективы нефтегазоносности по результатам пиролиза некорректно, как и утверждение, что «низкие значения *Sорг* в зоне сильного проявления мезо- и апокатагенеза свидетельствуют о полном истощении нефтегенерационного потенциала материнской породы [1]». Следует заметить, что выражение «в зоне сильного проявления мезо- и апокатагенеза» некорректно в силу того, что катагенез развивается линейно. Выделение зон сильного или слабого уровня трансформации отложений указывает на проявление глубинных процессов. И самое главное, для того чтобы вычислить уровень «истощения» *Sорг* необходимы исходные данные о его содержании на этапе седиментации «нефтематеринских отложений». В связи с этим возникает вопрос к «крупнейшим геохимикам-нефтяникам» – Б.Тиссо (Франция) и Д.Вельте (ФРГ), чье утверждение цитируется сторонниками органической теории: «А был ли *Sорг*?».

Условия проведения анализов сводит на нет смысл расчета индекса нефтяной продуктивности $OPI = S1 / (S0 + S1 + S2)$ и водородного индекса $HI = S2 / Sорг$. Пиролитический анализ проводят при температуре 300°C и более. Может быть, *OPI* и отражают уровень насыщения отложений УВ, но никак не их продуктивность. Технология добычи нефти не предполагает разогрев продуктивного пласта до подобных температур. Из этого следует, что данный индекс, как и водородный – это профанация поисковых критериев. Следует также добавить, что название *HI* не отражает заложенный в него смысл. Согласно концепции сторонников органической теории происхождения нефти, он должен отражать «нефтегенерационный потенциал и тип материнского ОВ».

Одним из основных фактов, указывающих на несостоятельность исследований ОВ методом Rock-Eval, является отсутствие какой-либо корреляции между значениями пиролитических параметров и характером распространения выявленных залежей УВ. Вероятно, по этой причине результаты факторного анализа с привлечением данных пиролиза встречаются очень редко. В основном это схемы, отражающие характер распространения значений *Tmax* или производных от этого параметра. При этом факт отсутствия какой-либо корреляции аномалий *Tmax* с выявленными полями распространения залежей УВ никак не комментируется. Тем не менее таблицы результатов пиролиза по методике Rock-Eval включаются во все отчеты НИР и диссертации как основные приложения.

Складывается впечатление, что целью проводимых исследований является не поиск залежей УВ, а выделение отложений, уровень трансформации которых соответствует параметрам «нефтяного окна». В случае если в исследуемых отложениях отсутствует витринит, уровень трансформации рассчитывается. С этой целью создана серия «кинетических моделей», но на практике оказалось, что все не так просто. Результаты расчетов не коррелируются с результатами исследования эталонных образцов. Различия в значениях недопустимо велики, составляющие 0,3–0,5% $R^{°}vt$. Складывается впечатление, что авторы этих методик игнорируют многогранность развития геологических процессов. Необходимо четко понимать, что практически невозможно одной формулой описать условия трансформации объекта исследования с учетом его положения в зоне развития глубинных процессов, определяющих эти условия. Необходим ввод поправок с учетом классификации характера проявления этих процессов. И как их вводить, если часть процессов не изучается, другая игнорируется как «чуждая». Примером может служить разброс значений $R^{°}vt$, зафиксированный при исследованиях ОВ в ряде фациальных районов Западной Сибири (рис. 1). Например, в 100-метровом интервале разреза отложений тюменской свиты Шаимского фациального района он составляет 0,1–0,2% $R^{°}vt$. Уровень трансформации не коррелируется с глубиной залегания исследуемых отложений. Значения $R^{°}vt$ индивидуальны для отдельных скважин в границах даже одного лицензионного участка. Это наиболее контрастно выделяется в разрезе, вскрытом Хальмерпаютинской–2099 в Тазовском фациальном районе. Вариация значений $R^{°}vt$ показывает, что на трансформацию ОВ влияет совокупность факторов, природа которых при используемой методике исследований не может быть установлена.

Желание избавиться от неопределенностей, которые сопровождают сторонников органической теории происхождения нефти в их стремлении решить проблему количественной оценки уровня трансформации «нефтематеринских отложений», подталкивает их к разработке все более оригинальных методик. К одной из таких относится методика с использованием температурно-временного индекса (ТВИ). Данная методика не только не лишена неопределенностей, но и усиливает их. ТВИ-методика пытается учитывать время нахождения объекта исследования в том или ином температурном интервале. При этом не объясняется, как рассчитывается время нахождения объекта в этом интервале температур и собственно его параметры. Нет объяснения, как будут учитываться другие факторы, связанные с этапами развития глубинных процессов, определяющие в частности как среднестатистические, так и локальные значения геотермического градиента. Судя по публикациям, они просто игнорируются. Из этой же области методика, основанная на учете сопоставления значений отражательной способности витринита с долей смектита в смеси смектит-иллит. Действительно, слоистые силикаты признаны эффективными индикаторами изменения ТБХ-условий в системе «порода-флюид». Проблема заключается не в том, что их трансформация происходит по ранее упомянутым законам термодинамики, а в том, что в зависимости от изменения ТБХ-условий, они могут как сокращать смектитовую составляющую, так и восстанавливать ее в зависимости от типа и интен-

сивности развития глубинных процессов. Возможен вариант наложения развивающегося этапа активизации глубинных процессов на результаты предыдущего.

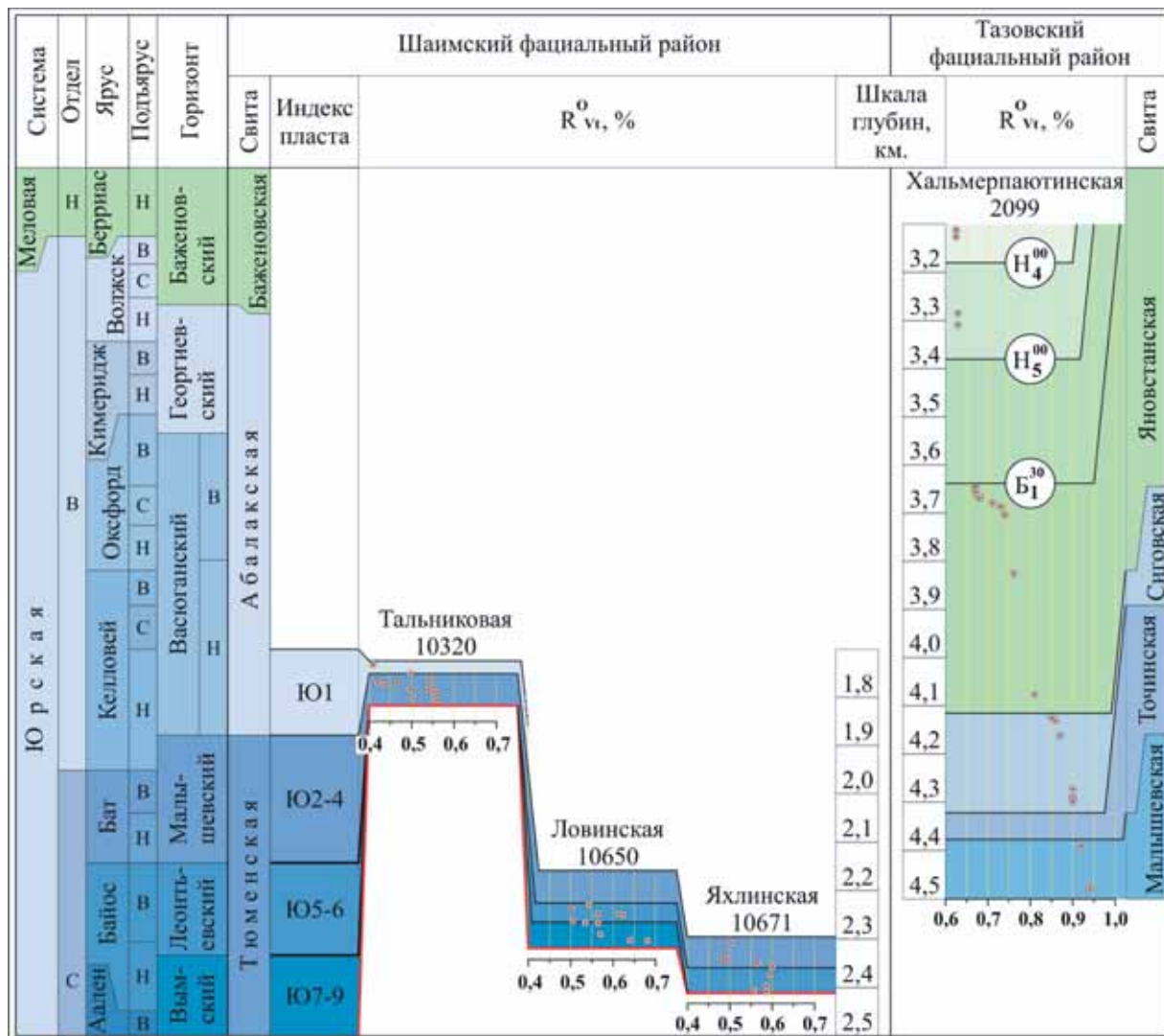


Рис. 1. Распределение значений $R^{\circ}vt$ в юрских отложениях Западной Сибири.

Делается попытка увязать тектонические процессы с принципами катагенеза в виде модели «динамокатагенеза». Здесь также есть ряд неопределенностей, заложенных в упрощенном понимании механизма развития этой разновидности глубинных процессов. Это большая тема. Тем не менее необходимо сказать, что эта модель малоприемлема для решения вопросов генерации нефти, в том числе с позиции органической теории. Этот процесс развивается в узколокальных зонах деструкции определенного типа и не может повлиять на общую картину трансформации «нефтематеринских отложений».

В этой системе нелинейно развивающихся процессов формируются минералогические и геохимические зональности, площадь распространения и контрастность которых зависит от сочетания множества факторов. Все это при теоретических рассуждениях значительно усиливает неопределенности о состоянии «нефтематеринских отложений».

Система «порода-флюид» настолько многовариантна, что ни одна из существующих методик не в состоянии обеспечить сходство модели с природными объектами. В природе стадийный катагенез и глубинные процессы дают синергетический эффект с бесконечным множеством вариаций ТБХ-условий. Из этого следует, что любые предлагаемые методики пригодны только для описания замкнутых односложных систем. В противном случае фактор неопределенности усиливается. На этом основании подбор любых исходных параметров закладывает погрешности, часть из которых возможно вообще не поддается учету, что может привести или уже привело к ложным выводам.

Моделирование с использованием широких возможностей математики имеет все основания для применения в геологической практике, но при условии ведения детальных исследований и глубокого анализа природных объектов. В противном случае, проявится обратная сторона этих возможностей – «головокружение от успехов». Для начала уже сформулировали «главную потребность мышления исследователя – потребность моделирования».

изучаемого явления [1 (стр. 81)]». Далее, исходя из того, что «любая химическая реакция протекает с определенной скоростью», рождена мысль, что развитие любого процесса «может быть экстраполировано на геологическое время (Тиссо и Вельте, 1981)». В конечном итоге, главным в решении всех проблем будет «соглашение геохимиков разных стран и поколений [1 (стр. 89)]». Уже делается попытка навязать утверждение, что продукты высокотемпературных процессов могут быть получены при более низких значениях температуры за более длительный период времени. И вот уже список «нефтематеринских отложений» пополняется отложениями, уровень трансформации которых существенно недотягивает до параметров «нефтяного окна». Примером могут служить миоценовые отложения Сахалина. В частности, глинистые отложения окобыкайской свиты еще не достигли состояния аргиллитов, их трансформация достигла лишь ранней стадии протогенеза, но они уже «нефтематеринские». Возможно, целью «экстраполяции скорости протекания химической реакции на геологическое время» является попытка обосновать расхождения между термическими параметрами зоны реализации «генерационного потенциала нефтематеринских отложений в нефтяном окне» со статистикой результатов пиролиза методом Rock-Eval этих «нефтематеринских отложений».

Обращает на себя внимание включение в список «нефтематеринских отложений» известняков и силицитов. В этом есть много неопределенностей и связаны они в основном с многообразием генезисов этих отложений. Одно установлено точно – часть данных отложений может быть насыщена УВ. Это подтверждено исследованиями подобных литотипов баженовского и васюганского региональных горизонтов Западной Сибири. Исследования монофракций кальцита показали наличие УВ в структуре его кристаллической решетки [4]. Это указывает на то, что они были встроены в кристаллическую решетку данного минерала на этапе его кристаллизации в условиях гомогенного состояния материнского флюида. Полученные результаты позволяют утверждать, что, в частности, кальциты в отличие от «нефтематеринских отложений» имеют с УВ устойчивую пространственно-временную связь. Подобное состояние флюида возможно только при высоких значениях РТ-параметров среды его генерации и они существенно превышают параметры катагенеза.

Природа не терпит аномалий. Сформировавшиеся при развитии определенных геологических процессов аномалии со временем разрушаются. Сложно организованные органические молекулы также можно отнести к аномалиям природы. Являясь наименее устойчивыми к экзогенным процессам, они разрушаются практически сразу после отмирания без сохранения своего первоначального облика и молекулярной конфигурации входящих в нее элементов. Тем не менее сторонники теории органического происхождения нефти на основе биомаркеров формируют доказательную базу своих взглядов. Например, установленное сходство изопреноидной боковой цепи молекулы хлорофилла с одними из компонентов нефти – фитаном и пристаном, а также его тетрапирольного ядра с ванадил-порфирином – другим компонентом нефти [1] декларируется как доказательство своей правоты. Сходство есть, но не более. Металлоорганические соединения, к которым относится ванадил-порфирин, составляют микроскопическую долю в нефтях и все равно на этом основании формулируются фундаментальные выводы. Парафины генерируются из изопреноидной боковой цепи молекулы хлорофилла. Ароматические УВ и нафтены – из тетрапирольного ядра не только хлорофилла, но и, возможно, гемоглобина (рис. 2).

Согласно их представлениям, в условиях стадийного катагенеза из молекулы, например, хлорофилла сначала выводятся магний, кислород и азот. Освободившиеся вакансии должны быть заняты водородом и углеродом с определенными молекулярными связями между собой и с остаточными элементами трансформируемой органической молекулы. Затем пентагональные ячейки этой молекулы трансформируются, генерируя разнообразие УВ. Даже если гипотетически предположить, что ОВ достигла стадий катагенеза в неизменном виде и начала генерировать УВ, возникает вопрос об источнике свободного водорода и углерода. В экзогенных условиях седиментации органическая молекула практически сразу распадается на H_2O , а углерод в зависимости от условий захоронения рассеивается в виде CH_4 или CO_2 . В отличие от органической молекулы, например, нафтены термически стабильные соединения и распадаются на составляющие компоненты практически одновременно примерно при $T550^{\circ}C$. Согласно закону сохранения энергии, их генерация должна быть не менее энергетически емкая. Из этого следует, что нафтены, как и другие УВ, не являются трансформерами ОВ.

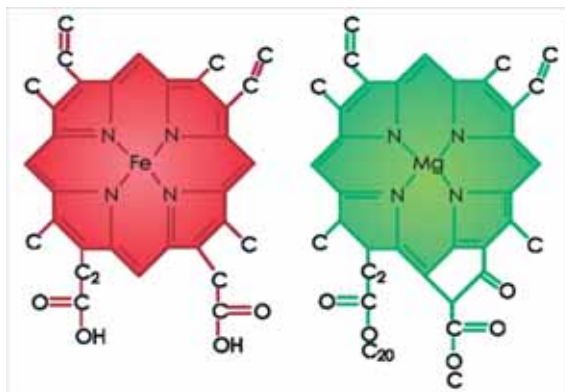


Рис. 2. Структура молекул гемоглобина (Fe) и хлорофилла (Mg).

Выводы

1. Отдельные виды терригенно-осадочных отложений включают погребенные битумы, которые в процессе пиролиза за счет их деструкции при высокой температуре в лабораторных условиях могут генерировать более легкие УВ. И это реальность.
2. С практической точки зрения из-за высокой температуры пиролиза керогена «нефтегенерационный потенциал нефтематеринских отложений» – это блеф.
3. Расхождения между теоретическими построениями сторонников органической теории происхождения нефти и результатами пиролиза «нефтематеринских отложений» методом Rock-Eval указывают на то, что «нефтяное окно» и его параметры являются профанацией поисковых критериев.
4. Исследовать характер распространения УВ можно менее затратными, но более информативными методами.

Заключение

Множества погрешностей в «кинетических моделях» и неопределенностей в доказательной базе теории органического происхождения нефти дает основание говорить, что эта теория не научная, а теократическая. Рассмотрение поднятых вопросов порождает еще большее число вопросов к сторонникам биогенной природы нефтей.

Литература

1. Астахов С.М. Физическое моделирование флюидообразования в нефтегазоматеринских породах и математическое моделирование нефтегазонакопления в осадочных бассейнах. Новосибирск. Диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук., СО РАН, ИНГГ. 2019. 393 с.
2. Бойко Г.Е., Чекалюк Э.Б. Термодинамические критерии условий нефтеобразования. Киев. Материалы республиканского совещания, Львов: Изд-во Наукова Думка, 1967. С. 54–59.
3. Мархинин Е.К. Вулканизм. М.: Изд-во «Недра», 1985. 287 с.
4. Сухарев А.И., Ревинский Ю.А. Механизм миграции глубинных углеводородов. М.: Материалы Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «Кудрявцевские чтения», 2018.

ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ ТОЛЩИ ВОЛГО-УРАЛА И ИХ «ГЕНЕРАЦИОННЫЙ» ПОТЕНЦИАЛ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ)

И.Н.Плотникова, Остроухов С.Б., Пронин Н.В.

Академия наук Республики Татарстан, г.Казань, irena-2005@rambler.ru

В развитии концепции современного восполнения запасов нефтяных и газовых месторождений ключевым направлением является поиск источника периодического поступления новых порций углеводородов в разрабатываемые пласты. В этой связи оценка «генерационного потенциала» предполагаемых «нефтематеринских толщ» имеет особое значение, как в аспекте изучения различных углеводородных систем, присутствующих в осадочном чехле, так и в аспекте контаминации сингенетичного рассеянного органического вещества высокоуглеродистых толщ наложенными флюидными системами, содержащими углеводороды и генетически не связанными с данными высокоуглеродистыми толщами [10-14].

Территория Татарстана, а в особенности Ромашкинское и другие месторождения Северо- и Южно-Татарского сводов являются уникальным полигоном для изучения феномена формирования гигантских запасов нефти при отсутствии на данной территории зрелых «нефтематеринских толщ», достигших стадии «нефтяного окна» и генерирующих нефтяные углеводороды.

Следует отметить, что изучение генерационного потенциала доманикитов на протяжении последних 60 лет проводилось неоднократно, по мере получения новой информации специалисты вновь возвращались к этому вопросу. И, несмотря на единогласное мнение сторонников осадочно-миграционной концепции о том, что именно из доманикитов вышли все колоссальные запасы нефти региона (и «поддоманиковые», и «наддоманиковые» в терминологии Г.Н.Гордадзе и других ученых [3, 18, 19]), результаты новых геохимических исследований, полученные в последние 5-7 лет, только добавили вопросов о механизме формирования Ромашкинского и других месторождений Северо- и Южно-Татарского сводов [7, 8].

В данном тексте, ввиду его ограниченного объема, основные положения, свидетельствующие об отсутствии генерации нефти в семилукском горизонте изучаемой территории, будут приведены в краткой тезисной форме.

1. По данным исследования керн из 30-ти скважин по результатам пиролитических исследований на территории Татарстана значения $T_{\max}$ для отдельных образцов пород семилукского горизонта варьируют от 350 до 447°C. Средние значения $T_{\max}$ по скважинам изменяются от 416 до 432 °C. Наименьшие значения характерны для Северо-Татарского свода – его центральной и юго-восточной частей – и составляют 416-418°C. Максимальные значения, соответствующие степени катагенеза МК1, установлены в центральной и внутренней бортовой частях Камско-Кинельской системы прогибов и составляют 431-432°C. При этом наибольшие значения температур для отдельных образцов (436°C) и наивысшая стадия катагенеза (МК1) приурочена к Мелекесской впадине (Усть-Черемшанский прогиб).

Территория сводовой части Южно-Татарского свода охарактеризована преимущественно данными по скважинам, пробуренным в пределах Ромашкинского месторождения. Средние значения $T_{\max}$ по каждой скважине для этого участка изменяются от 426 до 429°C.

Таким образом, на территории Татарстана катагенетическая зрелость рассеянного органического вещества (РОВ) находится на границе ПК₃-МК₁, что исключает генерацию нефти в объеме, соответствующем начальным геологическим запасам.

2. Возникшее в последние годы предположение об особых каталитических условиях доманикитов, обусловивших ранее созревание нефти также не состоятельно, что доказывается следующим. Проведенные детальные исследования пород семилукского горизонта свидетельствуют об их сильной литологической неоднородности, при которой прослои, обогащенные РОВ и представленные карбонатно-кремнистыми и кремнисто-карбонатными породами (и потенциально считающиеся «нефтепроизводящими») чередуются с прослоями чистых известняков и кремнисто-карбонатных пород с преобладанием карбонатной составляющей. Высокие значения общего органического углерода (ТОС) по данным пиролиза характерны только для отдельных прослоев, в то время как в известняках содержание органического вещества либо значительно меньше, либо отсутствует вовсе. Примечательно, что по данным пиролиза, S1 всегда меньше S2, что говорит об отсутствии больших количества новообразованных подвижных углеводородов (УВ). Казалось бы, все должно быть наоборот! Если предположить генерацию УВ в прослоях, обогащенных РОВ и эмиграцию нефти в известняковые прослои, то последние должны быть повсеместно (по всей площади развития доманикитов) насыщены легкими УВ, а значения S1 должны превышать значения S2. Однако этого не наблюдается! Наоборот, в породах семилукского горизонта установлены миграционные УВ, более близкие по составу к нефтям терригенного девона, и генетически отличающиеся от РОВ доманикитов. Это еще раз подтверждает выводы, сделанные в Татарстане более 30-40 лет назад о миграционной природе нефтей семилуко-речицких отложений, о приуроченности их промышленных скоплений к порово-трещинно-каверновым коллекторам, связанным не со структурными ловушками, а с зонами трещиноватости. Низкие коллекторские свойства подавляющей части семилукского и речицкого горизонтов (за исключением участков влияния трещиноватости и выщелачивания) не позволяют говорить о миграции флюидов в пределах данных пластов на значительные расстояния.

3. Учитывая тот факт, что в породах семилукского и речицкого горизонтов присутствуют минимум две УВ-системы [15, 18] (сингенетичная органика и миграционная составляющая, пришедшая из другого источника), интерпретация результатов пиролиза требует особого подхода. Целесообразно было бы сопоставлять значения S1, S2, HI с геохимическими коэффициентами, определяющими наличие в породах миграционных УВ.

4. Отсутствие эмиграции из доманикитов в подстилающие и перекрывающие транзитные горизонты также не согласуется с геологическими данными. Если предположить, что эмиграция происходила вверх в карбонатные толщи верхнего девона, нижнего и среднего карбона, то, как объяснить существование реологических зон в воронежском и евлано-ливенском горизонтах на начальных этапах разработки Ромашкинского месторождения? Существование интервалов с пониженным пластовым давлением по сути являлось реологическим барьером для медленной поступательной миграции генерированных доманикитами УВ.

Миграция предположительно сгенерированных УВ в подстилающий доманикиты транзитный саргаевский горизонт должна была привести к резкому возрастанию в нем пластового давления, поскольку саргаевский горизонт подстилается высококачественной крышкой, обеспечившей высокие начальные давления в пластах терригенного девона. К слову сказать, звучащие время от времени домыслы о миграции УВ сверху вниз из семилукских отложений в продуктивные пласты тиманского и пашийского горизонтов не выдерживают никакой критики! Предположение о формировании нефтеносности терригенного девона за счет нисходящей миграции, полностью отрицает существование экранирующих свойств глинистой крышки и возможность формирования на территории Ромашкинского месторождения гигантских скоплений нефти при высоких пластовых давлениях. Все эти предположения о нисходящей миграции – не более чем бездоказательные попытки связать нефть терригенного девона с РОВ в доманикитах.

Отсутствие связи между нефтями терригенного девона и РОВ доманикитов наглядно подтверждается значительными различиями между «поддоманиковыми» и «наддоманиковыми» нефтями. Данный факт, установленный независимо различными учеными, прекрасно согласуется с концепцией поэтапного формирования залежей в пермских отложениях, а также в пластах нижнего карбона, карбонатного и терригенного девона за счет вертикальной миграции [2, 4, 5, 7]. Это доказано, в том числе, изотопными исследованиями нефтей различных нефтегазовых комплексов [4, 5]. Контаминация РОВ доманикитов восходящими высокотемпературными(?) флюидными системами, содержащими УВ [4, 5], объясняет высокое геохимическое сходство РОВ доманикитов и нефтей данково-лебедянского горизонта, турнейского яруса и вышележащих залежей нижнего и среднего карбона.

Необходимо отметить, что формирование залежей нефтей и битумов в верхней части разреза происходило не в процессе постепенной вертикальной миграции нефти снизу вверх из пашийского и кыновского пластов, как это представляют себе многие геологи. Но в результате периодических импульсных внедрений глубинных УВ-систем, энергия которых определяла высоту внедрения системы в осадочный чехол по вертикальным транзитным зонам и степень заполнения ловушек при латеральной миграции по пласту. Если бы верхние горизонты заполнялись нефтью только вследствие постепенной вертикальной миграции, то это, в силу уменьшения давления в плас-

тах под тиманской покрывкой, привело бы к постепенному снижению градиента давления, затуханию миграции, истощению энергетического потенциала пашийского горизонта. Именно продолжающиеся импульсные внедрения новых порций УВ в разрабатываемые пласты обуславливает периодическую инверсию дебитов в добывающих скважинах, высокую накопленную добычу аномальных скважин, изменение плотности и вязкости нефти и состава растворенных в ней газов [7, 9].

Гипотезы о латеральной миграции УВ в пласты Северо- и Южно-Татарского сводов из прилегающих прогибов придерживаются многие специалисты. Однако, опыт разработки месторождений нефти ставит под сомнение саму возможность существования дальней миграции. Время «генерации» и эмиграции УВ высокоуглеродистыми толщами прогибов не укладываются в баланс между временем и объемами переносимых УВ и возрастом возникновения ловушек ЮТС.

5. Результаты изучения высокоуглеродистых толщ указывают на сопряженность эндогенных процессов, проявившихся на разных этапах развития изучаемой территории от архея до альпийского тектогенеза. Масштаб развития тектоно-магматических событий на границе франского и фаменского ярусов в пределах континентального склона отражается областью распространения пород доманиковой фации (от Тимано-Печорского бассейна до Прикаспийской впадины), которая контролируется сетью древних авлакогенов, Урало-Каспийской рифтовой системой – обширными зонами дегазации Земли [1]. Интенсивность эндогенной активизации, достигшей пика в семилукское время на обширной территории континентального шельфа, определила широкую область формирования пород домаников и доманикоидов в составе саргаевского, семилукского и мендымского горизонтов. Изучение керн и органического вещества семилукско-мендымских отложений на территории Татарстана и таких отношений петрогенных элементов как Fe/Mn , Ti/Zr , Sr/Ba , $(Fe+Mn)/Ti$ позволило установить, что период осадконакопления в семилукское и мендымское время характеризовался периодическим обмелением бассейна, о чем свидетельствуют резкие изменения отношения Fe/Mn . Период осадконакопления в семилукское и мендымское время характеризуется периодическим возникновением и активизацией вулканической деятельности, о чем свидетельствуют высокие (больше 25-ти) значения коэффициента $(Fe+Mn)/Ti$. Широкий диапазон значений коэффициента Ti/Zr также указывает на возможность участия в осадконакоплении частиц вулканогенных образований. Обстановки осадконакопления менялись от слабоокислительных до резко восстановительных, на что указывают значения коэффициентов $V/(V+Ni)$ и Mo/Mn . Установлена прямая зависимость содержания урана от органического вещества. В изученных высокоуглеродистых отложениях содержание целого ряда химических элементов значительно превышает кларковые значения. Значения петрохимических коэффициентов не противоречат ранее полученным данным о влиянии периодической активизации эндогенных процессов (вулканизм, поступление в бассейн осадконакопления флюидных восстановленных систем) на формирование различных литотипов в разрезе пород доманиковой фации [1, 6, 16, 17].

По нашему мнению, формирование высокоуглеродистых карбонатно-кремнистых толщ связано с проявлением средне девонско-франского полифазного рифтогенеза, который имел место во многих областях Восточно-Европейской платформы [4] и обусловил тектоно-магматическую активность на восточной пассивной окраине континента. В результате этого поступление в морской бассейн продуктов вулканической деятельности, а также гидротермальных растворов и восстановленных эндогенных систем по глубинным разломам и зонам трещиноватости привело к изменению гидрохимии морских вод и периодическому возникновению аноксидных условий осадконакопления. Поступление в атмосферу и гидросферу значительного количества пепла, CO_2 , H_2S , SO_2 , SO_2 и других газов, SiO_2 , серы и сопутствующих малых элементов привело к расцвету кремневых организмов [1], утилизирующих избыток SiO_2 , периодическим всплескам бактериальной активности организмов безкислородных зон, к чередованию биогенного карбоната накопления и кремневой седиментации, к образованию прослоев биогенных силицитов среди карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород [9].

Если считать, что возникновение аноксидных условий напрямую связано с тектоно-магматической активизацией (ТМА) и проявлением рифтогенеза, то можно отметить, что по данным геохимических исследований РОВ и нефтей ТМА началась уже в ардатовское время и была связана с Прикаспийским плюмом. В центральной части Волго-Урала франский рифтогенез обусловил, наряду с магматизмом, активное поступление в морской бассейн эндогенных восстановленных систем [2, 3] и формирование, начиная с саргаевского времени, высокоуглеродистых толщ, которые в семилукское время достигли широкого площадного распространения, а в постмендымский период формировались исключительно в пределах Камско-Кинельской системы внутрiformационных прогибов (ККСР). Именно здесь вплоть до турнейского времени сохранялось проявление эндогенных процессов, сопряженное с системой глубинных разломов. Вследствие этого возникла разница в скорости осадконакопления карбонатно-кремнистых осадков в центральной части ККСР (которая была значительно ниже) и скорости формирования карбонатных толщ верхнего девона за пределами ККСР (которая была значительно выше). Результатом этих особенностей осадконакопления явилась масштабная субмеридиональная зона развития ККСР, развившаяся в пределах мелководного шельфа пассивной восточной окраины континента. Проявление рифтогенеза и эндогенных процессов вплоть до турнейского времени (и, возможно, – в более позднее время) стало результатом плюм-рифтогенного этапа на фоне проявления главной фаменской фазы рифтогенеза и плюмового магматизма [4, 7, 8-12]. Последующая альпийская тектоническая активизация этой территории привела к формированию обширной и протяженной зоны нефтегазоносности.

Литература.

1. Афанасьева М.С., Амон Э.О., Чувашиов Б.И. Экология и биогеография радиолярий: новый взгляд на проблему. Часть 2. Абиотические факторы, палеогеография радиолярий и морские палеоландшафтные обстановки в геологическом прошлом // Литосфера, 2005. № 4. С. 87-117.
2. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Теоретическая модель формирования залежей нефти и газа в результате вертикальной миграции углеводородов. // Мат-лы шестой международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. К созданию общей теории нефтегазоносности недр». М.: ГЕОС, 2000. Кн.1. С. 71-79.
3. Гордадзе Г.Н. Геохимическая характеристика нефтей и РОВ пород центральных районов Волго-Урала (по УВ-биомаркерам) / Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. // Геохимия. – 2005. – № 11. – С. 1208-1223.
4. Готтих Р.П. Глубинные восстановленные флюидные системы в процессах нефтеобразования и нефтенакпления / Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. // В сборнике: Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России сборник. Институт проблем нефти и газа РАН. Москва, 2007. С. 55-65.
5. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // ДАН. Т. 412. № 4. 2007. С. 524-529.
6. Милановский Е.Е., Алексеев А.С., Барабошкин Е.Ю. и др. Геологическая история и геодинамика позднедокембрийских и фанерозойских рифтов, пострифтовых осадочных бассейнов и инверсионных структур восточно-европейской платформы / Информационный бюллетень РФФИ. № 4 (1996). Науки о Земле.
7. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. – 290 с.
8. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. – 2018. – № 3. – Том 20. – С.186-192.
9. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования // Георесурсы. – 2019. – № 4. – Том 21. – С. 4-12.
10. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахидинова Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождений, Химия и технология топлив и масел, 6(586), с. 70-74.
11. Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Плотникова И.Н. (2015). К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. Георесурсы. № 3 (62), с. 54-63.
12. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П. (2017). К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти. Георесурсы 1(19), с. 52-58.
13. Плотникова И.Н., Остроухов С.Б. Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Салихов А.Д., Носова Ф.Ф. (2017а) Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана, Георесурсы, 4(19), с. 311-317.
14. Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Остроухов С.Б. К вопросу об условиях формирования высокоуглеродистых толщ франа-фамена (2017б). В кн. Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности, Труды ИПНГ РАН (Москва), с. 120-121.
15. Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Фациальные особенности и условия образования высокоуглеродистых пород семилукского горизонта (на примере территории Татарстана) (2017в). В сб. Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Москва, МГУ, с. 316-325.
16. Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. К вопросу формирования Камско-Кинельской системы прогибов (2017г). В сб. Геодинамика, вещество, рудогенез Восточно-Европейской платформы и ее складчатого обрамления, Сыктывкар, с. 157-158.
17. Пучков В.Н. Взаимосвязь плитных и плюмовых процессов в глобальном и региональном масштабе. Плюмовые процессы на Урале // Металлогения древних и современных океанов. Том 22. 2016. С. 17-21.
18. Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2015). Characteristic features of the composition and structure of crude oil from the Pervomai and Romashkino fields in Tatarstan. Chemistry and Technology of Fuels and Oils, 5(50), с. 561-568.
19. Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emelyanov V.V., Pronin N.V., Nosova F.F., Salikhov A.D. (2017). Migration aspect in the oil-Bearing capacity of the Domanic formation in Tatarstan. Georesources. 4 (19), pp. 348-355.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ СЕВЕРНОГО И СРЕДНЕГО КАСПИЯ

В.Ю. Керимов¹, И.С. Гулиев², Р.Н. Мустаев¹, С.А. Алиева³

¹«Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)», г. Москва, r.mustaev@mail.ru, ²«Национальная академия наук Азербайджана», г. Баку, ³«Азербайджанская государственная нефтяная академия», г. Баку

В акваториальной зоне Северного Каспия установлены крупные выступы и прогибы по фундаменту с различными структурными этажами осадочного чехла, служащие продолжением тектонических зон окружающей суши и выявленные непосредственно в акватории. В разрезе осадочного чехла выделены три основных структурно-формационных этажа: подсолевой (докунгурский), соленосный (кунгурский) и надсолевой (верхнепермско-мезозойский), различающиеся по истории геологического развития, характеру структуроформирующих факторов, что предопределило особенности формирования эволюции углеводородных систем. В Казахстанском секторе шельфа Северного Каспия были открыты крупные нефтяные месторождения – Кашааганское-западное и Кашааганское-восточное, по предварительным оценкам геологические запасы нефти которых оцениваются примерно в 7 млрд т, газа более чем в 3 млрд м³ [1, 2]. В российском секторе в период 1995–2006 гг. было открыто 6 месторождений с запасами более 2 млрд т у.т. – месторождение им. Владимира Филановского, месторождение им. Юрия Корчагина, Хвалынское, Сарматское и Ракушечное месторождения. При этом открытое в 2006 году месторождение им. В. Филановского является крупнейшим месторождением, открытым в России за последние 20 лет, его извлекаемые запасы превышают 200 млн т нефти [3, 4, 5]. В ходе геологоразведочных работ выявлено 10 перспективных на нефть и газ структур др. (Рис.1).

Акватория Среднего Каспия охватывает Средне-Каспийскую систему сводовых поднятий и Северо-Апшеронскую депрессию [6, 7, 8]. В пределах моря открыты три нефтяных месторождения. Одно из них – Инче-море – расположено у берегов Дагестана, с запасами нефти до 10 млн тонн. Продуктивными здесь являются чокракские отложения. Месторождение Скалистое-море выявлено у восточного побережья на продолжении Беке-Бешкудукского вала в пределах Мангышлакской зоны поднятий. Залежи приурочены к аптским отложениям. Третье – Центральное – крупное нефтегазоконденсатное месторождение на структуре Центральная, расположенное в 150 км восточнее Махачкалы, на границе между Россией и Казахстаном [9, 10].

Проведенные исследования и результаты моделирования углеводородных систем в пределах Центрально-Каспийская НГО позволили выделить три генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС): триасовую, среднеюрскую и нижнемеловую (рис. 2).

Содержание органического углерода в триасовых отложениях имеет сравнительно высокие значения (>0,5%), которые характерны в основном для зоны, расположенной вдоль длинной диагональной оси Среднего и Северного Каспия (линия Ю. Эмба–Аграханский п-ов) и для небольших участков вдоль западного побережья Каспия, в районах Равнинного Дагестана и северного Азербайджана (рис.3 а, б, в). Уровень катагенетической зрелости ОВ триасовых отложений невелик – южные части Центрально-Каспийской НГО характеризуются низкой степенью преобразованности – на уровне ПК, на северо-запад и северо-восток она увеличивается до МК₂ (рис.3 г, д, е). Песчано-глинистые образования юрского возраста в целом характеризуются высоким содержанием рассеянного органического вещества. В континентальной части региона содержание органического углерода (C_{орг}) в глинах колеблется от 0,33 до 1%, составляя в среднем 0,88%. В районах современной акватории Каспия эта величина, возможно, превышает 2%. В песчаниках и алевролитах, как правило, C_{орг} содержится меньше, в пределах 0,4%. Аналогичным образом распределяется и битуминозность: глины содержат в среднем 0,5% хлороформенного битумоида, песчано-алевролитовые разности до 0,03%. Таким образом, песчано-глинистые отложения нижней и средней юры повсеместно обнаруживают следы интенсивной генерации УВ. Породы содержат кероген III-II и II-III смешанных типов. Прогноз катагенетической преобразованности ОВ показывает, что ниже-среднеюрские отложения Среднего Каспия практически везде, за исключением наиболее глубокой области Сулакской впадины, областей Карабогазского и Песчаномысско-Ракушечного сводов, соответствуют стадиям МК₂ и МК₃ и могут рассматриваться в качестве главного нефтематеринского комплекса.

Байос-батские отложения в пределах наиболее глубоких частей современного Терско-Каспийского прогиба – Сулакская и Северо-Апшеронская впадины – находятся в главной зоне газообразования (ГЗГ) – температуры более 180°C. В краевых частях этих впадин и в пределах Скифской плиты и ее морского продолжения, где температура меняется от 70 до 180°C, отложения комплекса находятся в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) [11, 12, 13]. Здесь, в зависимости от палеогеографической обстановки и, соответственно, типа керогена, происходит образование газонефтяных или нефтегазовых углеводородов. По западному обрамлению Каспийского моря изотерма 70°C уходит в пределы Северо-Каспийского бассейна. На восточном обрамлении Среднего Каспия (Туранская плита) современные температуры кровли комплекса несколько ниже, чем на западном. Нижняя граница ГЗН соответствует 140°C. Здесь породы комплекса находятся в ГЗН в пределах Южно-Мангышлакской системы прогибов и впадины Казахского залива. На основании сопоставления типа керогена (II-III) и температурных условий преобразования ОВ можно полагать, что на восточном обрамлении Каспия и его акваториальном продолжении следует ожидать преимущественной генерации нефтегазовых УВ с преобладанием газовых.

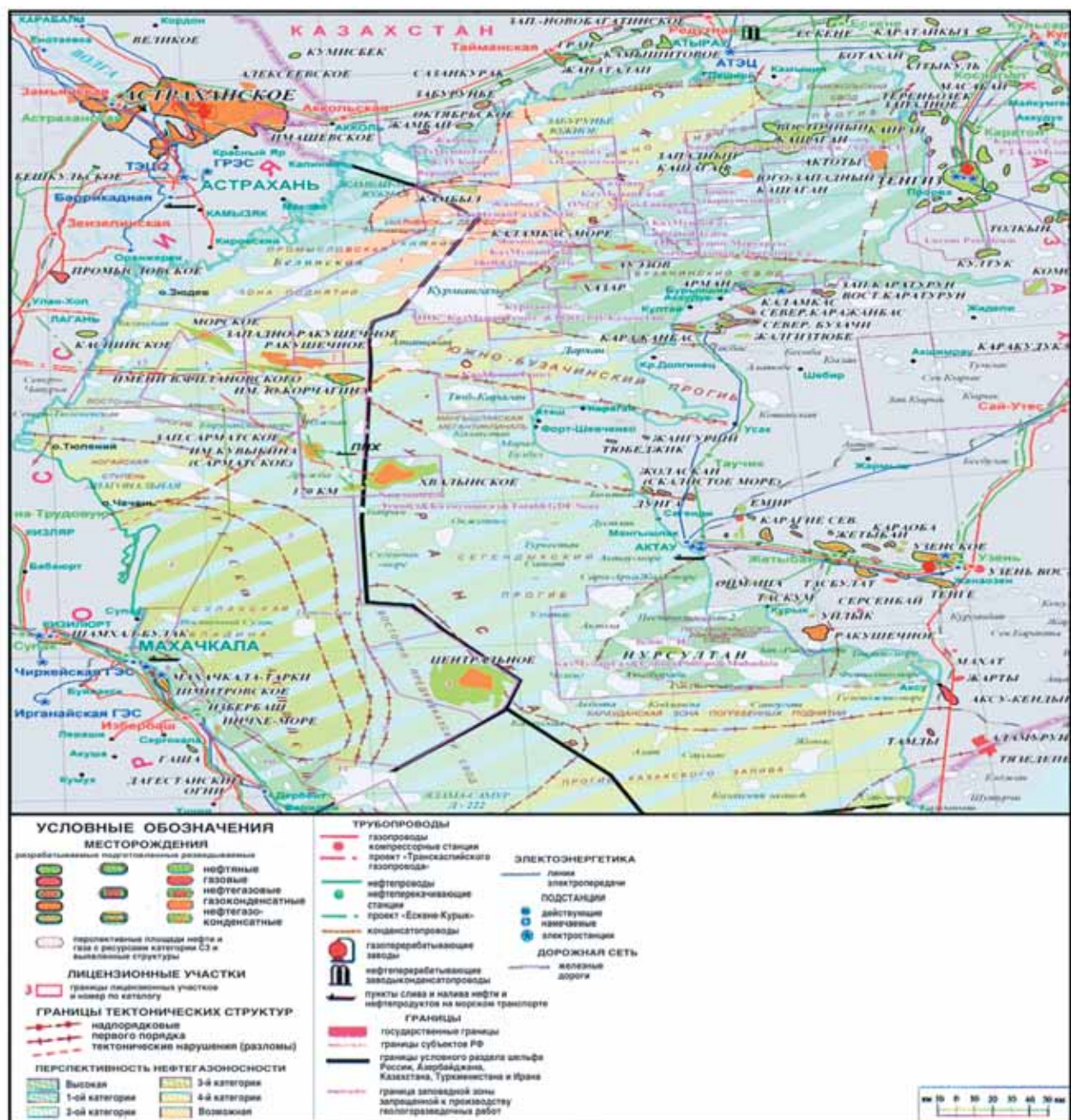


Рис. 1. Северная и средняя акватория Каспийского моря.

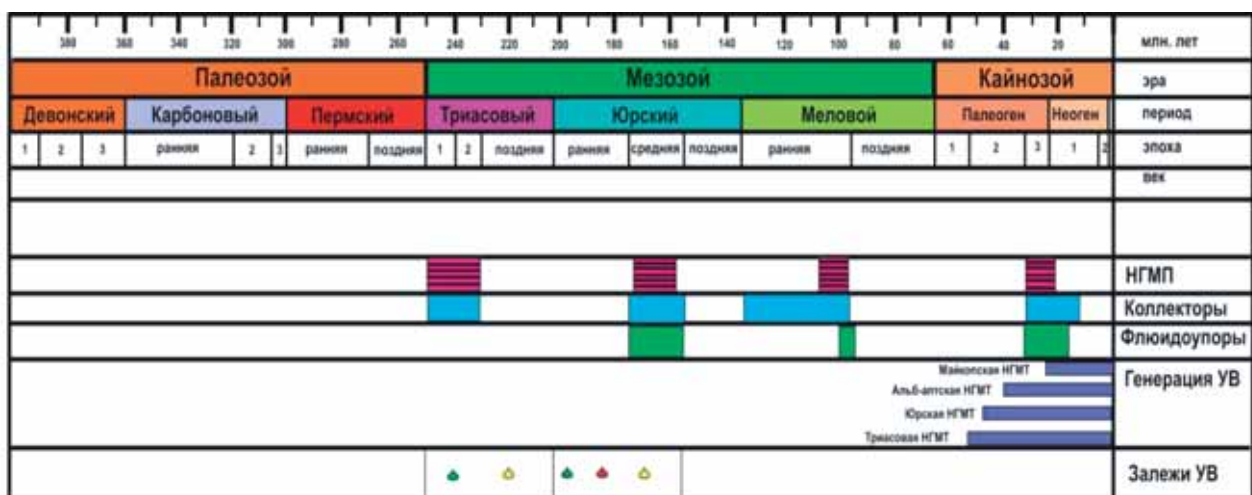


Рис. 2. Схема углеводородных систем Центрально-Каспийской НГО.

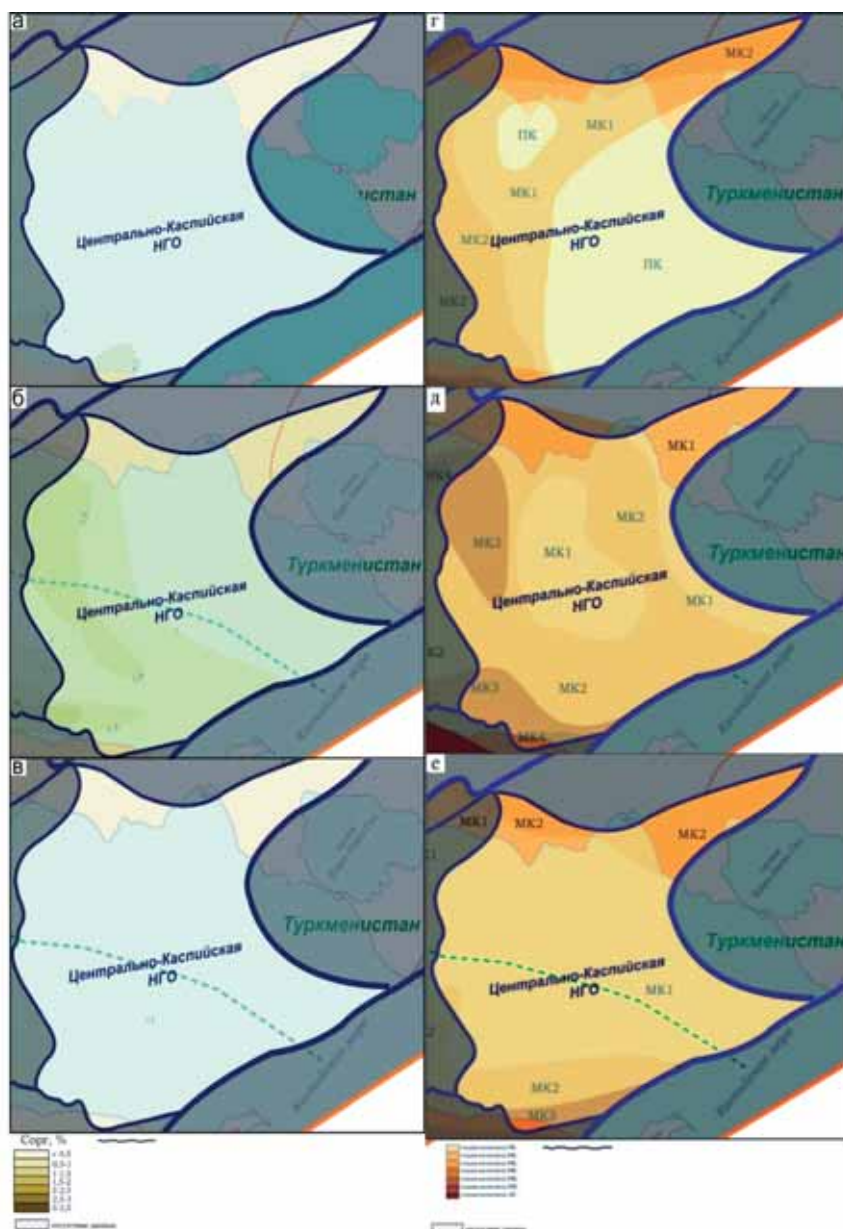


Рис.3. Центральнo-Каспийская НГО. Схематические карты распределения C_{org} : а – в триасовых отложениях; б – в отложениях юрского комплекса; в – в нижнемеловых отложениях. Схематические карты катагенеза ОБ: г – в триасовых отложениях; д – в кровле средне-юрских отложений; е – в нижнемеловых отложениях

Литература

1. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust 2017, SOCAR Proceeding (1). P. 4–16.
2. Kerimov, V.Yu., Mustaev, R.N., Serikova, U.S., Lavrenova, E.A., Kruglyakova, M.V. Hydrocarbon generation-accumulative system on the territory of Crimea Peninsula and adjacent Azov and Black Seas 2015 Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry (3). P. 56–60.
3. Mustaev, R.N., Kerimov, V.Y., Shilov, G.Y., Dmitrievsky, S.S. Modeling of thermobaric conditions formation of the shale hydrocarbon accumulations in low-permeability reservoirs khadum formation Ciscaucasia 2016, Geomodel 2016 – 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development.
4. Kerimov, V.Y., Bondarev, A.V., Osipov, A.V., Serov, S.G. Evolution of petroleum systems in the territory of Baikianticline and Kureiskayasyncline (Eastern Siberia) 2015 Neftyanoe khozyaystvo Oil Industry (5). P. 39–42.
5. Kerimov, V.Y., Gorbunov, A.A., Lavrenova, E.A., Osipov, A.V. Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform–Ural junction zone 2015 Lithology and Mineral Resources 50(5). P. 394–406.
6. Mustaev, R.N., Hai, W.N., Kerimov, V.Y., Leonova, E.A. Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong basin by simulation results hydrocarbon systems 2015 Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. P. 212–216.
7. Lapidus, A.L., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Movsumzade, E.M., Zakharchenko, M.V. Caucasus Maykopiankerogenous shale sequences: Generative potential 2018 Oil Shale 35(2). P. 113–127.
8. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Bondarev, A.V. The estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the maikopcaucasian series 2018 SOCAR Proceedings (1). P. 4–20.

ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАК ПРОЦЕСС, ВОСПОЛНЯЕМЫЙ БЛАГОДАРЯ ПОТОКУ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ

С.Х. Лифшиц

ФИЦ ЯНЦ СО РАН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, lifsara@yandex.ru

Вопросы, связанные с генезисом нефти и газа, давно волнуют специалистов и дискуссии на эту тему не прекращаются. Наличие тесной генетической связи нефти с фоссилизированным в осадочных породах органическим веществом и молекулярными структурами живого вещества, оптическая активность нефти свидетельствуют в пользу того, что основным источником нефтяных углеводородов все же является преобразованное в диа- и катагенезе органическое вещество биогенного происхождения. Вследствие этого осадочно-миграционная концепция происхождения нефти признается большинством специалистов нефтяной геологии. Тем не менее эта концепция не в силах объяснить многие простые факты. Например, почему в однотипных разновозрастных породах в одних случаях микронефть мигрирует в залежь, а в других нет? Вследствие этого с позиций осадочно-миграционной концепции можно лишь обозначить геологический объект, перспективный на нефть и газ, но невозможно конкретизировать место нахождения газонефтяной залежи. Также сложно объяснить наблюдаемый в настоящее время факт притока нефти в отработанные и законсервированные скважины. Ведь временной масштаб, которым оперирует осадочно-миграционная концепция, измеряется миллионами, а не десятками или сотнями лет.

Гипотезы абиогенного синтеза нефти в мантии или глубоких слоях земной коры могут объяснить высокую скорость заполнения залежей нефтью, но не генезис самих нефтяных углеводородов. Ведь в условиях высоких давлений и температур преимущественно идет крекинг или обуглероживание органических веществ, а не их синтез. Конечно, в этих условиях может образоваться некоторое количество углеводородов. Однако в процессах, осуществляющихся в неживой природе, тем более при высоких температурах, очень сложно достичь избирательности, приводящей к образованию оптически неравновесных смесей изомеров.

Т.е. следует принять как факт, что источником нефтяных углеводородов преимущественно является преобразованное в диа- и катагенезе органическое вещество биогенного происхождения. А вот механизм миграции углеводородов в залежь, предлагаемый осадочно-миграционной концепцией, является на наш взгляд наименее исследованным и наиболее дискуссионным. Непонятно, как покидают плотные нефтематеринские породы нефтяные углеводороды и почему вместо рассеивания концентрируются в залежь. Для преодоления процессов диффузионного рассеивания (уменьшения энтропии в системе) необходима дополнительная сила или энергия, источник которой, по-видимому, кроется в открытости системы формирования залежи по потоку энергии и вещества.

Ранее нами была рассмотрена модель образования нефти [1-3], согласно которой формирование газонефтяных залежей протекает в потоке глубинных флюидов, находящихся в сверхкритическом состоянии. Основными компонентами глубинных флюидов являются водород, вода, углекислый газ, метан. Условия перехода в сверхкритическое состояние диоксида углерода ($t_{\text{крит}} = 31,0^\circ\text{C}$ и $P_{\text{крит}} = 72,9$ атм) и метана ($t_{\text{крит}} = 82,4^\circ\text{C}$ и $P_{\text{крит}} = 46,9$ атм) достижимы в условиях главной фазы нефтеобразования (температура $110 \pm 45^\circ\text{C}$, глубина 1,5-4,5 км). Другие компоненты глубинных флюидов, вода или водород могут легко растворяться в сверхкритической среде. Т.е. для формирования газонефтяной залежи необходимо, чтобы осадочный бассейн с рассеянным органическим веществом пронизывал глубинный флюид, находящийся в сверхкритическом состоянии. Это позволяет пересмотреть временной масштаб формирования газонефтяных залежей с миллионов до десятков или сотен лет.

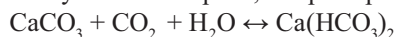
Почему так важно, чтобы глубинный флюид находился в сверхкритическом состоянии? Это связано с особыми свойствами сверхкритических флюидов, которые обладают огромной растворяющей способностью, сверхтекучестью и высокой химической активностью [4, 5]. Это как раз те свойства, которые необходимы флюиду, чтобы извлечь из плотных нефтематеринских пород битуминозные вещества и транспортировать их в залежь. Поскольку микропоры и микротрещины нефтематеринских пород очень малы и сопоставимы с размерами макромолекул органического вещества, то в процессе первичной миграции на стенках трещин пород могут протекать механохимические реакции, приводящие к мягкому преобразованию битуминозных веществ.

В работе [3] нами был рассмотрен возможный механизм механохимического разрыва С-С связей высокомолекулярных углеводородов и проведено экспериментальное моделирование процесса на примере сверхкритического диоксида углерода. Механохимическое преобразование ведет к образованию дополнительного количества более легких углеводородов, увеличению числа изомерных форм и в целом к увеличению степени зрелости рассеянного органического вещества. В связи с возможностью механохимического преобразования органического вещества в потоке сверхкритического флюида интересно рассмотреть адамантановые углеводороды. В живой природе они не встречаются, но в небольших количествах обнаружены в нефтях [6]. В реакциях изомеризации трициклических углеводородов наиболее устойчивыми с точки зрения термодинамики являются углеводороды ряда адамантана [6]. Однако содержание адамантанов в нефтях обычно измеряется единицами или долями процентов. А смесь гомологов адамантанов во всех исследованных нефтях и конденсатах очень далека от равновесной, несмотря на то, что в лабораторных условиях равновесие каталитической изомеризации достигается в течение десятков дней при относительно низких температурах ($180-220^\circ\text{C}$) [7, 8]. Из этого следует, что образование адамантанов в нефтях должно было протекать очень быстро, настолько быстро, что равновесие не успевало устанавливаться, т.е. в кинетическом режиме при сильном удалении от состояния термодинамического равновесия [9]. Образование продук-

тов реакции с далеким от равновесного составом возможно лишь в открытых средах. Т.е. наиболее вероятно, что образование адамантанов протекало в процессе миграции углеводородов в потоке глубинного флюида. При этом стенки пород могли служить катализаторами указанных преобразований.

Поток глубинного флюида, несущий в своем составе микронедфть, обладает тем напором, который не позволяет углеводородам рассеиваться в пространстве, а достичь пород-коллекторов. В процессе концентрирования в коллекторскую породу нефть должна вытеснить из породы воду. Согласно осадочно-миграционной концепции заполнение коллектора микронедфтью осуществляется под влиянием гравитационного и гидравлического факторов. В обоих случаях, всплыванию капель или продвижению в гидродинамической системе в кровельную часть пласта будет препятствовать капиллярное давление, величина которого зависит от размеров пор, межпоровых каналов, трещин, степени гидрофильности породы, от сил, возникающих на поверхности раздела фаз нефть-вода и др. [10]. Однако эти проблемы даже не возникают, если предположить, что в коллектор внедряется глубинный флюид, находящийся в сверхкритическом состоянии. Вследствие сверхтекучести и высокой растворяющей способности сверхкритический флюид будет растворять находящуюся в порах коллекторской породы воду, проникая вглубь её. Заполнение сверхкритическим флюидом большого объема коллекторской породы приведет к падению его давления, к потере флюидом своих сверхкритических свойств и, как следствие, к снижению растворимости компонентов. Т.е. произойдет «разгрузка» флюида, которая будет сопровождаться выделением фаз: газообразной, жидкой углеводородной и жидкой водной, которые будут располагаться по высоте пласта в указанном порядке согласно их плотности. Вероятно, вследствие этого вода всегда подпирала газонедфтяную залежь.

Можно предположить, что в потоке глубинного флюида идет преобразование не только органического вещества осадочных пород, но и их минеральная составляющая. Эксперименты, в ходе которых проводилась обработка осадочных пород сверхкритическим диоксидом углерода, показали, что при этом увеличивалась проницаемость плотных нефтематеринских пород [11, 12]. Было сделано предположение, что проницаемость пород возрастает вследствие протекания реакций глубинного карста, например:



Этот процесс может протекать не только в карбонатных, но и других породах, например, аргиллитах, которые часто выступают в качестве нефтематеринских пород. Это можно объяснить содержанием в их составе небольшого количества карбонатных включений.

Способность сверхкритического флюида взаимодействовать с минеральной составляющей пород позволяет по-новому взглянуть на процессы вторичной миграции углеводородов. Так, сверхкритический флюид по той же реакции растворения карбонатов до бикарбонатов может расширять поры и микротрещины пород, растворять перемычки, связывающие зерна пород, увеличивая тем самым проницаемость, а, возможно, и пористость коллекторских пород. Известна «закономерность Чепикова», согласно которой отмечаются различия по проницаемости для продуктивных по углеводородам и водонасыщенных пород на одной и той же стадии уплотнения [13, 14]. Для пород, насыщенных углеводородами, проницаемость всегда выше. Доказанная экспериментальным путем способность сверхкритического флюида взаимодействовать с минеральной составляющей пород, приводящая к увеличению их проницаемости, позволяет предположить возможность аккумуляции углеводородов на любой стадии уплотнения осадочных пород. Т.е. нет необходимости полагать, что газонедфтяная залежь формировалась до уплотнения пород. Коллекторские свойства пород могут раскрываться непосредственно в процессе их заполнения нефтью вследствие указанного взаимодействия сверхкритического флюида с минеральной составляющей пород. Флюид сам прокладывает себе дорогу. Это в свою очередь позволяет пересмотреть время и длительность формирования газонедфтяных залежей в сторону их значительного уменьшения.

Растворенные в воде бикарбонаты в отсутствии потока флюида (избыточного количества CO_2) вследствие обратимости карбонатной реакции частично будут превращаться в нерастворимые карбонаты, замуровывая залежь. И наоборот, наличие сверхкритического флюида и высокое содержание CO_2 будут приводить к растворению перемычек, способствуя продвижению флюида в залежь. А вновь снижающееся содержание (или отсутствие) CO_2 опять сместит равновесие реакции в сторону образования карбонатов, способствуя самоизоляции и сохранности залежи. Эти процессы могут многократно повторяться. Пока давление в пласте будет ниже, чем давление в потоке глубинного флюида, залежь может пополняться новыми порциями микронедфти. Возможно, развитие аномально высоких давлений в углеводородсодержащих пластах может быть связано с самим процессом заполнения их нефтью за счет напора глубинных флюидов, несущих в своем составе микронедфть.

Таким образом, рассматриваемая модель генезиса нефти опирается на основные постулаты сторонников биогенного синтеза нефти (генетическое родство углеводородов нефти с рассеянным органическим веществом осадочных пород) и абиогенного (региональная приуроченность скоплений нефти и газа к зонам глубинных разломов) и позволяет объяснить многие вопросы, связанные с формированием газонедфтяных залежей, в том числе и их восполняемость в режиме реального времени (десяtkи или сотни лет).

Литература

1. *Лифшиц С.Х.* Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов // Вестник РАН. 2009. Т. 79. № 3. С. 261–265.
2. *Лифшиц С.Х., Чалая О.Н., Хлебный Е.С., Шеин А.А.* Изучение возможности переноса компонентов нефти в среде сверхкритического флюида // Наука и образование. 2009. № 2 (54). С. 13–15.
3. *Лифшиц С.Х., Чалая О.Н.* Возможный механизм образования нефти в потоке сверхкритического флюида на примере диоксида углерода // Сверхкритические флюиды. Теория и Практика. 2010. Т. 5. № 2. С. 45–55.
4. *Леменовский Д.А., Баграташвили В.Н.* Сверхкритические среды. Новые химические реакции и технологии // Соровский образовательный журнал. 1999. № 10. С. 36–41.
5. *Пичугин А.А., Тарасов В.В.* Суперкритическая экстракция и перспективы создания новых бессточных процессов // Успехи химии. Т.60. Выпуск 11. 1991. С. 2412–2421.
6. *Багрий Е.И.* Адамантаны. М.: Наука, 1989. 264 с.
7. *Багрий Е.И., Долгополова Т.Н., Санин П.И.* Стереохимия и равновесные отношения изомеров этил- и диметил-адамантанов // Нефтехимия. 1969. Т. 9. № 5. С. 666–671.
8. *Санин П.И., Багрий Е.И., Цицугина Н.Н., Сучкова А.А., Мусаев И.А., Курашева Э.Х.* Об алкиладамантанах нефти // Нефтехимия. 1974. Т. 14. С. 333–340.
9. *Lifshits S. Kh., Chalaya O. N.* Adamantane Hydrocarbons as Indicators of Oil Genesis in the Open System // *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* **272** (2019) 022121 doi:10.1088/1755-1315/272/2/022121.
10. *Сафронов А.Ф.* Геология нефти и газа. Якутск: ЯФ Изд-ва СО РАН, 200. 166 с.
11. *Лифшиц С.Х.* Экспериментальное моделирование процессов миграции углеводородов в плотных осадочных породах // Сб. науч. тр. Межд. науч.-практ. конф. «Новые идеи в геологии нефти и газа» 28–29 мая 2015. М.: Изд-во МГУ, 2015. С.155–157.
12. *Лифшиц С.Х.* Влияние потока сверхкритического CO_2 на проницаемость осадочных пород // Сб. науч. тр. Межд. науч.-практ. конф. «Новые идеи в геологии нефти и газа» 25–26 мая 2017. М.: Изд-во МГУ, 2017. С. 185–88.
13. *Лебедев Б.А.* Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах. Л.: Недра, 1992. 239 с.
14. *Чепиков К.Р., Ермолова Е.И., Орлова Н.А.* Эпигенные минералы как показатели времени прихода нефти в песчаные промышленные коллекторы // ДАН СССР. 1959. Т. 125. № 5. С. 1097–1099.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ И ВОСПОЛНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА. РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)

В.А. Трофимов

АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, vatgeo@yandex.ru

Газоконденсатные месторождения Хапчатайского мегавала Вилюйской синеклизы, открытые в 1960–1970-х годах, успешно в целом функционируют и в настоящее время, играя важную роль в хозяйственной жизни Республики Саха (Якутия). Однако, по мнению многих ученых [1–4], нефтегазовый потенциал Вилюйской синеклизы этим далеко не исчерпывается. Поэтому с целью получения новых и уточнения имеющихся сведений о ее геологическом строении и перспективах нефтегазоносности несколько лет назад было возобновлено интенсивное изучение этого надпорядкового тектонического элемента путем постановки комплексных регионально-зональных геофизических исследований. В 2019 году работы были завершены на Вилюйской площади, находящейся южнее Хапчатайского вала (рис. 1).

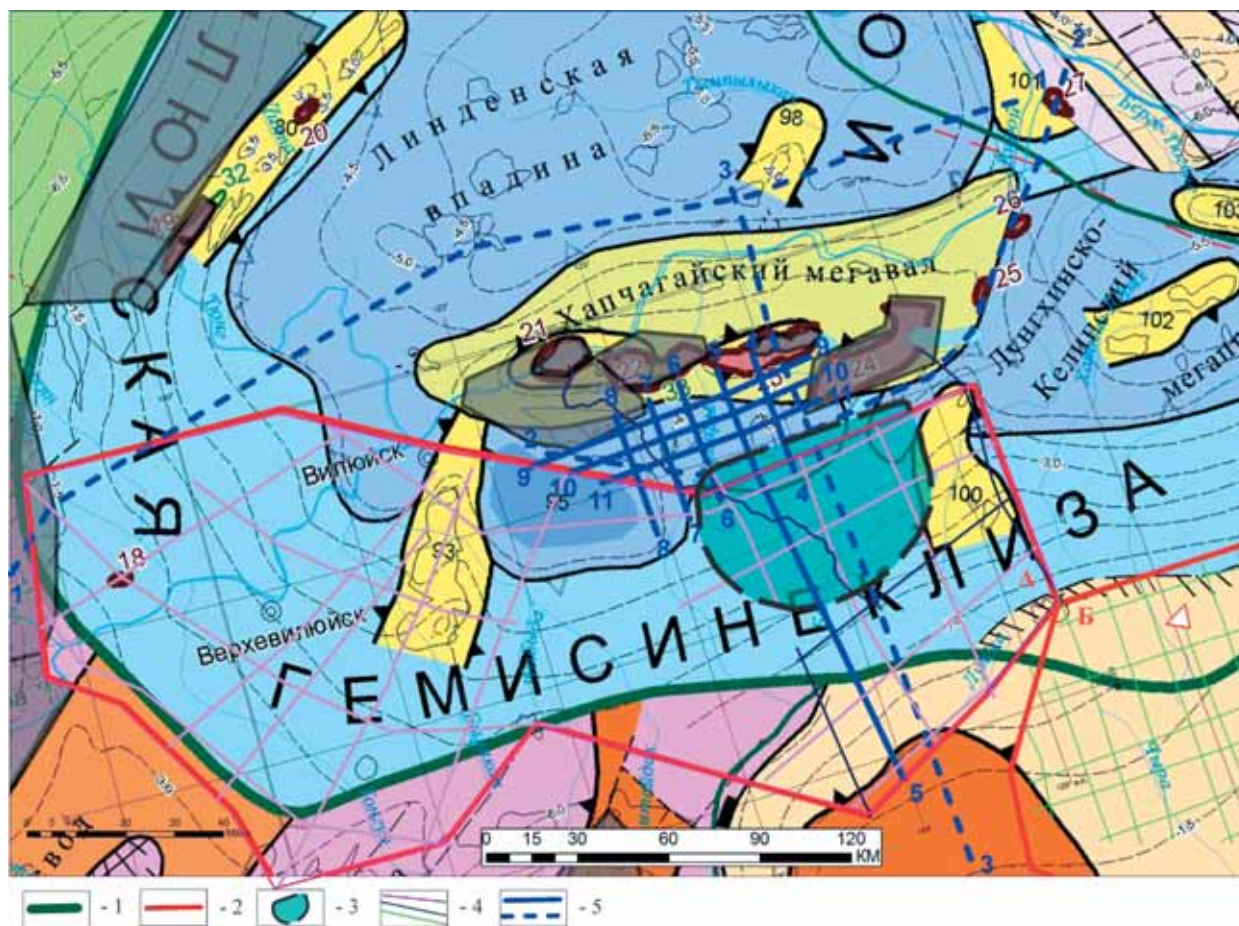


Рис. 1. Положение выявленной динамической аномалии на структурно-тектонической схеме АО «СНИИГГиМС», 2016 г, фрагмент [6]

1 – граница Вилюйской гемисинеклизы; 2 – контуры Вилюйской (А) и Синской (Б) сейсмических площадей; 3 – контур динамической аномалии; 4 – отработанные сейсмопрофили; 5 – проектируемые сейсмопрофили.

Одним из наиболее значимых результатов сейсморазведочных работ на этой площади стало выявление крупной динамической аномалии [5, 6], связанной, скорее всего, с газонасыщением. Она четко выделялась на сейсмических разрезах в интервале мезозойско-верхнепермских отложений, трассировалась по площади и имела размеры 40х70 км (рис. 1, 2). В центральной части выявленного объекта выделяется разломная зона размерами ориентировочно 25х28 км. Эта зона и ее внутреннее строение хорошо видны на субширотном профиле 160810 (в центральной части иллюстрируемого на рис. 2 фрагмента). Здесь уверенно выделяются ненарушенные блоки и разделяющие их субвертикальные нарушенные зоны. Отметим, что наблюдаемая картина хорошо увязывается на пересекающихся профилях.

Основываясь на результатах сейсморазведки МОГТ, в том числе глубинной, в других регионах (Волго-Урал, Западная Сибирь) [7], можно с достаточно высокой степенью уверенности предполагать, что нарушенные зоны отображают каналы, по которым происходит миграция углеводородных газов из более глубоких горизонтов (на рисунке 2 показана стрелками). А уже благодаря функционированию этих каналов, над ними формируется газовое

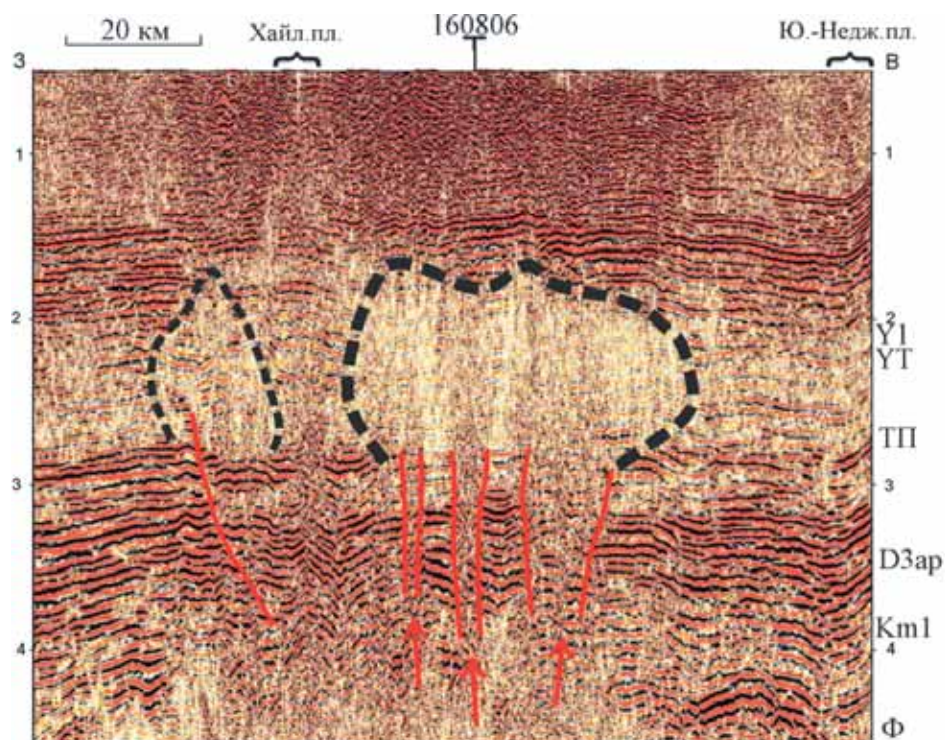


Рис. 2. Отображение динамической аномалии на профиле 160810 [6].

скопление (основной резервуар), обусловившее наблюдаемую динамическую аномалию. Отметим, что разломы фиксируются не только на иллюстрируемых выше профилях, но и на других профилях, проходящих через центральную часть аномалии (160807, 160814).

Если мы принимаем такую модель формирования газовых месторождений Вилуйской синеклизы, то становится понятным, что месторождения Хапчагайского вала сформировались в результате боковой миграции в северном направлении из основного резервуара по восстанию пластов (рис.3).

Немаловажным является и то, что такая модель не только объясняет механизм формирования известных месторождений Хапчагайского вала, но и существенно повышает перспективность ловушек, связанных с зонами выклинивания и литологических замещений пластов в нижнемезозойских и верхнепалеозойских отложениях, выявленными специалистами ВНИГРИ, ИГП и ЦГЭ и расположенными южнее основного резервуара поступления и накопления глубинных углеводородных флюидов. Дополнительным аргументом в пользу перспективности зон выклинивания на южном борту Вилуйской синеклизы являются результаты AVO-анализа.

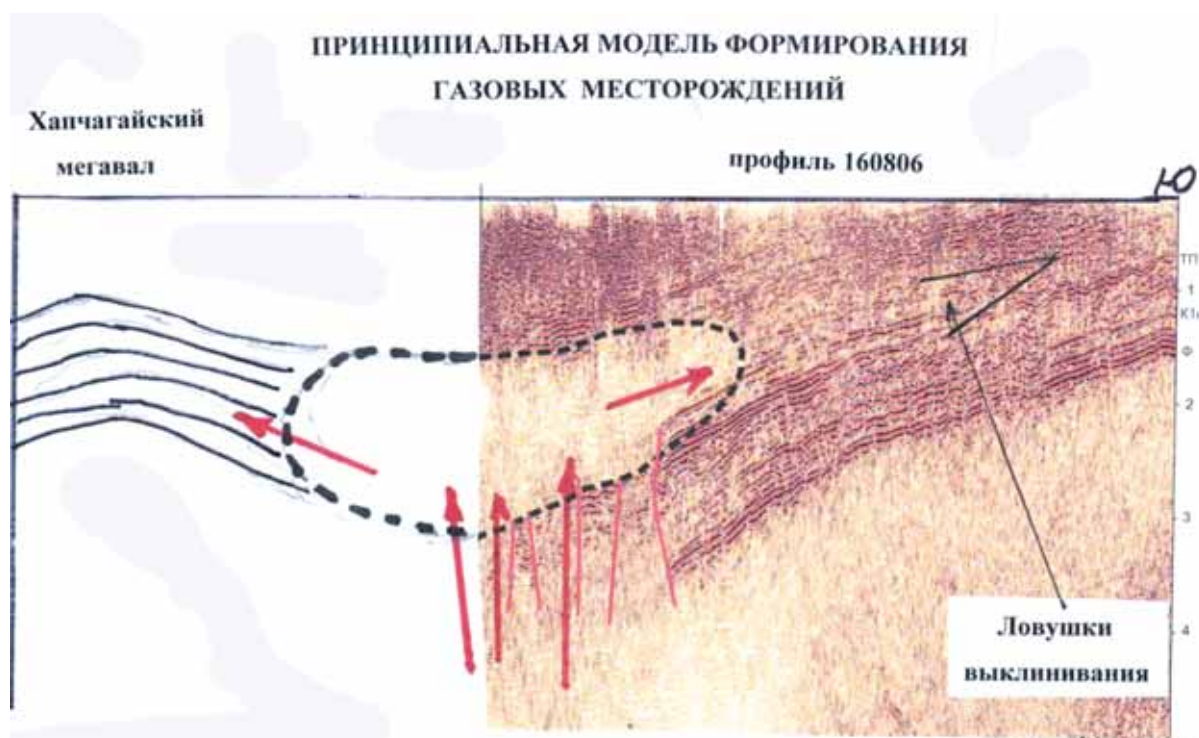


Рис. 3. Принципиальная модель формирования газовых месторождений.

Таким образом, наиболее вероятно, что выявленная по данным сейсморазведки динамическая аномалия и расположенная под ней разломная зона отображают огромный по размерам резервуар их поступления и накопления и каналы поступления глубинных углеводородных флюидов. Из резервуара углеводородные флюиды мигрируют в месторождения Хапчагайского вала, а также, возможно, в противоположном направлении – в ловушки выклинивания на южном борту Вилуйской гемисинеклизы. Возможно, такая модель позволит объяснить АВПД, отмечаемое на месторождениях Хапчагайского вала и являющееся предметом изучения ряда исследователей [2 и др.].

Высказанные положения характеризуют принципиальную модель формирования газовых месторождений в этом районе Вилуйской синеклизы. Для использования в практике поиска, разведки и разработки таких месторождений эту модель нужно детализировать, для чего необходимо:

- 1) Создать геодинамическую модель региона, в которой следует достаточно детально представить и структурные планы отражающих горизонтов, и разломы, и зоны выклинивания, а также другие особенности геологического строения.
- 2) Показать вероятные пути миграции углеводородных флюидов и локализовать перспективные ловушки.
- 3) Изучить современную активность выявленных разломов.
- 4) Изучить состав газов, мигрирующих в изучаемой системе.

Для решения этих задач предложен и обсуждается комплекс геолого-геофизических и геохимических методов, а также последовательность их выполнения. Основой комплекса являются площадные и глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ (рис. 1), а также аэромагнитная и аэрогравиметрическая съемки.

Литература

1. Кушмар И.А., Семенов В.П., Яшенкова Л.К., Головин С.В., Шостак К.В. Перспективы нефтегазоносности мезозоя и верхнего палеозоя южного борта Вилуйской синеклизы//Сб. «Проблемы воспроизводства запасов нефти и газа в современных условиях. ВНИГРИ. 2014. С. 153–162.
2. Погодаев А.В., Ситников В.С., Лысов Б.А. Литологические и гидродинамические особенности газонасности верхнепермских и нижнетриасовых отложений Хапчагайского района Вилуйской нефтегазоносной области// Геология нефти и газа. 2012. № 4. С. 2–12.
3. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепина О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилуйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа)//Геология нефти и газа. 2013. № 4. С. 2–12.
4. Ученый предсказал скорое открытие новых месторождений нефти и газа в Сибири. Интервью академика А.Э. Конторовича РИА Новости, 06/02/2017. <https://ria.ru/20170206/1487271519.html>.
5. Трофимов В.А. Новый газовый гигант в Вилуйской синеклизе?// Геолого-геофизические исследования нефтегазоносных территорий: научные и прикладные аспекты («РосгеоНЕФТЕГАЗ-2018»): сборник материалов научно-практической конференции (г. Москва, 22-24 мая 2018 г.). Санкт-Петербург: АО «ВНИГРИ». С.28–32. <http://www.ngtp.ru/publication/sborniki/RosgeoOilGas.pdf>
6. Трофимов В.А. Крупный, перспективный на газ объект в Вилуйской синеклизе// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 2. http://www.ngtp.ru/rub/2020/16_2020.html DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/16_2020
7. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М., ГЕОС, 2014. 202 с.

ТЕРСКАЯ И СУНЖЕНСКАЯ АНТИКЛИНОРИИ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ КАК ЗОНЫ РАЗГРУЗКИ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДНЫХ СИСТЕМ

А.А. Даукаев

ФГБУН Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова Российской академии наук,
г. Грозный, daykaev@mail.ru

Успешность геологоразведочных работ (ГРП) на УВ-сырье в значительной степени определяется состоянием научных разработок в области нефтегазовой геологии, в частности, исследований закономерностей размещения, условий формирования скоплений УВ и генезиса нефти. Со второй половины XX века остро встала проблема нефтегазоносности больших глубин, что было связано с истощением верхних нефтенасыщенных пластов и кризисной ситуацией с подготовкой новых запасов нефти и газа. Необходимость стабилизации падающей добычи нефти обусловила вовлечение в сферу освоения глубокозалегающих стратиграфических горизонтов мезозоя (более 4,5 км). Переход к освоению мезозойских горизонтов глубоким бурением и сейсморазведкой МОВ ОГТ в 1960–1970 гг. привел к открытию крупных высокодебитных залежей в карбонатных породах верхнего мела Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНГО). В последующие годы были открыты залежи нефти и газа в нижнемеловых и отдельные залежи в верхнеюрских отложениях. Данная проблема особенно актуальна в настоящее время для регионов с длительной историей нефтегазодобычи, с высокой степенью выработанности разведанных запасов. Для

этих регионов с развитой инфраструктурой глубокопогруженные горизонты могут служить важнейшими источниками приращения ресурсной базы УВ-сырья [1, 2]. Поиски, разведка и разработка локальных скоплений УВ на больших глубинах проблематичны. Постановка дорогостоящих буровых работ может быть осуществлена только после тщательного изучения геологического строения и установления надежных предпосылок для формирования залежей нефти и газа и на наиболее перспективных площадях.

Краткая истории геологического изучения территории

Первые целенаправленные исследования по изучению геологического строения рассматриваемого района начали проводить во 2-й пол. 19 в. Г. Абихом, Ф.Г. Кошкульем, А. Коншиным и др. В своих работах Г.В. Абих дал представления о Терской и Сунженской хребтах как «остатках некогда обширной горной системы, составляющей одно целое с Кавказским хребтом, но отделенные от него в дальнейшем большими продольными разломами, по которым северная часть единого горного сооружения осела» [3]. Ф. Кошкуль, изучая геологическое строение Грозненской области, впервые отметил антиклинальное строение Передовых хребтов [4]. В его работе дается общая орографическая и тектоническая характеристика Кабардинско-Сунженской и Терской хребтов и Алханчуртской долины, приводится описание разрезов по естественным обнажениям пород нефтяных и горячих минеральных источников (Истисуйские, Брагунские и др.). По поводу генезиса и особенности простираения исследуемых хребтов Ф. Кошкуль подчеркивает: «Хребты Кабардинско-Сунженские и Терские обязаны своим происхождением тем же самым внутренним деятелям Земной коры, которые между морями Черным и Каспийским обусловили огромное поднятие всего Кавказского хребта, с его отдельными цепями гор и высокими вершинами» (1879. С. 195). Результаты геологических исследований Ф. Кошкуля способствовали определению направлений дальнейших поисковых работ на нефть в этом районе.

Большое теоретическое и практическое значение имели результаты геологических исследований А.М. Коншина в районе Дагестана и Терской области. [5, 6]. Он впервые привел данные о нефтепроявлениях в горной части Чечни, высказал мнение о приуроченности месторождений нефти Терской области к рельефно-выраженным структурно-тектоническим зонам. На основе изучения геологического строения нефтеносных площадей Терской области и Южного Дагестана он отметил возможность образования крупных скоплений нефти в сводовых частях антиклиналей, где нет поверхностных нефтепроявлений. По мере накопления фактических материалов по нефтегазовой геологии, некоторые российские и зарубежные исследователи (Г. Абих, А.М. Коншин, С. Хонт, Эндрьюс, Г. Гефер и др.) установили связь локальных скоплений нефти и газа с выпуклыми изгибами слоев, названных антиклиналями, и распределения нефти, газа и воды в них по их удельному весу. В дальнейшую разработку *антиклинальной теории* большой вклад внесли Д.И. Менделеев, известные геологи того периода Г.Д. Романовский, Д.В. Голубятников, И.Н. Стрижов, Н.Н. Барбот де Марни, Ф.Г. Кошкуль и др. Впоследствии она получила широкое распространение и сыграла решающую роль в развитии ГРП на нефть и газ и нефтегазодобывающей отрасли в целом. В свою очередь развитие антиклинальной теории способствовало накоплению эмпирических и теоретических знаний о нефти. Вместе с тем коэффициент успешности поискового бурения в пределах антиклинальных структур составлял примерно 0,3. В настоящее время, когда все чаще поисковыми объектами становятся структуры небольших размеров, залегающие на значительных глубинах, методика геологоразведочных работ, основанная только лишь на антиклинальной теории не совсем оправдывает себя.

О механизмах формирования структуры Терско-Сунженской складчатой зоны, условиях образования и закономерностях распределения скоплений УВ

О геологической истории развития и механизмах формирования структуры ТКП и в, частности, Терско-Сунженской складчатой зоны, существуют различные, часто противоположные, точки зрения [7, 8]. В результате изучения глубинного строения отмечена разломно-блоковая структура фундамента, и ведущая роль разноориентированных глубинных разломов в формировании структуры осадочного чехла. Ряд исследователей (М.И. Жемеричко, Н.В. Короновский, Б.А. Соколов, Н.Ш. Яндарбиев, В.В. Доценко и др.), отрицая конседиментационный характер складчатости Терско-Сунженской области, считают ее рифтовой структурой, связывая образование антиклинальных надразломных структур бескорневой складчатости флюидогеодинимическими процессами (инъекционный механизм формирования антиклинорий) [9]. То есть предполагается формирование высокоамплитудных антиклинальных складок в верхнемеловых отложениях, перекрывающих мощной толщей майкопских глинистых пород-покрышек, под действием вертикальной миграции высоконапорных флюидов и прорывом их из глубинных разломов в верхние горизонты осадочного чехла в позднеорогенные фазы тектонической активизации.

Некоторые исследователи геологические процессы, связанные с прорывом высоконапорных термальных пластовых жидкостей по разного рода дизъюнктивным дислокациям именуют *гидровулканизмом* [10]. Гидровулканические процессы обычно приурочиваются к активным фазам складкообразования в различных регионах. При интенсивном росте антиклинальных складок с формированием различных разрывных нарушений флюидные потоки в раздробленном участке производили физическое и химическое воздействие на коренные породы, то есть естественный гидроразрыв, тем самым создавая ловушки для УВ. Подобные высказывания встречаются во многих работах. К примеру, в своем докладе на Всесоюзном совещании по генезису нефти и газа И.М. Сухов отмечал: «нефть и газ при благоприятных условиях сами создают себе структуры и находятся в них в сложной системе раз-

ломов, сбросов, трещин, полостей и каверн» [11]. В другой работе [12], предполагают, что вертикальная миграция флюидов при наличии на пути пластов пород-покрышек может оказать структурообразующее действие. Именно под мощной толщей майкопских глин в пределах рассматриваемого района формировались высокоамплитудные антиклинальные структуры в верхнемеловой известняковой толще, осложненные разрывными нарушениями, с которыми и связаны основные высокопродуктивные залежи УВ (табл. 1). В пределах тех же структур образовались многочисленные залежи нефти и газа небольших размеров в песчаных пластах среднего миоцена, за счет частичного прорыва флюидов через покрышку на участках с расслабленными экранирующими ее свойствами. Как указывается в вышеупомянутой работе [10], имелись случаи, когда внедрившиеся флюиды в непроницаемом пласте формировали так называемые «инъекционные тела УВ», при вскрытии скважинами которых они проявлялись кратковременно, без постоянного потока. Такие проявления известны на ряде площадей исследуемого района (Старогрозненская, Бенойская и др.), где из отдельных скважин получали кратковременные притоки нефти из майкопских отложений. При наличии разрывных нарушений, открывающих на поверхность Земли определенная часть флюидов, мигрируя по ним вверх формировала источники нефти и высокотермальных вод. Очаги разгрузки подземных вод в виде выходов термальных вод на поверхность Земли известны в пределах Терской и Сунженской антиклинальных зон (Брагунские, Горячеводские, Серноводские источники), о ювенильности которых отмечалось в ряде работ.

Основные предпосылки глубинного происхождения нефти и газа и восполняемости запасов нефти месторождений

К основным предпосылкам глубинного происхождения УВ относятся: миграция из глубинных зон нефти под повышенным давлением, что подтверждается тем, что она проникает в тончайшие трещины горных пород; наличие АВПД в пределах залежей УВ многих нефтеносных регионов мира и т.д.; получение фонтанных притоков нефти из глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла и кристаллического фундамента; выраженная неравномерность в размещении скоплений нефти и очаговая концентрация их в зонах развития активных глубинных разломов в пределах краевых, предгорных, межгорных хребтов и платформ и практическое отсутствие в центральных частях горно-складчатых сооружений; наличие оторочек опресненных, конденсационных подошвенных вод в пределах нефтяных залежей; приуроченность крупных скоплений нефти к надразломным антиклинальным зонам.

Рассмотрим более подробно эти факторы. Использование элементов математической статистики позволяет более достоверно обосновать закономерности в размещении УВ-скоплений в пределах нефтегазоносных регионах. В частности, результаты проведенных математических расчетов по ТСНГО свидетельствуют о ярко выраженной неравномерности распределения запасов УВ на данной территории и наличии определенных очагов наибольшей концентрации УВ-скоплений [13]. Так, суммарные запасы только двух месторождений (Старогрозненского и Октябрьского), расположенных в пределах территории г. Грозный составляют более 50% от общих запасов УВ ТСНГО. Для очаговых (доминантных) скоплений УВ характерно наличие гидрохимических, термобарических и других аномалий. В районах современной тектонической активности широко распространены АВПД. Степенью тектонической активности региона обуславливается характер дислоцированности локальных структур, интенсивность их развития. Последняя же представляет собой отношение амплитуды структуры к ее площади. На основе анализа фактических геолого-геофизических и промысловых материалов по нефтяным залежам, приуроченным к высокоамплитудным антиклинальным складкам Терско-Каспийского прогиба была установлена корреляционная связь между аномальностью пластового давления и интенсивностью складкообразования. Коэффициент корреляции составил 0,81 [14], что согласовывается выводами о том, что «основной причиной АВПД в залежах является активная геодинамика и внедрение высоконапорных флюидов из глубинных недр» [15, 16]. С другой стороны, отмечается связь между интенсивностью складкообразования и объемами запасов нефти и газа. Максимальные объемы запасов УВ приурочены к высокоамплитудным структурам Терской и Сунженской надразломным антиклиналиям, характеризующимся наибольшей интенсивностью развития (см. табл.1). Связь между объемами запасов УВ и интенсивностью новейших тектонических движений отмечалась и в других регионах, в частности, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [17].

Теоретический интерес представляют слабоминерализованные пластовые конденсационные воды, установленные в пределах Старогрозненского и Эльдаровского и др. месторождений, залегающие непосредственно под верхнемеловыми залежами нефти. Они существенно отличаются по химическому составу и общей минерализации от подстилающих высокоминерализованных пластовых вод. На основании этого делается вывод о формировании залежей нефти и подстилающих конденсационных вод в результате внедрения (вертикальной миграции) газожидкостных смесей в зонах глубинных разломов и их фазовой дифференциации [18].

Распределение суммарных запасов нефти по стратиграфическим единицам в западной части ТКП

Структурные элементы второго порядка (зоны)	Распределение нефти по стратиграфическим комплексам			Всего начальных извлекаемых запасов нефти, тыс.т
	миоценовый	верхнемеловой	нижнемеловой	
Притеречная	1103	14628	97	15828
Терская	3473	113772	6467	123712
Сунженская	120340	52066	14289	186695
Петропавловская	0	1700	0	1700
Черногорская моноклираль	0	895	0	895

Одной из актуальных проблем современности является *проблема возобновляемости ресурсов нефти и газа*. По данным многолетних исследований комплексом методов доказана высокая современная геодинамическая активность рассматриваемой территории, что может обуславливать подпитка существующих месторождений нефти и газа, то есть восполняемость их запасов. Об этом свидетельствует целый ряд факторов – наличие АВПД в залежах, пульсирующий характер работы эксплуатационных скважин, превышение суммарного объема добытой нефти над утвержденными запасами, возобновление нефтепроявлений из затрубного пространства на ряде законсервированных в 1990-е годы скважин, наличие опресненных подошвенных вод и др.

Заключение. Таким образом, формирование Терской и Сунженской антиклинальных зон и крупных высокодебитных залежей в их пределах за счет вертикальной миграции флюидных потоков из глубинных недр связана, прежде всего, высокой тектонической и геодинамической активностью региона в новейшее время и на современном этапе. Всесторонний анализ неотектонических движений и современной геодинамики, определяющих условия образования и закономерности размещения скоплений нефти и газа является одним из важнейших факторов успешного прогнозирования нефтегазоносности и планирования ГРП на нефть и газ. Представленные материалы дают основание говорить в определенной степени о глубинных воззрениях образования УВ. Акцентирование внимания на последних может способствовать сближению позиций сторонников органического и абиогенного происхождения нефти, и в конечном счете, обновить теоретические основы поисков и разведки месторождений нефти и газа.

Литература

1. *Даукаев А.А.* Проблемы освоения и перспективы нефтегазоносности больших глубин /Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Т. V. Под ред. Керимова И.А., Широковой В.А. Грозный: Грозненский рабочий, 2016. С. 75–79.
2. *Даукаев А.А.* Современное состояние сырьевой базы нефтегазодобывающей отрасли ЧР и главные направления дальнейших ГРП на нефть и газ // Сборник трудов КНИИ РАН, 2007. С. 146–151.
3. *Абих Г.В.* К геологии юго-восточного Кавказа (Результаты моего путешествия в 1865 г.) // Зап. Кавк. отд. РГО. Кн. VIII. 1873.
4. *Кошкуль Ф.* Геологические исследования, произведенные в хребтах Терском и Кабардино-Сунженском и в находящейся между ними долине Алхан-Чурт // Горный журнал, 1879. Т. III. С. 170–204.
5. *Конишин А.М.* Геологическое описание Грозненской нефтеносной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского Побережья // Материалы для Геолог. Кавказа. Сер. 2. Кн. 6. 1892.
6. *Конишин А.М.* Описание разработки нефтяных месторождений в С.Америке и сравнительных условий добычи нефти на Кавказе. Тифлис, 1896.
7. Геологическое развитие и становление современной структуры Терско-Каспийского Передового прогиба / Н. В. Короновский, А. И. Гущин, М. Ю. Никитин и др. // Тектоника орогенных сооружений Кавказа и Средней Азии. М.: Наука, 1990. С. 4–35.
8. *Дотдугев С. И.* О покровном строении Большого Кавказа // Геотектоника. 1986. С. 94–100.
9. *Керимов И.А., Доценко В.В., Даукаев А.А.* Смена геотектонических парадигм и эволюция представлений о формировании Терско-Сунженской складчатой области // Вестник АН ЧР. № 1. 2014. С. 85–92.
10. *Иванчук П.П.* Некоторые особенности вертикальной миграции углеводородов при проявлениях гидровулканизма // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 484–490.
11. *Сухов И.М.* К вопросу о поисках и разведке нефти и газа в Бессарабии // Генезис нефти и газа. М.: Недра, 1967. С. 350–356.
12. *Тимофеев А.А., Тимофеев В.А.* Нефтегазоносность деформированных и метаморфизованных осадочных чехлов // Ученые записки геолого-географического факультета. Ростов-на Дону, 2004. С. 83–100.
13. *Даукаев А.А.* Неравномерность распределения УВ-скоплений и условия их формирования в недрах Земли на примере ТСНГО // Вопросы современной науки и практики. Университет им.В.И. Вернадского. № 3. 2009. С. 145–149.
14. *Даукаев А.А.* О связи аномально высоких пластовых давлений с характером развития антиклинальных структур Терско-Сунженской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа, 2012. № 2. С. 51–52.

15. Доценко В.В. Показатели современной вертикальной миграции углеводородов и процесса формирования залежей нефти и газа на юге России // Вестник АН ЧР. № 3(24). 2014. С. 79–85.
16. Керимов И.А., Даукаев А.А., Гайсумов М.Я. Влияние современной тектонической активности на флюидодинамику недр // Сб. научных трудов КНИИ РАН. Вып. 2. М., 2009. С. 276–280.
17. Происхождение нефти и формирование их месторождений (Материалы Всесоюзного совещания по генезису нефти, 1968 г.). М.: Недра, 1972. 632 с.
18. Никаноров А.М., Шалаев Л.Н. Конденсационные воды нефтяных месторождений Терско-Сунженской области // Геология нефти и газа. 1973. № 1.

**СВИДЕТЕЛЬСТВА СОВРЕМЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ
«ТРЕЩИННЫХ» ПУТЕЙ И РЕЖИМА ПОСТУПЛЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ЕВЛАНОВСКО-
ЛИВЕНСКУЮ ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ ПАМЯТНО-САСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Н.А. Касьянова

*Московский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г. Москва,
nkasyanova@mail.ru*

Сегодняшние реалии таковы, что традиционные методы подсчета запасов углеводородных скоплений, основанные на статико-геометрической концепции, без учета современного динамического состояния геологической среды, режима флюидодинамических систем и фактора времени (соизмеримого со временем проведения поисково-разведочных и эксплуатационных работ), для отдельных месторождений углеводородов не являются точными.

Уже известно достаточно много фиксируемых на месторождениях в складчатых и платформенных областях случаев восстановления через несколько лет добычи нефти на заброшенных скважинах старых месторождений, случаев пересчета (нередко неоднократного) запасов углеводородов в сторону увеличения по причине того, что извлекаемые запасы превысили запасы геологические. Причиной подобных случаев могут быть особые геолого-геодинамические условия для *современного локализованного энергичного* притока нефти и газов пределы аномальных скважин.

Наверное, с данной предполагаемой причиной указанных нестандартных ситуаций, фиксированных на месторождениях складчатых областей будут согласны многие, поскольку она логично вытекает из совокупности сложнопостроенной здесь разломной тектоники и взаимосвязанных сейсмической активности и современной нестабильности флюидодинамической системы. Чего не скажешь о платформенных территориях, которые традиционно до сих пор считаются тектонически пассивными. Однако этот миф уже давно рассеян принципиально новыми данными, инструментально полученными в мониторинговом режиме на специализированных геодинамических полигонах, созданных в советский период в разных складчатых и платформенных областях. Установлено, что современные геотектонические процессы в пределах этих разных структурно-геодинамических территорий имеют близкие пространственно-временные закономерности развития и оказывают одинаковое влияние на флюидный режим залежей углеводородов [1, 4]. Таким образом, всегда (в том числе и в современное время) и повсеместно происходящие тектонические движения земной коры (отличительные характеристики: направление, скорость, энергетика, масштабы, временной режим/цикличность) контролируют пространственное развитие флюидодинамических (углеводородных и неуглеводородных) систем, соответственно определяя их направление, скорость, масштабы, временной режим: начало активизации, цикличность, продолжительность [1].

Отметим три основные пространственно-временные особенности формирования современных геодинамических аномалий, представляющие интерес для настоящего исследования (аналогичные особенности формирования характерны и для флюидодинамических аномалий [1, 2]): как правило, приурочены к тектонически активным разрывным нарушениям (разного ранга, включая зоны повышенной трещиноватости); наиболее часто встречаемые площадные размеры: по длинной оси – от первых сотен метров до первых километров; время формирования – обычно 3-4 месяца, 6 месяцев или 1-1,4 года, периодичность возникновения в пределах одних и тех же локальных участков – носит полиуровенный характер: 3-4 месяца, 1-1,4 года, 2-3 года, 5-6 лет, 11-13 лет, 22-25 лет и т.д.

Ниже на примере евлановско-ливенской залежи нефти Памятно-Сасовского месторождения приведены промыслово-геохимические данные, свидетельствующие о реальном современном восполнении запасов углеводородов. По результатам комплексных геодинамических и флюидодинамических исследований возможным в пределах данного месторождения установлены местоположение проницаемых тектонически нарушенных зон и временной режим их современной тектонической активности, что собственно и контролирует пространственно-временные особенности современного развития флюидной системы в пределах данного месторождения. О чем свидетельствуют факты формирования наблюдаемых флюидодинамических аномалий (в пределах «избранных» скважин) в четком соответствии с вышеуказанными пространственно-временными особенностями формирования современных геодинамических аномалий.

Очевидно, что именно с этими естественными (природными) процессами связаны нижеуказанные особенности флюидного режима разрабатываемой залежи углеводородов, которые и делают Памятно-Сасовское месторождение уникальным. В частности, данное месторождение, будучи расположенным в пределах платформенной,

асейсмичной территории, еще не относящееся к старым месторождениям (добыча ведется с 1994 г.), характеризуется рядом таких особенностей «работы» резервуара, которые трудно и даже невозможно объяснить только упругими свойствами резервуара (по устному сообщению Л.А. Анисимова, 2009 г.), наблюдаются: необычно затянувшийся период стабилизации давления, несмотря на некомпенсируемый отбор и период безводный период добычи нефти; давления по всей длине резервуара одинаковые, несмотря на асимметрию зон нагнетания воды; значительный (на порядок) рост коэффициента продуктивности по многим скважинам.

Для демонстрации особенностей современных пространственно-временных изменений флюидодинамической системы в пределах Памятно-Сасовского месторождения использованы результаты анализа данных гидрогеохимического мониторинга [3], выполненного на этом месторождении силами ООО «ЛУКОЙЛ-Волгоград НИПИ морнефть» на скважинном уровне за период декабрь 1999 г. – октябрь 2001 г. с высокой частотой опроса (2-4 месяца). Благодаря этому мониторингу накоплен уникальный по объемам и научно-практической значимости банк данных, позволяющий по всем скважинам (40 скважин) отследить динамику количественных и качественных изменений флюидов (нефти, газа и попутной воды, по наиболее важным параметрам), термобарических условий в залежи в процессе ее разработки.

На рис. 1 приведена динамика изменения, в частности, плотности газа и объема изопентана (нефтяной газ) в общем объеме газов, отобранных из всех скважин евлановско-ливенской залежи нефти за период декабрь 1999 г. – октябрь 2001 г. Из рисунка видно, что в пределах некоторых участков залежи («избранных» скважин) в современное время происходит аномальное увеличение рассматриваемых параметров пластовых флюидов, что легче всего объясняется возможным локализованным (по площади и во времени) поступлением в залежь глубинных газов и углеводородных растворов (нефти) в достаточно больших объемах.

Так, в пределах залежи уверенно выделяются три локальных участка (включающих по 2, максимум 3 скважины) участков. Из них, два участка (соседние, каждый охватывает 2-3 скважины) находятся на юго-западе залежи (Памятный блок месторождения), которые в определенные периоды (начиная с марта-апреля 2000 г.) в динамике флюидного режима выступают единым крупным блоком, объединяющим 17 скважин. В этот период в пределах

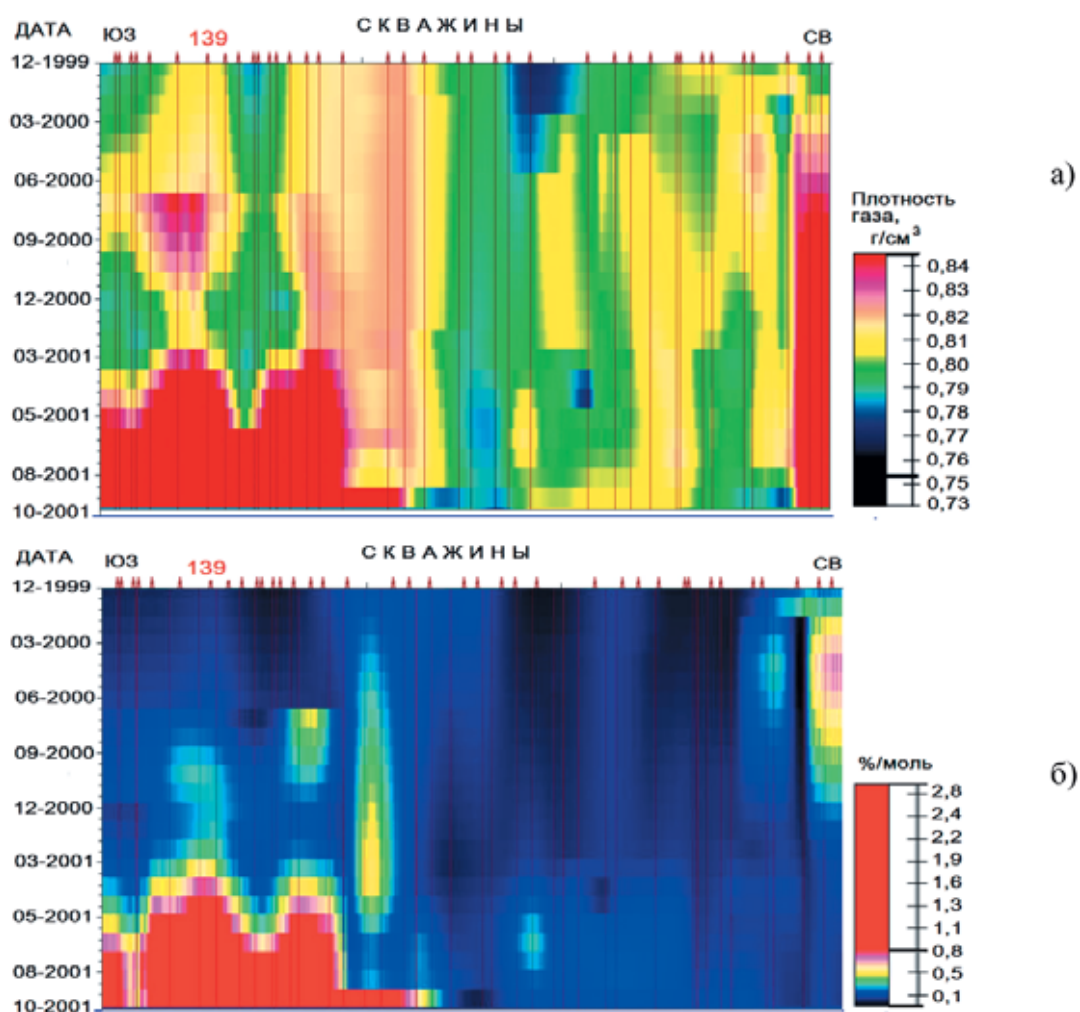


Рис. 1. Динамика изменения плотности газа (а) и объема изобутана в общем объеме газов (б) по 40 скважинам евлановско-ливенской залежи нефти Памятно-Сасовского месторождения за период декабрь 1999 г. – октябрь 2001 г. и динамика дебитов нефти «аномальной» скважины №139 за период 1996-2003 гг. (в) [3].

этого блока отмечается энергичное поступление снизу в залежь колоссальных объемов глубинных газов и углеводородных растворов (нефти). На это указывают аномальное увеличение по каждой из «избранных» скважин плотности газа на 13 % (рис.1, а) и увеличение объема изопентана – в 28 разв общем объеме газов(рис.1,б).

Третий локальный аномальный участок находится на крайнем северо-восточном окончании месторождения (Макаровский блок) и охватывает 2 скважины, в пределах которых в современное время также периодически происходят краткосрочные (продолжительностью 6 месяцев и 1-1,4 года) объемные поступления глубинных газообразных и жидких флюидов.

Кроме описанных 3-х локальных аномальных участков в пределах Памятно-Сасовского месторождения имеются и другие локальные участки (например, на Сасовском блоке и межблоковых участках), но их «аномальность» существенно менее выраженная.

Изучение возможного реального современного восполнения запасов залежей углеводородов неотъемлемо связано с решением других таких же сложных и важных проблем, которые следует решать в комплексе. К ним относятся прогнозирование современных «трещинных» миграционных путей и дифференцирование их по степени активности, характеру и временному режиму развития в их пределах современных миграционных процессов.

Опыт подобного комплексного исследования, реализованный на Памятно-Сасовского месторождении, опубликован в работе[3]. На рис. 2 представлены некоторые результаты исследования, не вошедшие в данную публикацию, но представляющие интерес для настоящего исследования. Здесь демонстрируется один из наблюдаемых циклов повторного (период 5-6 лет) идентичного развития флюидной системы в пределах евлановско-ливенской залежи (см. изменения за 1997-1996 гг. и 2000-2001 гг.), что под влиянием тектонических процессов длится 1-1,4 месяца. Волновой ход динамики фонтанных дебитов скважин, а также многих других показателей и характеристик флюидов и флюидной системы, имеют исключительно природное происхождение. Представляет интерес неотектоническая информация (рис.2, б), где видно, что аномальные участки залежи, выявленные по геохимическим и промысловым данным в пределах Памятного, Сасовского и Макаровского блоков залежи, четко совпадают в плане с участками новейшего прогиба (линейные области, окрашенные серым цветом), которые прогнозируются как активные участки прогнозной разломной системы. Также данная неотектоническая информация объясняет, почему, например аномальный участок на Макаровском блоке и восточное окончание Сасовского блока «работают» синхронно и совершенно по-разному в сравнении с аномалиями на Памятном блоке. – они приурочены к разным

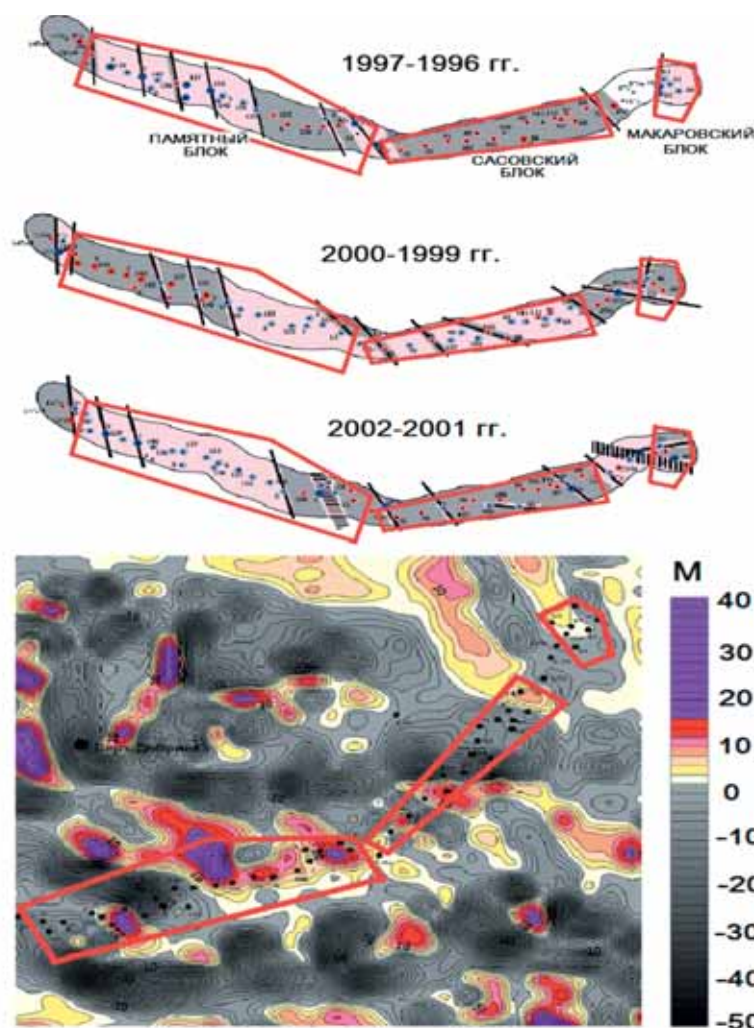


Рис. 2. Результаты прогнозирования наличия и местоположения проницаемых тектонически нарушенных зон (а), волнового блокового изменения флюидного режима залежи разрабатываемой евлановско-ливенской залежи нефти (а) по результатам комплексного анализа пространственно-временных особенностей изменений (за год) фонтанных дебитов нефти скважин (а) и распределения неотектонических деформаций земной поверхности (б) (Касьянова Н.А., 2005 г.).

Условные обозначения (для рис.1, а): розовым цветом выделены области увеличения (за год) фонтанной дебитов нефти скважин, серым цветом – области снижения дебитов скважин; точки внутри блоков залежи – эксплуатационные скважины, прямые черные линии – прогнозируемые проницаемые разрывные нарушения.

геодеформационным блоках с разным типом тектонических напряжений (одни – испытывают новейшее погружение, другие – воздымаются).

Таким образом, современные реалии требуют расширения использования геодинамического подхода на всех стадиях нефтегазового производства. При решении многих имеющих место задач и проблем в поисково-разведочной и промысловой нефтегазовой геологии следует учитывать особенности современного динамического состояния геологической среды.

В частности, по нашему мнению, при подсчете/пересчете запасов углеводородов совершенно необходимо учитывать два новых фактора – геодинамический и фактор времени, что будет способствовать максимальному сближению значений расчетных и реальных запасов углеводородов.

Литература

1. Касьянова Н.А. Влияние современной геодинамики недр на флюидный режим нефтегазовых залежей месторождений складчатых и платформенных областей / М.: Геоинформмарк, 2000. – 50 с.
2. Касьянова Н.А. Экологические риски и современная геодинамика. – М.: Научный мир, 332 с.
3. Касьянова Н.А., Баюканский Ю.Ф., Брюх О.В. и др. О геодинамической природе аномальных количественных и качественных изменений флюидов в процессе разработки месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство, 2007. – № 8. – С.110-114.
4. Касьянова Н.А., Кузьмин Ю.О. Современная аномальная геодинамика недр и ее влияние на объекты нефтегазового комплекса / М.: Геоинформмарк, 1996. – 54 с.

О ПЕРСПЕКТИВАХ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЖИГУЛЁВСКОГО ВАЛА

Е.Ю. Горюнов¹, В.А. Трофимов¹ А.В. Петров²

¹ АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия

² Российский государственный геологоразведочный университет, Москва, Россия

Проблема поисков углеводородов в породах фундамента важна для многих регионов страны, но особенно она актуальна для укрепления сырьевой базы «старых» нефтегазодобывающих провинций, в том числе для Волго-Уральской. Несмотря на то, что в последние годы добыча по ряду субъектов федерации имеет тенденцию к росту (рис. 1), в целом эффективность эксплуатации месторождений существенно снижается, а обводненность скважин неуклонно растет.

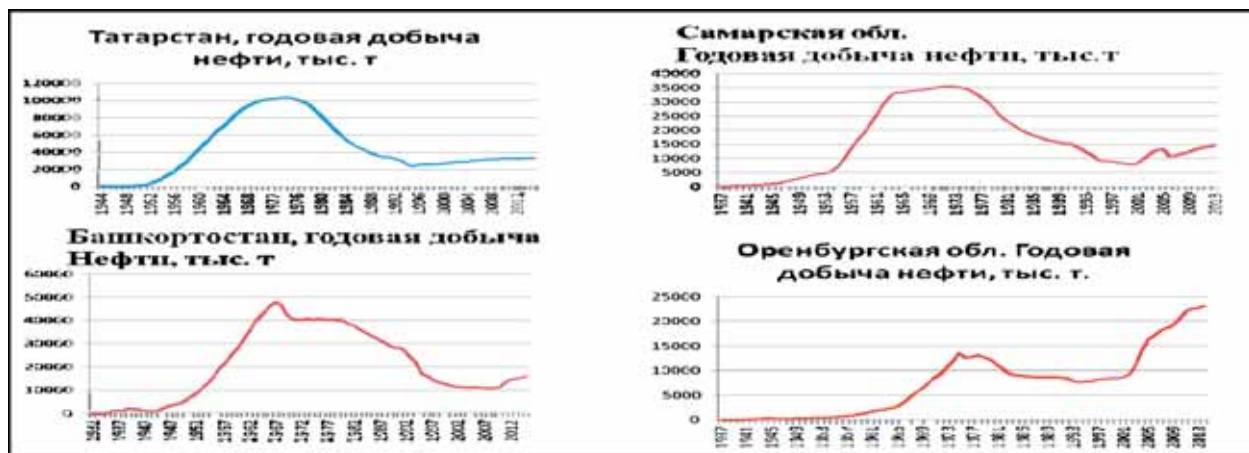


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти по регионам Волго-Уральской НГП.

Решение этой проблемы нужно искать в освоении еще в Волго-Уральском регионе практически не изученном потенциально нефтегазоносном комплексе фундамента. По данным ряда исследователей к настоящему времени в России и других странах в разновозрастных породах фундамента открыто более 450 месторождений углеводородов, в том числе высокодебитных, крупных и гигантских по запасам нефти (газа) [5]. По мнению Е. В. Кучерука, опубликованному почти двадцать лет назад «число выявленных в фундаменте месторождений УВ в мире достигло той «критической массы», когда их уже нельзя рассматривать в качестве геологической аномалии, а надо ставить вопрос о целенаправленных поисках подобных скоплений» [3].

Основываясь на сравнительном анализе геологического строения гигантского месторождения Белый Тигр, расположенного в Кылуонгском бассейне на южном шельфе Вьетнама и структуры Жигулёвского вала в Самарской области, нами было сделано заключение о существенном подобии основных черт их строения и высказано предположение о высокой перспективности Жигулёвского вала. В качестве общих закономерностей, отмечались

блоковое строение обеих структур и их значительная тектоническая раздробленность, наличие нефтяных залежей в перекрывающих осадочных комплексах, гидротермальные изменения пород фундамента, неотектоническая блоковая активность и признаки современных подтоков УВ в залежи осадочных комплексов [2]. Блоковое строение Жигулёвского вала отчетливо проявлено на трансформатах гравитационного и магнитного полей, рассчитанных в программном комплексе «КОСКАД» (рис. 2) и региональных сейсмических профилях – 1-Г и 2-Г (рис.3, 4) [4].

На приведенных картах отчетливо видна приуроченность ряда известных месторождений нефти Самарской, Оренбургской областей и Татарстана к разрывным нарушениям – Жигулёвскому, Большекинельскому разломам и зоне Кулешовских дислокаций, проявляющихся в потенциальных полях линейными аномалиями.

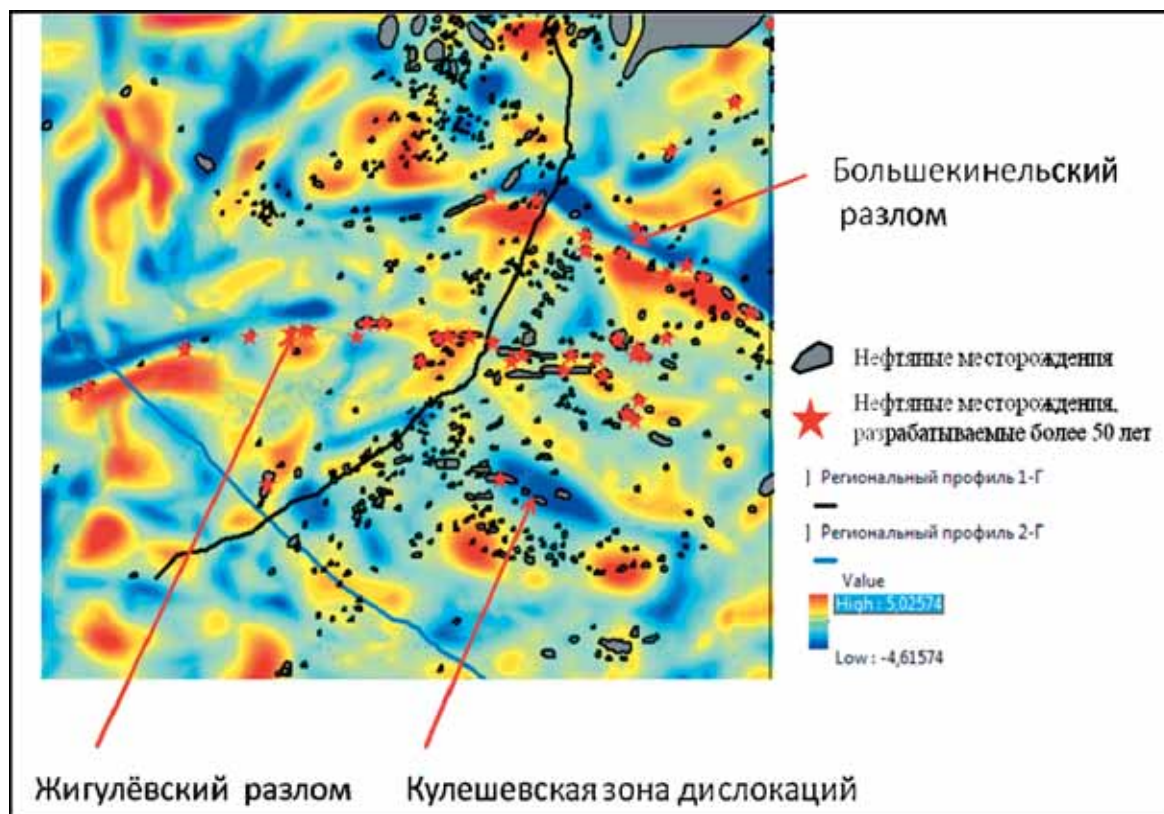


Рис. 2. Карта локальных аномалий гравитационного поля (редукция Буге).

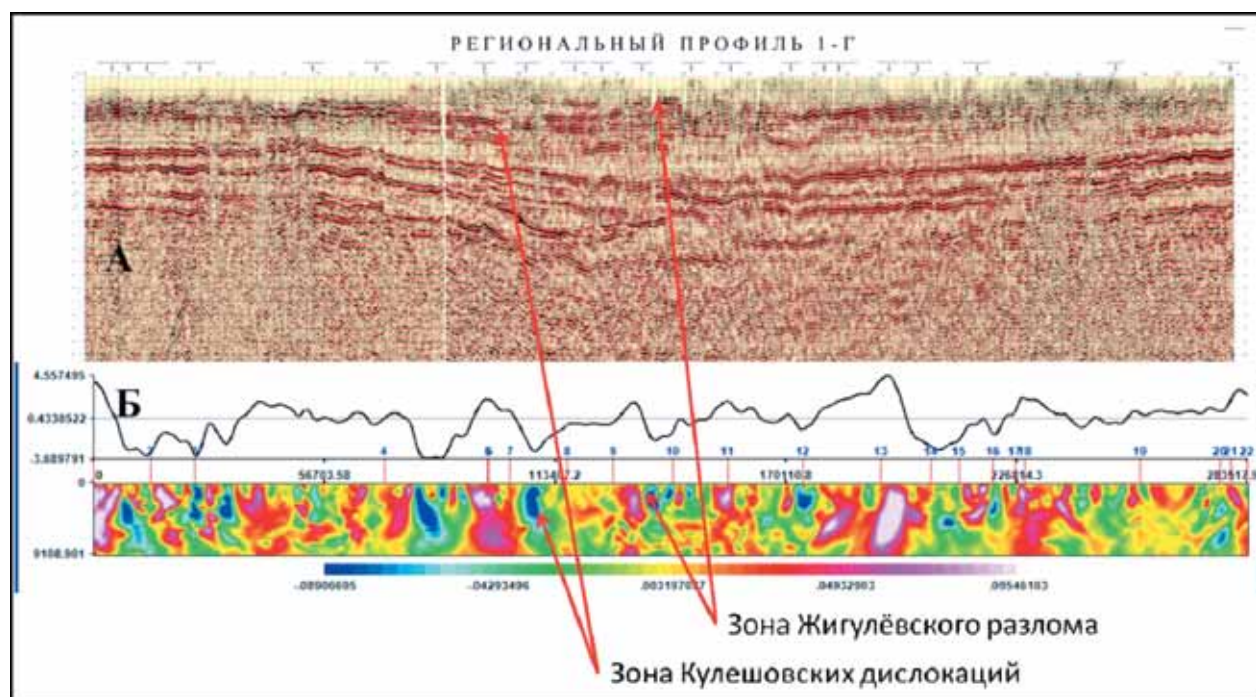


Рис. 3. Блоковое строение Жигулёвского вала. А – региональный глубинный сейсмический профиль 1-Г; Б – глубинный разрез локальных аномалий гравитационного поля вдоль регионального профиля 1-Г (КОСКАД).

Группа месторождений, приуроченных к Жигулёвскому и Большекинельскому разломам, характеризуются длительными – более 50 лет сроками эксплуатации (см. рис. 2) и значительными объёмами накопленной добычи, существенно превышающими начальные запасы, о чем еще в 2000 году писал К.Б. Аширов с соавторами [1]. Этот факт является несомненным свидетельством, во-первых, продолжающихся в настоящее время поступлений новых порций УВ в залежи и, во-вторых, наличием зон разуплотнения фундамента. В гравитационном поле подобные зоны разуплотнения отражаются в виде участков с пониженными значениями (см. рис. 2), которые прослеживаются (по данным расчетов в комплексе «КОСКАД» на глубины 2–9 км (рис. 4).

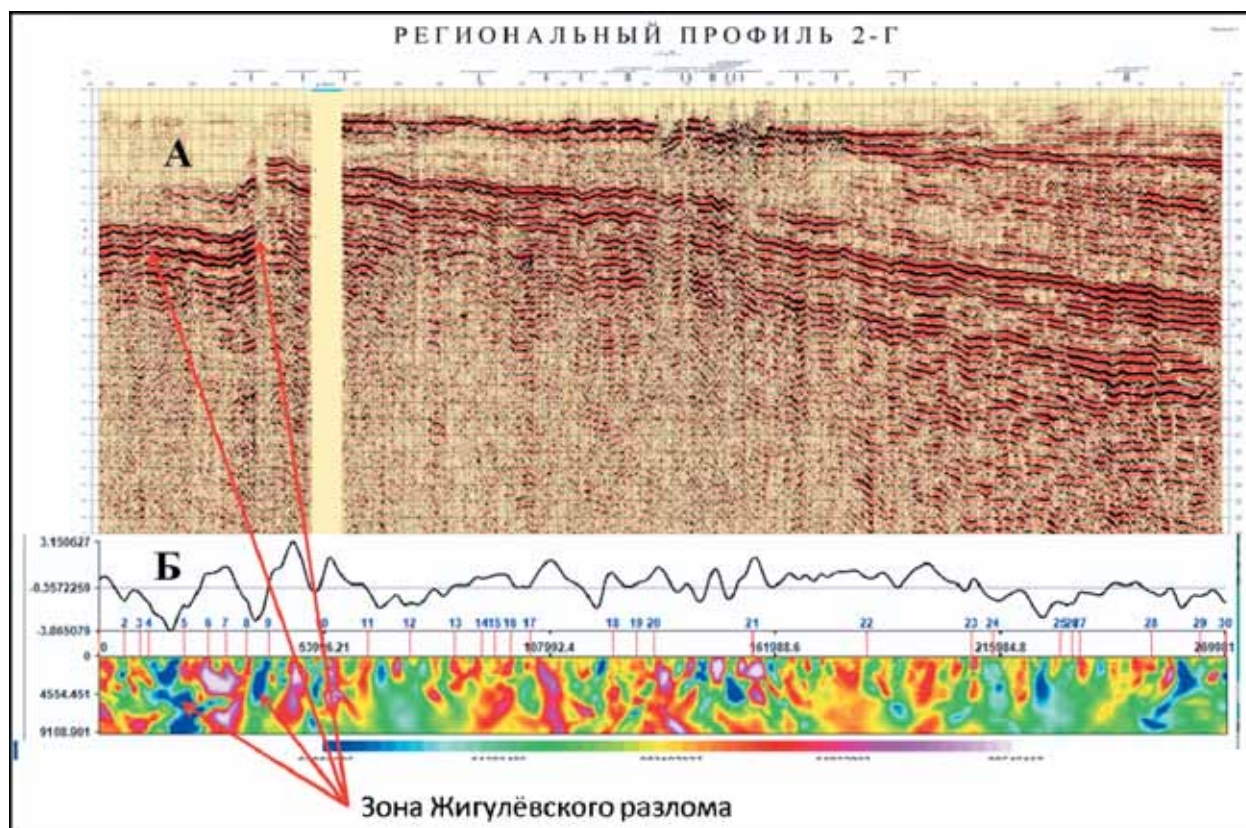


Рис. 4. Зоны разуплотнения фундамента по данным расчетов в комплексе «КОСКАД». А – региональный глубинный сейсмический профиль 2-Г; Б – глубинный разрез локальных аномалий гравитационного поля вдоль регионального профиля 2-Г (КОСКАД).

Совмещение сейсмических профилей и разрезов локальных аномалий гравитационного поля показывает, во-первых, приуроченность отрицательных аномалий гравитационного поля к разломным зонам, выраженным вертикальными смещениями осей синфазности и частичной потерей их корреляции; во-вторых, ограниченностью по глубине отрицательных аномалий, что может быть вызвано затуханием с глубиной зон разуплотнения, которыми и обусловлены данные аномалии. Из этого следует, что, с определённой долей вероятности, эти зоны могут являться теми каналами, по которым происходит подпитка восполняемых месторождений.

Выявление, картирование и последующее разбуривание этих зон, по мнению авторов, позволит существенно восполнить сырьевую базу добывающих предприятий Самарской области.

Литература

1. Аширов К.Б. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области //Известия Самарского научного центра Российской академии наук, т.2, № 1. 2000.
2. Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Трофимов В.А., Нгуен М.Х., Сабиров И.А., Узембаева З.И. Перспективы нефтегазоносности фундамента Жигулёвского вала//Геология нефти и газа. 2017. № 2.
3. Кучерук Е.В. Нефтегазоносность пород фундамента//Геология нефти и газа. 1992. № 1.
4. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 2014. 202 с.
5. Шустер В.Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 17–19.

ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ВОСПОЛНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ

О.Л.Кузнецов^{1,2}, И.Н.Плотникова^{1,2,3}, И.А.Чиркин^{1,2}, Л.И.Твердохлебов^{1,4}, А.А.Юров⁵, Е.Г.Ризанов⁵,
М.В.Вьюшкина²

¹Российская академия естественных наук (РАЕН), г. Москва, ²Государственный университет «Дубна», г. Дубна
Московской обл., ³Институт прикладных исследований АН РТ, г. Казань, ⁴ЦКР Роснедр по УВС, г. Москва,

⁵Холдинг «Геосейс», iachirkin@gmail.com

Введение. В настоящее время результаты научных исследований и конкретные данные, полученные при разработке нефтегазовых месторождений, показывают, что концепция восполнения УВ-ресурсов в геологической среде вполне реальна и не является мифом, а её использование позволяет существенно повысить геологическую, промысловую и экономическую эффективность освоения месторождений УВ. Кроме того, снимается или сдвигается на столетия проблема истощения нефти и газа, как основного энергетического ресурса человечества.

Однако, использование данной концепции в практике освоения УВ-ресурсов возможно при наличии информации о структуре и механизме формирования залежей нефти и газа, а также их восполнения в процессе добычи.

1. Структура формирования и восполнения УВ-ресурсов в геологической среде.

Структура формирования и восполнения УВ-ресурсов в геологической среде содержит три основных элемента: источники генерации, каналы миграции и ловушки накопления УВ.

Источники генерации УВ могут быть двух основных типов:

– *нефтематеринские толщи*, предствленные осадками (зачастую глинистыми сланцами) с высоким содержанием органики, преобразованной в нефть, газ и кероген, и низкой поровой проницаемостью, которая исключает свободное разностороннее движение флюида в данном пласте и оставляет возмсть его продвижения только по каналам, образованным открытыми трещинами;

– *глубинные источники*, «поставляющие» нефть и газ (органического и неорганического генезиса) в осадочную толщу из фундамента и/или заполняющие зоны коллектора в самом фундаменте

Каналы миграции УВ в геологической среде могут быть следующих основных типов

– *субвертикальные*, сформированные в субвертикальных зонах интенсивной открытой трещиноватости, которые имеют «корни» в фундаменте (часто ниже глубины возможного изучения) или в нефтематеринской толще, и проходящие через осадочную толщу в субвертикальном направлении;

– *трещиноватые латеральные*, сформированные в пластах (или их совокупности) в линейных зонах интенсивной трещиноватости (трассируются по точкам экстремально высоких значений открытой трещиноватости) и обеспечивающие продвижение флюида в пласте по данным каналам в режиме потока;

– *пористые латеральные*, существующие в пластах-коллекторах, в основном, за счёт гранулярной пористости, превышающей граничные значения (порядка 5-7 % в зависимости от свойств флюида и породы), и осуществляющие относительно равномерное движение флюида в пласте в режиме фильтрации.

Ловушки накопления УВ в пластах-коллекторах, экранированные вышележающими вертикально непроницаемыми пластами или толщами, имеют разнообразные формы, которые можно характеризовать как *структурные* (в основном, антиклинальные) и *неструктурные* (тектонически и литологически экранированные),

Совмещение разных типов источников, каналов и ловушек определяет большое многообразие структур формирования и восполнения УВ-ресурсов в геологической среде. При этом их может быть несколько на ограниченной площади освоения месторождений УВ, обусловленных не только разнотипными ловушками и подводящими каналами, что часто встречается, но и за счёт разных источников генерации УВ.

Основным механизмом, реализующим накопление и восполнение УВ-сырья в лоушках, является *циклическое изменение трещинной пористости* (периодическое увеличение и уменьшение) в геологической среде за счёт ряда естественных факторов: ежесуточных твердотельных лунно-солнечных приливов, изменений атмосферного давления, выпадения осадков и пр. В этой ситуации субвертикальные каналы флюидопотоков, возникшие на участках аномально высокой субвертикальной трещиноватости, становятся своеобразными «геодинамическими насосами», которые перекачивают флюид (газ, нефть и воду) и энергию (тепло и давление), в основном, снизу вверх. Латеральные каналы флюидопотоков могут дифференцированно прокачивать флюид: нефть и газ вверх, а воду вниз по пласту. Эта ситуация обычно наблюдается на участке входа субвертикальной зоны интенсивной трещиноватости в пласт-коллектор, где вверх по пласту формируются канал потоков УВ, а вниз – воды. При этом, если скважина в результате бурения случайно оказалась в канале УВ-потока, то ей обеспечен высокодебитный долговременный приток УВ при минимальной обводненности добываемого продукта. Можно отметить, что подобные случаи наблюдаются на многих старых месторождениях в нефтедобывающих районах. Например, в Татарстане имеются скважины, которые уже более 50 лет имеют дебит более 100 т. нефти в сутки при минимальной обводнённости добываемого продукта

Таким образом, информация о структуре и механизме накопления и восполнения углеводородов в геологической среде позволяет существенно повысить эффективность (геологическую, промысловую и экономическую) освоения УВ-ресурсов как на разведываемых, так и на нефтегазодобывающих площадях за счёт оптимального размещения добывающих скважин для наиболее полного извлечения УВ с высоким темпом добычи при минимизации

капитальных затрат. Информация о структуре накопления и восполнения УВ, включая данные о ловушках, УВ-сохранении и трещиноватости, может быть получена на основе комплексных сейсмических исследований, которые в данном случае являются наиболее эффективным «томографом» геологической среды.

2. Комплексные сейсмические исследования

Решение задач по оценке источников генерации УВ, определению основных субвертикальных и латеральных каналов флюидных потоков и выделению ловушек – аккумуляторов УВ возможно, если использовать разные классы сейсмических волн: отражённые, рассеянные и эмиссионные, генезис которых доминантно зависит от строения, открытой трещиноватости и типа флюидонасыщения соответственно. Для выделения данных волн (в сейсмическом волновом поле), определения заданных атрибутов (в процессе обработки) и их позиционирования (в геологической среде) используют комплекс сейсмических методов: ОГТ-3D, СЛБО-3D и СЛОЭ-4D.

В традиционной сейсмической технологии ОГТ используют зеркально отражённые волны для изучения строения осадочной толщи и фундамента с целью выделения ловушек возможного накопления УВ. Технология ОГТ широко (монополюсно) используется для поиска и разведки месторождений УВ со средней (по мировой статистике за последние 40 лет) геологической эффективностью 30% и 60% соответственно.

В инновационной технологии «Сейсмический локализатор бокового обзора» (СЛБО) используют *рассеянно отражённые волны*, которые образуются на совокупности открытых трещин (в пределах 1-ой зоны Френеля), что позволяет использовать их для изучения распределения открытой трещиноватости в геологической среде.

В инновационной технологии «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ) – используют *волны микросейсмической эмиссии (МСЭ)*, которые возникают при схлопывании совокупности открытых трещин и упруго-вязком излучении микроволн сейсмического спектра, что позволяет по волнам МСЭ определять типа насыщающего флюида (вода, нефть или газ) и неравномерность его содержания в геологической среде.

Рассеянные и эмиссионные волны отличаются от отражённых, во-первых, по энергии (на 1-2 порядка меньше), во-вторых, повсеместностью возникновения в среде при том, что отраженные волны возникают только в точках зеркального отражения, и, в-третьих, по географу точечного излучателя, который для рассеянных и эмиссионных волн находится на реальной (однократной) глубине, а для отражённых – на двойной. Поэтому для выделения рассеянных и эмиссионных волн (в наблюдаемом и зарегистрированном сейсмическом волновом поле) и их позиционирования (в заданном объёме среды) используют суперкратное (более 10^4) накопление сигналов данных волн по соответствующим географам и принцип локационного обзора среды по равномерно расположенным точкам.

При комплексном использовании отражённых, рассеянных и эмиссионных волн на общей площади исследования возможны как отдельные схемы наблюдения по каждой технологии (МОГТ, СЛБО и СЛОЭ), так и единая стандартная схема наблюдения 3D и исходная сейсмическая информация, полученная при выполнении работ МОГТ.

3. Примеры изучения структуры восполнения углеводородных ресурсов в геологической среде по результатам комплексных сейсмических исследований.

Предварительно отметить, что сейсмические технологии СЛБО и СЛОЭ, разработанные в «Научной школе нефтегазовой сейсмоакустики профессора Кузнецова О.Л.» в 1990 г. и 2005г. соответственно, за прошедшие годы применялись для решения различных прикладных задач на сотне площадей в различных регионах России (от Сахалина и Камчатки до Калининграда) и за рубежом в Белоруссии, США, Бразилии, Чили, Вьетнаме, Иране, Египте и др. Эффективность применения данных технологий была отмечена премией Правительства РФ за 2008 г. в области науки и техники, которая была присуждена Председателем Правительства Путиным В.В.

Ниже представлены примеры из изучения структуры восполнения углеводородных ресурсов в геологической среде по результатам комплексных сейсмических исследований.

3.1. Куюмбинское месторождение (Восточная Сибирь, Красноярский край), общая площадь порядка 6 тыс. кв. км, продуктивные отложения рифейского возраста, коллектор трещинно-поровый. На рис.1-а представлен сейсмический временной разрез с совмещёнными данными МОГТ (чёрный оттенок) и СЛБО (цветной). Разведочная скв. К-219 была заложена в субвертикальную зону аномально высокой трещиноватости («геодинамический насос») и по завершению бурения из рифейских отложений был получен аномально высокий приток нефти, около 400 тонн в сутки. Отметим, что данная скважина была забурена в субвертикальную зону интенсивной трещиноватости после того, как предыдущая скв. К-217 была пробурена в другую аналогичную субвертикальную зону, где по завершению бурения в был получен максимальный дебит нефти, порядка 800 тонн в сутки.

При наличии высокой корреляционной зависимости (рис. 1-б) дебита от трещиноватости (в месте нахождения скважины) на ряде площадей карты индекса открытой трещиноватости были идентифицированы в карты прогнозируемого дебита (рис. 1-в). Это позволило увеличить шаг разведочного бурения, что, в свою очередь, сократило затраты на разведку и сроки сдачи месторождения в разработку.

3.2. Нефтяное месторождение Chahd (Egunet). Здесь работы СЛБО были выполнены по исходным материалам сейсморазведки CDP-3. Получено 3D-поле открытой трещиноватости на площади ~ 200 км² в интервале глубин от -500 до -6000 м. Для оценки влияния трещиноватости на продуктивность скважин по данному 3D-полю построены структурные срезы по целевым горизонтам, включая продуктивные формации Baharia (рис.2-а) и Apollonia (рис.2 -б), залегающих в интервале глубин 8000 – 12000 и 5550 – 7650 футов соответственно. Продуктив-

ные отложения Apollonia представлены низкопоровыми карбонатами, а Baharia – относительно высокопористыми песчаниками. Неравномерное нефтесодержание этих отложений отмечается по 3 скважинам для Apollonia и 14 – для Baharia. Для трассирования латеральных каналов флюидопотока в пласте-коллекторе были выделены мегатрещины по экстремальным точкам поля трещиноватости (рис.2, правая часть). Полученная система мегатрещин наглядно выделяет мини-блоковое строение осадочной толщи. В юго-западной части площади в формации Baharia выделяется локальная аномалия трещиноватости, которая соответствует срезу субвертикальной зоны трещиноватости с корнями глубже 6 км – ниже глубины куба. Данная зона является своеобразными «геодинамическими насосами» и выполняет вертикальную перекачку флюида и термодинамической энергии.

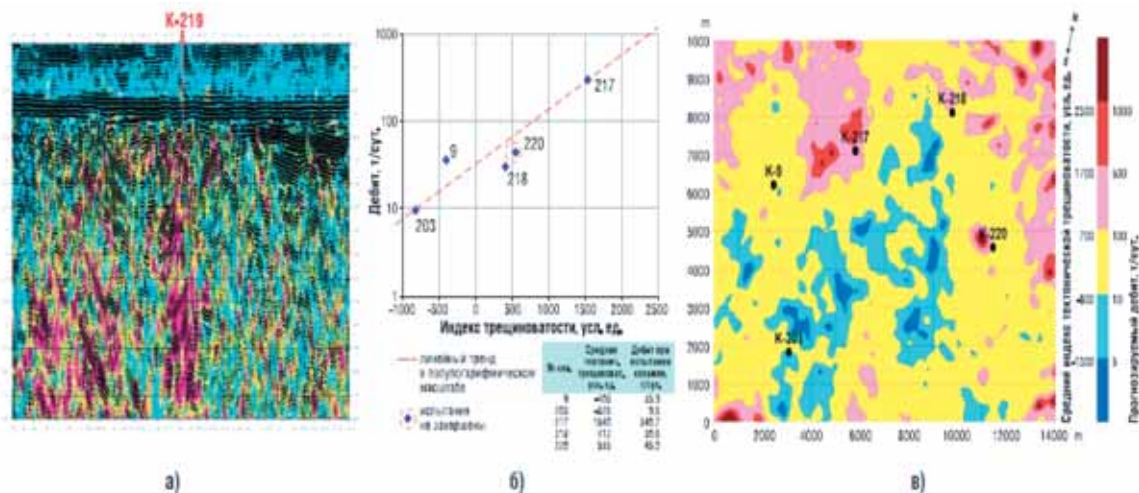


Рис. 1. Пример результатов комплексных сейсмических исследований на Куюмбинском месторождении: а) комплексный разрез по МОГТ и СЛБО, б) график корреляционной зависимости между дебитами скважин (при их испытании) и интенсивностью открытой трещиноватости; в) карта индекса трещиноватости и прогнозируемого притока нефти.

При сопоставлении дебитов скважин с интенсивностью трещиноватости песчаников Baharia наблюдается зависимость, близкая к обратной, что характерно для терригенного коллектора. Кроме того, отмечается изменение дебита скважин в зависимости от их расстояния до субвертикальной зоны, чем ближе, тем больше приток нефти, что доказывает значимое влияние «геодинамических насосов» на неоднородность и неравномерность насыщения пластов-коллекторов и подпитку ловушек нефтью и газом, а также энергией (давлением и теплом).

Для карбонатных отложений Apollonia в трёх испытанных скважинах, вскрывших продуктивную толщу на разных глубинных отметках, были получены разные притоки нефти: на нижней отметке отсутствовал, на верхней – незначительный и на средней – максимальный. Такое распределение притока нефти связано с тем, что первая скважина очевидно оказалась за контур залежи, вторая – в своде ловушки, но в зоне уплотнения (по данным трещиноватости), а третья попала в латеральный канал флюидопотока, сформированный магистральными трещинами.

Данный пример изучения трещиноватости в геологической среде на площади месторождения наглядно показал необходимость выделения субвертикальных (в осадочной толще) и латеральных (в продуктивных пластах) каналов УВ-потоков для оптимального размещения добывающих скважин с целью получения в них максимально возможных притоков нефти и газа. Кроме того, при размещении добывающих скважин, используя информацию о распределении трещиноватости в продуктивной толще, необходимо учитывать также тип коллектора: терригенный или карбонатный.

3.3. Нефтяное месторождение в штате Оклахома (США). Здесь обработка исходной сейсмической информации CDP-3D выполнена по алгоритмам бокового (СЛБО) и нормального (СЛОН) локационного обзора нижнего пространства на площади ~ 100 км² в интервале глубин от -2500 до -21500 футов. Получены кубы индекса открытой трещиноватости и нефтесодержания геологической среды. На рис.3 представлены фрагменты результатов комплексной обработки: (а) – вертикальный разрез куба совмещённой информацией (о трещиноватости и нефтесодержании), проходящий в широтном направлении через рекомендованную скв. RW-001 и горизонтальные срезы на глубине -10000 футов по кубу трещиноватости (б) и нефтесодержания (в). На вертикальном разрезе (рис.3-а) отчетливо проявляются разные источники генерации УВ. Так в западной и центральной частях нефтесодержание отмечается только в верхней части осадочной толщи, выше сланцевых отложений EagleFord, залегающих на глубине порядка 10 тыс. футов. А в восточной части разреза нефтесодержащие пласты наблюдаются с максимальной глубины до самых верхних пластов-коллекторов. Эта неоднородность нефтенасыщения обусловлена разными источниками генерации нефти. В первом случае насыщение толщи пластов-коллекторов шло от нефтематеринских сланцевых отложений EagleFord, а во втором – от глубинных источников, находящихся глубже 22 тыс. футов. Представленные фрагменты наглядно показывают возможность использования полученной информации для более полного освоения залежей нефти, существующих в исследуемом объёме геосреды. На основании полученных

результатов исследований СЛБО и СЛЮЭ были выбраны 19 точек бурения скважин, которые характеризуются повышенными значениями нефтенасыщения и проницаемости (за счёт большей трещиноватости) коллектора (рис. 3-б, и -в)

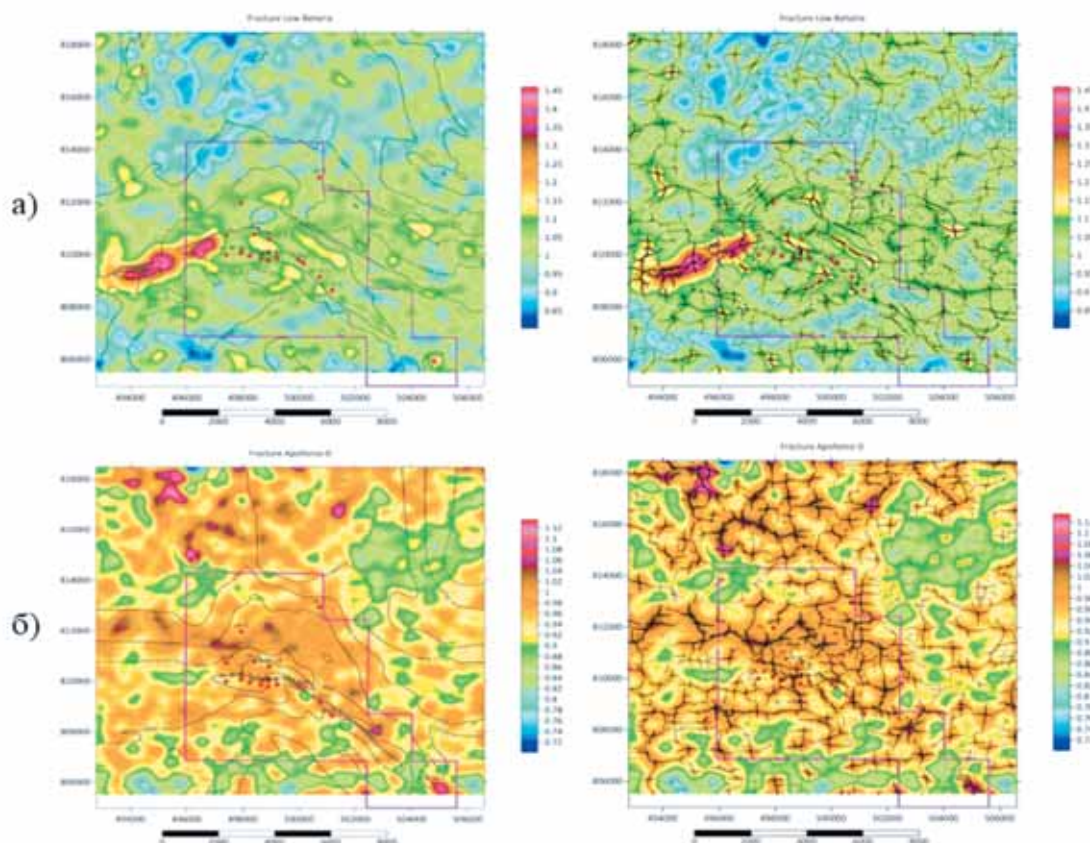


Рисунок 2. Структурные срезы по 3D-распределению трещиноватости, совмещённые со структурным планом (слева) и схемой магистральных трещин (справа), для Baharia (a) и Apollonia (б) формаций. Месторождение Chahd, Египет.

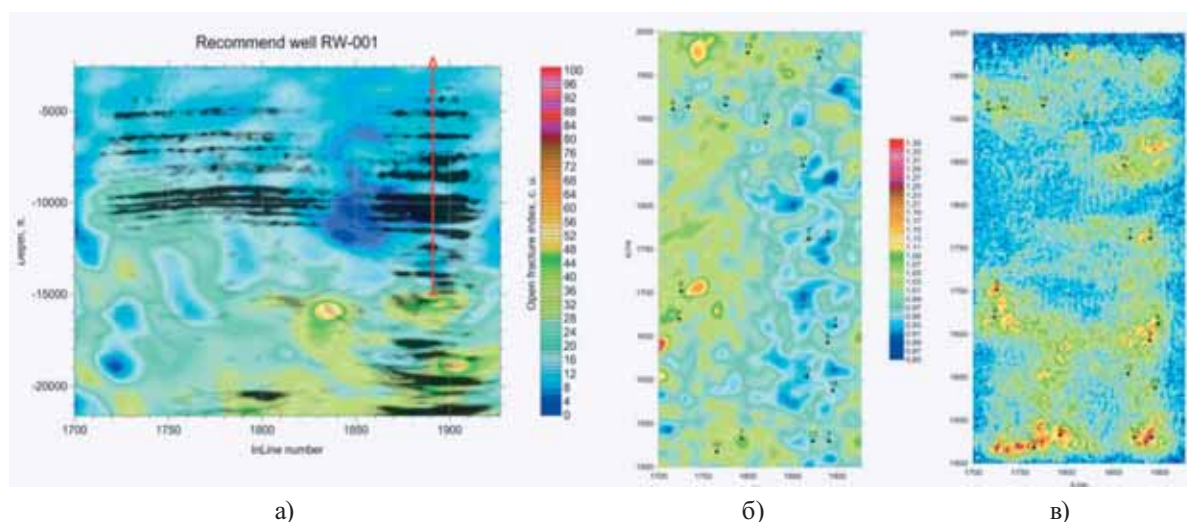


Рисунок 3. Результаты обработки исходных сейсмических материалов SDP-3D по алгоритмам нормального (СЛЮЭ) и бокового (СЛБО) локационного обзора: а) – вертикальный разрез по кубу комплексной информации о нефтесодержании (чёрно-белый фон) и трещиноватости (цветной фон); б) – горизонтальный разрез трещиноватости и в) – нефтесодержания на глубине – 10000 футов, отложения EagleFord. Месторождение сланцевой нефти в штате Оклахома, США.

Заключение

В заключение отметим, что комплексное использование информации о строении, трещиноватости и нефтесодержании геологической среды, которую получают от различных независимых источников информации – отражённым, рассеянным и эмиссионным сейсмическим волнам, позволяет существенно повысить достоверность результатов сейсмических исследований и решить широкий спектр задач при изучении структуры восполнения углеводородных ресурсов в геологической среде.

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА РАЗЛИЧНЫХ НАФТИДОВ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

М.В. Родкин^{1,2}

¹ Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия,

rodkin@mitp.ru. ² Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Россия)

Ранее [8, 11, 12] было показано, что микроэлементный (МЭ) состав углей, горючих и черных сланцев (считающихся верхнекоровыми образованиями) теснее коррелирует со средним химическим составом верхней континентальной коры, тогда как МЭ состав нефтей (за исключением молодых нефтей Камчатки) существенно теснее коррелирует с химическим составом нижней континентальной коры. Этот результат был интерпретирован как свидетельство в пользу модели [9, 10], согласно которой нефтегенез является существенно неравновесным термодинамическим процессом, при котором происходит проработка области нефтегенерации восходящими потоками флюидов, которые и выносят в верхние горизонты термодинамически неравновесные высокоэнергетические компоненты нефти. Этот поднимающийся флюидный поток несёт глубинную метку области своего заложения. В обычной сравнительно низкотемпературной континентальной коре реакции дегидратации приурочены к нижней коре. Следствием этого и является более тесная связь МЭ состава нефтей с химическим составом нижней, а не верхней континентальной коры. В сильно прогретой верхней коре вулканических районов Камчатки температуры выше, реакции дегидратации протекают выше, и восходящий флюидный поток несёт метку менее глубоких горизонтов земной коры. Такая интерпретация представляется вполне логичной. При этом, однако, оставался открытым вопрос, как различается в смысле характера корреляций МЭ состав различных нафтидов. Этот вопрос рассматривается в данном докладе.

Для анализа были использованы данные по МЭ составу различных нафтидов [1–7, 13, 14, 17, и др.]. Всего в расчетах так или иначе задействованы данные примерно 100 анализов. Статистически полнее представлены данные по нефтям, беднее по смолисто-асфальтеновой компоненте нефти, углеродистому веществу и природным битумам.

В данной работе рассчитывались и сравнивались по данным разных анализов и разных групп нафтидов величины коэффициентов корреляции концентраций МЭ (при расчетах использованы логарифмы концентраций, обоснование чего дано в [11]) со средним химическим составом верхней, средней и нижней континентальной коры (по [16]) и со средним химическим составом живого вещества [15]. Целью работы является выделение тенденций в изменении величин коэффициентов корреляции для разных групп нафтидов и каустодиолитов.

На рис. 1 а представлены результаты расчётов значений корреляций для однотипных анализов состава нефтей по данным разных авторов. Красными звёздочками даны коэффициенты корреляции для данного образца с составом нижней континентальной коры, зелёными звёздочками – со средней, и черными – с составом верхней континентальной коры. Как и ранее для других наборов данных [8, 11, 12], видно, что максимальная корреляция имеет место с составом нижней континентальной коры. На рис. 1 б представлены аналогичные данные для смолисто-асфальтеновой компоненты нефти. Результаты ожидаемо аналогичны, но величины корреляций, в среднем, несколько выше. Аналогичное соотношение для величин корреляции с составом верхней и нижней коры выполняется для продуктов деградации нефти – асфальтов и природных битумов, но в этом случае число анализов существенно меньше.

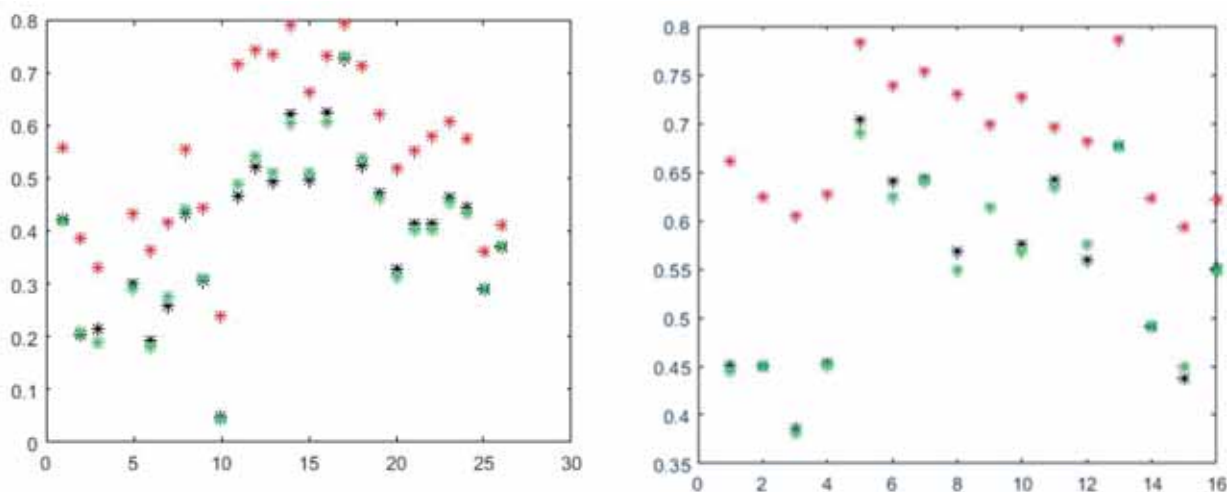


Рис. 1. Коэффициенты корреляций для логарифмов концентрации элементов для анализов нефти (а) и смолисто-асфальтеновых компонент нефти (б); красными звёздочками показаны коэффициенты корреляции для данного анализа с составом нижней континентальной коры, зелёными звёздочками – средней, и черными звездочками с составом верхней коры.

По оси х – номер анализа, по оси у – значения коэффициента корреляции.

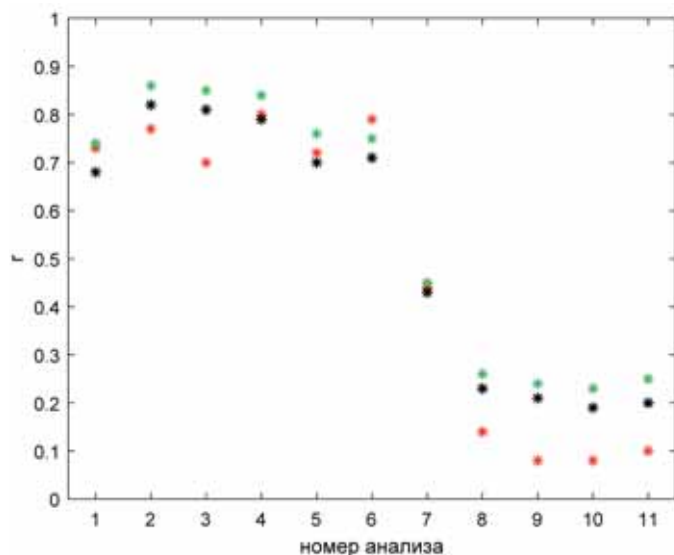


Рис. 2. Коэффициенты корреляций для логарифмов концентрации МЭ для углеродистого вещества. Обозначения как на рис. 1.

На рис. 2 представлены аналогичные данные для углеродистого вещества верхней коры. Несмотря на определённую нечёткость описания, можно полагать, что в основной своей части углеродистое вещество верхней коры отвечает рассеянному органическому веществу (РОВ) – предполагаемому источнику вещества для образования нефти. И в данном случае соотношение обратное – коэффициент корреляции с составом нижней коры меньше, чем с составом верхней и средней коры. В этом смысле МЭ состав углеродистого вещества аналогичен таким заведомо верхнекоревым образованиям как глины, угли, горючие и черные сланцы. Отсюда предварительно получаем, что не дошедшее до стадии активного нефтеобразования РОВ ожидаемо близко по составу МЭ к верхнекоревым образованиям, и что тесная связь с составом нижней коры возникает в нафтидах на стадии активного нефтеобразования, предположительно вследствие переработки осадочных пород восходящими потоками нижнекоревых флюидов. И эта особенность МЭ состава сохраняется и в продуктах деградации нефти (природных битумах, асфальтах, возможно керитах).

Близость углеродистого вещества к исходному биогенному веществу подкрепляется и большими значениями корреляции между МЭ составом углеродистого вещества и химическим составом биоты (за недостатком места данные не приводятся). Значения корреляции между МЭ составом углеродистого вещества с биотой существенно выше средних значений корреляции для нефтей и смолисто-асфальтеновых компонент нефти, битумов, асфальтов и аналогичны таковым для углей, горячих и черных сланцев.

Исходя из вышесказанного, можно ожидать, что разные пробы и разные виды нафтидов будут различаться степенью близости их МЭ состава к химическому составу биоты и степенью их переработки глубинным флюидным потоком, что может быть охарактеризована разницей коэффициента корреляции с верхней и нижней континентальной корой. В качестве корреляции с биотой резонно использовать максимальное значение из 4-х значений корреляции с разными видами биоты (водные растения, водные животные, наземные растения, наземные животные). Представим теперь данные разных анализов на графике в координатах – максимальная величина корреляции с биотой и разница коэффициентов корреляции с химическим составом верхней и нижней континентальной коры (рис. 3). Исходя из вышесказанного можно ожидать, что между двумя конечными членами: высокая корреляция с биотой и с составом верхней коры и невысокая корреляция с биотой с высокой корреляцией с составом нижней

коры образуется нечто напоминающее линию смешения.

На рис. 3 видно, что данные анализов по нефти (различные нефти и смолисто-асфальтеновая компонента нефти) описывают протяжённую область, когда рост коэффициента связи с биотой отвечает уменьшению корреляции с нижней корой. Эта регрессия представлена на рисунке малиновой пунктирной линией. Значения коэффициентов корреляции для углеродистого вещества верхней коры характеризуются значительным разбросом, но в целом соответствуют области высоких значений корреляции с химическим составом биоты и верхней континентальной коры.

На рис. 4 аналогичным образом представлены данные для значений коэффициентов корреляции для средних химических составов углей, глин, черных и горючих сланцев, природных

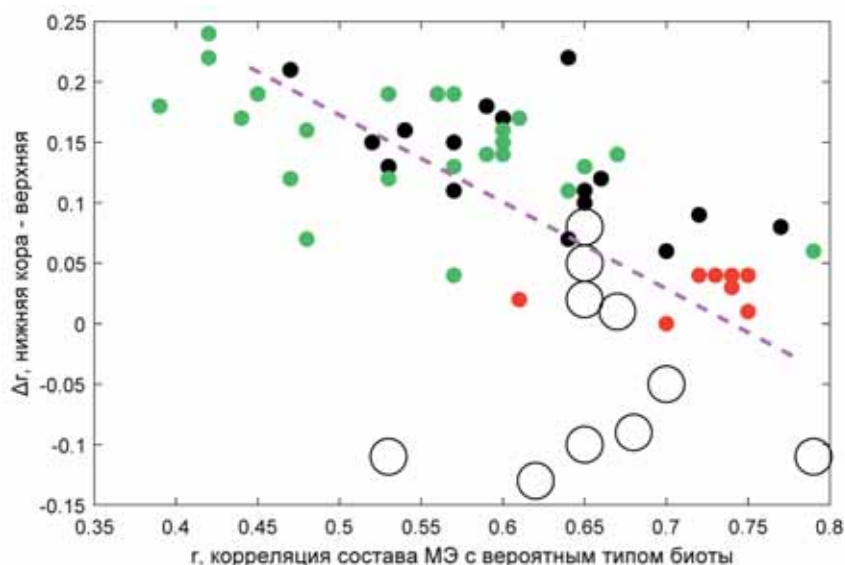


Рис. 3. Связь величины корреляции с химическим составом биоты и разницы коэффициентов корреляции для верхней и нижней коры. Углеродистое вещество – кружки, смолисто-асфальтеновая компонента нефти – черные точки, нефть – красные точки [7], нефть [1–6] – зелёные точки.

битумов, асфальтенов и смолисто-асфальтеновой компоненты нефти. Данные для нефти представлены средними значениями для основных НГБ России – Днепроовско-Донецкого, Тимано-Печорского, Волго-Уральского, Восточно-Сибирского и Западно-Сибирского (Шаимский район). На рисунке, при значительном разбросе, видна тенденция, аналогичная, как на рис. 3 – подобие линии смещения между крайними членами с высокой корреляцией с составом биоты и верхней континентальной коры и низкой корреляцией с составом биоты и высокой корреляцией с нижней корой.

Подведём некоторые итоги. Как по данным для отдельных групп анализов, так и для осреднённых данных по разным типам горных пород и нефтидов выявляется общая тенденция. При больших значениях коэффициента корреляции с составом биоты (более 65-70%) имеем более высокие корреляции с составом верхней континентальной коры, нежели нижней. В случае малых (35 – 50%) значений корреляции с составом биоты, имеем большую корреляцию с составом нижней континентальной коры. Между этими крайними членами наблюдается некоторое смещение. Типично верхнекоревые образования – угли, глины, сланцы и вещество РОВ формируют один конечный член. Продукты деградации нефти формируют второй конечный член. Сами нефти занимают область между этими двумя конечными членами.

Полученная зависимость согласуется с ранее предложенной моделью нефтегенеза, [9, 10, и др.], согласно которой массивированный нефтегенез реализуется при промывании содержащих РОВ осадочных толщ восходящим потоком свежемобилизованного низкоминерализованного водного флюида. Этот восходящий флюидный поток несёт химическую метку глубины своего образования в нижних горизонтах земной коры. Соответственно МЭ состав нефтидов оказывается – в значительной степени – смесью двух источников. Первый источник аналогичен по характеру корреляции МЭ глинам, углям, сланцам, РОВ; он характеризуется большими значениями корреляции с составом биоты и с химическим составом верхней континентальной коры. Второй источник отвечает МЭ составу восходящего флюидного потока. На рис. 3 и 4 мы видим линию смещения этих двух источников.

В плане будущих более детальных исследований заметим, что на рис. 2 (для углеродистого вещества верхней коры) и на рис. 1а (для нефтей) выделяется группа анализов с резко меньшими, чем в других случаях, коэффициентами корреляции с составом верхней, средней и нижней коры, при этом разница в величине корреляции с составом разных горизонтов коры сохраняется. Причина появления этой группы анализов не ясна.

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)». Рег. номер: АААА-А19-119013190038-2. Раздел IX: «Науки о Земле». ПФНИ № 132.

Литература

1. Вешев С.А., К.И. Степанов, Т.Н. Васильева. (2000) Определение широкого круга элементов-примесей в нефтяных объектах. Геохимия (10), 1132–1136.
2. Винокуров С.Ф., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Особенности распределения лантаноидов в смолисто-асфальтеновых фракциях – один из геохимических критериев источников микроэлементов в нефти // Геохимия. 2010. № 4. С. 377–389.
3. Готтих, Р.П., Б.И. Писоцкий К вопросу о формировании нефтематеринских толщ Георесурсы, 2006(4(21)): Р. 6–11.
4. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. (2008) Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней. ДАН 422(1). С. 88–92.
5. Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. (2009) Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти. Докл. РАН. 425(2). С. 223–227.

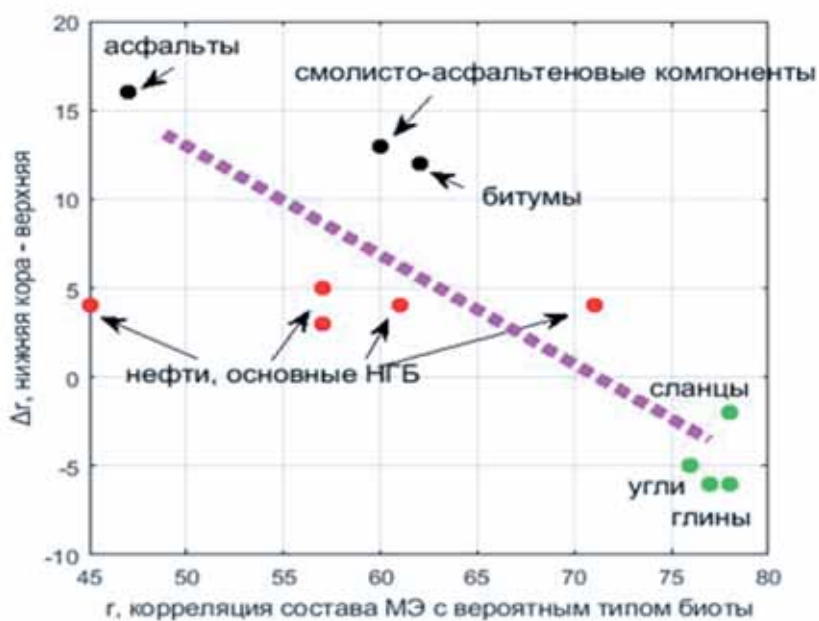


Рис. 4. Связь величины корреляции с химическим составом биоты и разницы коэффициентов корреляции с составом верхней и нижней коры для разных типов горных пород и нефтидов; нефти представлены результатами анализа среднего состава нефтей основных НГБ России.

6. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Элементы-примеси как индикаторы геодинамических обстановок нефтенакпления // Докл. РАН. 2010. Т. 433, № 4. С. 507–511.
7. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. № 1. С. 53–64.
8. Пуланова С.А., Родкин М.В. (2019). Сравнение вклада разнотерминных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов. Георесурсы, 21(3), с. 14–24. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.14-24>.
9. Родкин М.В. (2004) Происхождение нефти: старый спор – новые аргументы. Наука России. № 5. 29–33.
10. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразования как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными. Геология нефти и газа. 2015, 3, 63–68.
11. Родкин М.В., Рундквист Д.В., Пуланова С.А. К вопросу относительной роли нижнекоровых и верхнекоровых процессов в формировании микроэлементного состава нефтей // Геохимия. 2016. № 11. С. 1025–1031.
12. Родкин М.В., Пуланова С.А. (2019) Идеи Д.И. Менделеева и процессы нафтидогенеза. Природа. Изд-во РАН, 10, с. 14–21.
13. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. (2007) Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS). ДАН 414(3), 385–388.
14. Ясныгина, Т.А., и др., Определение редких земель и других металлов в байкальской нефти методом ИСП-МС: сопоставление с нефтями Сибири и Дальнего Востока России. Доклады Академии наук, 2006. 410(5): p. 672–675.
15. Bowen H.J. Trace elements in biochemistry. Acad. press. London and New York, 1966. 241 p.
16. Rudnick R.L., Gao S. The Composition of the Continental Crust. In: Holland, H.D. and Turekian, K.K., Eds., Treatise on Geochemistry, 2003. Vol. 3, The Crust, Elsevier-Pergamon, Oxford, 64. <http://dx.doi.org/10.1016/b0-08-043751-6/03016-4>
17. Szatmari, P., T.C.O. da Fonseca, and N.F. Miekeley, Mantle-like Trace Element Composition of Petroleum – Contributions from Serpentinizing Peridotites, in Tectonics, D. Closson, Editor. 2011, InTech. p. 331–358.

НОВАЯ ПАРАДИГМА ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

А.П. Шиловский

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, ashilovsky08@gmail.com

Вопрос выбора стратегии поиска и разведки углеводородного сырья для Татарстана, чей ВРП до 30% [1] формируется поступлениями от топливно-энергетического комплекса, является одним из важнейших для экономики республики. Опыт республики по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр [2] свидетельствует о планомерном эволюционном развитии в рамках существующих представлений о геологическом строении региона. Сначала был освоен каменноугольный комплекс, и, только затем, с выходом в терригенные отложения девона последовали открытия гигантского Ромашкинского и крупного Бавлинского месторождений. В дальнейшем с применением новых методических приемов поисков и разведки главным образом девонских терригенных отложений было выявлено почти 90% общего объема промышленных запасов нефти. Геологоразведочные работы на западе республики показали отсутствие промышленных скоплений нефти. Результаты бурения, выполненные в процессе разведки площадей на востоке Татарстана, позволили прийти к заключению, что возможности открытия значительных по запасам месторождений в девонских терригенных отложениях себя уже исчерпали. К настоящему времени основной прирост запасов нефти связывается с детальным изучением структурным бурением и сейсморазведкой нефтеносности отложений карбона, связанных в основном с рифогенными структурами Камско-Кинельской системы и доразведки эксплуатируемых месторождений, имеющей огромное значение для обеспечения воспроизводства запасов нефти в старых нефтедобывающих районах.

Ведется активная дискуссия по обоснованию глубинной (мантийной) подпитки месторождений углеводородов [3], имеющая своих сторонников и противников, однако, эта альтернатива не имеет прямых способов проверки, а косвенные доводы имеют массу слабых аргументов [4, 5]. Возможность добычи углеводородов из плотных коллекторов наталкивается на очень серьезный контраргумент, называемый себестоимостью продукции. Хотя, безусловно, как показала «сланцевая революция» в США необходимо вести работы по совершенствованию нефтегазовых технологий.

Таким образом, для нефтегазового комплекса Татарстана экономически целесообразным остается освоение нефтегазового потенциала отложений карбона и доразведка эксплуатируемых месторождений старых нефтедобывающих районов. Однако, эта парадигма не позволяет рассчитывать на крупные открытия, имеющие низкие показатели себестоимости продукции, важность которых еще раз наглядно продемонстрировали события на нефтяном рынке последних месяцев.

На основе многолетних исследований строения осадочного чехла Восточно-Европейской платформы [6], на востоке которой находится Татарстан, имеются веские основания утверждать, что осадочный покров этой территории имеет нормальное для древней платформы строение, покоящийся на пенепленезированном кристаллическом фундаменте, представленном гранитными сланцами архейского возраста. Особенностью осадочной толщи

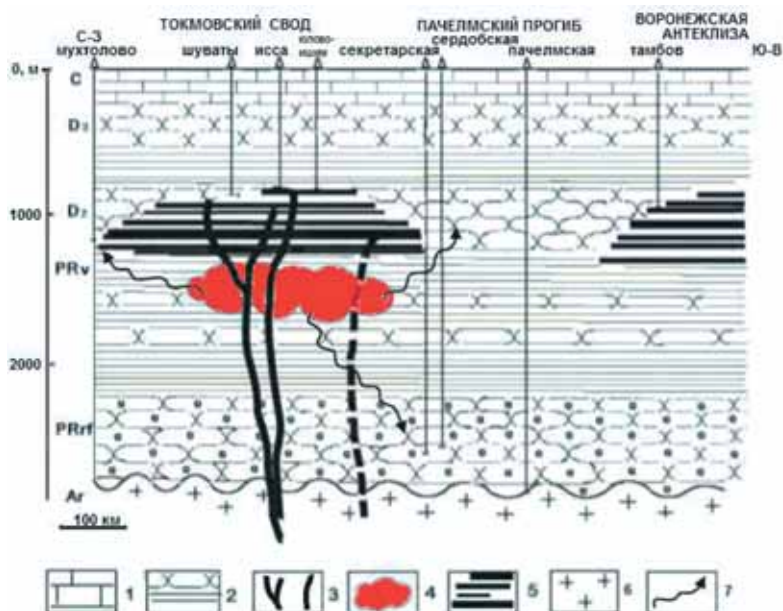


Рис. 1. Пример разреза осадочного чехла Московской осадочной бассейна: 1 – известняки; 2 – песчаники, алевролиты и глины; 3 – каналы поступления магматического вещества в траппы; 4 – возможная зона генерации углеводородов; 5 – траппы; 6 – гранитогнейсовый фундамент архейского возраста; 7 – пути миграции углеводородов.

этого региона является проявление траппового магматизма в вендское и нижнедевонское время. Это грандиозное явление проявилось в виде многочисленных так называемых сводов кристаллического фундамента Волго-Уральской антеклизы, Валдайской возвышенности в Московской синеклизе и других положительных структур в Мезенской синеклизе, разделенных как принято считать многочисленными авлакогенами. Однако последние правильнее считать нормально-построенными участками осадочной толщи, не затронутые трапповым магматизмом, а многочисленные своды – не что иное, как кристаллические породы трапповых формаций в средней части осадочного разреза (рис.1, 2). С точки зрения нефтегазовой геологии трапповый магматизм создал в средней части осадочного разреза Восточно-Европейской платформы региональные флюидоупоры, хорошо известные в разрезе осадочной толщи Восточносибирской платформы. Тем самым создав предпосылки для формирования ловушек углеводородов в подтрапповом терригенном комплексе. Этот факт, помимо слабой изученности территории, в значительной степени объясняет отсутствие открытий залежей углеводородов, при том, что имеются многочисленные признаки присутствия углеводородов в осадочной толще [6]. Необходимо отметить, что предшествующие исследования, проведенные согласно выбранной авлакогенной геологической модели были сосредоточены именно в промежутках между сводами (рис 1), осадочный разрез которых характеризуется слабыми изоляционными свойствами [7].

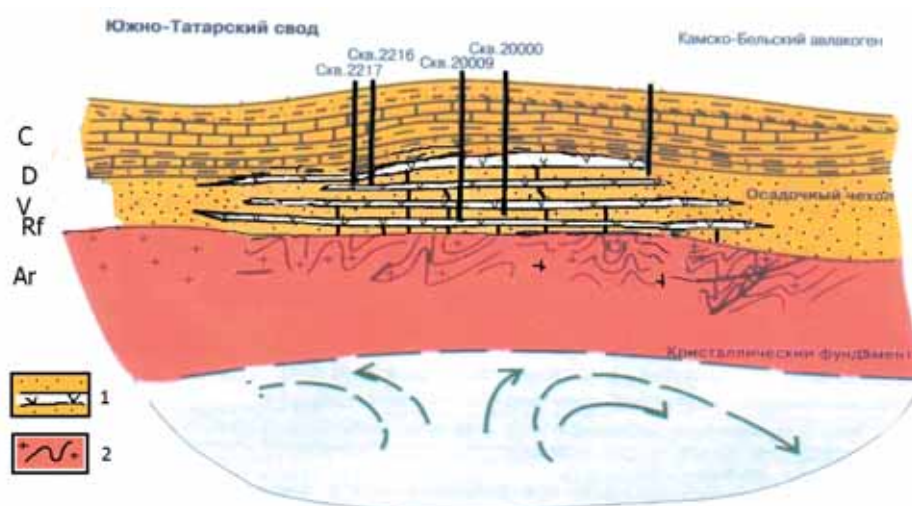


Рис. 2. Модель геологического строения Южно-Татарского свода: 1 – породы трапповых формаций; 2 – архейский кристаллический фундамент.

Возвращаясь к геологической модели строения территории Татарстана, необходимо еще раз повторить, что эта территория является восточным продолжением Восточно-Европейской платформы. Особенностью является лишь закономерное погружение архейского кристаллического фундамента до 5 км по мере приближения к Уральской складчатой системе. Пользуясь гидродинамической моделью Татарского свода [2], с учетом методов и выводов, полученных при исследовании Московского осадочного бассейна [8] построена модель геологического

строения Южно-Татарского свода (рис. 2). Необходимо подчеркнуть, что построенная модель полностью соответствует всем имеющимся геофизическим данным, петрофизическим определениям (полученным при строительстве параметрических скважин) и общепланетарным геотектоническим закономерностям.

Присутствие кристаллических пород трапповых формаций подтверждается результатами бурения скважин 20000 и 20009 [9], а слоистое залегание этих пород определяется природой траппового магматизма [10]. Порода трапповых формаций перемежаются терригенными отложениями рифейнижнедевонского возраста и имеют толщину до 3 км. Выявлены индикаторы присутствия углеводородов в интервалах между породами трапповых формаций [3, 5, 9]. Принципиальное сходство рисунков 1 и 2 еще раз подчеркивает генетическое сходство геологического строения недр Татарстана и Восточно-Европейской платформы.

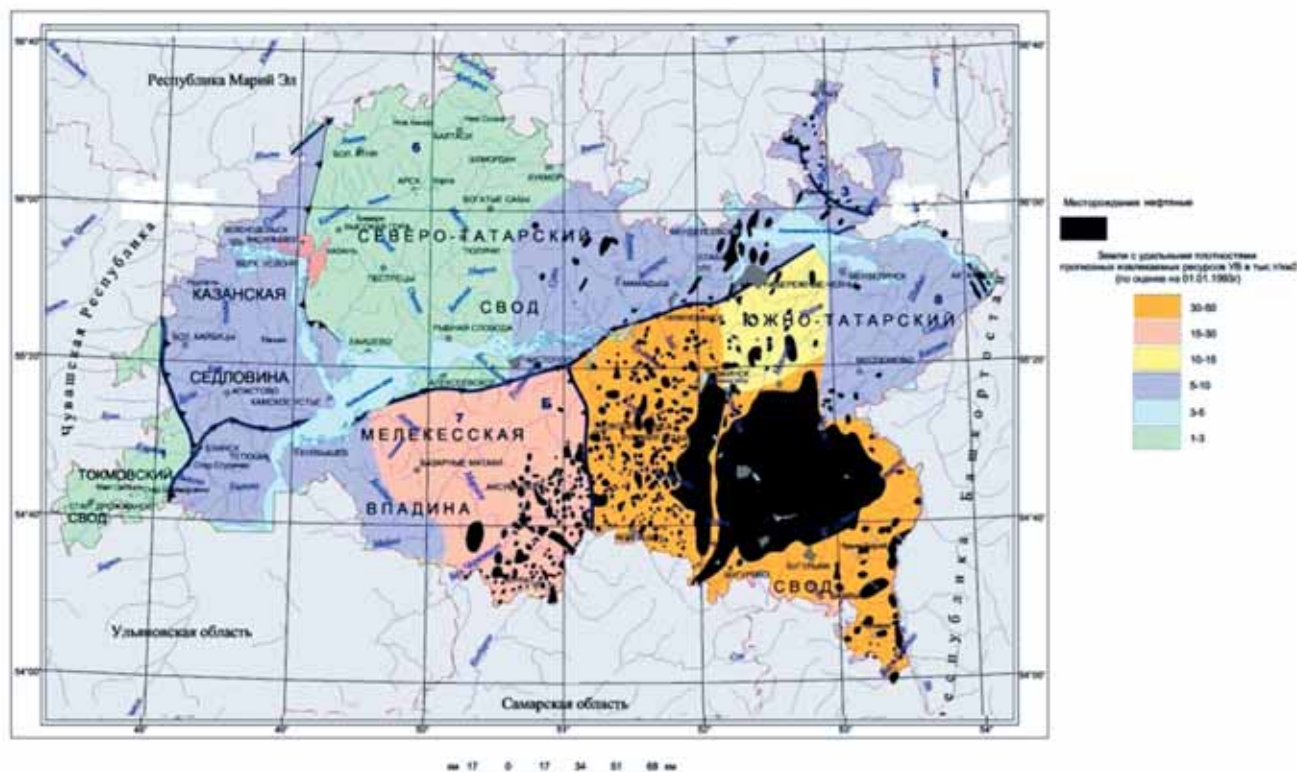


Рис. 3. Карта районирования перспектив нефтегазоносности территории Татарстана (построена на основе «Карта перспектив нефтегазоносности и направлений региональных геологоразведочных работ до 2010 года на территорию Волго-Уральской и Прикаспийской нефтегазоносных провинций». Саратов, 2003г.)

На фоне интереса к поиску стратегии восполнения нефтегазовых ресурсов в недрах Татарстана, так как существующая парадигма освоения нефтегазового потенциала отложений карбона и доразведка эксплуатируемых месторождений старых нефтедобывающих районов резко сужает горизонт развития нефтегазовой отрасли. Направление, ориентированное на подток углеводородов из мантийных горизонтов является достаточно призрачным [3, 4] и, что главное, практически не проверяемым. Освоение ресурсов ТРИЗ безусловно заслуживает внимание с точки зрения развития нефтегазовых технологий, однако, определяющим фактором будет являться себестоимость получаемого углеводородного сырья. Геологическая модель строения осадочной толщи, содержащей породы трапповых формаций венд нижнедевонского возраста, базируясь на анализе достаточно представительного фактического материала [6], может быть легко проверена с начала магнитотеллурическими методами электроразведки и грави- магниторазведкой с последующим опискованием емкостных и продуктивных свойств терригенных отложений в интервалах между кристаллическими породами трапповых формаций методиками, подробно описанными в патентах [11, 12]. Тем самым эта модель геологического строения недр, может лечь в основу новой парадигмы восполнения нефтегазовых ресурсов Татарстана.

Выводы:

1. Новая парадигма поисков и разведки углеводородных ресурсов ни в коем случае не отрицает, а дополняет существующее направление на освоение нефтегазового потенциала отложений карбона и доразведку эксплуатируемых месторождений старых нефтедобывающих районов. При этом открывает возможность освоения нефтегазового потенциала терригенных отложений общей толщиной до 3 км на площади почти 35 000 км² (общая площадь Татарского и Токмовского сводов в пределах Татарстана) (рис.3).
2. Освоение нефтегазового потенциала в терригенных отложениях рифейнижнедевонского возраста позволит сохранить себестоимость углеводородного сырья на низком уровне.

Литература

1. Об итогах деятельности Министерства экономики Республики Татарстан за 2019 год и задачах на 2020 год и на период до 2024 года// https://mert.tatarstan.ru/rus/file/pub/pub_2226386.pd
2. Р.Х. Муслимов Из опыта Республики Татарстан по рациональному освоению углеводородных ресурсов недр// Недропользование XXI, 2020, №2, с.68-79.
3. Р.Х. Муслимов, В.А. Трофимов, И.Н. Плотникова, Р.Р. Ибатуллин, Е.Ю. Горюнов Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений// Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019, с.83-86.
4. Р.З. Мухамедшин О «фактах возобновляемости» запасов УВ на разрабатываемых месторождениях нефти и газа// Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019, с.242-245.
5. Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, А.Ф. Яртимев, Т.И. Тарасова, Н.А. Бадуртдинова, Д.В. Аношин Будут ли зоны деструкции кристаллического фундамента потенциальным источником нетрадиционных запасов УВ// Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019, с.288-294.
6. Шиловская Т.И., Шиловский А.П. Неразведанные запасы углеводородов на Восточно-Европейской платформе//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 9, 2010, с.11-18.
7. В.П. Гаврилов, П.И. Дворецкий., В.П. Дунаев. и др. Геология и нефтегазоносность Московской и Мезенской синеклиз. М. «Недра», 2000, с. 144.
8. А.П. Шиловский Связан ли углеводородный потенциал Татарстана с «кристаллическим фундаментом»?// Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной научно-практической конференции – Казань: Изд-во «Ихлас», 2019, с.127-129.
9. И.Н. Плотникова Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. С.-Петербург: Недр, 2004. С.171
10. А.П. Шиловский Траппы на Восточно-Европейской платформе// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 8, 2009, с.11-13.
11. Патент РФ №2486550. Способ поиска залежей углеводородов в осадочной толще// Шиловский А.П., Шиловская Т.И.; заявитель и патентообладатель Институт проблем нефти и газа РАН. – 2012100026; заявл. 10.01.12; опубл. 27.06.13.
12. Патент РФ № 2549842.. Способ картирования каналов поступления магматического вещества в траппы// Шиловский А.П.; заявитель и патентообладатель Институт проблем нефти и газа РАН. – 2013154677; заявл. 10.12.13; опубл. 02.04.15.

СОВРЕМЕННОЕ ВОСПОЛНЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ – АТРИБУТ ВЕЧНОГО ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Б.Р. Кусов

АО «Чечenneфтехимпром», г. Грозный

Месторождение любого полезного ископаемого есть частное проявление многофакторного и вечного процесса формирования земной коры, в течение которого всякое месторождение проходит полный жизненный цикл – формируется, существует в течение некоторого времени и разрушается. Месторождения нефти и газа не являются исключением, они отличаются от других месторождений всего лишь более короткой продолжительностью жизни по причине высокой мобильности жидких и газообразных углеводородов в тектонически активной земной коре. Об этом говорят многие хорошо известные факты из различных областей геологии, в том числе и высокая нефтепоисковая эффективность газовой съемки по почвенному слою и снежному покрову, когда над месторождениями нефти в снежном покрове, который держится всего несколько месяцев, обнаруживаются метан и его гомологи в количествах до 20 раз превышающих фоновые значения, и четко проявляются контуры залежей. Характер изменений концентраций газов внутри аномалий и величины самих аномалий указывают на то, что УВ газы мигрируют в снег путем диффузии, а не эффузии [2].

Факты совместного нахождения в пустотном пространстве различных горных пород жидких УВ и твердых битумов также указывают, с одной стороны, на недолговечность месторождений жидких и газообразных УВ, а с другой стороны – на периодическое поступление их в земную кору из мантии. Например, абсолютный возраст асфальтита в парагенезисе с загустевшей нефтью из зон трещиноватости в архейском кристаллическом фундаменте Балтийского щита составляет всего 30 – 40 тыс. лет, а в верхнепротерозойских породах Тимано-Печерской провинции обнаружен последовательный во времени дискретный ряд минерализации: графит – антракосолиты – кериты – асфальтиты – асфальты – нефти, сопровождаемый газопроявлениями [4]. Очевидно, что, во-первых, углеводороды в коллектор поступали многократно, и, во-вторых, жидкие и газообразные углеводороды более ранних поступлений превратились в асфальты, асфальтиты, кериты, антракосолиты, графит и даже в алмаз, как например,

в Якутии на р. Эбелях, где нефтенасыщенные кембрийские карбонатные породы, подверглись гидротермальному воздействию [7] и в Казахстане в песчаниках зерендинской серии Кумдыкольского месторождения алмазов на Кокчетавском массиве [8, 9].

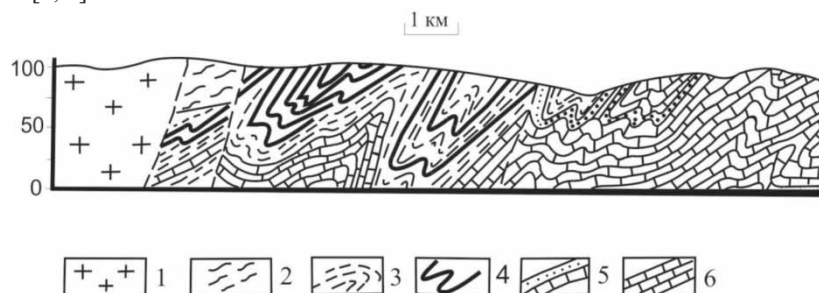


Рис. 1. Схематический разрез (фрагмент) Союзного графитового месторождения (по А.М.Жирнову, 1977). Условные обозначения: 1 – граниты; 2 – гнейсы; 3 – графитистые сланцы с прослоями амфиболитов и жил ноздреватого лимонитизированного кварца; 4 – графитовые толщи; 5 – окварцованные известняки; 6 – известняки.

Особенности строения Союзного графитового месторождения на Амуре (рис. 1) и пространственное соотношение графита и вмещающих пород однозначно указывают на то, что графит в нижнепротерозойские осадочные отложения попал в жидкой среде [3]. Содержание графита в породах составляет 8 – 20 %, что, в среднем, соответствует пористости терригенных отложений.

Остановимся еще на одном широко известном факте, который неуклонно приводит нас к выводу, имеющему принципиальное значение в геологии нефти и газа в целом и в прогнозно-поисковом процессе в частности. Это – неизменное сопровождение месторождений углеводородов положительными тепловыми аномалиями в перекрывающих отложениях вплоть до дневной поверхности. По 403 определениям величины теплового потока над нефтяными и газоконденсатными месторождениями различных континентов выявлено, что для нефтяных месторождений среднее значение теплового потока составляет 1,09 мкккал/см² сек, для газоконденсатных – 1,16 [5]. Геотермические исследования в акватории Северного Сахалина также показали соответствие тепловых аномалий месторождениям нефти, которые были выявлены в последующем [1].

Тепловые аномалии от залежей нефти и газа проявляются и по термограммам в разрезах скважин, причем величина аномалий иногда доходит до 4 °С. На рисунке 2 видно, что в однородных по литологии и теплофизическим свойствам разрезах, как в карбонатных (рис. 2-а, 2-в), так и в терригенных (рис. 2-б), тепловые аномалии появляются только в интервале нефтенасыщенных пород. Более того, там, где стандартные виды ГИС для расчленения разреза и выделения коллекторов малоэффективны (рис. 2-б), там залежь проявляется на термограмме четкой положительной аномалией.

Однако известно, что в природе никакая аномалия без постоянного источника существовать долго не может. Четкая прямая корреляция гидрохимических аномалий и температуры в продуктивных толщах Припятского прогиба и в других регионах с современной тектонической активностью ближайших глубинных разломов – тому подтверждение. Расчеты показывают, что тепловые аномалии в недрах без постоянного источника могут существовать не более 5 – 10 тыс. лет [6].

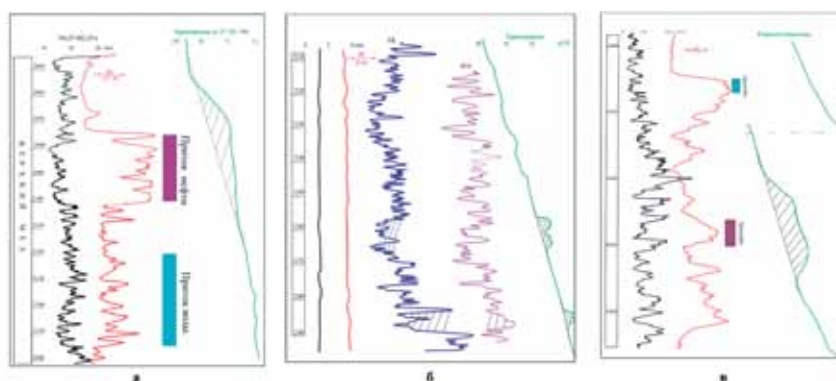


Рис. 2. Тепловые аномалии в однородных по литологии и теплофизическим свойствам разрезах скважин.

Условные обозначения: а – скважина № 27 Заманкульского месторождения; б – скважина № 17 Хаян-Корт (характеристика верхнемайкопских отложений); в – скважина 78, Заманкул (характеристика валанжинских отложений).

Из приведенных фактов вытекают следующие выводы:

1. Поступление жидких и газообразных углеводородов из мантии в верхние слои земной коры имеет глобальный в пространстве и времени характер и проявляется в моменты тектонической активности каждого региона.

2. Месторождения нефти и газа, разрабатываемые в настоящее время, независимо от возраста вмещающих пород сформировались не ранее 10 – 20 тыс. лет. Углеводороды более раннего поступления в зависимости от конкретных геологических условий частью превратились в твердые битумы вплоть до чистого графита и алмаза, а частично рассеялись вплоть до выхода в атмосферу.

3. Жидкие и газообразные углеводороды, являясь своеобразным глубинным высокотемпературным интрузивом в верхних слоях земной коры, создают в окружающей геологической среде положительные тепловые аномалии, которые в сочетании с наземной газовой съемкой однозначно определяют участки недр, содержащие залежи нефти и газа. А в разрезах скважин нефтегазосодержащие пласты однозначно выделяются по термограммам независимо от состава вмещающих пород.

Литература

1. Вахтеров Г.П. Геотермическая разведка акваторий заливов Северного Сахалина // Геология нефти и газа. 1988. № 3. С. 54–58.
2. Вышемирский В.С. Газообразные гомологи метана и олефины у поверхности земли в связи со скоплением углеводородов. Вышемирский В.С., Пастух П. И., Фомин А. Н., Шугуров В. Ф. // Геология и геофизика, 1992, № 2, стр. 3-7.
3. Жирнов А.М. Региональный прогноз золотых и золото-урановых объектов на юге Буреинского кратона // Отечественная геология, 1997, № 2, стр.23-31.
4. Кочетков О.С. Проблемы нефтегазоносности байкальского фундамента Тимано-Печерской провинции. Кочетков О.С., Грунис Е.Б., Анищенко Л.А., Анисиевич Л.Н. // Геология нефти и газа, 1999, № 7-8, стр.25-36.
5. Макаренко Ф.А., Сергиенко С.И. Глубинный тепловой поток в локальных нефтегазоносных структурах континентов // Изв. АН СССР, серия геологическая, 1974, № 1, стр.70-77.
6. Петров А.И. Геодинамическая модель резервуара с кремнисто-глинистым коллектором (на примере баженовской свиты Салымского нефтяного месторождения Западной Сибири). Петров А. И., Шеин В. С. // Геология нефти и газа, 1999, № 9-10, стр. 7 – 14.
7. Черкасов Г.Н., Сержантова Е.А. Структурный контроль в распределении проявлений россыпных алмазов в поле Сибирского кратона и алгоритм поиска их коренных источников. // Геология алмазов – настоящее и будущее (геологи к 50-летию юбилею г. Мирный и алмазодобывающей промышленности России). – Воронеж: Воронежский государственный университет, 2005, стр. 200–214.
8. Шацкий В.С. Некоторые аспекты метаморфической эволюции ультравысокобарических известково-силикатных пород Кокчетавского массива. Шацкий В. С., Рагозин А. Л., Соболев Н. В. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 1, стр. 105–118.
9. Шацкий В.С. Поведение несовместимых элементов в процессе ультравысокобарического метаморфизма (на примере пород Кокчетавского массива) Шацкий В. С., Ситникова Е. С., Козьменко О. А., Палесский С. В., Николаева И. В., Заячковский А. А. // Геология и геофизика, 2006, т. 47, № 4, стр. 485 – 498.

КАНАЛЫ МИГРАЦИИ КОРОВО-МАНТИЙНЫХ ФЛЮИДОВ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА МТЗ, ГСЗ И ПЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЗОНАХ НИЗКИХ ПЛОТНОСТЕЙ

В.А. Корчин, М.В. Кравчук

*Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, пр. Акад. Палладина, 32, г. Киев, 03142, Украина
myroslava.kravchuk@ukr.net*

Расширяя возможности петрофизического термобарического моделирования (ПТБМ) [1], в основу которого положены данные о геолого-тектоническом строении и геофизическая информация исследуемой площади, а также результаты изучения петрофизических параметров горных пород при высоких давлениях (Р) и температурах (Т), актуальной задачей является построение региональных петроэлектрических моделей участков земной коры с зонами низких скоростей (ЗНС) на основании сопоставления материалов глубинных геоэлектрических исследований (МТЗ) с данными экспериментального изучения электрических параметров горных пород различной флюидонасыщенности при высоких РТ-параметрах. Для этого построены региональные петроэлектрические модели участков земной коры различной проводимости с зонами разуплотнения включая области с аномально низким удельным электросопротивлением.

Рассматривая материалы комплексного изучения геофизическими методами отдельных геологических объектов, было обращено внимание на строение и положение аномальных зон по данным ГСЗ и МТЗ (например, зоны низких скоростей (ЗНС) [-3] и коровых зон высокой проводимости [4-6]. В докембрийских структурах обычно выделены три типа коры, различающихся по геофизическим характеристикам [6]. Тип I – скорости сейсмических волн возрастают с глубиной, среднее удельное сопротивление высокое (10^3 - 10^4 Ом·м) и с глубиной существенно не изменяется. Тип II – сейсмические скорости возрастают с глубиной, а затем они снижаются в интервале глубин 5 – 35 км; на глубинах от 10 км и более появляются горизонты повышенной электропроводности (рис. 1), удельное

сопротивление в нижней коре умеренное (100-300 Ом·м). Тип III – участки инверсии сейсмических скоростей отмечены в интервале глубин 15 – 35 км; электропроводящие слои с низким удельным сопротивлением (10-50 Ом·м) залегают на глубинах от 20 км и более.

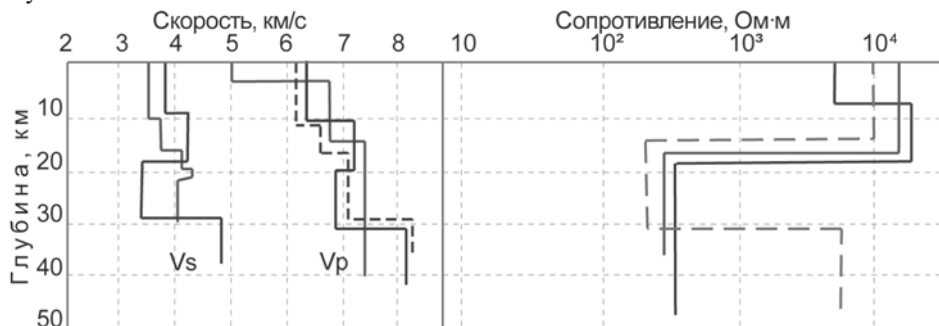


Рис. 1. Изменение с глубиной сейсмических скоростей и удельного электрического сопротивления в земной коре некоторых докембрийских структур [6].

Для петроэлектрического термобарического моделирования использовались обстоятельные данные лабораторных исследований при высоких термобарических параметрах электрических свойств горных пород отобранных из обнажений, где обнаружены обширные ЗНС [1], для которых был выполнен анализ основных факторов, влияющих на изменения электрических характеристик исследованных образований с глубиной – это минеральный состав, температура, флюидонасыщенность (влажность и минерализация) [4, 5, 7, 8].

Влияние влажности. Средние значения удельного электрического сопротивления (ρ , Ом·м) некоторых пород центральной части Украинского щита при различном насыщении водой представлены в таблице.

Породы	Сухие, ρ , Ом·м	Воздушносухие, ρ , Ом·м	Водонасыщенные, ρ , Ом·м
Граниты	$4,9 \cdot 10^{10}$	$2,1 \cdot 10^7$	$9,2 \cdot 10^4$
Плагииграниты	$3,5 \cdot 10^9$	$5,2 \cdot 10^7$	$3,6 \cdot 10^5$
Гнейсы	$6,9 \cdot 10^9$	$1,6 \cdot 10^7$	$5,9 \cdot 10^4$
Диориты	$3,6 \cdot 10^9$	$8,4 \cdot 10^6$	$9,4 \cdot 10^4$
Эндербиты	$1,8 \cdot 10^9$	$1,0 \cdot 10^7$	$2,1 \cdot 10^5$

Наиболее высокоомными в сухом и воздушно-сухом состоянии являются граниты. Наименьшими величинами электрического сопротивления характеризуются габбро-нориты и пироксениты. Промежуточное положение между ними занимают чарнокиты и мигматиты. Насыщение образцов дистиллированной водой уменьшает этот параметр на 4 – 5 порядков и снижает их дифференциацию по ρ .

Влияние температуры и давления. Зависимости усредненных значений логарифма электрического сопротивления некоторых исследованных образований в сухом состоянии от температуры (до 600°C) представлены на рис.2,А. По сравнению с влиянием температуры влияние давления на электрические свойства незначительно. Увеличение квазигидростатического давления до 2,0 ГПа в зависимости от влажности вызывает слабое уменьшение электрического сопротивления. В подавляющем числе случаев уменьшение ρ наблюдается в начальном интервале давлений до 0,8–1,0 ГПа и с большим градиентом по сравнению с областью более высокого давления. Воздушно-сухим образцам присуще большее уменьшение ρ под воздействием квазигидростатического давления по отношению к сухим.

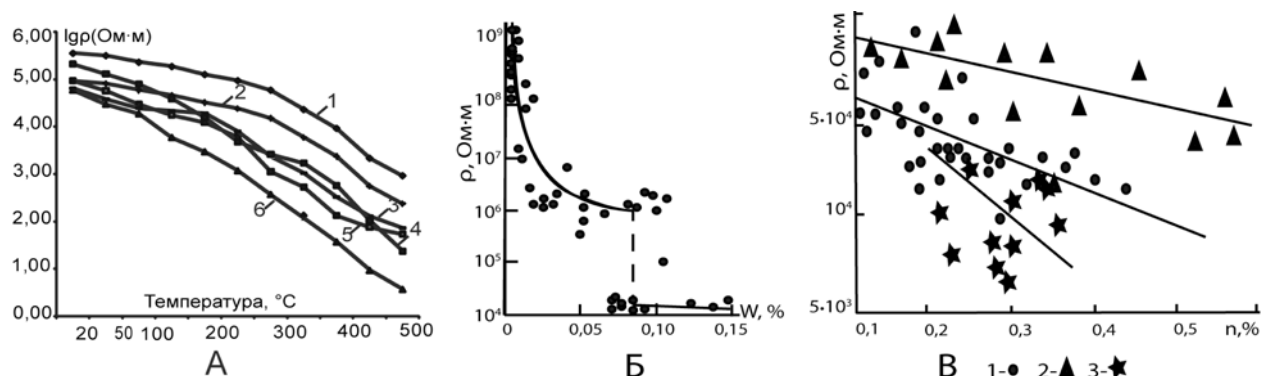


Рис. 2. А – Зависимости $\lg(\rho)=f(T)$ исследованных пород в сухом состоянии (постоянный ток): 1- плагииграниты, 2- граниты, 3- мигматиты, 4- эндербиты, 5- диориты, 6- гнейсовые комплексы. Б – Влияние степени влагонасыщенности на изменения электрического сопротивления плагиигранитов; В – Зависимость электрического сопротивления водонасыщенных пород от их пористости (1-гранодиориты, 2-плагииграниты, 3-милониты) по данным [7].

Влияние минерализации и пористости. До влажности $W=0,07$ (весовых процентов) уменьшение ρ происходит по степенной функции (пример на рис. 2, Б), от 0,07 до 0,1% ρ резко уменьшается примерно на 1,7 порядка (на постоянном токе). Пористость (n) исследованных образований изменяется от 0,1 до 0,6%, что уменьшает электро-сопротивление на 1,5 – 2 порядка. Между n и ρ – обратно пропорциональная связь. На рис. 2, В показаны зависимости электрического сопротивления от пористости влагонасыщенных пород. Между электрическими и упругими свойствами исследованных образований существует обратная корреляционная зависимость, которая объясняется не столько особенностями природы взаимосвязи этих характеристик с минеральным составом, сколько их дефектно-структурными характеристиками и состоянием межзерновых границ породообразующих минералов [3, 7]. На основе анализа информации по скважинам Центрального блока УЩ выделяется четыре зоны с различной минерализацией (М) [7, 9]: 1 зона – от дневной поверхности до 500 м (активной циркуляции) М изменяется от 0,4 до 7,2 г/л; 2 – от 500 до 1000 м (повышенной циркуляции) – от 7,0 до 33,2 г/л; 3 – 1000 – 1500 м (интервал слабой циркуляции) – от 27,1 до 69,0 г/л; ниже 1500 м – 98,0...142,0 г/л. По экспериментальным данным с возрастанием М уменьшение ρ происходит с неодинаковой интенсивностью: до 5,0 г/л сопротивление понижается с наибольшим градиентом от 0,5 до 1,5 порядка, от 50,0 до 200,0 г/л уменьшается на 0,5 – 0,6 порядка, при концентрации NaCl свыше 200 г/л – ρ практически не изменяется. Удельное электрическое сопротивление растворов солей с различной концентрацией (NaCl, г/л) следующее: дистиллят – $25 \cdot 10^4$ Ом м, 0,01 г/л – 400...600 Ом м, 1 г/л – 5...6 Ом м, 10 г/л – 0,6...0,7 Ом м, 100 г/л – 0,07...0,1 Ом м.

Сейсмoeлектрическая петрофизическая модель ЗНС. На рис. 3 представлено сопоставление графиков изменения скоростей по данным ГСЗ с экспериментальными термобарическими исследованиями (А) и модельное построение (Г) распределения логарифма электрического сопротивления с глубиной для вещественного разреза с учетом изменения пористости в соответствующих породах с глубиной (Рис. 3, Б) [3, 5,10].

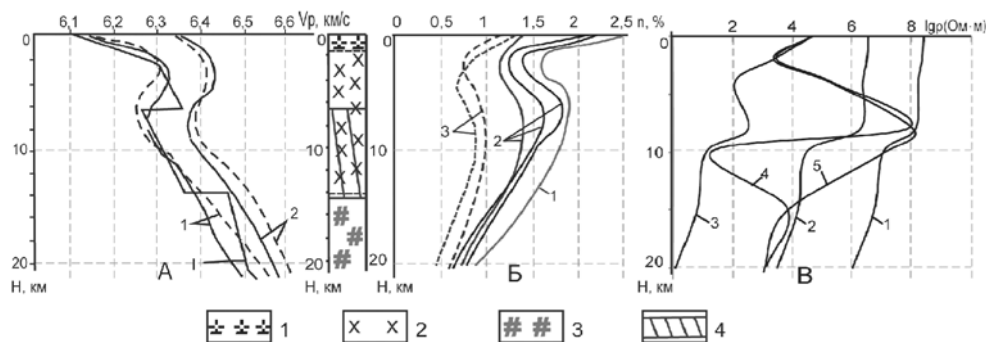


Рис. 3. А – сопоставление графика изменения $V_p=f(H)$ по данным ГСЗ (ломаная линия, I) с $V_p=f(PT)=f(H)$ для пород и вещественная колонка по ПТБМ. Б – изменение пористости пород с глубиной. В – зависимости $\lg \rho = f(H)$ по материалам термобарических исследований пород различного водонасыщения и минерализации: кривые 1- 5 смотри текст. 1 – плагиограниты, 2 – диориты, 3 – эндербиты, 4 – термобарическая (ЗНС).

Кривая 1 на рис. 3, В – отражает поведение ρ с глубиной для пород в абсолютно сухом состоянии, кривая 2 показывает пересчет на глубину электросопротивления пород с минимальным количеством влаги (воздушно-сухие), для построения кривой 3 было учтено влияние минерализации флюида (в модельных экспериментах – NaCl) для соответствующих глубин. Кривая 4 строилась с предположением частичного заполнения зоны разуплотнения (от 0.1-0.3%) флюидом – диэлектриком (различными газами, углеводородами), поэтому предполагается, что верхней части зоны электрическое сопротивление будет велико (согласно эксперименту близкое сухим породам), нижняя часть зоны обогащена флюидами, подобно породам соответствующих кр.3. На кривой 5 моделируется ситуация полного заполнения порового пространства пород ЗНС (0,5-1,5%) флюидами. В естественных условиях можно предполагать, что на глубине могут существовать все из проиллюстрированных обстановок в том или ином виде в зависимости от интенсивности и состава флюидопотоков, температур и РТ-особенностей образования коровых зон разуплотнения. Как видно, из материалов, представленных на рис.3, следует, что изменение электрического сопротивления с глубиной в зависимости от состояния пород и флюидов может, как и сейсмические скорости регистрировать зоны разуплотнения в земной коре термодинамической природы.

Совершенствуя методику комплексного петрофизического моделирования с привлечением материалов по упругим, плотностным и петроэлектрическим свойствам пород на различных глубинах, существенно уточняются структуры, природа аномалий геофизических полей литосферы. На рис.4 представляем магнитотеллурические данные для Тибетского плато на юго-западе Китая, которые отображают две зоны с высокой электропроводностью на глубине с 15-20 км [9]. Приведен пример положения зоны высокой электропроводности (желто-оранжевое поля, наложенное на зоны разуплотнения земной коры – штрихованные участки). Авторы объясняют наличие этих аномалий повышенной флюидонасыщенностью и флюидодинамикой в зоне разуплотнения земной коры.

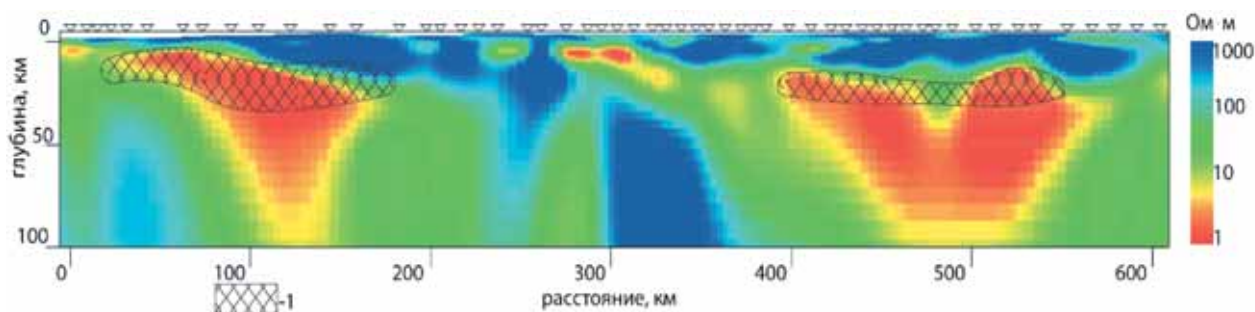


Рис. 4. Модель МТЗ линии EHS3D-3, пересекающей зону активных тектонических событий в Юшу по данным [9] с уточнениями авторов (1- зоны термобарического разуплотнения земной коры термодинамической природы [1, 2])

Эти данные подтверждают гипотезу о том, что обнаружены области высокой электропроводности под зонами разуплотнения (ЗНС), которые могут быть рассмотрены как каналы дегазации, движения мантийных флюидов к зонам локализации их в ЗНС [1,2]. Термобарические зоны низких сейсмических скоростей (область пониженных упругих параметров пород, их плотности и повышенной пористости) являются спусковым механизмом интенсивных релаксационных процессов в земной коре в виде образования разломов различной направленности и обширных ЗНС [1,2] заполненных флюидами (в том числе УВ). Как следствие эти аномальные области хорошо регистрируются МТЗ [1, 5, 6, 9, 10]. Зона низких скоростей является геологически активной областью коры за счет миграции глубинных флюидов и других форм массопереноса газообразных и жидких сред, дифференциации глубинных растворов, образуя отдельные аномальные геофизические области и локализации полезных ископаемых. Как правило, зоны повышенной проводимости локализуются преимущественно на глубинах 10-25 км и имеют своеобразную пространственную конфигурацию. Принимая во внимание физические условия на этих глубинах (расчетные температуры здесь порядка 300 – 450 °С), можно предположить, что высокая проводимость таких зон обусловлена повышенной флюидонасыщенностью пор и трещин. Температуры здесь не достигают необходимых значений для частичного плавления пород даже в присутствии воды (T менее 600°С), в таких зонах тектонические напряжения перераспределяются за счет деформационных эффектов, концентрируясь в краевых частях разуплотненных зон увеличивая объем ЗНС и более глубинных каналов дегазации. Следовательно, высокая электропроводность пород указывает на пути миграции мантийных флюидов (возможно обогащенных УВ) с глубин более 100 км (рис. 4, 5). Аналогичная ситуация наблюдается не только в активно-тектонических регионах, но и на древних щитах [11] (рис. 5), где также просматривается связь коровых зон разуплотнения с зонами повышенной проводимости, указывающих пути миграции мантийных флюидов к резервуарам, в земной коре, регистрируемых ГСЗ в виде ЗНС. На основе этого, по материалам исследования электрических свойств горных пород при высоких давлениях и температурах, определены изменения их электрического сопротивления с глубиной на участках сейсмического профиля с зонами разуплотнения минерального вещества (ЗНС), уточнена природа участков высокой электропроводности. Эти зоны выделяемые по скоростям упругих волн четко регистрируются электрическими параметрам, значительно расширяя информацию о глубинном строении региона, регистрируя, так называемые «трубы дегазации» на глубинах более ста километров.

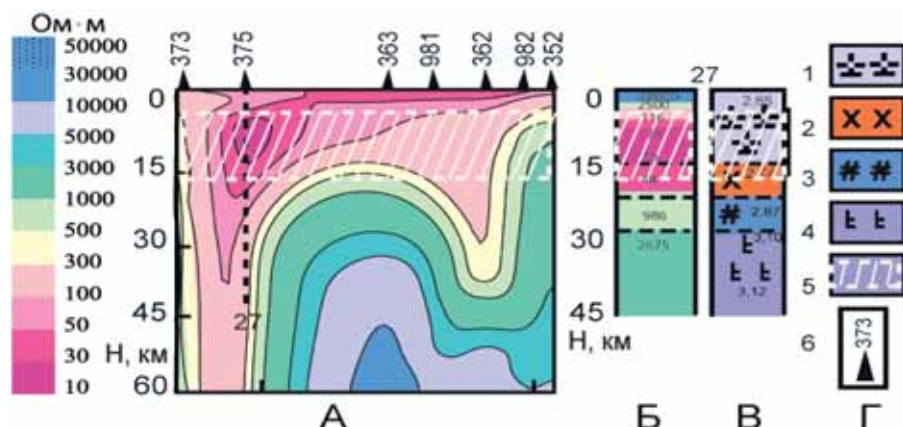


Рис. 5. А – Фрагмент линии профиля МТЗ-6 Ингульского мегаблока УЩ [10]. Петроэлектрическая (Б) и вещественная (В) колонки (по данным ПТБМ) в точке пересечения МТЗ профиля с VIII геотраверсом ГСЗ (колонки по ПТБМ 27) [1]. Г: 1 – плагиограниты, 2 – диориты, 3 – эндебиты, 4 – основные гранулиты, 5 – зоны низких скоростей, 6 – пункт МТЗ.

Литература

1. Корчин В.А., Буртный П.А., Коболев В.П. Термобарическое петрофизическое моделирование в петрофизике. Киев: Наукова думка, 2013. 312 с.
2. Корчин В.А. Коровые зоны низких скоростей – перспективные горизонты локализаций УВ. Электронный журнал. Глубинная нефть ISSN 2306-3114. 1, № 8., 2013
3. Корчин В.А. Термобарическое моделирование аномалий повышенной пористости породах земной коры – горизонтов возможной миграции и локализации глубинных УВ. Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014. 2, № 9. С. 1434-1448.
4. Шепель С.И., Кравчук М.В., Глубинные изменения электрических параметров кристаллических пород и природа аномалий электропроводности в земной коре, Геофизический журнал. 2007. Т. 29. №3. С. 67-77.
5. Корчин В.А., Кравчук М.В. Петроэлектрическая модель ЗНС в земной коре. «Физико-химические и петрофизические исследования в науках о Земле». Москва, 23-25, Борок, 27 сентября 2019г. Материалы XX конференции. ISBN 978-5-88918-056-2. Москва: ИГЕМ РАН, 2019. С. 144-147.
6. Jones A.G. On a type classification of lower crustal layers under Precambrian regions, J. geophysics. 1981. Vol. 49. P.226-233.
7. Лебедев Т.С., Шепель С.И. Влияние водонасыщенности и пористости на электрические свойства пород, вскрытых Криворожской сверхглубокой скважиной (Украина). Геофизический журнал. 1996. Т. 18. № 1. С. 62-72.
8. Шепель С.И. Природа аномалий электропроводности в земной коре // Доклады АН Украины. – 1993. – №3. – С. 117-119.
9. Denghai Bai, Martyn J. and all Crustal deformation of the eastern Tibetan plateau revealed by magnetotelluric imaging, Nature Geoscience, volume 3, pages 358–362 (2010)
10. Николаев И.Ю., Шеремет Е.М., Бурахович Т.К., Кривдик С.Г., Калашник А.А., Николаев Ю.И., Сетая Л.Д., Агаркова Н.Г. Ингульский мегаблок УЩ (глубинная геоэлектрическая модель и полезные ископаемые), Донецк: «Ноулидж», 2014. – 180 с.

АРКТИЧЕСКАЯ ГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ РЕСУРСНО-ГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев, Ю.А. Антипова

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, MLOBusev@gmail.com

Введение. Газовые ресурсы Арктического севера Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (НГМП) в 21 веке приобретают важное государственное значение и становятся важнейшим направлением реализации стратегических инициатив Российской Федерации в сфере развития топливно-энергетического комплекса.

Данная территория по юрским и меловым отложениям является северным продолжением и составной частью Западно-Сибирской НГМП и ограничена линией Полярного круга. В административном отношении относится к частям Ямало-Ненецкого и Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономных округов и северо-западной части Красноярского края.

Понимание того, что территория за Полярным кругом Западной Сибири (рис. 1) представляет собой Арктическую газоносную провинцию пришло не сразу. Ведь на территории провинции наряду с газовыми месторождениями находится большое число нефтяных залежей, в том числе с крупными и уникальными запасами.

В результате северная часть Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (НГМП) в программных документах по освоению нефтегазовых ресурсов региона, наряду с газом, нефти отводится одно из ведущих стратегических направлений деятельности предприятий. Между тем северная территория НГМП отличается от других ее регионов Западной Сибири преимущественной и исключительной газоносностью, что подтверждается ресурсно-геологическими и генетическими предпосылками. Ниже приводятся ресурсно-геологические показатели газоносной провинции.

Ресурсно-геологические показатели. Исключительная и преимущественная газоносность Арктического региона Западной Сибири установлена по нижеследующим геолого-ресурсным показателям:

1) По количеству супергигантов в числе 10 месторождений: среди крупнейших в мире – 4 супергиганта (рис. 2, слева), среди крупнейших в Российской Федерации – 7 супергигантов (рис. 2, справа) и среди крупнейших в российском секторе Арктики – 9 супергигантов (рис. 3) [1].



Рис. 1. Схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции.

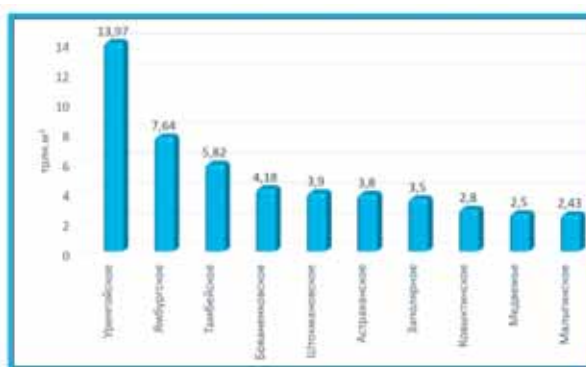
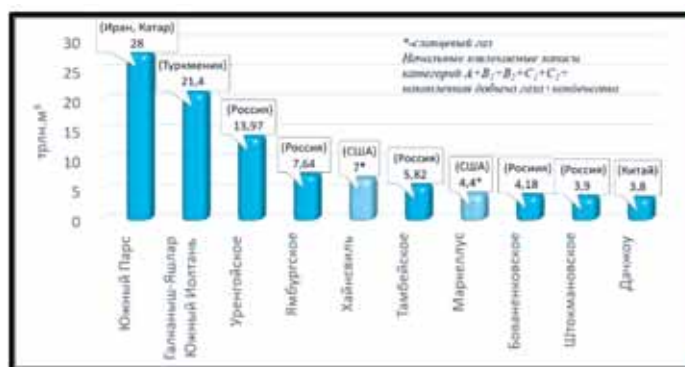


Рис. 2. Крупнейшие в мире (слева) и России (справа) газовые месторождения.

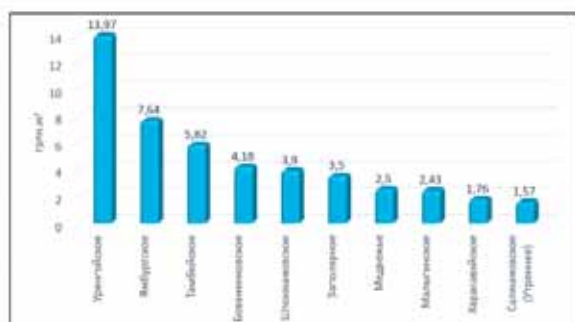


Рис. 3. Крупнейшие газовые и газоконденсатные месторождения Арктического сектора России (суша+море).

российских. Сконцентрированные здесь газовые ресурсы в количестве 13 месторождений-супергигантов (запасы более 1 трлн м³) являются единственным в своем роде сосредоточением таких месторождений в одном регионе или части его (рис 4, 5);

2) По общему количеству газовых супергигантов (запасы свыше 1 трлн м³) и месторождений с уникальными запасами (от 300 млрд м³ до 1 трлн м³) газа (всего 24 месторождения) (рис. 4, 5);

3) По количеству газовых супергигантов и месторождений с уникальных запасами (рис. 5) в разных частях региона: в северной зоне (С) (Север или «Ямальская концентрация») содержится семь супергигантов и пять уникальных по запасам газа месторождений; в южной части (Ю или «Уренгойская концентрация») содержится шесть супергигантов и 12 уникальных по запасам газа месторождений; в регионе В (восток, включая Енисей-Хатангский региональный прогиб) такие месторождения отсутствуют;

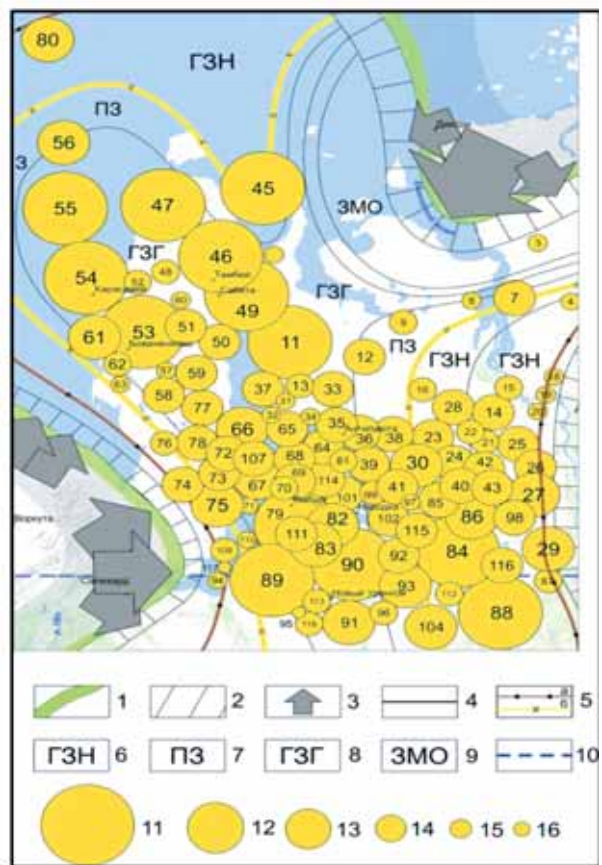
4) По изменению фазового состава залежей в пользу газа с юга (Полярный круг) на север (рис. 5). Условный «Уренгойский рубеж»¹, повторяющий линию Полярного круга, служит границей резкого уменьшения толщины баженовской свиты и ее аналогов в Арктической зоне. Рубеж 2 («Антипаютинский рубеж») отражают резкое сокращение нефтяных оторочек в нефтегазовых залежах (0,4% доли запасов нефти от суммарных запасов УВ или зона исключительной газоносности), тогда как между рубежами 1 и 2 эта же доля нефти составляет 4,8% (зона преимущественной газоносности); предложенные «рубежи» находят свое отражение на сейсмической записи, особенно Уренгойский рубеж по резкому сокращению толщины в северном направлении главной нефтематеринской толщи кремнисто-карбонатно-аргиллитовых пород баженовской свиты и ее аналогов (рис. 5);

5) По отсутствию нефтяных супергигантов в пределах заполярного региона; все залежи с нефтью – нефтегазовые с нефтяной оторочкой;

6) По соотношению начальных запасов газа и нефти в Арктическом регионе: запасы газа – более 60 трлн м³ – превышают запасы нефти (4,725 млрд т) в 16 раз! (табл. 1);

Рис. 4. Пространственное размещение газовых и газоконденсатных месторождений (размер круга соответствует количеству запасов газа) в юрско-меловых отложениях Арктического региона Западно-Сибирской НГМП.

1 – граница Западно-Сибирской НГМП; 2 – прибортовая зона многолетней мерзлоты; 3 – направления и степень влияния геодинамических напряжений со стороны Северо-Уральской и Таймырской складчатых систем; 4 – граница и область установленной нефтегазоносности; 5 – внешние границы: 5 – ГЗН (а) и ГЗГ(б); 6 – ГЗН – главная зона нефтеобразования; 7 – ГЗГ – главная зона газообразования; 8 – ПЗ – переходная зона; 9 – ЗМО – зона метанообразования; 10 – линия Полярного круга; месторождения с суммарными начальными запасами газа + конденсата на 01.01.2019 г.; 11 – супергиганты (запасы свыше 1 трлн м³); 12 – уникальные (от 300 млрд м³ – 1 трлн м³); 13 – крупные (30 – 300 млрд. м³); 14 средние (5–30 млрд м³); мелкие (1 – 5 млрд м³); очень мелкие (<1 млрд м³); номера месторождений: 3 – Хабейское, 4 – Озерное, 5 – Пайяхское, 6 – Северо-Пайяхское, 7 – Байкаловское, 8 – Дерябинское, 9 – Ладертойское, 10 – Штормовое, 11 – Утреннее, 12 – Гыданское, 13 – Солетское с Ханавским, 14 – Ушаковское, 15 – Казанцевское, 16 – Нанаянское, 17 – Турковское, 18 – Малохетское, 19 – Нижнехетское, 20 – Семеновское, 21 – Зимнее, 22 – Мессояхское, 23 – Северо-Соленинское, 24 – Южно-Соленинское, 25 – Сузукское, 26 – Ванкурское, 27 – Лодочное, 28 – Пеляткинское, 29 – Тагульское, 30 – Восточно-Мессояхское, 31 – Трехбугорное, 32 – Восточно-Бугорное, 33 – Минховское, 34 – Восточно-Минховское, 35 – Тота-Ясинское, 36 – Антипаютинское, 37 – Находкинское, 42 – Хальмерпаютинское, 43 – Хальмерпаютинское, 44 – Горчинское, 45 – Северо-Обское, 46 – Тамбейское, 47 – Малыгинское, 48 – Сядорское, 49 – Южно-Тамбейское, 50 – Западно-Саяхинское, 51 – Верхнетиутейское, 52 – Северо-Бованенковское, 53 – Бованенковское, 54 – Харасавэйское, 55 – Ленинградское, 56 – Русановское, 57 – Нерсалинское, 58 – Нейтинское, 59 – Арктическое, 60 – Восточно-Бованенковское, 61 – Крузерштерновское, 62 – Южно-Крузерштерновское, 63 – Байдарацкое, 64 – Семаковское, 65 – Чугорьяхинское, 66 – Северо-Каменномыское, 67 – Каменномыское-море, 68 – Северо-Парусовое, 69 – Парусовое, 70 – Южно-Парусовое, 71 – Обское, 72 – Хамбатеиское, 73 – Ростовцевское, 74 – Мало-Ямальское, 75 – Новопортовское, 76 – Усть-Юрубейское, 77 – Средне-Ямальское, 78 – Нурминское, 79 – Ямбургское, 80 – Победа, 81 – Перекатное, 82 – Северо-Уренгойское, 83 – Песцовое, 84 – Запальное, 85 – Тазовское, 86 – Русское, 87 – Мангазейское, 88 – Южно-Русское, 89 – Медвежье, 90 – Уренгойское, 91 – Юбилейное, 92 – Самбургское, 93 – Восточно-Уренгойское, 94 – Лензитское, 95 – Восточно-Медвежье, 96 – Восточно-Юбилейное, 97 – Западно-Заполярное, 98 – Русско-Реченское, 99 – Солекаптское, 100 – Ереямское, 101 – Юрхаровское, 102 – Северо-Пуровское, 103 – Северо-Часельское, 104 – Береговое, 105 – Ево-Якинское, 106 – Непонятное, 107 – Каменномыское, 108 – Тасийское;



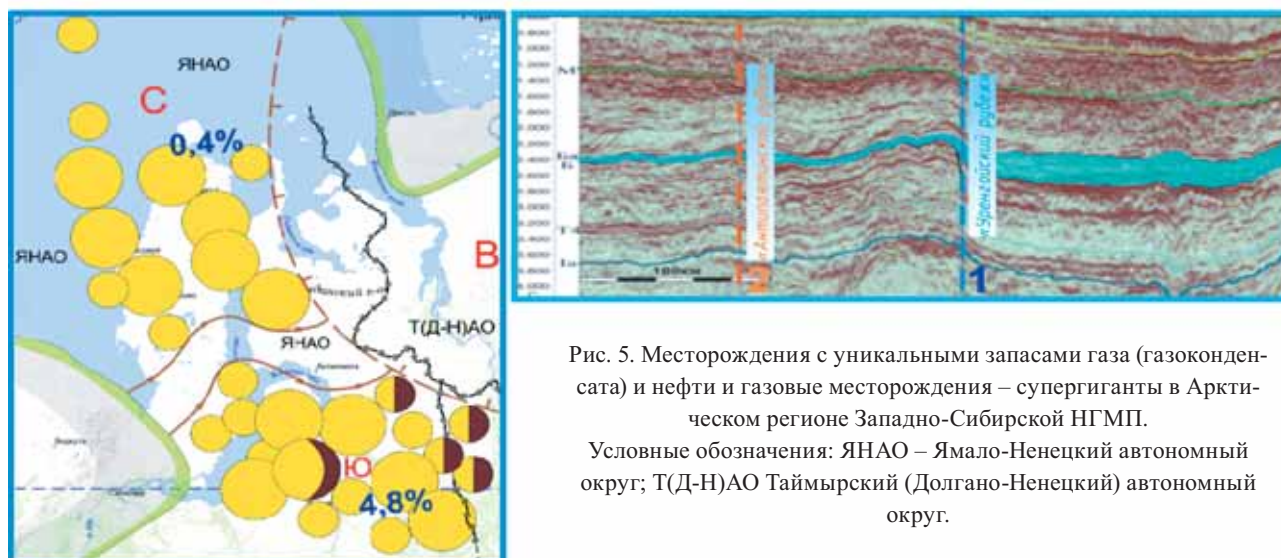


Рис. 5. Месторождения с уникальными запасами газа (газоконденсата) и нефти и газовые месторождения – супергиганты в Арктическом регионе Западно-Сибирской НГМП.

Условные обозначения: ЯНАО – Ямало-Ненецкий автономный округ; Т(Д-Н)АО Таймырский (Долгано-Ненецкий) автономный округ.

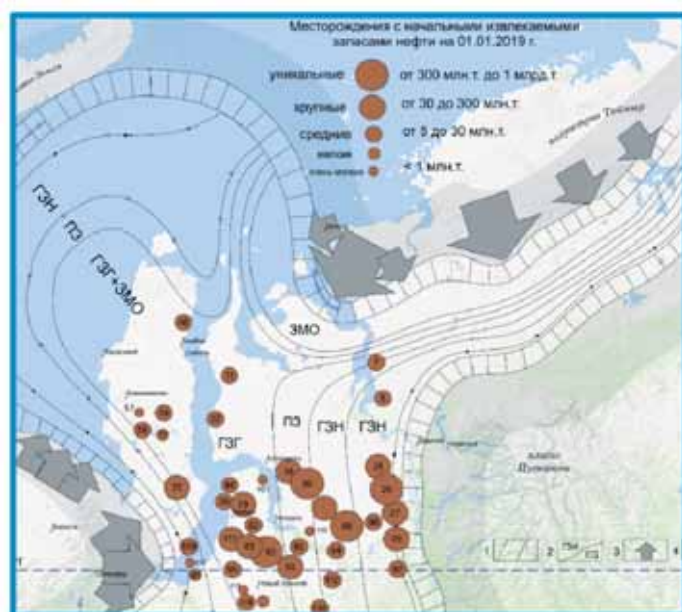


Рис. 6. Пространственное размещение нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений, где числятся запасы нефти (размер круга соответствует извлекаемым запасам нефти) в юрско-меловых отложениях Арктического региона Западной Сибири: 1 – многолетняя мерзлота; 2 – главная зона нефтеобразования и переходная зона; 3 – направления и степень влияния тектонодинамических напряжений со стороны Северо-Уральской и Таймырской складчатых систем; 4 – месторождения с начальными извлекаемыми запасами нефти на 01.01.2019.

Таблица 1

Начальные извлекаемые запасы газа (свободный+растворенный)и нефти Арктического региона (тонн условного топлива)

Запасы	Газ	Нефть	% газа от суммы УВ
всего	60169779	3 725 082	94,2
К2	25947651	868 290	96,8
К1	28163524	2 680 717	91,3
Л	6006884	176 075	98,2

7) По подавляющему преимуществу разведанных и остаточных начальных запасов газа по отношению к нефти по основным продуктивным комплексам пород юрско-меловых отложений. В верхнемеловых отложениях газа 96,8%, нефти 3,2%, по нижнемеловым отложениям 91,3% и 8,7%, по юрским отложениям 98,2% и 1,8% (табл. 1);

8) По факту сложившейся инфраструктуры газодобычи и ориентированной на газ промышленности; по подавляющему превосходству добычи газа над нефтедобычей в Заполярье (добыча в регионе в 2019 г. составляет: газ с конденсатом – 631,6 млрд м³, нефть – 34,5 млн т), к 2019 г. уже извлечено более 11 трлн м³ природного газа (18% от начальных суммарных ресурсов) [1].

9) По сверхуникальной концентрации газа в пределах одного месторождения: Уренгойское месторождение с начальными разведанными запасами 13,98 трлн м³ – крупнейшее в России и 3-е место в мире по величине запасов (рис. 2. 3); запасы газа одного Уренгойского месторождения в три раза превышают суммарные запасы нефти всего Арктического региона, Ямбургского – в два раза, запасы Бованенковского, Тайбейского существенно превышают, а запасы Заполярного месторождения равны запасам нефти всего Арктического региона;

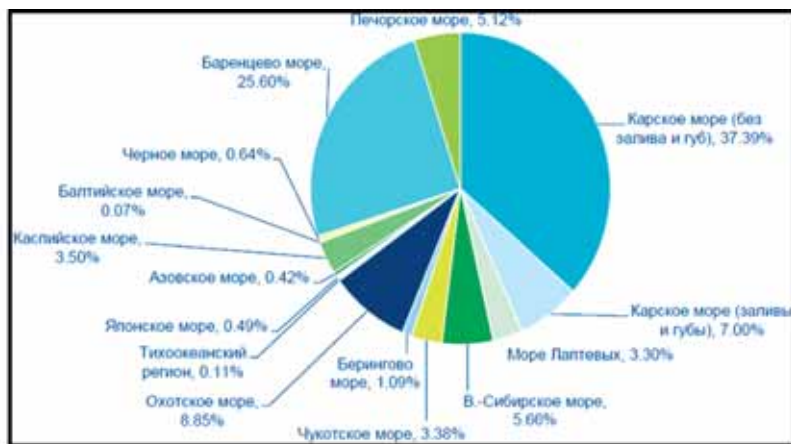


Рис. 7. Начальные суммарные ресурсы УВ в недрах морей России (А.Э. Конторович и другие).

10) По уникальному количеству запасов в акватории Карского моря, его заливов и губ (более 45% от запасов по всем морям России) (рис. 7). Всего в пределах Карского моря, заливов и губ на 01.01.2020 открыто 10 месторождений с запасами газа 4,3 трлн м³. Только на месторождении Победа выявлена одна залежь сверхлегкой нефти (плотность менее 0,8 г/см³) в юрских отложениях с запасами 130 млн т, что составляет 2,9% от суммарных запасов углеводородного сырья в акватории Карского моря.

Приведенные признаки исключительной газоносности стали базовой основой выделения газоносной провинции в пределах Арктического региона Западной Сибири. В дальнейшем рассмотрение Арктической газоносной провинции предусматривает описание генетических показателей преимущественной газоносности недр региона путем детального изучения условий формирования и пространственного размещения газовых и газоконденсатных месторождений в заполярной области Западной Сибири.

Литература

1. Скоробогатов В.А.. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы//Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2014. № 3 (19). С. 8-26.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ УСПЕШНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПР И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ТРИЗ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

В.Г. Базаревская¹, Р.С. Хисамов², Н.А. Назимов², О.Г. Гибадуллина¹, Д.В. Аношин¹

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бузульма, bazarevskaya@tatnipi.ru,

² ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

В настоящее время особенно актуальными являются проблемы восполнения ресурсной базы как ПАО «Татнефть», так и Республики Татарстан в целом. На лицензионных участках ПАО «Татнефть» отмечается высокая степень выработанности запасов нефти и значительное ухудшение их структуры за счет доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), которая на сегодняшний день превысила 86%. Поскольку Республика Татарстан является хорошо изученной территорией, вновь выявляемые нефтяные залежи в ее пределах являются мелкими (запасы 0,2–1 млн т), характеризуются невысокими значениями нефтенасыщенной толщины пластов и низкими начальными дебитами нефти.

В данной ситуации решить проблему восполнения ресурсной базы возможно за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и открытия залежей УВ в низкопроницаемых коллекторах. В качестве базовых объектов для проведения работ по изучению ТРИЗ рассматриваются доманиковые отложения, охватывающие интервал разреза от кровли заволжского надгоризонта до подошвы саргаевского горизонта включительно.

Одним из основных направлений детального изучения доманиковых отложений является выполнение опытно-промышленных работ (ОПР) в скважинах с целью выявления нефтеперспективных интервалов и их последующего освоения с применением, если это необходимо, различных методов воздействия на пласты. При получении положительного результата на нефть выполняется подсчет запасов с постановкой на баланс предприятия и производится передача в блок РИД для разработки залежей нефти. Таким образом, отрабатываются и внедряются технологии и методики воздействия на пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), а также технологии горизонтального бурения. Работы проводятся по двум направлениям:

- ОПР в «старом» фонде скважин в пределах разрабатываемых месторождений;
- бурение новых скважин, в том числе, с горизонтальным стволом с гидроразрывом плотных пород.

При проведении ОПР в основном делается акцент на таких методах воздействия, как гидроразрыв пласта и

кислотный гидроразрыв пласта (ГРП и КГРП), обработка и большеобъемная обработка призабойной зоны (ОПЗ и БОПЗ), а также проведение нестандартных методов геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки характера насыщения пласта без методов воздействия.

На территории деятельности ПАО «Татнефть» ОПР на доманиковые отложения осуществлялись в рамках ежегодно утверждаемых программ опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей нефти в доманиковых отложениях. В последние годы опытно-промышленные работы в скважинах выполняются в соответствии с утвержденной инвестиционной программой по доразведке залежей нефти в доманиковых отложениях ПАО «Татнефть».

За период с 2014 по 2019 г. включительно в 56 скважинах старого фонда выполнены ОПР по вызову притока в пропущенных ранее низкопористых слабопроницаемых объектах. Из них в 27 скважинах получены положительные, а в 29 скважинах – отрицательные результаты (рис. 1). Геологическая успешность мероприятий составила 48%. Невысокая успешность связана с тем, что большинство скважин было пробурено в период с 1965 по 1990 годы, когда целевым объектом являлись терригенные девонские отложения, а нефтепроявления, отмеченные в процессе бурения в карбонатных девонских породах, не представляли интереса и такие интервалы «задавливались».



Рис. 1. Результаты выполнения программы ОПР.

Из 27 скважин с положительным результатом ОПР 19 введено в эксплуатацию, 7 планируется ввести в эксплуатацию после выполнения подсчета запасов, одна скважина остановлена по причине высокой степени обводненности (рис. 2).

Таким образом, за период с 2014 по 2019 г. включительно после проведения опытно-промышленных работ с применением ГРП и БОПЗ в эксплуатацию введено 20 скважин (в т. ч. одна обводненная), из которых по шесть скважин, числятся на балансе НГДУ «Альметьевнефть» (АН), «Бавлынефть» (БН), «Лениногорскнефть» (ЛН) и по одной скважине – в фонде НГДУ «Елховнефть» (ЕН) и «Прикамнефть» (ПН).

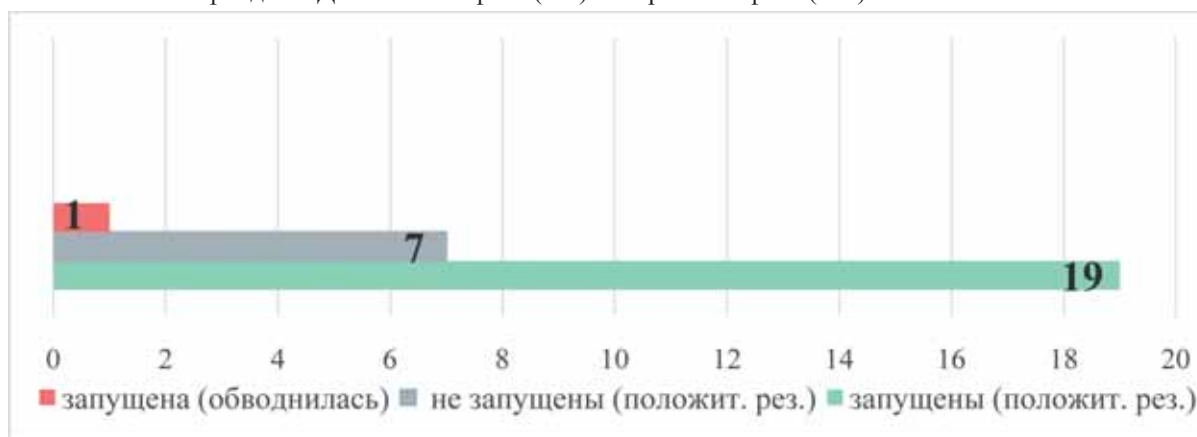


Рис. 2. Распределение скважин с положительным результатом ОПР по вводу в эксплуатацию доманиковых объектов.

Из 7 скважин, планируемых к вводу в эксплуатацию после выполнения подсчета запасов, 4 скважины пробурены в пределах Бондюжского месторождения, 3 – на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. Запуск скважин в эксплуатацию запланирован в ближайшей перспективе после выполнения подсчета и постановки запасов на Госбаланс.

В рамках данной работы проанализирована динамика работы вышеперечисленных скважин после проведения ОПР (по НГДУ), рассчитана продолжительность эффекта после применения ГРП и БОПЗ, выполнено ранжирование скважин по объектам, приведены эксплуатационные показатели.

На основе полученных показателей построена и проанализирована диаграмма распределения продолжительности эффекта скважин по НГДУ (рис. 3). Анализ диаграммы показывает, что средняя продолжительность

эффекта по НГДУ составляет 2,6 года. Самые высокие показатели по продолжительности эффекта после выполнения мероприятий отмечаются в НГДУ БН (средняя продолжительность эффекта составляет 3,8 года). Самая низкая продолжительность эффекта зафиксирована в НГДУ АН, где она составляет 1,9 года. Существенное различие продолжительности эффекта объясняется приуроченностью продуктивных интервалов к двум типам пород. На территории деятельности НГДУ БН опоискованные породы относятся ко II типу, в составе которых доминируют карбонатные отложения с более низким содержанием органического вещества, чем в породах I типа (представлены карбонатно-кремнистыми породами со значительным содержанием Сорг, достигающим 20%), опоискованных на площадях НГДУ АН.



Рис. 3. Распределение эффекта добывающих скважин по НГДУ.

Анализ наиболее успешных скважин по НГДУ не показал прямой связи с приуроченностью к различным типам пород. К примеру, скважина НГДУ АН работала на отложения семилукского горизонта (I тип пород), ГРП проведен в августе 2015 года. Скважина показывала положительный эффект на протяжении 34 месяцев. Средний дебит нефти составил 7,4 т/сут, накопленная добыча превысила 7 тыс.т (рис. 4).



Рис. 4. Пример работы скважины НГДУ АН (I тип пород).

Скважина НГДУ БН работает на отложения данково-лебедянского горизонта (II тип пород), ГРП выполнен в январе 2014 года. В настоящее время скважина успешно эксплуатируется, положительный эффект отмечается на протяжении 68 месяцев. Средний дебит нефти составляет 7,7 т/сут, накопленная добыча превышает 15 тыс.т (рис. 5).

В скважине НГДУ ЛН разрабатываются отложения данково-лебедянского горизонта (II тип пород), ГРП проведен в декабре 2016 года. Скважина успешно работает на протяжении 32 месяцев (положительный эффект). Средний дебит нефти составляет 6,3 т/сут, накопленная добыча – около 6 тыс.т (рис. 6).

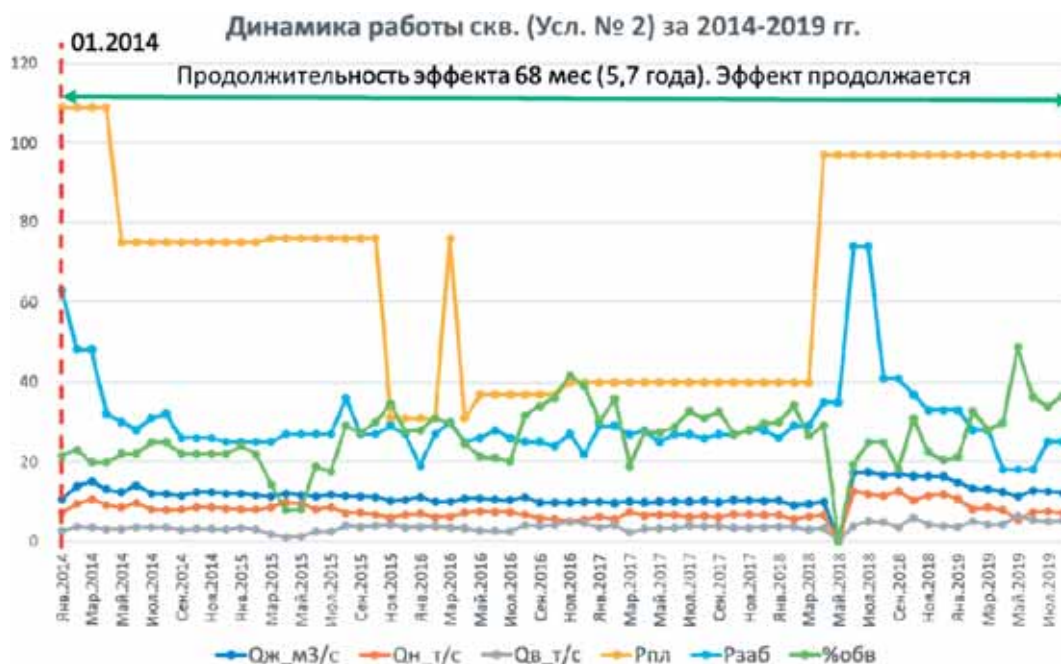


Рис. 5. Пример работы скважины БН (II тип пород).



Рис. 6. Пример работы скважины ЛН (II тип пород).

Скважина НГДУ ПН эксплуатирует саргаевский объект (I тип пород), ГРП выполнен в июле 2015 года. Скважина введена в эксплуатацию в июле 2016 года и до 2018 года работала стабильно, затем перешла на циклический режим, что отмечается на графике. Эффект при циклическом режиме работы скважины продолжается. Средний дебит составляет 0,2 т/сут, накопленная добыча – 0,12 тыс.т (рис. 7).

Суммарная накопленная добыча нефти по двадцати скважинам, введенным в эксплуатацию после проведения ОПР, составила порядка 73 тыс.т.

Обращает на себя внимание тот факт, что во всех скважинах с положительным эффектом применялась технология ГРП. Это связано с тем, что на текущий момент ГРП является одним из самых эффективных, но «грубых» способов интенсификации добычи нефти. При разрыве пород по системе трещин возможен, как и быстрый подток нефти, так резкое обводнение пласта.

Распределение результатов ОПР с применением различных методов воздействия (ГРП, ОПЗ) на пласт, выполненных в период с 2014 по 2019 г., по объектам (горизонтам) представлено на диаграмме (рис. 8). В течение анализируемого периода ОПР выполнены на отложения саргаевского (1 скважина), семилукского (6 скважин), данково-лебедянского (8 скважин) горизонтов и заволжского надгоризонта (5 скважин). Необходимо отметить, что

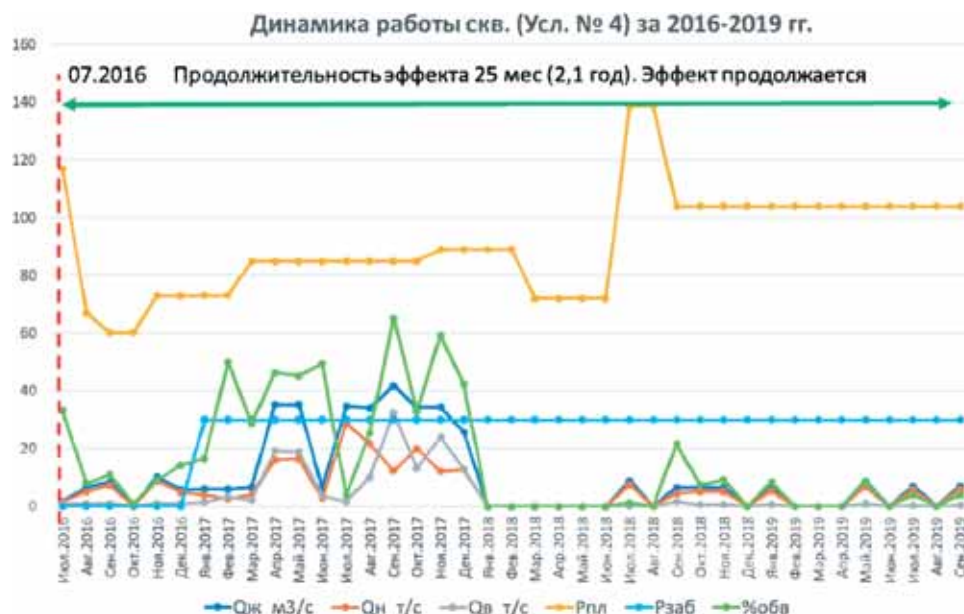


Рис. 7. Пример работы скважины НГДУ ПН (I тип пород).



Рис. 8. Распределение результатов ОНР с 2014 по 2019 г. по объектам (горизонтам, надгоризонту).

в анализе принимали участие только те скважины, в которых были получены положительные результаты после проведения ОНР. Отложения саргаевского и семилукского горизонтов представлены породами I типа, данково-лебединского горизонта и заволжского надгоризонта – породами II типа.

При проведении ОНР на отложения саргаевского горизонта применялась технология БОПЗ (в одной скважине). После выполнения мероприятий средний дебит нефти составил 0,2 т/сут. Продолжительность положительного эффекта в скважине составляет 2,1 года.

При проведении ОНР на отложения семилукского горизонта применялась технология ГРП (в 6 скважинах). После проведения мероприятий средний дебит нефти составил 3,6 т/сут. Средняя продолжительность положительного эффекта в скважине составляет 1,9 года.

При проведении ОНР на отложения данково-лебединского горизонта применялась технология ГРП (в 4 скважинах), БОПЗ (в 3 скважинах) и совместно ОПЗ+ГРП (в одной скважине). После применения ГРП средний дебит нефти составил 4,3 т/сут, при этом средняя продолжительность положительного эффекта в скважине составила 3,8 года. После использования БОПЗ средний дебит нефти составил 3,4 т/сут при средней продолжительности эффекта 2,5 года (рис. 9). Эффективность применения ГРП в данном случае значительно выше, чем при использовании ОПЗ.

При проведении ОНР на отложения заволжского надгоризонта применялась технология ГРП (в 2 скважинах) и ОПЗ (в 3 скважинах). После применения ГРП средний дебит нефти составил 1,5 т/сут при средней продолжительности положительного эффекта в скважине, равной 1,5 года. После использования БОПЗ средний дебит нефти составил 1,8 т/сут при средней продолжительности положительного эффекта 3,1 года (рис. 9). Эффективность

применения ОПЗ в данном типе пород обоснована, поскольку при применении ГРП в менее плотных карбонатных породах отмечается очень высокая вероятность обводнения пластов по системе трещин вследствие интенсивного разрушения пород.

Как уже упоминалось выше, геологическая успешность ОПР на доманиковые отложения составила 48%, средняя продолжительность положительного эффекта в скважинах после проведения ОПР составляет 2,6 года. Наиболее продолжительный эффект (5,7 лет) зафиксирован в скважине на Бавлинском месторождении, в настоящее время скважина продолжает успешно работать. Однако при проведении анализа необходимо учитывать тот факт, что на продолжительность эффекта в скважинах влияют различные факторы: технологические (способы воздействия на пласт), химические (объемы закачки кислот и соответствующих реагентов для повышения нефтеотдачи пласта), а также литолого-минералогические. По результатам сравнительного анализа показателей работы скважин после применения различных методов воздействия на пласт установлено, что для доманикоидных отложений (данково-лебедянский горизонт, заволжский надгоризонт-II тип пород) предпочтительнее использовать ОПЗ, БОПЗ, которые при эксплуатации скважины в щадящем режиме, позволяют добиться продолжительности эффекта более трех лет. Тем не менее для данково-лебедянских объектов значимость ГРП существенно возрастает (рис. 9).



Рис. 9. Сравнительная характеристика показателей после применения различных технологий воздействия на пласт при проведении ОПР в отложениях данково-лебедянского горизонта и заволжского надгоризонта.

Для пород I типа (семилюкский горизонт) разумнее использовать технологию ГРП, КГРП по причине снижения фильтрационно-емкостных свойств, увеличения содержания кремнистой составляющей в составе и меньшей степени подвижности флюида (в т.ч. за счет высокого содержания органического вещества). Продолжительность положительного эффекта в скважинах после выполнения ОПР на семилюкские объекты, как правило, не превышает двух лет. В процессе дальнейшего анализа результатов ОПР на доманиковые отложения и по мере дальнейшего накопления информации можно будет сделать более конкретные и однозначные выводы по данному вопросу. Рекомендуется продолжать и далее работы по мониторингу ОПР на доманиковые объекты, а также проводить дополнительные исследования с привлечением сторонних институтов и компаний.

Таким образом, очевидно, что, несмотря на доказанную нефтеносность доманиковых отложений, процесс их освоения является крайне сложным и трудоемким. Использование стандартных технологий нефтедобычи не позволяет получать промышленные притоки нефти из отложений данного типа. Для успешного освоения ТРИЗ требуются специально разработанные технологии, дорогостоящие материалы и реагенты, а также значительный объем дополнительных исследований с использованием аппаратуры нестандартного типа. Разработка технологий для бурения и управляемой эксплуатации месторождений с ТРИЗ должна производиться с учетом особенностей геологического строения доманиковых отложений, петрофизических свойств пород, а также состава и свойств флюида. Очень важно при этом учитывать конкретные геологические условия изучаемого объекта, т.е. необходим индивидуальный подход к каждой скважине. В совокупности все эти факторы требуют повышенных финансовых затрат и привлечения высококвалифицированных специалистов, поскольку использование специальных технологий нуждается как в предварительном научном обосновании, так и в последующем научном сопровождении и контроле. Очевидно, что поиск, разведка, добыча и переработка ТРИЗ являются высокзатратными и весьма рискованными мероприятиями, поскольку даже соблюдение всех вышеперечисленных условий отнюдь не является гарантией успешности работ. Снизить себестоимость добычи ТРИЗ позволит постановка их на Госбаланс как доманиковых продуктивных отложений и последующее применение налоговых льгот (нулевой ставки НДС). Данная мера будет способствовать активному вовлечению ТРИЗ в разработку в пределах старых месторождений РТ с уже имеющейся наземной инфраструктурой.

ПЕТРОФИЗИКА И ПАРАДИГМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа РАН, г.Москва, ahitrov@ipng.ru

В российском геологическом научном сообществе существует несколько парадигм развития сырьевой базы нефтегазового комплекса страны, исходящих из не всегда совпадающих точек зрения авторов по некоторым важнейшим положениям современной нефтегазовой геологии. Наиболее известным дискуссионным, спорным положением является происхождение нефти и газа – органическое или неорганическое. Некоторые авторы полагают, что происхождение нефти может быть смешанным.

Казалось бы, от решения вопроса о происхождении нефти и газа зависит любая парадигма нефтегазовой геологии, ведь это базовый, стартовый элемент любой концептуальной схемы, теории, воплощенной в системе понятий, методов исследований и получаемых результатов поисков, разведки и добычи углеводородов. Но современная сложившаяся стадийность геологоразведочных работ на нефть и газ опирается в основном на достижения петрофизики и поисковой геофизики, сейсморазведки в первую очередь и фактически игнорирует вопросы происхождения нефти, оставляя их без решения.

Для поисковых работ это возможно и оправданно, поскольку пока только петрофизика вообще и сейсморазведка, в частности, реально может предоставить численные оценки надежности структур, подготавливаемых к глубокому бурению. Важнейшим информативным параметром здесь выступает вероятность существования структуры (P_c), как правило, антиклинальной. Другие методы (аэрофотосъемка, космосъемка, гравимагниторазведка, геохимические съемки, инновационные технологии, т.д. и т.п.) обычно не имеют решающего значения при выборе поисковых объектов под бурение.

В общих чертах современная концептуальная схема (парадигма) поисковой нефтегазовой геологии может быть описана следующим выражением:

$$P_z = P_c \cdot P_k \cdot P_f \cdot P_{ng},$$

где P_z – вероятность существования залежи, P_c – вероятность существования структуры (фактически отождествляемой с ловушкой), P_k – вероятность наличия коллектора в прогнозируемой ловушке, P_f – вероятность наличия флюидоупора (покрышки) над коллектором, P_{ng} – вероятность присутствия источника нефти и газа (нефтематеринская толща или другой источник, например, неорганический).

Эта формула общеизвестна и представлена как в отечественной научной литературе, так и в западной [1]. Она признается как данность. Авторские отличия в ее трактовках связаны с несколько разным пониманием смысла используемых сомножителей, например, с тем, как определить вероятности существования коллекторов и флюидоупоров, или какова вероятность заполненности ловушки под замок.

Как видим, наличие коллекторов, флюидоупоров над ними, структуры (ловушки) и источника углеводородов рассматриваются в качестве необходимых условий существования залежи и одновременно в качестве независимых, не связанных между собой событий в соответствии с теорией вероятностей. Это очевидное следствие из антиклинальной теории, которая в свою очередь следует из того факта, что нефть и газ в земной коре, в том числе в порах и пустотах осадочного чехла, легче пластовой воды.

Достоинство этой сложившейся парадигмы в том, что данные современной петрофизики, включая каротаж и полевую геофизику, могут быть использованы как для подсчета запасов месторождений и ресурсов углеводородов локальных структур, так и для оценок надежности получаемых результатов (вероятностей P_c и P_k).

Но, если выполнить эту операцию тщательно, то приходится признать, что часто некоторые подсчетные параметры определить невозможно ни по керну, ни по каротажу, ни по сейсморазведке. Их приходится принимать – фактически назначать экспертно, обычно по аналогии с открытыми месторождениями. Приходится принимать экспертно и многие промежуточные параметры при вычислении P_c и P_k .

Кроме того, есть основания полагать, что вероятности наличия структур, коллекторов и флюидоупоров (P_c , P_k и P_f) на самом деле взаимозависимые величины.

Последнее очевидно, например, в рифовых объектах и дельтовых терригенных резервуарах (но не только в них), где сам риф или бар образуют антиклинальные структуры, коллекторы находятся в самом рифе или баре, или в структурах облекания, генетически с ними связанных.

Вероятность наличия флюидоупора (P_f), образующего замкнутый контур по кровле коллектора, также может быть связана с параметрами локальных структур и перекрывающих коллектор толщ с промежуточными свойствами, согласно теории трехслойных природных резервуаров, развитой в 1980–1990-х гг. группой исследователей под руководством В.Д. Ильина [2].

Весьма возможно также, что даже наличие источников углеводородов (P_{ng}) связано с другими параметрами, учитываемыми сложившейся современной парадигмой, например, если считать, что нефтематеринские толщи, прошедшие нефтяное или газовое окно – это содержащие органику толщи заполнения вблизи рифов. Или можно предположить, что рифы образованы над разломами земной коры, и именно разломы обеспечивают поступление углеводородов из мантии.

Нужно лишь постараться оценить надежность (вероятность) любой из выдвигаемых гипотез, причем численно, что обычно очень непросто.

Ведь мы всегда чего-то не знаем или что-то не учитываем, например, погрешности подсчета запасов и ресурсов, или возможности миграции углеводородов в техническое время из неоткрытых пока ближайших по латерали залежей, или из невоскрешенных бурением залежей на больших глубинах, или вообще из фундамента, или даже из мантии. В этой связи актуальны и весьма весомы идеи Р.Х. Муслимова [3].

В изучении этих пока неизвестных связей между параметрами природных резервуаров нефти и газа кроется колоссальный резерв дальнейшего развития сложившейся парадигмы и ее практического применения.

Заметим, что некоторые парадигмы развития нефтегазовой геологии исходят из ограниченных или почти исчерпанных возможностей воспроизводства сырьевой базы в известных нефтегазоносных провинциях и районах. Посмотрим, так ли это.

Сегодня, как и 30 лет назад, оценки запасов и ресурсов опираются на данные сейсморазведки и/или бурения при подсчете площадей эффективных толщин залежей, пористости и насыщенности коллекторов. Конечно, методы определения подсчетных параметров за это время стали более точными и надежными, но принципиально они не изменились.

Длины волн, применяемые в сейсморазведке, по-прежнему обычно составляют величины порядка 50–100 м, а потому сейсморазведка (в том числе 3D) и сегодня не всегда может закартировать антиклинали высотой порядка первых десятков метров.

Но если в такой некартируемой (невидимой) антиклинали высотой до 30–50 м и площадью в десятки или даже в сотни квадратных километров есть природный резервуар, состоящий из пласта – высоконефтеносного коллектора толщиной 30–50 м, который находится непосредственно под надежным флюидоупором, то плотность извлекаемых ресурсов в ловушках такого резервуара может достигать 1 млн тонн на квадратный километр. Добавим к этому, что площади сейсмической съемки (и 2D, и 3D) обычно всегда ограничены контурами лицензионных участков и не превышают первых сотен квадратных километров. И поэтому крупные ловушки площадью в сотни квадратных километров и более, и ловушки, контуры которых выходят за площади съемки, не могут быть закартированы и подготовлены к бурению, так как не определяются их гидрозамки.

Остается полагать, что ловушки в таком наилучшем резервуаре пока не могут быть выявлены и подготовлены к бурению. Площадь этих ловушек может достигать сотен квадратных километров, следовательно, и открываемые залежи могут оцениваться в десятки и сотни миллионов тонн запасов, несмотря на небольшие высоты ловушек. Число таких невыявленных ловушек, особенно там, где нет новой сейсморазведки 3D, может превысить число уже опробованных.

В связи с этим возникает сомнение – а могли ли быть подготовлены к бурению современной сейсморазведкой открытые более 50 лет назад в Тимано-Печоре и Волго-Урале крупные залежи в девонских песчаниках типа Яреги (нефтяная шахта), Западного Тэбука, Ромашкино и др. На моменты их открытий сейсморазведки еще не было. Кажется странным, но по всей видимости, эти месторождения современной сейсморазведкой были бы пропущены, поскольку замкнутых контуров структур получить бы не удалось.

Следовательно, современный комплекс геолого-геофизических методов, отраженный в действующем «Положении об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ», не всегда в состоянии обеспечить подготовку к бурению и картирование крупных ловушек (залежей) с высоконефтеносными ресурсами и запасами.

Теперь можно попытаться ответить на вопрос, а где же, в каких отложениях и районах находятся эти высококоррелябельные, пока неизвестные залежи?

С нашей точки зрения, это так называемые старые добычные районы, например недоизученные зоны нефтегазонакопления Волго-Урала и Тимано-Печоры. Перспективными объектами здесь являются как рифы, так и высоконефтеносные песчаники палеозоя, если непосредственно над ними можно выделить и проследить флюидоупоры. В этих районах шансы на успешное применение современной сейсморазведки максимальны, поскольку здесь возможна тщательная привязка отражающих горизонтов к вновь выделенным элементам природных резервуаров по данным пробуренных скважин.

В Тимано-Печорской провинции есть отличный пример подготовки порядка 100 миллионов тонн извлекаемых высоконефтеносных запасов нефти в рифах верхнего девона рядом с известным и давно разрабатываемым Возейским месторождением. На лицензионном участке ЛУКОЙЛ-Коми в Денисовской впадине выполнено за 10 лет около 2,5 тыс. кв. км сейсморазведки 3D, создан суперкуб, за счет чего и обеспечено открытие нескольких месторождений в рифовых антиклиналях. Отметим, что данные старой сейсморазведки 2D не позволяли подготовить к бурению рифовые структуры, и на начало 2000-х годов были разные мнения о перспективах участка [4].

Сходные явления, связанные с ростом возможностей петрофизики и сейсморазведки, наблюдаются сегодня и в других нефтегазоносных провинциях страны.

За последние 10 лет наши нефтяные компании медленно, но последовательно наращивают объемы высоконефтеносной сейсморазведки 3D, что позволяет более надежно готовить к бурению объекты высотой в десятки метров. Именно среди этих объектов и нужно искать высоконефтеносные высоконефтеносные природные резервуары большой площади и крупные залежи в них. Это естественный ход событий, связанный с реальной технологической революцией в геофизике.

Развитию сложившейся (петрофизической) парадигмы может послужить и новая трактовка почти забытого и фактически не используемого ни в науке, ни в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

Принцип этот, как известно, заключается в том, что в близкорасположенных, сходных по строению ловушках, образованных, например, в пределах одного природного резервуара, вверх по восстанию пластов-коллекторов и с уменьшением глубины их залегания, наблюдается увеличение плотности углеводородов, иногда от газов до битумов. Для того чтобы хотя бы предположить справедливость принципа дифференциального улавливания и возможность его повсеместного использования, достаточно взглянуть на схематичную карту любой нефтегазоносной провинции мира. Так, в Западной Сибири, включая ее акваториальную часть, в северных зонах нефтегазоаккумуляции находятся в основном газовые месторождения, южнее – нефтегазоконденсатные, в широтном Приобье – уже нефтяные, а на самом юге провинции – залежи с еще более тяжелыми нефтями. На севере Тимано-Печорской провинции (включая ее акваториальную часть) мы также видим преобладание газовых и газоконденсатных месторождений в северо-западных районах и преобладание нефтяных месторождений южнее, вплоть до центральных районов провинции. В самой южной части провинции действие этого принципа видно в направлении от Вуктыльского уникального нефтегазоконденсатного месторождения (в основном газ), до Ярегского месторождения тяжелой нефти. Справедлив принцип дифференциального улавливания и в пределах отдельных тектонических элементов, и даже групп локальных объектов. Так, в пределах Колвинского мегавала Тимано-Печорской провинции с севера на юг газовые и нефтегазоконденсатные залежи сменяются нефтяными.

Н.И. Никонов в 1983 году представил пример закономерного увеличения плотности нефти по латерали с севера на юг с уменьшением глубины для залежей в верхнепермских песчаниках, образующих группу небольших куполов в пределах Харьгинского и Возейского месторождений (Колвинский мегавал). То же явление наблюдается и для верхнепермских песчаников на Лемъюской группе месторождений с более тяжелыми нефтями в Ижма-Печорской впадине [5].

Мы полагаем, что принцип дифференциального улавливания дает существенные изменения в базовых представлениях о возможностях прогноза залежей углеводородов, в частности, для прогноза и поисков дефицитных легких нефтей.

Прежде всего этот принцип неизбежно приводит нас к признанию факта полного заполнения всех имеющихся ловушек до гидрозамка (точки просачивания). Ведь если установлено, что плотность углеводородов в природном резервуаре возрастает от ловушки к ловушке вверх по восстанию подошвы флюидоупоров, то налицо факт движения более тяжелых углеводородов через гидрозамок именно из полностью заполненной ловушки в более высокую гипсометрически ловушку. Следовательно, тезис В.Д. Ильина др. [2] о заполненности до гидрозамка всех ловушек в нефтегазосодержащих комплексах под региональными истинными покрывками, подтверждается принципом дифференциального улавливания и явно ему соответствует.

Нам же представляется, что полностью заполнены не только ловушки под региональными флюидоупорами, но и ловушки под зональными и локальными флюидоупорами, если размеры ловушек определять по правилам В.Д. Ильина [2] с учетом толщин ложных покрывок (ложных флюидоупоров) на критическом направлении.

Тогда вероятность присутствия мощного источника углеводородов в нефтегазоносном комплексе, природном резервуаре и ловушке (Рнг) можно определить, не решая вопроса о происхождении нефти, фактически обходя этот дискуссионный вопрос. Величина Рнг может быть принята, равной единице, если плотности углеводородов в ловушках природного резервуара изменяются по латерали в соответствии с принципом дифференциального улавливания и при условии, что размеры ловушек определены по отметкам подошв флюидоупоров ($P_f=1$), а не коллекторов на критическом направлении.

Коснемся вкратце популярной сегодня так называемой сланцевой парадигмы, или сланцевой революции. Казалось бы, вероятности существования залежей (P_z) в сланцах всегда близки к единице, поскольку все 4 сомножителя тоже близки к ней. Но с позиций петрофизики и газовая, и нефтяная сланцевые революции в России бессмысленны, ибо подсчетные параметры (пористость, эффективные толщины и коэффициенты извлечения) для сланцевых залежей и для залежей в высокочемках природных резервуарах отличаются (каждый параметр) на порядок, следовательно их произведения при подсчете запасов – на два-три порядка, и не в пользу сланцевых залежей [6].

В России нет необходимости рассматривать сланцевую революцию как самостоятельную парадигму нефтегазовой геологии – наши важнейшие сланцевые нефтяные формации, баженовская и доманиковская, всегда, на любом лицензионном участке, перекрываются и/или подстилаются более перспективными с точки зрения петрофизики природными резервуарами. Поэтому сланцевые залежи следует рассматривать только как попутные и малоэффективные в разработке. Полагаем, что сланцевых революций в России не случится, а в мире революционные чисто сланцевые компании массово обанкротятся [7].

Выводы

Современная сложившаяся парадигма поисков, разведки и добычи углеводородов, основой которой является петрофизика вообще и сейсморазведка в частности, по сути своей открыта для применения в ее рамках любых новых идей о происхождении углеводородов, о строении природных резервуаров, о новых методах подготовки объектов под поисковое бурение.

Сложившаяся парадигма имеет колоссальные резервы развития за счет изучения генетических связей между петрофизическими свойствами элементов природных резервуаров (флюидоупоров, коллекторов, пластов с про-

межуточными свойствами), с одной стороны, и геометрическими параметрами ловушек, с другой, – а также и за счет применения в практике принципа дифференциального улавливания углеводородов.

В условиях меняющейся мировой рыночной конъюнктуры и ввиду явной избыточности сырьевой базы углеводородного сырья как по нефти, так и по газу, эта парадигма позволит перейти к подготовке качественно новой сырьевой базы нефтегазового комплекса за счет открытия и разработки залежей углеводородов в наилучших природных резервуарах с наилучшими петрофизическими параметрами, высокой плотностью запасов легкой нефти и газа на 1 кв. км и с высокими дебитами скважин.

Новые высокорентабельные залежи для добычи УВ будут открыты в районах с развитой инфраструктурой главным образом, в известных нефтегазоносных провинциях и зонах нефтегазоаккумуляции на суше, новые районы и шельфы будут иметь подчиненное значение.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

Литература

1. Rose P.R. Risk analysis and management petroleum exploration ventures//AAPG. 2012. 304 с.
2. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре / В.Д. Ильин и др.: Метод. рек. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.
3. Муслимов Р.Х. Углубленное изучение кристаллического фундамента осадочных бассейнов – веление времени // Георесурсы/Georesources. 2019. № 4. Т. 21. С.55–62.
4. Одолев О.Г. Эффективность геофизических методов при поисковых работах на нефть и газ по Денисовской впадине Тимано-Печорской провинции // VIII Всероссийское совещание. М.: ВНИГНИ, 1–2 ноября 2017 г.
5. Никонов Н.И., Головань А.С. Важное направление поисковых работ в верхнепермских отложениях Колвинского мегабассейна // Геология нефти и газа. 1983. № 1. С. 8–13.
6. Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. Сланцевые залежи, трудноизвлекаемые запасы и залежи в высокодебитных природных резервуарах – три альтернативы в нефтяной геологии // XVII Геологический съезд Республики Коми: Сб. материалов. Сыктывкар, 2019. Том III. С. 132–133.
7. Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. О перспективах газовой сланцевой революции в России // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 144–148.

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ПАРАДИГМА ПРИ ПРОГНОЗЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ В ЛОВУШКАХ КОМБИНИРОВАННОГО СТРОЕНИЯ

С.А. Пуланова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, pulanova@mail.ru

Углубленное изучение прогноза качества нефтей в ловушках комбинированного строения – новая геохимическая парадигма – ответ на сегодняшние политические и экономические вызовы. Она призвана геохимическими методами на основании детальных геологических знаний способствовать решению глобальных проблем нефтяной геологии. Парадигма тогда жизнеспособна и тогда хорошо работает, когда при постановке практической задачи основывается на грамотной методологии.

Доклад строится на трех проблемах, объединенных одной идеей – приближением геохимических исследований к реальным нефтегеологическим разработкам. А именно:

- 1) оценивается значение геохимических исследований состава нефтей, в частности, микроэлементного (МЭ) в общем цикле геологоразведочных работ;
- 2) рассматриваются некоторые классификационные особенности ловушек неантиклинального строения;
- 3) прогнозируется генетический состав нефтей в ловушках различного типа.

1. О значимости геохимических исследований в нефтегазопроисходной геологии

В настоящее время в России и за рубежом геохимические исследования, приобретающие понятие парадигмы, связанные с оценкой нефтеносности территорий, становятся все больше теоретически и практически значимыми. Об этом свидетельствует большой объем публикаций российских исследователей таких научных центров, как Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН (Новосибирск), ВНИГРИ (С-Петербург), Институт химии нефти РАН (Томск), кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ (Москва), ВНИГНИ (Москва) и др., связанных с изучением состава нефтей и органического вещества пород на молекулярном уровне, проведением крупных международных симпозиумов по органической геохимии (Италия, 2017; Швеция, 2019) и российских конференций («Геохимия нефти и газа, нефтематеринских пород», г. Сыктывкар, 2019; «Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии», г. Пермь, 2019) и ряд других мероприятий. Высокая активность ученых геохимиков связана с осознанием исследователями-практиками необходимости детального изучения состава «черного золота», т.е. необходимости понимания, из чего же состоит то богатство, которым человечество

пользуется уже многие годы. Что же мы добываем из недр земли? Почему это «золото» содержит всю таблицу Д.И. Менделеева и более 2000 самых различных УВ соединений и нет нефти, похожей одна на другую? Почему состав нефтей так разнообразен? С чем же связаны эти различия, чем они обусловлены?

Анализ литературного и экспериментального материала по геологии и геохимии нефтяных бассейнов (НГБ) различного тектонического строения, проведенный автором, достаточно определенно свидетельствует, что физико-химические свойства нефтей, углеводородный (УВ) состав, содержания и соотношения в них рудных компонентов есть функция исходного органического вещества, лито-фациальных условий захоронения, последующей аккумуляции и разрушения скоплений, результатов геодинамических эндогенных и экзогенных процессов, т.е. геологической истории развития осадочного бассейна. Кроме того, охарактеризованы генетические модели нефтей в связи со стадиями онтогенеза по их фазовому состоянию, физико-химическим свойствам и степени их обогащенности микроэлементами и даны рекомендации по практическому использованию МЭ критериев нефтяных бассейнов для оценки перспектив нефтегазоносности [1, 2].

2. Об актуальности картирования неантиклинальных ловушек в нефтегазопромысловой геологии

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов необходимо выявлять литологические и структурные особенности ловушек. Прогноз и оконтуривание в зонах нефтегазонакопления ловушек – вместилищ УВ флюидов – являются необходимым звеном успешных поисков нефтегазовых скоплений. В настоящее время в НГБ низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам – структурным ловушкам. В связи с этим происходит переориентация на поиск ловушек более сложного строения – комбинированных. Теоретический и практический материал по характеристике сложных неантиклинальных ловушек и методике их поисков был отражен в ряде исследований, проводимых под руководством А.Г. Алексина в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ, Москва) еще в конце прошлого столетия [3]. Подчеркивается, что основу методики поисков залежей нефти и газа в сложнопостроенных ловушках представляет интерпретация данных сейсморазведки МОГТ в комплексе с материалами бурения и ГИС, а прогнозирование и выявление непосредственно залежей УВ – актуальная задача и конечная цель сейсмогеологического анализа.

В настоящее время этим проблемам также посвящено большое количество разработок, в которых освещаются новые классификационные стандарты, а также сложность прогноза подобных ловушек. Так, Н.С. Окнова [4] приводит расширенную «генетическую» классификацию неструктурных ловушек. Они подразделяются на литологически ограниченные (седиментационные, биогенные и постседиментационные), литологически экранированные (регионально и локально экранированные) и тектонически экранированные (приразломные и поднадвиговые). А.А. Поляков с соавторами [5], усложняя классификацию на основе анализа 1200 залежей, проводят деление ловушек по «морфологическому» их строению, так как именно эти признаки важны на стадии разведки, когда основной задачей является выявление формы ловушки, вмещающей залежь УВ. В группе комбинированных ловушек авторами выделяются залежи, связанные с различного типа экранами, т.е. залежи, экранированные разрывными нарушениями, границами областей отсутствия коллекторов, соляными интрузиями, жерлами грязевых вулканов, дайками интрузивных пород, поверхностями несогласий и некоторыми другими факторами.

Значение типа ловушек, их перспективность с точки зрения ресурсов УВ и изменение тенденций по запасам, особенно после 2000 года и до настоящего времени, отражены в исследованиях, проведенных группой зарубежных специалистов [6, 7] на основе обобщения мирового опыта (рис. 1).

Из рисунка следует, что в ловушках неантиклинального типа накопленная добыча (в ВВОЕ – нефтяной энергетический эквивалент миллиона баррелей нефти) составляет больше 50%. Основные ресурсы, по мнению авторов, сконцентрированы в ловушках, связанных с турбидитами, рифовыми постройками и «тонкими» ловушками огромной протяженности. Их часто называют «непрерывными» (continuous) или ловушками несоответствия (unconformity subtle traps).

3. О прогнозе состава нефтей в ловушках комбинированного строения

Химический состав нефтей, их физические свойства и содержание МЭ функционально связаны с геологической историей региона и в каждом типе бассейнов будет специфическим и отвечать вертикальной зональности флюидогеохимической модели нефтегазообразования в осадочных бассейнах (Н.Б. Вассоевич, Ал.А. Петров, С.Г. Неручев, О.К. Баженова и др.). Учитывая это, можно трактовать наличие нефтей определенного генетического типа, определенных физико-химических свойств в комбинированных ловушках, закартированных в нефтегазоносных регионах, на определенном уровне этой зональности (рис. 2).

В зонах гипергенеза на небольших глубинах встречаются, как правило, ловушки *литологически и стратиграфически ограниченные, ловушки эрозионных врезов*. Основным фактором изменения нефтей – процессы гиперген-

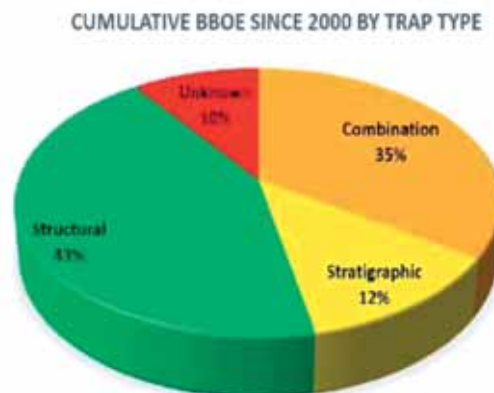


Рис. 1. Кумулятивные ресурсы в ловушках различного типа (после 2000 года) [7].

ного их преобразования, причем влияние гипергенеза достаточно интенсивно проявляется по мере приближения ловушки к поверхности. Это тяжелые нефти, недонасыщенные газом, с высоким содержанием асфальтово-смолистых компонентов, содержащие повышенные концентрации (вплоть до промышленных) V, Ni, Mo, Co, Cr и некоторых других элементов, ассоциированных с тяжелыми высокомолекулярными фракциями нефтей. Примерами таких нефтей являются нефти Афгано-Таджикской депрессии, Бузачинского свода Западного Казахстана, некоторых месторождений Тимано-Печорского НГБ, бассейна Потигуар Бразилии и др. [8].

В зоне повышенного катагенеза в *тектонически и литологически экранированных ловушках* выявлены нефти химических типов А-1 (сверхзрелая) и А-2 (зрелая). Нефти легкие и очень легкие ($\rho = 0,80\text{--}0,85\text{ г/см}^3$), малосернистые ($S = 0\text{--}0,2\%$), парафинистые и высокопарафинистые (7-40%), малосмолистые (0,3-10%), с высоким выходом светлых фракций (НК-300°C) от 50 до 100%. В групповом составе фракций НК-430°C доля алкановых УВ может достигать 90%. Во фракции 200-430°C *n*-алканы (5-25%) доминируют над изопреноидными УВ (0,05-6,0%), содержание циклоалканов изменяется от 15 до 45%, а ароматических УВ от 10 до 70%. Благоприятен прогноз обнаружения при жестких термобарических условиях газоконденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений. Нефти, как правило, никелевой металлогении, значительно обеднены МЭ, в особенности теми, что связаны с тяжелыми компонентами и обогащены МЭ, ассоциированными с более легкими масляными фракциями. Примерами служат нефти терригенного девона месторождений Бузулукской впадины Волго-Уральского НГБ, Предкавказья, Паннонского бассейна (Венгрия) и некоторые другие [9].

Если геологическая история формирования ловушек более сложна, и их заполнение происходило в разные геологические эпохи вплоть до настоящего времени, то источники нефти могли быть разными, и можно на примере многопластового месторождения Ромашкино Татарстана констатировать многофазное заполнение ловушек нефтью нескольких генераций [10]. В подобных условиях картируются *нетрадиционные ловушки*, как правило, это *неструктурные залежи сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания*,

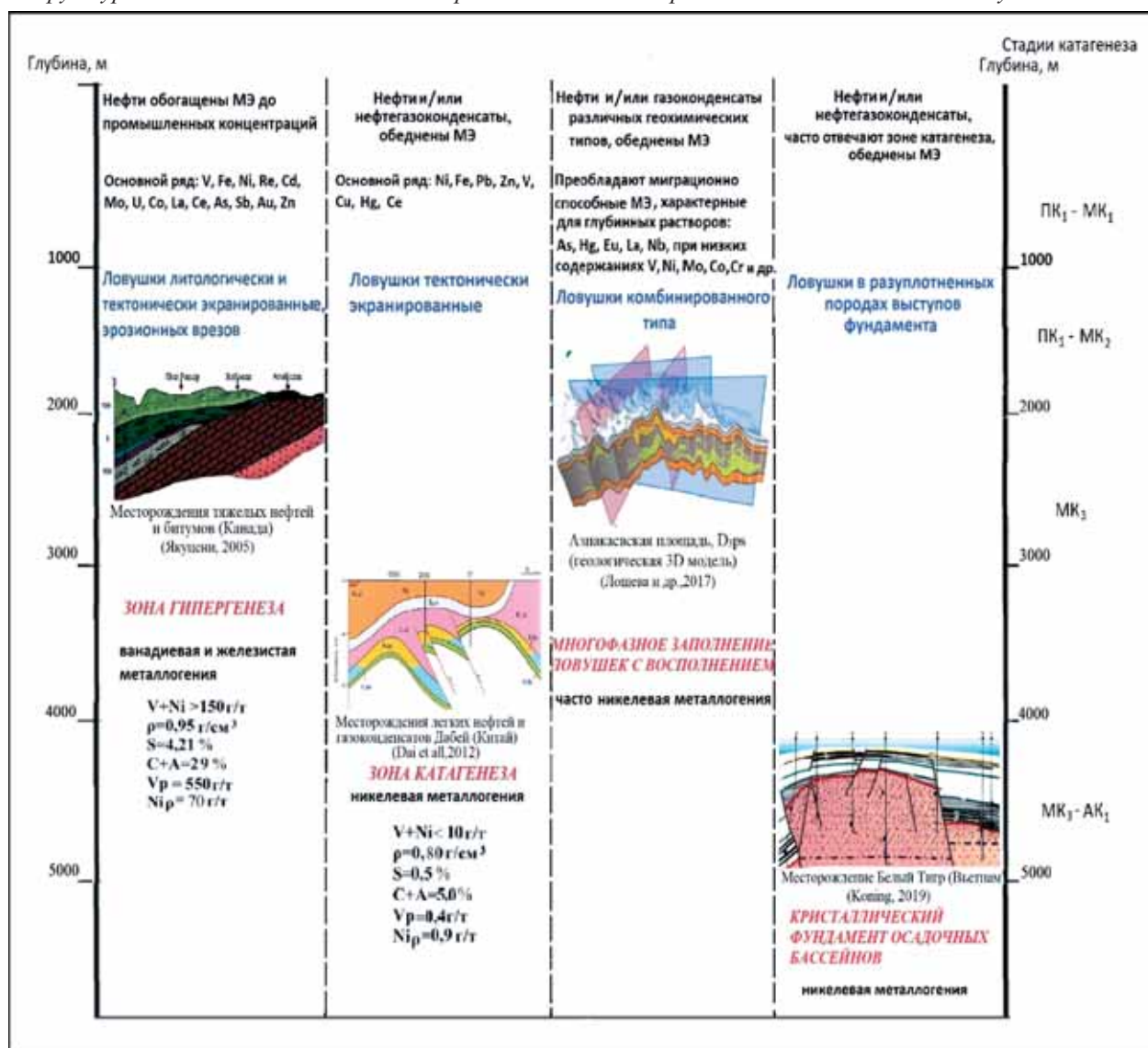


Рис. 2. Схема-модель прогнозной оценки усредненной характеристики нефтяных ловушек комбинированного типа.

литологического замещения и тектонически экранированных. Нефти содержат набор МЭ, в котором преобладают миграционно способные элементы (As, Hg, Eu, La, Nb), характерные для глубинных растворов. Их содержания не коррелируются с концентрациями биогенных элементов, таких как V, Ni, Mo, Co.

Особенности нефтей, локализованных в разуплотненных порово-кавернозных выступлениях кристаллического фундамента, в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного типа, местами *тектонически экранированных*, рассмотрены нами на месторождениях Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), а также группы месторождений Краснотинского свода Западной Сибири. Основным источником нефти в залежах кристаллического фундамента является органическое вещество нефтематеринских осадочных толщ, облекающих выступления фундамента. Именно поэтому геохимические особенности флюидов месторождений фундамента подчиняются тем же закономерностям, что и нефти, залегающие в осадочных толщах НГБ. И в осадочном обрамлении кристаллического массива всегда имеются нефтематеринские свиты – источники нефтей в фундаменте [11, 12].

Заключение

Таким образом, с позиции теории онтогенеза нафтидов показана возможность прогнозировать физико-химические свойства, УВ состав, металлогеническую специализацию и фазовое состояние флюидов, насыщающих комбинированные ловушки различного морфологического типа.

Геохимические исследования на «фронтах» геолого-разведочных работ (сейчас самое время применить такое определение в связи с низкими ценами на нефть и возможной приостановкой добычи) приобретают статус парадигмы.

Комбинированные, т.е. неантиклинальные неструктурные сложнопостроенные ловушки становятся главным звеном оценки нефтегазоносности территорий.

Характеристика качества нефти и, в частности, ее металлогения в прогнозируемых ловушках – важнейшая компонента при оценке рентабельности разработки месторождения. Нефть – это не только энергетические ресурсы, но и промышленный объект рудного сырья. И особым спросом пользуются как экологически чистые, так и металлонесные сорта нефтей. В зависимости от содержания металлов может меняться цена нефти, методика разведки и разработки, технология переработки и осуществляться различные мероприятия по охране окружающей среды. И сейчас в условиях сдерживания добычи и консервации работающих скважин стоит особенно призадуматься о строительстве перерабатывающих заводов с возможным извлечением ценных и промышленно важных металлов.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

1. Пуланова С.А. Микроэлементы нафтидов нефтегазоносных бассейнов // ДАН. 2019. Т. 488. № 5. С. 103–107.
2. Пуланова С.А. Прикладная металлогения нафтидов // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 2(17). 2017. <http://oilgasjournal.ru>
3. Громека В.И., Алексин А.Г., Андреев В.Н. и др. Состояние поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа // Геология нефти и газа. 1994. № 6. С. 43–47.
4. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2012. Вып. 7. № 1. <http://www.ngtp.ru/rub/10/102011/pdf>
5. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf
6. Luti S. Petroleum Geology. AES/TA 3820. Delft University of Technology. 2019. https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_-_Lecture_6_08.pdf
7. Dollson John, He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. Article 60054. June 18. 2018. 67 p.
8. Пуланова С.А. Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. 2014. № 1. С. 64–75.
9. Sajgo Cs., Olsen S.D., Fekete J. Distribution of the trace metals in petroleum of different maturity levels // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2009. 73. 13. P. A. 1147. (Goldschmidt 2009 – Challenges to our Volatile Planet. Davos. Switzerland).
10. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учёт процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. № 20(3). Ч. 1. С. 186–192.
11. Koning T. Exploring in Asia, Africa and the Americas for oil & gas in naturally fractured basement reservoirs: best practices & lessons learned // Georesources. 2019. Т. 21. № 4. P. 10–18.
12. Пуланова С.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы. 2019. Вып. 21. № 4. С. 19–26.

АДАПТАЦИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРИ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ БАРЬЕРНО-РИФОВОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА

Н.Г. Костин, К.Н. Двирняк

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Nikolay.Kostin@lukoil.com

Характеризация карбонатных пород как сложных и уникальных осадочных образований требует особого внимания к установлению связей между геологическими особенностями и результирующими петрофизическими свойствами [1].

Рассмотренные в данной статье работы включили в себя обобщение информации по результатам бурения и лабораторным исследованиям керна с последующим комплексным анализом данных для 513 образцов. В соответствии с условиями осадконакопления и уровнем гидродинамической энергии выделены отдельные типы пород (рок-типы). Характеризация установленных рок-типов реализована на основе специальных исследований керна [2, 3]. В результате оценки типов пород сформированы входные данные для создания петрофизической модели.

Анализ данных начат с совместной визуализации фотографий шлифов, срезов керна, образцов и данных рутинных исследований. Большое внимание уделено потенциально возможному техногенному изменению фильтрационно-емкостных свойств. Проведена оценка петрографического изучения пород с последующим обновлением границ литотипов. В пределах каждого литотипа выделены группы образцов, отличающихся по количественным и качественным критериям. В результате плаги были рассортированы на 12 основных групп с присвоением рок-типов. Классификация проведена в соответствии с геологической концепцией и уровнем гидродинамической энергии (рис. 1). Учтены современные аналоги отложений.

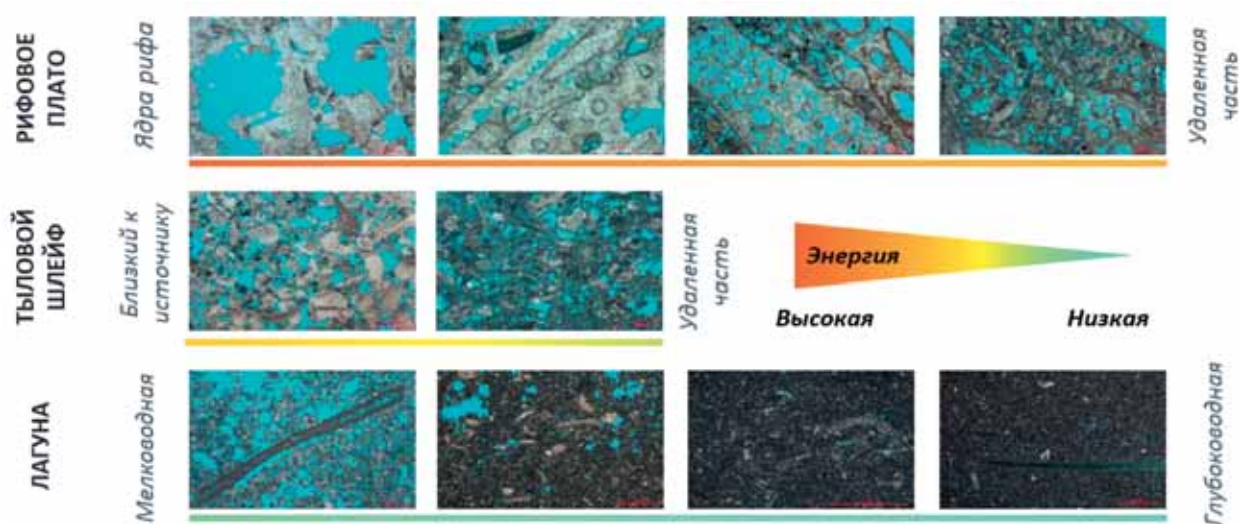


Рис.1. Изменение гидродинамической энергии и фотографии шлифов для основных фациальных зон.

Полученные результаты приведены в табл. 1. Детально выделенные рок-типы позволили уточнить связь петрофизических свойств пород и условий их образования.

Таблица 1

Рок-типы и фациальные обстановки расположенные в порядке изменения уровня гидродинамической энергии.

Рок-типы и фациальные обстановки											
1А	1В	2А	2В	3А	3В	4	5А	5В	5С	6А	6В
Ядра рифа	Рифовое плато (ближнее кядрам рифа)	Рифовое плато (удаленное отядер рифа)	Рифовое плато, псаммитовая структура	Шлейф (высокий уровень энергии)	Шлейф (умеренный уровень энергии)	Лагуна относительно мелководная	Лагуна	Лагуна относительно глубоководная	Лагуна глубоководная	Внутришельфовая депрессия	Внутришельфовая депрессия (ухудшенная)

Для характеристики выделенных типов использованы результаты ртутной порометрии. Оценена представленность и конфигурация поровых каналов [4], обуславливающих насыщение, фильтрационные и электрические

свойства [5, 6]. Согласно подходам Д. Винланда использована связь насыщения (S_{Hg}) и давления ртути при $S_{Hg}=35\%$. По этой зависимости образцы разделены на 10 отдельных групп (рис. 2). Границы по ртутной порометрии смещены до границ рок-типов и установлены доминирующие размерности поровых каналов.

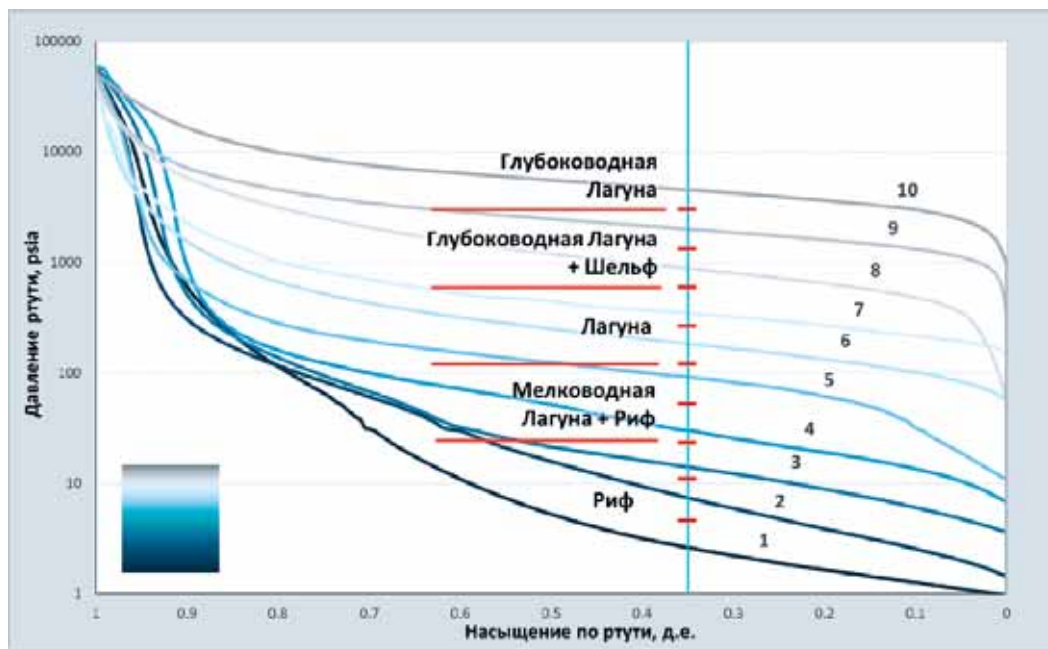


Рис. 2. Схема типизации образцов по результатам ртутной порометрии при $S_{Hg}=35\%$ и привязки к границам рок-типов.

После этого для выделенных рок-типов проведена оценка с использованием комбинации подходов Д. Винланда и Ф. Лусиа.

По классификации Ф. Лусиа рассматриваемые отложения можно разделить по структурно-текстурным индексам [7] следующим образом:

0,05–2,0 – риф без лагуны; 2,0–2,5 – риф и рифоподобная лагуна; 2,5–4,0 – карбонатные пески и лагуна, в т.ч. мелководная; 4,0+ – глубоководная лагуна и депрессионная шельфовая обстановка.

Структурно-текстурные индексы могут быть совмещены с границами рок-типов и доминирующей размерностью поровых каналов по ртутной порометрии (рис. 3).



Рис. 3. Объединение подходов типизации Ф. Лусиа и Д. Винланда для рифового плато и зарифовой зоны.

Разделение образцов на отдельные группы будет точнее, если рассматривать рифовое плато и зарифовую зону по отдельности.

Часть пород лагуны имеет сходные с карбонатными песками петрофизические свойства по результатам исследования керна и интерпретации ГИС. К этой области относятся только те породы, свойства которых были улучшены за счет вторичных процессов, что отчетливо прослеживается по фотографиям шлифов. Такие образцы можно объединить в один петротип.

Для рассматриваемой выборки образцов также проведена оценка индекса качества RQI, индикатора гидравлического типа коллектора FZI, выделены основные единицы потока с привязкой к типам пород и фациям.

Один из возможных вариантов разделения пород на группы приведен на рис. 4.

FZI принимает значения для основных границ 0,25 и 8,80, 1,05 и 2,70 для промежуточных. Границы FZI разбивают образцы на отдельные области точек, в каждую из которых входят рок-типы с 1А по 6В.

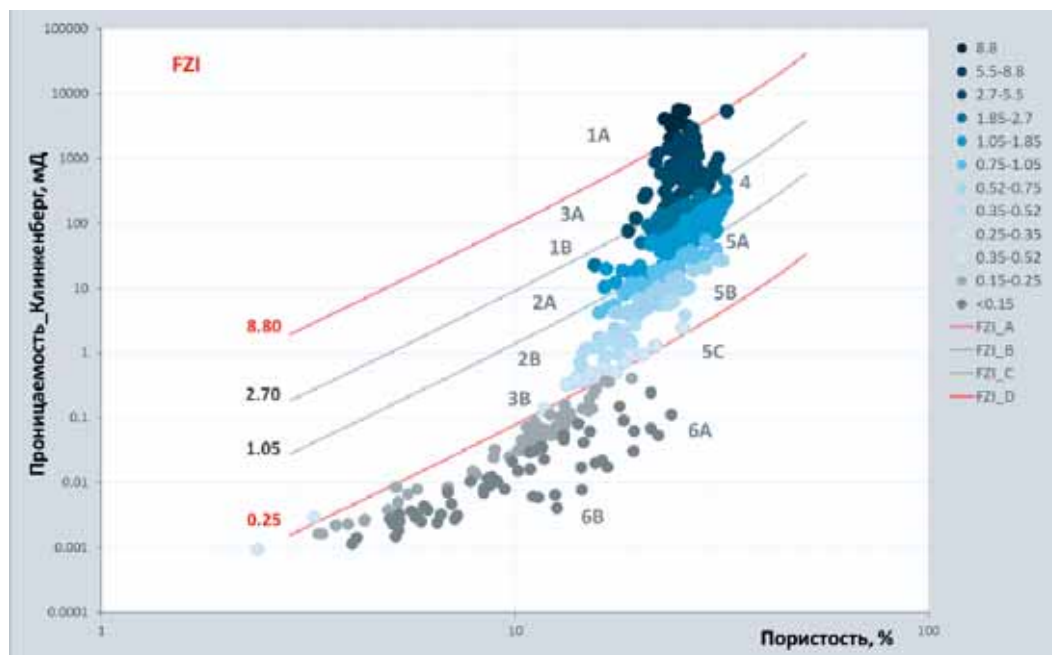


Рис.4. Выделение границ по индикатору гидравлического типа коллектора (FZI).

В целях характеристики пород дополнительно использовались результаты определения электрических свойств по керну и ГИС, а также насыщения методом полупроницаемой мембраны в пластовых условиях.

Каждый из подходов позволяет разделить образцы на группы, используя детальную рок-типизацию. Полученные результаты показывают хорошую согласованность с условиями осадконакопления и при более детальном анализе со вторичными процессами.

По завершении интерпретации данных отдельные образцы могут быть объединены в петротипы, опираясь на установленные границы между рок-типами.

Выводы:

✓ Подготовка входной информации для создания петрофизической модели отложений барьерно-рифового комплекса требует детализации литотипов, установленных стандартными подходами.

✓ Интерпретация результатов ртутной порометрии и применение подходов Ф. Лусия показывают связь оценочных параметров с обстановками осадконакопления и уровнем гидродинамической энергии. К оценочным параметрам отнесены проницаемость, электрические свойства, насыщение, доминирующая размерность поровых каналов, структурно-текстурный индекс и условная размерность кристаллов.

✓ Выделение отдельных рок-типов позволяет более точно установить, в каких случаях породы разных фаций могут принимать сходные значения петрофизических параметров. Например, карбонатные пески по петрофизическим свойствам близки к мелководным лагунным отложениям. Такие породы требуют особого подхода при выделении по результатам интерпретации ГИС.

✓ Точность установления границ между рок-типами повышается при предварительном разграничении рифового плато и зарифовой зоны.

Литература

1. Петерсилье В.И., Порожун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика, 2003. 257 с.

2. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карноушина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. Кн. 1. М.: Изд-во МГУ, 2008. 112 с.
3. Дортман Н.Б. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). М.: Недра, 1984. 455 с.
4. Макфи К., Рид Дж., Зубиразетта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам. М. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
5. Jalram Kamath, Evaluation of Accuracy of Estimating Air Permeability From Mercury Injection Data, SPE Formation Evaluation, December 1992, p. 310.
6. A.J. Katz and A.H. Thompson, Quantitative Prediction of Permeability and Electrical Conductivity in Porous Rock, Borehole Geophysics 1, March 1986, p. 315.
7. F. Jerry Lucia, Carbonate Reservoir Characterization, Second Edition. Austin, Texas: Springer, 2007. 341 P.

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН НА ОСНОВЕ НОВЫХ ПОДХОДОВ К КАРТИРОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

И.В. Колоколова, Е.М. Данилова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа, г. Москва, ipngkolokolova@yandex.ru

На этапе разведки и эксплуатации месторождений УВ для подсчета запасов и планирования эксплуатационного бурения используются карты эффективных нефтегазонасыщенных толщин. Карта, построенная с минимальными погрешностями, позволяет специалистам определять оптимальное местоположение скважин в максимальных эффективных толщинах, минимизируя тем самым риски бурения. Стандартный алгоритм построения карт описан во многих учебных пособиях и реализован в многочисленных программных средствах. Входными данными являются результаты интерпретации ГИС, отбора керна, исследования пластов на продуктивность. В межскважинном пространстве распределение толщин осуществляется с помощью сейсморазведки [1, с. 128–131].

В настоящей работе будет рассмотрен пример прогноза максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин в рифовых отложениях верхнего девона на основе новых подходов к картированию природных резервуаров по данным комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки. Представленная методика моделирования резервуаров разработана специалистами ИПНГ РАН и вот уже более 10-ти лет применяется для оценки перспектив участков на региональном, поисково-оценочном, разведочном и эксплуатационном этапах ГРП, успешно решая следующие задачи:

- определение общих закономерностей распределения коллекторов и экранирующих пластов (флюидопоров/покрышек) по разрезу;
- создание новых моделей «наилучших» высокеемких природных резервуаров;
- прогноз зон с максимальными значениями эффективных нефтегазонасыщенных толщин;
- оценка рисков геологоразведочных работ на нефть и газ, включая бурение;
- создание дерева принятия решений по ГРП для определенного участка работ.

Методика базируется на теории о трехслойном строении природных резервуаров (Б.В. Филиппов, 1967 г., В.Д. Ильин и др., 1986 г.) с использованием классического определения понятия природного резервуара по И.О. Броду и Н.А. Еременко. Согласно теории о трехслойном строении природных резервуаров, предполагается, что между традиционными элементами резервуара – крышкой и коллектором – существует слой – ложная крышка (ЛП), обладающий промежуточными свойствами. Экранирующие свойства таких пород невысоки. Но как раз подобные субстанции играют значительную роль при анализе и оценке перспективных объектов. А именно, выделение между коллектором и истинной крышкой (ИП) флюидопроводящей ложной крышки существенно меняет представление об объеме (наличии) залежи. На рисунках 1 и 2 представлены основные критерии существования залежи УВ. Если ЛП имеет меньшую толщину, чем коллектор или отсутствует совсем – ловушка (залежь) есть и, наоборот, если ЛП превышает толщину коллектора ловушки (залежи) нет. Следовательно, для выделения залежи и определения ее высоты необходимы данные о морфологии не одной поверхности (кровли продуктивного пласта), а двух разобленных – кровли коллектора и подошвы истинной крышки [2, с. 23–24].

Блок – схема работ состоит из нескольких этапов (рис. 3).

На первом этапе по данным ГИС определяются границы коллекторов и покрышек.

Выделение покрышек осуществляется по данным интерпретации ГИС на основании определения граничных численных значений «истинная – ложная крышка». Это «статистическая» граница – такая же, как «коллектор – неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта) [3, с. 34]. Предлагаемый подход к выделению флюидопоров залежей УВ основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литомеханические свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литомеханические свойства породы, используется отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и потенциальных флюидопоров, рассчитывается отношение НК/ГК, проводится нормировка отношения НК/ГК и кривой УЭС(R_p) (по глинистым и плотным породам) По итогам нормировки неколлекторы разделяются на флюидопоры и ложные крышки (рис.4,5). Далее при условии, что залежь УВ существует, выпол-

няется количественная оценка ее параметров – общая продуктивная толщина, эффективная нефтегазонасыщенная толщина, коэффициент пористости, коэффициент нефтегазонасыщенности и положение контактов.

Следующий шаг – по данным сейморазведки картируются целевые горизонты в не только в подошве покрышек, но и кровле коллекторов, строятся детальные модели природных резервуаров, по динамическим характеристикам волнового сейсмического поля выделяются области распространения покрышек, определяется их непрерывность по латерали и зоны с улучшенными коллекторскими свойствами. Полученная информация является базой для картирования ловушек, внутри которых прогнозируется открытие залежей УВ или детализации строения уже существующих залежей на открытых месторождениях.

Приведем пример.

Объект исследования: лицензионный участок в юго-восточной части Хорейверской впадины Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции.

Верхнедевонский комплекс на площади исследования сложен рифогенными образованиями фаменского и верхнефранского ярусов, представленных сирачойскими, задонскими, ливенскими, усть-печорскими и нюмылгско-зеленецкими отложениями. В основании залегает погребенный одиночный риф кольцевой формы. Нюмылгско-зеленецкие отложения (D_3nm-zl) вскрыты десятью скважинами, в четырех из которых получены незначительные притоки нефти.

Для принятия решения по дальнейшей доразведке продуктивного пласта (D_3nm-zl) потребовался анализ результатов уже выполненных работ на основе комплексной интерпретации данных ГИС и сейморазведки МОГТ-3D с применением вышеупомянутой методики. Основные результаты заключались в выработке рекомендаций по координатам точек заложения скважин и их проводке с целью вскрытия «наилучших» коллекторов с максимальными эффективными нефтенасыщенными толщами и получения максимально возможного безводного дебита.

В ходе работ:

- в интервале нюмылгско-зеленецких отложений (D_3nm-zl) по данным интерпретации материалов геофизических исследований 10-ти скважин выделено два интервала: верхний представлен плотными низкопористыми слабопроницаемыми известняками с единичными пропластками коллекторов, по сути ложной покрышкой, и нижний – чистыми (неглинистыми) известняками с высоким содержанием эффективных толщин. Граница раздела интервалов принята как условная граница кровли наилучших коллекторов (ОГ $III R_1$). Экраном для нюмылгско-зеленецких отложений служит маломощный (1–2 м) глинистый пласт в подошве нижекаменноугольных отложений C_1v (тульские глины) (рис.6);

- по сейсмическим данным на кубах относительного акустического импеданса и амплитуд выделена контрастная аномалия, интерпретируемая как более молодая органогенная постройка «карбонатный остров», сформировавшаяся над основным рифогенным объектом (рис. 7, 8). Наличие аномалии подтвердилось горизонтальными слайсами через 20 м по кубу амплитуд в пределах замкнутого контура структуры – 2630 м, где по динамике изменения формы отчетливо видно ее наличие в продуктивном интервале нюмылгско-зеленецких отложений и постепенное исчезновение вверх по разрезу до полного отсутствия в каменноугольных. Морфологию постройки контролирует отражающий горизонт $III R_1$, приуроченный к кровле высокочемких коллекторов. Пространственное положение ее свода вблизи предвизейского размыва и отсутствие ложной покрышки дает основание прогнозировать наличие коллекторов с высокими фильтрационно-мкостными свойствами в контуре аномалии, приобретенные за счет вторичных изменений – доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания, максимально развивающимися, как правило, в процессе перерывов в осадконакоплении. Это подтверждается яркой контрастностью и четкой формой аномалии, так как изменение амплитуды сигнала по латерали и вертикали является своеобразным индикатором литологического состава и коллекторских свойств пород. Учитывая вышеизложенное, по принятой модели нюмылгско-зеленецких продуктивных отложений в сводовой части структуры, совпадающей с границами аномалии на слайсах куба амплитуд, прогнозируется наличие наилучших коллекторов с максимальными эффективными толщами.

На слайсе по уровню – 2500 м, где постройка отмечается уже в виде точки, соответствующей наивысшему значению абсолютной отметки купола рифа, прогнозируется вскрытие максимальных эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 8) [4].

Далее для прогноза свойств коллекторов в рекомендуемой к бурению скважине (РЕК_1) были построены диаграммы – зависимости параметров коллекторов от общей толщины пласта в уже пробуренных скважинах.

При построении использовались следующие результаты интерпретации материалов геофизических исследований скважин: эффективная нефтенасыщенная толщина ($h_{эф}$), сумма произведений значений пористости на значения эффективных нефтенасыщенных толщин ($K_n * h_{эф}$), общая толщина (Н) – от отметки контура ВНК (-2630 м) до отметки кровли коллектора (ОГ $III R_1$).

По точечным диаграммам параметров коллекторов пласта от общих толщин подобраны уравнения кривых тренда, которые дали максимальные величины достоверной аппроксимации (R^2). Исходя из значения исходного параметра Н (ось абсцисс) для новой скважины, по этому уравнению рассчитывалось значение искомого параметра (ось ординат).

По данным интерпретации материалов сейморазведки 3D наивысшая точка по структурному плану ОГ $III R_1$ имеет значение Н, равное 130 метрам. Согласно полученной зависимости ему соответствует значение $h_{эф}$, равное 28,5 метрам. На графике (рис. 9), характеризующем данную зависимость, точка рекомендуемой скважины занимает наивысшее положение. Именно это значение использовалось при построении карты эффективных нефтенасыщенных толщин и выбора точки бурения скважины (рис. 10). Линия тренда имеет величину достоверной ап-

проксимации (R^2), равную 0,59, что говорит о достаточно тесной корреляционной связи и позволяет использовать эту зависимость для выполнения прогноза.

На рисунке 11 представлен график, характеризующий зависимость суммы произведений значений эффективной нефтенасыщенной толщины на значения пористости ($K_n \cdot h_{эф}$) от общей толщины пласта в скважине (H). На нем точка рекомендуемой скважины также занимает наивысшее положение со значением в 188 единиц.

Таким образом, можно предположить, что рекомендуемая скважина даст хорошие дебиты, а именно первые сотни кубических метров, превышающие суммарный дебит уже пробуренных скважин.

В результате по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки выполнен количественный прогноз параметров залежи на основе выявления зависимостей. Использование такого подхода для построения карт значений $K_n \cdot h_{эф}$ позволит в дальнейшем размещать эксплуатационные скважины непосредственно в максимумы подсчетных параметров.

Представленные новые подходы к картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации материалов каротажа и сейсморазведки и прогнозу эффективных нефтегазонасыщенных толщин могут стать серьезным практическим дополнением для специалистов нефтегазовой отрасли на разных этапах ГРП и освоения месторождений с целью получения детальных геологических моделей перспективных/продуктивных объектов и снижения рисков бурения.

Тезисы написаны в рамках выполнения государственного задания (тема «Прогноз состояния ресурсной базы нефтегазового комплекса России на основе системных исследований перспектив нефтегазоносности природных резервуаров в карбонатных, терригенных и сланцевых формациях» № АААА-А19-119030690047-6).

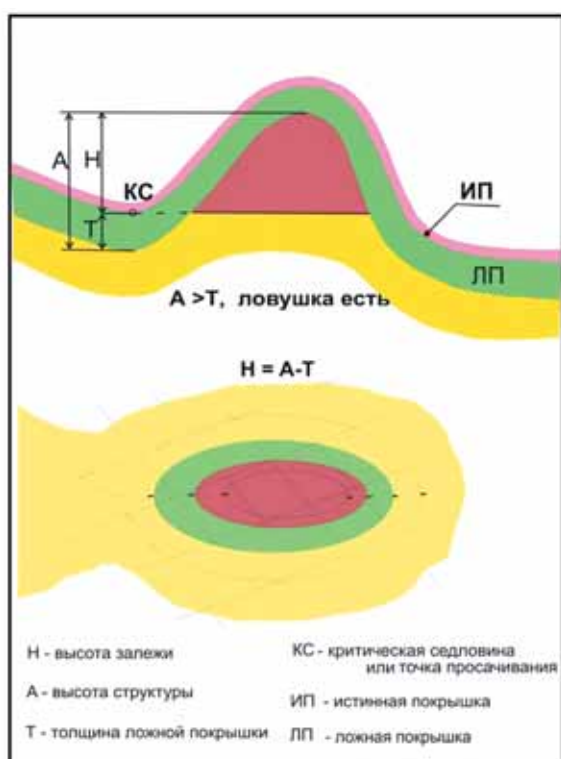


Рис. 1. Случай наличия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров.

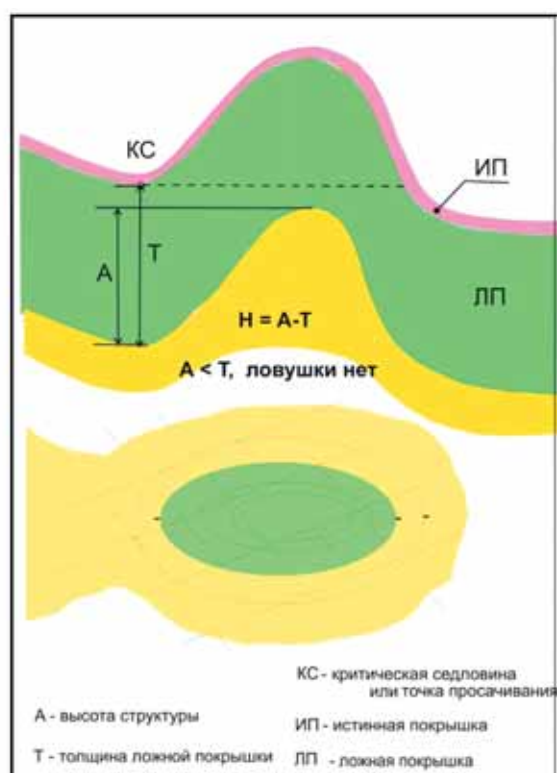


Рис. 2. Случай отсутствия залежи УВ согласно представлениям о трехслойном строении природных резервуаров.

Литература

1. Бакиров А.А., Бакиров Э.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа, книга 2. Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. М., Недра. 2012.
2. Колоколова И.В. и др. Оценка риска поисков нефти и газа на основе выделения и картирования покрышек залежей углеводородов по данным геофизических методов // Вестник ЦКР Роснедра. Москва. № 3. 2011.
3. Колоколова И.В., Попова М.Н., Хитров А.М. Покрышки залежей углеводородов и оценки ресурсного потенциала Тимано-Печорской провинции. II международная конференция Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция: перспективы освоения. Москва, 2012. с. 34.
4. Данилова Е.М., Колоколова И.В., Коновалова И.Н. О картировании высокочемких природных резервуаров в рифовых отложениях верхнего девона Тимано-Печорской НГП// Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа», Москва, вып.IV (27), 2019//http://oilgasjournal.ru/issue_27/danilova-kolokolova.html

ВЛИЯНИЕ ХАРАКТЕРА СОЧЛЕНЕНИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ПЛИТ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕВРАЗИЙСКОГО КОНТИНЕНТА НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

А.Е. Сергеев¹, А.М. Жарков²

¹*Brasas`rPlace – 3rdFloor, #69 AdmiraltyWay, LekkiPhaseI, Lagos–Nigeria,*

²*Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург, al.zharckoff@yandex.ru*

Территория Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенной в северо-западной части Евразийского континента, осваивается без малого сто лет, сегодня считается, что выработанность ресурсов УВ в её пределах составляет около 80%. За прошедшее время создана мощная промышленная база по переработке УВ, имеются подготовленные кадры высокой квалификации, активно работает комплекс учебных организаций. Перестройка столь значительной части инфраструктуры этой огромной территории России весьма затратное дело. По нашему мнению имеются основания для развития перспектив нефтегазоносности рассматриваемой территории с позиций более широкого рассмотрения теоретических положений этой проблемы.

Долгое время происхождение УВ обуславливалось абиогенным и биогенным подходами, которые имели вероятностный характер. Вначале текущего века биогенная гипотеза получила неоспоримое доказательство своего существования. Углеводороды были получены из залежей, приуроченных к толщам, характеризующимся условиями некомпенсированного осадконакопления и вследствие этого обогащённых ОБ, «сланцевые» углеводороды. Очевидно, что «сланцевые» УВ образовались и сохранились непосредственно в нефтематеринской свите. Это не значит, что не могло происходить абиогенное образование нефти или газа, возможно и оно имело место, но в условиях миграции в осадочном чехле, мы пока не можем разделять по генезису, с какого рода УВ имеем дело. Поскольку теория органического происхождения УВ, на сегодняшний день является преобладающей, рассмотрим с её позиций перспективы развития нефтегазовой геологии Волго-Уральской провинции, как северо-западной части Евразийского континента.

Если в обычных условиях ОБ в нефтематеринской свите составляет десятые доли процента, то в условиях некомпенсированного осадконакопления от 5 до 25%. Разница настолько велика, что свиты, сформированные в последнем случае, выступают как главные генераторы УВ и являются основанием для формирования углеводородных систем (УВС), включающих, как известно коллектор, покрывку и нефтематеринскую свиту. В Волго-Уральской провинции хорошо освоена, лишь доманиковая УВС. Вместе с тем имеется ещё две области развития некомпенсированного осадконакопления, это палеорифтовые структуры Камско-Кинельской системы прогибов и краевые области пассивных континентальных окраин Восточно-Европейского кратона. Обе обозначенные УВС нуждаются в многоаспектном исследовании. В рамках данного повествования остановимся на одном из этих аспектов, влиянии характера сочленения континентальных плит северо-западной части Евразийского континента на нефтегазоносность осадочного чехла Восточно-Европейской платформы. Последняя, имеет пассивные континентальные окраины, в пределах территории России, вдоль Уральских гор и Тимана, а на юге, отделена Днепровско-Донецким авлакогеном. Соответственно, мы можем предполагать развитие нефтематеринских свит вдоль Уральского и Тиманского хребтов. Углеводородные системы подобного рода наиболее изучены в юго-восточной части Евразийского континента, на юге Восточно-Сибирской плите, где вдоль предгорий Прибайкальского хребта, на протяжении нескольких сотен километров выходит качергатская свита аспидно-чёрных сланцев. Это в современном положении свита поднята на дневную поверхность, вследствие формирования Байкальской рифтовой зоны, а в палеозойский период, она залегала на глубине нескольких километров. Собственно, благодаря этой нефтематеринской свите, мы имеем месторождения УВ на юго-востоке Иркутской области и юго-западе республики Якутии. Выявленные месторождения в основном приурочены к зоне регионального выклинивания отложений базального терригенного комплекса (Ярактинское, Аянское, Дулиминское, Верхнечонское). Эта зона на территории Восточно-Европейской платформы изучена крайне слабо и может представлять интерес для поиска месторождений УВ связанных со структурно литологическими и литологическими ловушками УВ.

Однако нефтегазоносность УВС краевых частей древних платформ в значительной степени зависит от характера сочленения плит. В частности вдоль Тиманской гряды фиксируется сочленение близких по возрасту осадочного чехла плит, Восточно-Европейской, с рифейско-вендским возрастом базальных отложений осадочного чехла, и Печорской, с вендским возрастом базальных отложений. Причём в рифейской толще первой из них уже могла осуществляться генерация УВ. Столкновение разрушило возможные месторождения, образовав мощную зону дренирования, сейчас мы наблюдаем только признаки былой нефтегазоносности, но обнаружение скоплений УВ маловероятно. Другое дело восточный, приуральский, склон Восточно-Европейского кратона, здесь коллизия плит Восточно-Европейской и Западно-Сибирской произошла в мезозойский период, когда вероятная нефтематеринская свита (калтасинская) уже полностью реализовала свой генерационный потенциал и УВ мигрировали вверх по региональному склону плиты до зоны выклинивания базального комплекса отложений, как и на Восточно-Сибирской плите. Возможным результатом этой миграции является крупнейшее месторождение УВ на территории Волго-Уральской провинции, Ромашкинское.

В результате приведённых рассуждений можно констатировать:

– на территории Волго-Уральской провинции можно выделить три УВС: калтасинскую, доманиковую и Камско-Кинельских прогибов. Обозначенные системы характеризуются значительной обособленностью по вре-

мени генерации УВ, масштабам этого процесса и специфики условий миграции нефти и газа, но являются детерминированными в рамках развития осадочного чехла провинции;

– предлагается выделить зону выклинивания отложений Базального комплекса приуральской части Восточно-Европейского картона для изучения распространения месторождений УВ приуроченных к литологическим и структурно-литологическим ловушкам.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА И СЫЧУАНЬСКОЙ ДЕПРЕССИИ КИТАЯ ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ КЕРНА

В.П. Морозов¹, Цзинь Чжицзюнь², Лян Синьпин², Э.А. Королев¹, А.Н. Кольчугин¹, А.А. Ескин¹

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, Vladimir.Morozov@kpfu.ru

²Научно-исследовательский институт по разведке и разработке нефти СИНОПЕК, г. Пекин, Китай

В Китае и России в связи с истощением традиционных ресурсов углеводородного сырья в настоящее время уделяется большое внимание поискам, разведке и эксплуатации относительно нового источника сырья – углеводородов нефтематеринских пород. Последние относятся к нетрадиционным ресурсам углеводородного сырья и ввод их в эксплуатацию предопределяет высокую степень их минералогического, литологического и геохимического изучения.

Объектами настоящих исследований служили нефтематеринские отложения горизонта Логмасы нижнего силура Сычуаньской депрессии и семилукского (доманикового) горизонта франского яруса верхнего девона Волго-Уральского региона Восточно-Европейской платформы. Следует сказать, что, если нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии в настоящее время активно эксплуатируются как газовые месторождения, то нефтематеринские породы Восточно-Европейской платформы эксплуатируются весьма в небольшом объеме как нефтяные залежи.

Сычуаньская нефтегазоносная депрессия расположена в юго-западной части Китая. Площадь более 260 тыс. км². Депрессия Сычуань приурочена к межгорной впадине в западной части платформы Янцзы. Ограничена палеозойскими горноскладчатыми сооружениями. Фундаментом служат породы протерозойского возраста. Осадочные толщи мощностью свыше 12 км сложены тремя структурно-литологическими комплексами: 1) синийско-силурийским, представленном карбонатно-терригенными породами мощностью до 1,5–2,5 км; 2) юрско-меловым, выполненным угленосными песчано-глинистыми породами мощностью 3–8 км; 3) пермско-триасовым преимущественно карбонатным с прослоями ангидритов и солей в среднем триасе мощностью до 2,2 км.

Промышленная эксплуатация нефтематеринских пород Сычуаньской депрессии как газовых месторождений обусловлена высокой степенью зрелости органического вещества сапропелиевой природы. Согласно некоторым публикациям, палеотемпературы в меловом периоде достигали 200°C, тогда как в современное время они менее 100°C.

Считается, что образование наиболее богатых органическим веществом кремнистых сланцев Сычуаньской депрессии происходило в условиях бескислородной среды, низкой гидродинамики водной среды, ниже базиса волнового воздействия в относительно глубоководном шельфе. Также указывается, что основной породобразующий минерал кремнистых сланцев – кварц (халцедон) – имеет биогенное происхождение, реже обнаруживается в качестве обломочных зерен.

Изучение минерального состава пород и содержания в них органического вещества показало, что с увеличением в образцах содержания кварца (халцедона) увеличивается и содержание общего органического вещества. Наоборот, с увеличением в составе пород глинистых минералов общее содержание органического вещества уменьшается, тогда как зависимости между содержанием карбонатов и полевых шпатов, с одной стороны, и общим содержанием органического вещества, с другой – не выявлены.

Нефтематеринские породы Восточно-Европейской платформы имеют большое распространение и образуют широкую меридионально вытянутую полосу, простирающуюся к западу от Урала. В русскоязычной литературе они называются доманикитами. Такие образования формируют толщу, относимую к семилукскому горизонту франского яруса верхнего девона. В последнее время выявлено, что такие образования с высоким содержанием органического вещества обладают преимущественно карбонатно-кремнистым составом. Глубина их залегания составляет 1500–1800 м. Начиная с работы А.Д.Архангельского (1929) эти образования стали считать нефтематеринскими для нефтяных месторождений востока Восточно-Европейской платформы.

Исследования по диагенезу пород доманикового типа проводились углепетрографическим методом и пиролитическим методом (RockEval). Многими авторами показано, что доманиковые отложения находились на стадии начала среднего диагенеза. В результате был получен вывод, что отложения во время генерации нефти находились в начале главной фазы нефтеобразования. Проведенные нами исследования газовой-жидкой включений в карбонатных прожилках доманикитов показали, что палеотемпературы пород времени нефтегенерации превышали 100°C. Современные же температуры этих пород не превышают 30°C.

С.В. Максимова (1970) на основании присутствия в близких по возрасту отложениях крайне редко встречающихся вулканических пород пришла к выводу о вулканогенной природе минералов кремнезема в составе доманиковых отложений. Но строгих доказательств вулканогенной природы кварца (халцедона) не приводится. На основании изучения соотношения различных групп фауны С.В. Максимова делает вывод, что доманиковый бассейн

характеризовался нормальной соленостью, нормальным кислородным режимом и преобладающей глубиной около 100 м. Аналогичная точка зрения о влиянии эндогенного фактора на формирование доманиковых отложений высказывается авторами и более поздних работ. В них также указывается, что седиментогенез карбонатно-кремнистых пород происходил в бескислородной среде, что обусловило хорошую сохранность органического вещества.

Однако анализ литературы по условиям образования доманикитов и источникам вещества не позволяет однозначно судить о влиянии эндогенного фактора на формирование доманиковых отложений, хотя в литературе говорится о влиянии эндогенных флюидов на формирование осадков, в которых велика доля сапропелиевой компоненты. В ней также указывается на формирование осадков с высоким содержанием органического материала во время отсутствия привноса терригенного материала или пониженной его седиментации.

Приведенный литературный обзор геологического положения нефтематеринских пород Сычуаньской депрессии и востока Восточно-Европейской платформы показал некоторые черты их общности и различия (табл. 1).

Таблица 1

Объекты исследования	Возраст	The depth of burial	Mineral composition	Общее содержание органического вещества	Тип органического вещества
Нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии	Горизонт Лонмасы нижнего силура	The end of middle burial	Is dominated by quartz (chalcedony)	0,55–5,89%, среднее > 2%	Сапропелиевое
Нефтематеринские породы востока Восточно-Европейской платформы	Семилукский горизонт франского яруса верхнего девона	The start of middle burial	Is dominated by quartz (chalcedony) and calcite	0–35%, среднее 6–8%	Сапропелиевое

Краткий обзор геологии нефтематеринских пород Сычуаньской депрессии и Волго-Уральского региона показывает их некоторую общность. Она заключается в следующем:

- нефтематеринские толщи, обогащенные органическим веществом, накапливались в бескислородной и низкоэнергетичной водной среде и в довольно глубоководных условиях;
- органическое вещество по природе является сапропелиевым;
- одним из основных породообразующих минералов обоих нефтематеринских толщ является кварц (халцедон).

Важным, на наш взгляд, отличительным признаком изучаемых отложений является их геологическое положение. Нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии располагаются среди карбонатно-терригенных отложений, тогда как нефтематеринские породы Волго-Уральского региона развиты среди карбонатных отложений. Поэтому можно предположить, что в составе пород китайских образцов можно ожидать минералы, привнесенные из более древних терригенных отложений, а в составе российских образцов такие минералы должны отсутствовать.

Следует подчеркнуть, что, несмотря на хорошую изученность сланцевых толщ горизонта Лонмасы депрессии Сычуань и доманиковых отложений востока Восточно-Европейской платформы, в литературе недостаточно строго показана уникальность таких объектов, связанная с источниками поступления материала при их седиментогенезе. Остаются неясными вопросы о роли эндогенного фактора в формировании таких отложений и причинах повышенного содержания в них органического вещества. Решению этих вопросов и посвящена настоящая публикация.

В качестве материала для исследования служили образцы керна. Для проведения аналитических работ использовались представительные образцы, являющиеся типичными для изучаемых толщ. Для их исследования использовались следующие методы: оптико-микроскопический анализ, рентгенографический анализ, рентгенофлуоресцентный анализ, синхронный термический анализ, пиролиз по методу RockEval.

Уникальность нефтематеринских пород заключается в том, что они в разрезе не являются столь же распространенными породами, как, например, глинистые, карбонатные или песчаные отложения. Так, в пределах осадочного чехла восточной части Восточно-Европейской платформы доманикиты занимают весьма малый объем и приурочены лишь к семилукскому горизонту франского яруса верхнего девона. Их мощность составляет лишь 20–30 м, тогда как мощность осадочного чехла составляет около 2000 м.

Следует признать, что изученные породы довольно неоднозначно идентифицируются под микроскопом в силу их сложения органическим веществом и тонкодисперсной минеральной компонентой. К тому же органическое вещество маскирует тонкодисперсные зерна минералов. По результатам оптико-микроскопического анализа изученные нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии и Волго-Уральского региона обнаруживают черты сходства и различия. Сходство изученных образцов заключается в присутствии в них значительного количества органического вещества и тонкодисперсной минеральной компоненты, которая не всегда однозначно идентифицируется. Отличие же заключается в присутствии в образцах Сычуаньской депрессии небольшого количества обломочных зерен кварца и чешуек слюды, тогда как в образцах Волго-Уральского региона тонкодисперсный кварц не обнаруживает признаков обломочного происхождения, а глинистые минералы не определяются.

Результаты рентгенографического анализа, показанные в таблице 2, указывают на довольно большое сходс-

тво минерального состава изученных объектов, т.к. набор слагающих горные породы минералов весьма близок. Во всех них главным минералом является кварц (халцедон), в меньшем количестве присутствуют полевые шпаты, слюды, карбонаты и пирит. Различия заключаются, прежде всего, в количественном соотношении минералов, а также в отсутствии хлорита в образцах доманика.

Близость минерального состава нефтематеринских образцов Сычуаньской депрессии и Волго-Уральского региона может указывать на одинаковые источники поступления вещества при седиментогенезе рассматриваемых отложений.

Сопоставление результатов оптико-микроскопического и рентгенографического анализов показывает, что в первом анализе доля зерен кварца (халцедона) и близких по оптическим свойствам полевых шпатов не превышает 20%. Тогда как содержание этих минералов по данным рентгенографического анализа составляет значительно большие величины. Так, например, в наиболее богатых органическим веществом образцах содержание кварца (халцедона) и полевых шпатов превышает 70%. Следовательно, можно сказать, что многие зерна кварца (халцедона) и полевых шпатов под микроскопом в шлифах не определяются в силу их малого размера и, к тому же, они маскируются органическим веществом.

Установленные по результатам рентгенофлуоресцентного анализа корреляционные связи между SiO_2 и CaO , с одной стороны, и другими выявленными химическими элементами, с другой, выявили довольно важную особенность. Так, например, обнаруживаются положительные корреляционные связи между кремнеземом (кварцем, халцедоном) и биофильными химическими элементами. К числу последних, относятся такие элементы как P, S, Fe, Cu, Zn, Mo, Cl, V, Cr, Ni. Тогда как перечисленные биофильные элементы не обнаруживают положительной связи с оксидом кальция, т.е. кальцитом.

Результаты синхронного термического анализа показывают, что по содержанию органического вещества и его компонентов изученные образцы Сычуаньской депрессии довольно сильно отличаются от образцов Волго-Уральского региона. Такое различие проявляется не столько в общем содержании органического вещества, сколько в количественном соотношении его компонент. В образцах Сычуаньской депрессии обнаруживается кероген, тогда как в изученном образце Волго-Уральского региона он не обнаружен. Хотя эта компонента органического вещества нередко обнаруживается в других ранее изученных образцах Волго-Уральского региона. Другое отличие заключается в преобладании в образцах Сычуаньской депрессии легких углеводородов над тяжелыми, тогда как в образце Волго-Уральского региона явно преобладают тяжелые углеводороды над легкими.

Первое отличие можно объяснить различными типами керогена в китайских и российских образцах. Хотя следует признать, что такой вывод требует дополнительных исследований. Второе отличие объясняется значительно большей степенью термической зрелости китайских образцов по сравнению с российскими.

Еще одним важным, на наш взгляд, установленным фактом служит аномальное термическое поведение кварца (халцедона). На кривой ДСК изученных образцов не обнаруживается эндотермический эффект кварца при 573°C , который бы указывал на то, что кварц имеет обломочный генезис. Проведенные дополнительные исследования битумонасыщенных полимиктовых песчаников, в которых кварц однозначно имеет обломочный генезис, выявили этот эффект, тогда как исследования кварца (халцедона) технической яшмы, которая имеет гидротермально-осадочный генезис, не показали наличия этого эндоэффекта. Следовательно, можно сказать, что по теплофизическим свойствам кварц (халцедон) изученных образцов нефтематеринских пород Сычуаньской депрессии и Волго-Уральского региона соответствует образцам яшм гидротермально-осадочного генезиса и отличается от образцов кварца обломочных пород.

Следовательно, по теплофизическим свойствам кварц (халцедон) изученных нефтематеринских пород соответствует кварцу (халцедону) гидротермально-осадочного генезиса и не является по природе обломочным. Другими словами, источником вещества для осаждения минералов кремнезема изученных нефтематеринских пород служили флюиды глубинной природы.

Сопоставление результатов синхронного термического анализа и рентгенографического анализа показывает, что с увеличением в образцах содержания кварца увеличивается и содержание органического вещества.

Такая зависимость показана в нашей публикации. Она указывает на одновременное накопление в осадке кремнезема и органического вещества. Отсюда логично сделать вывод о том, что вынос на поверхность морского водоема кремнезема сопровождался также выносом и биофильных химических элементов, которые и привели к массовому развитию биоты, т.е. накоплению органического вещества.

Более значительная диагенетическая зрелость образцов из Китая подтверждается результатами пиролитических исследований по методу RockEval. Об этом свидетельствуют данные по определению T_{max} . Величина T_{max} образцов Китая на 50 градусов отличается от образцов из России.

К тому же установлено, что в образцах из Китая преобладают легкие углеводороды S_1 над тяжелыми S_2 ($S_1 \geq S_2$). В российских же образцах это соотношение обратное. Полученные данные подтверждаются и результатами синхронного термического анализа.

Согласно работам многих российских и китайских исследователей, полученные результаты показывают, что нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии прошли фазу нефтеобразования и достигли фазы газообразования, тогда как образцы Волго-Уральского региона достигли лишь начала фазы нефтеобразования. Другими словами, последние обладают значительно меньшей зрелостью органического вещества.

Выводы

1. Основной минерал нефтематеринских пород горизонта Лонмасы Сычуаньской депрессии и семилукского (доманикового) горизонта Волго-Уральского – это является халцедон, что установлено рентгенографическим анализом. Однако халцедон не следует считать терригенным (обломочным) минералом. Судя по приведенным результатам синхронного термического анализа он по своим теплофизическим свойствам аналогичен гидротермально-осадочному халцедону яшм.

Следовательно, можно считать, что этот минерал образовался вследствие излияния глубинных флюидов на морское дно.

2. Обнаруженные прямые зависимости между содержанием халцедона и содержанием общего органического вещества, а также присутствием в кремнистых породах биофильных химических элементов позволяет сделать следующий вывод. Повышенное содержание органического вещества в изученных нефтематеринских породах обусловлено присутствием в глубинных флюидах биофильных химических элементов, которые привели к массовому развитию биоты и соответственно накоплению органического вещества при седиментогенезе.

3. Присутствующее в изученных нефтематеринских породах органическое вещество находится на различных стадиях зрелости. Установлено, что нефтематеринские породы Волго-Уральского региона достигли лишь начала главной фазы нефтеобразования, тогда как нефтематеринские породы Сычуаньской депрессии прошли фазу нефтегенерации и достигли фазы газообразования. Поэтому последние эксплуатируются преимущественно как газовые залежи. А нефтематеринские породы Волго-Уральского региона следует рассматривать в качестве потенциально нефтяных месторождений.

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ВОСТОЧНОЙ АРКТИКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.Ю. Керимов¹, Ю.В. Щербина¹, Е.А. Лавренова²

¹ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия, ²ООО АСАП Сервис, Геленджик, Россия

В осадочных бассейнах Восточной Арктики прогнозируется значительный углеводородный потенциал. Все известные на сегодня проявления нефтяных углеводородов установлены на прилегающей с юга суше (Лено – Анабарское междуречье, правобережье Хатангского залива), а также на востоке шельфа (о-ва Котельный и Бельковский) [6, 7, 9]. Вместе с тем эти бассейны остаются слабо изученными, что обуславливает применение метода геологических аналогий для оценки перспектив нефтегазоносности и, в частности, их ресурсного потенциала.

В рамках настоящей работы проведены исследования с позиций концепции генерационно-аккумуляционных углеводородных систем с применением современных методов бассейнового анализа и численного геологического моделирования. Восточно-Арктические акватории включены в единую модель с целью выполнения адекватного сравнительного анализа эволюции углеводородных систем, учитывая, что изучаемые осадочные бассейны входят в состав одной континентальной окраины и их границы не всегда совпадают с условными границами акваторий [1, 10]. В качестве основы для бассейнового анализа использована модель, разработанная специалистами Equinor (Sommeetal., 2018), которая охватывает временной период с триаса по палеоген включительно и учитывает плито-тектонические реконструкции, выполненные Dorje с соавторами в 2015 г.

Профиль генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) Восточной Арктики (рис. 1) отражает установленные по результатам моделирования существенные различия в строении анализируемых углеводородных систем, включая зрелость ОБ пород и степень проявления структурного фактора.

Моделирование выполнено в двух вариантах с разными типами керогена НГМТ, соответствующими гумусовому и сапропелевому ОБ. Результаты выполненного моделирования показали, что уже к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа и к палеогену перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только доаптские осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации. Апт-верхнемеловые отложения всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ – в нижней, нефть – в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых и Северо-Чукотском прогибе, где на большей части территории они перегреты.

Для анализа развития моделируемых углеводородных систем были рассчитаны модели соответствующих оценочных параметров (рис. 2).

Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в Лаптевоморском бассейне. Зрелость ОБ палеогена Северо-Чукотского и Новосибирского бассейнов соответствует главной зоне нефтеобразования.

ОБ нижней части неоген-четвертичного комплекса прогрето до уровня «нефтяного окна» в Северо-Чукотском и Лаптевоморском бассейнах. Отложения, распространенные в пределах акватории моря Лаптевых, могли генерировать УВ около 5.3 млн лет назад, породы Северо-Чукотского прогиба вошли в нефтяное окно позже.

Показатели степени преобразованности ОБ, удельные плотности генерации и эмиграции УВ, характеризу-

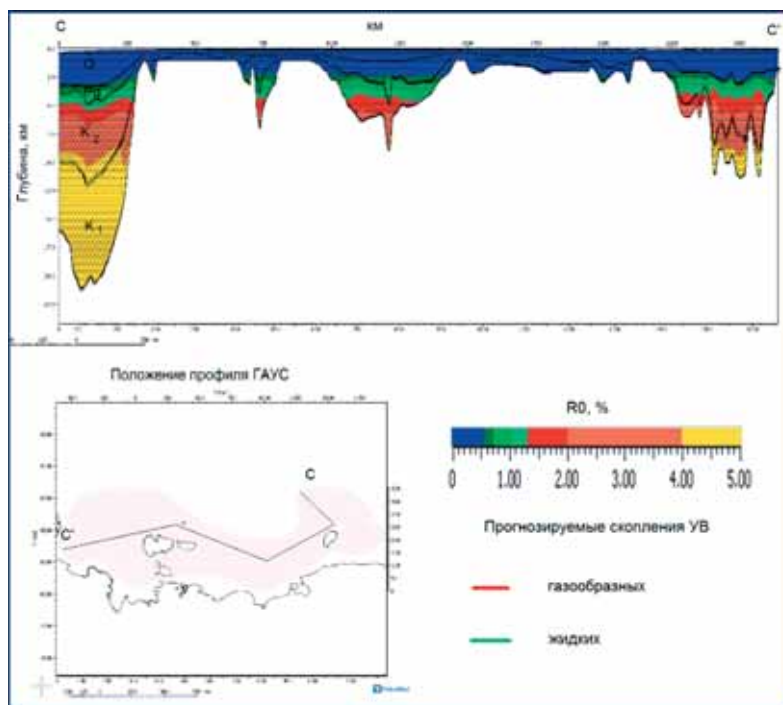


Рис. 1. Профиль генерационно-аккумуляционных углеводородных систем Восточной Арктики.

ющие гипотетические НГМТ определяются, в том числе и типом керогена [2, 5]. Как уже отмечалось, в условиях существенной неопределенности в части вещественно состава осадочного чехла изучаемых бассейнов в рамках настоящего исследования применен вариативный подход и моделирование выполнялось в двух вариантах: для керогена II и III типов.

Объемные характеристики генерационно-эмиграционного потенциала изученных НГМТ для двух типов керогена представлены в таблицах 1 и 2. Учитывая, что для всех изучаемых комплексов задавались НГМТ с одинаковыми свойствами, полученные рассчитанные генерационные и эмиграционные свойства определяются в значительной степени тепловым режимом и тектонической эволюцией бассейнов.

Генерационно-эмиграционные свойства апт-верхнемеловой и палеогеновой НГМТ высокие, их значения генерационного и эмиграционного баланса находятся примерно на одном уровне. Аналогичные показатели неогеновой НГМТ на порядок ниже, что обусловлено невысокой зрелостью органического вещества.

В модели с III типом керогена соотношения генерационно-эмиграционных свойств разновозрастных НГМТ соответствуют модели со II типом, однако прогнозируемые объемы генерированных и эмигрированных УВ существенно ниже.

Результаты выполненного моделирования показали, что к началу апта большая часть нижнемеловых отложений Северо-Чукотского прогиба находилась в температурных условиях, соответствующих главной зоне генерации газа и к палеогену перезрела. В настоящее время в прибортовых частях прогиба возможна генерация газа и только осадки Северо-Врангелевского прогиба находятся в главной зоне нефтегенерации. Апт-верхнемеловые осадки всех изучаемых бассейнов могли генерировать углеводороды уже к началу палеогена: газ – в нижней, нефть – в средней части разреза. На современном этапе развития бассейнов самые зрелые отложения прогнозируются в море Лаптевых, где на большей части акватории они перегреты. Палеогеновые породы в настоящее время во всех бассейнах способны генерировать как жидкие, так и газообразные УВ. Максимальная зрелость отмечается в Лаптевоморском бассейне.

Наиболее вероятные области аккумуляции УВ в резервуарах апт-верхнемелового комплекса Северо-Чукотского и Новосибирского бассейнов располагаются преимущественно в их прибортовых частях на глубинах менее 5 км. В Лаптевоморском бассейне кроме прибортовых зон выделяется крупная область в центральной части бассейна, где залежи углеводородов ожидаются на глубинах более 5 км. Для комплекса в целом доля газообразных УВ в резервуарах составляет около 25% при втором типе керогена и 62% – при третьем. В палеогеновом комплексе скопления углеводородов прогнозируются преимущественно в центральных частях изученных бассейнов и в меньшей степени – в прибортовых. Глубины залегания перспективных объектов от 5–6 км в центральных частях до 2–3 – в прибортовых. Доля газовой составляющей в прогнозируемых скоплениях соответственно 17% и 64% для второго и третьего типов керогена. В неогеновом комплексе скопления УВ ожидаются преимущественно в пределах Лаптевоморского бассейна. Это в основном нефтяные залежи с растворенным газом, доля которого не превышает 15%. В случае третьего типа керогена можно ожидать газовые и газонефтяные залежи. Соотношение жидких и газообразных углеводородов для комплекса в целом приблизительно одинаковое. В центральной и южной части Лаптевоморского бассейна во всех комплексах вне зависимости от типа керогена ожидаются газовые

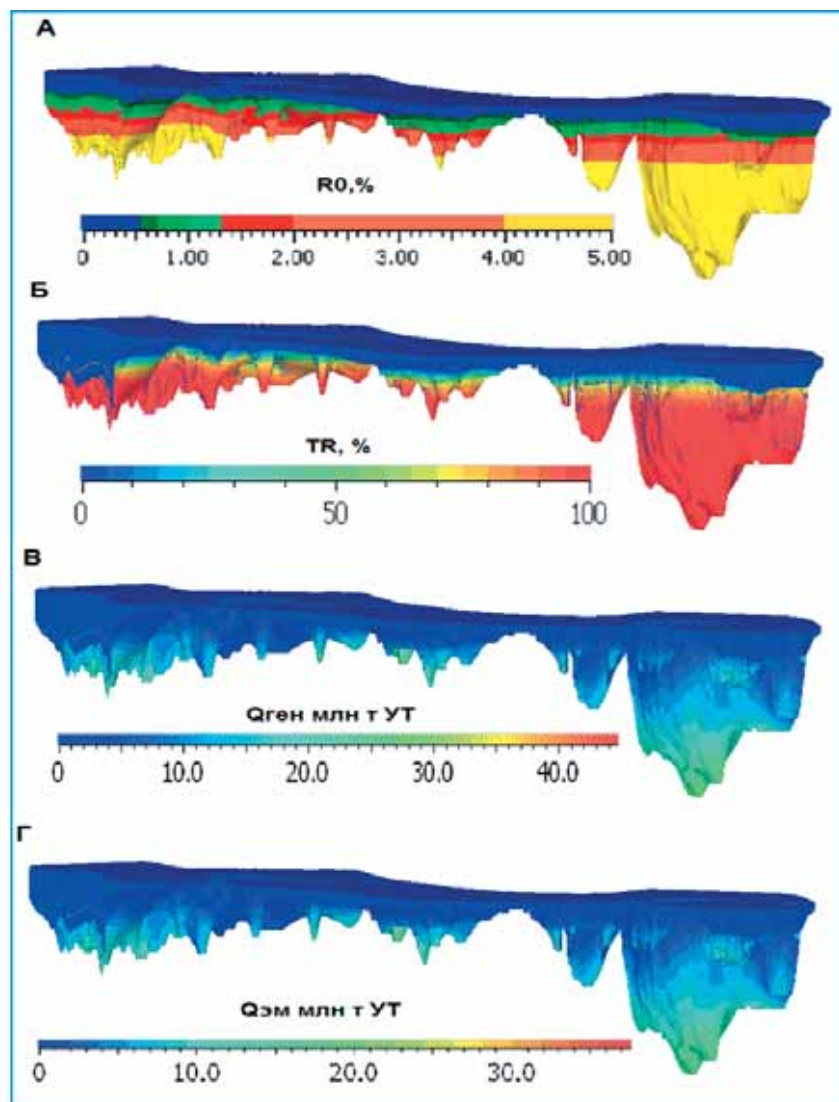


Рис. 2. 3D модели оценочных параметров Восточной Арктики: А – отражательной способности витринита, Б – степени преобразованности ОБ, В – удельных плотностей генерации УВ, Г – удельных плотностей эмиграции УВ.

Таблица 1

Углеводородный потенциал НГМТ бассейнов Восточной Арктики. Кероген II типа

Нефтегазоматеринская толща	Остаточный потенциал, млн. т УТ	Генерационный баланс, млн. т УТ	Аккумулиро-вано в НГМТ, млн. т УТ	Эмиграционный баланс, млн. т УТ
Апт-верхнемеловая	256609,29	888439,72	65930,666	822509,06
Палеогеновая	743354,49	1023843,86	151544,34	872299,51
Неогеновая	1452778,2	138850,42	93351,74	45498,69
Итого:	2452741,98	2051134	310826,746	1740307,26

Таблица 2

Углеводородный потенциал НГМТ бассейнов Восточной Арктики. Кероген III типа

Нефтегазоматеринская толща	Остаточный потенциал, млн. т УТ	Генерационный баланс, млн. т УТ	Аккумулиро-вано в НГМТ, млн. т УТ	Эмиграционный баланс, млн. т УТ
Апт-верхнемеловая	154184,2	362576,59	772,3	361804,16
Палеогеновая	431117,5	363833,7	1781,99	362051,71
Неогеновая	687549,12	17966,34	2515,16	15451,18
Итого:	1272850,82	744376,63	5069,45	739307,05

залежи, что обусловлено повышенным тепловым потоком и как следствие – высокой степенью преобразованности ОВ нефтегазоматеринских пород.

Литература

1. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. (2015) Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря//Нефтяное хозяйство(8). С. 22–27.
2. Лазуркин Д.В. Перспективы нефтегазоносности морей Лаптевых, Восточно-Сибирского, Чукотского // Атлас: Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: ГИН РАН, 2004.
3. Секретов С.Б. Осадочные комплексы и перспективы нефтегазоносности морей Лаптевых и Восточно-Сибирского // В кн.: Геология и полезные ископаемые шельфов России. М.: Геос, 2002. С. 54–77.
4. Тектоническая карта морей Карского, Лаптевых и Севера Сибири (под. ред. Н.А. Богданова и В.Е. Хаина). М.: Инст. Литосферы, 1998.
5. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н. (2017) Генерация и аккумуляция углеводородов в условиях больших глубин земной коры//SOCARProceeding (1). С. 4–16.
6. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Осипов А.В., Серов С.Г. Эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на территории Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы (Восточная Сибирь)//Нефтяное хозяйство. 2019. (5). С. 39–42.
7. Мустаев Р.Н. Ву Нам Хай, Керимов В.Ю., Леонова Е.А. Условия генерации и формирования залежей УВ в Кылулонгском бассейне по результатам моделирования УВ систем. Геомодель – 2015 17-я международная научно-практическая конференция, посвященная вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. С. 212–216.
8. Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Дмитриевский С.С. Моделирование термобарических условий формирования скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья. Геомодель – 2016 18-я международная научно-практическая конференция, посвященная вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа.
9. Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Бондарев А.В. Оценка генерационного потенциала сланцевых низко проницаемых толщ (майкопская серия Кавказа)//SOCARProceedings. 2018. (1). С. 4–20.
10. Керимов В.Ю., Гордадзе Г.Н., Латидус А.Л., Жагфаров Ф.Г., Захарченко М.В. Физико-химические свойства и генезис асфальтитов Оренбургской области//Химия твердого топлива. 2018 (2). С. 128–137.
11. Богоявленский В.И., Керимов В.Ю., Ольховская О.О. Опасные газонасыщенные объекты на акваториях Мирового океана: Охотское море // Нефтяное хоз-во. 2016. № 6. С. 43–47.
12. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Сизиков Е.А., Синявская О.С., Макарова А.Ю. Условия формирования и эволюция углеводородных систем на Присахалинском шельфе Охотского моря, Нефтяное хозяйство. 2015. (8). С. 22–27

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛОЖНОЭКРАНИРОВАННОГО ТИПА В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СТЫКЕ ПОГРАНИЧНЫХ ТЕРРИТОРИЙ БАШКОРТОСТАНА, ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА И ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

В.К. Утопленников, А.Д. Драбкина

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, vutoplennikov@ipng.ru

Материалы многолетних геологоразведочных работ показали очень высокие перспективы выявления промышленных залежей УВ в нижнепермских отложениях на пограничных территориях юго-запада Башкортостана, юго-востока Татарстана и север, северо-запада Оренбургской области на глубинах 300–700 м. Открытие в верхней части разреза в пределах многопластового Знаменского месторождения Бахтинской структурно-рифогенной нижнепермской ловушки нефти в Башкортостане подтвердило их промышленную нефтегазоносность (рис. 1, 2). Здесь проводится опытно-промышленная эксплуатация с применением глубинных насосов различного типа. Открыты несколько нижнепермских залежей структурно-стратиграфического и рифогенного типа и на юго-востоке Татарстана (Николашкинская, Гусиная, Хансверкинская, Екатериновская и др.), где проводятся работы по получению промышленных притоков нефти. Из скважины 6 Хансверкинской площади получен приток попутного газа дебитом 14 тыс. м³/сут через 8-мм штуцер, хотя по керну испытываемый интервал представлен нефтенасыщенными доломитами и известняками (рис. 3). Имеются многочисленные перспективные локальные структуры и на севере Оренбургской области.

Вместе с тем необходимо проведение унифицированного подхода к отбивке стратиграфических границ и маркировке пластов, построению структурных карт по сопоставимым реперным горизонтам построению геолого-геофизических моделей объектов. Работа эта очень трудоемкая, требующая переотбивки границ пластов и стратиграфических границ по сотням скважин, а в ряде случаев – переинтерпретации материалов ГИС, с учетом накопленного геолого-геофизического опыта по нижнепермским отложениям юго-восточного склона Русской платформы в различных структурно-фациальных зонах.

При постановке геологоразведочных работ следует иметь четкое представление о доминирующих факторах, литолого-фациального и тектонического характера, обусловленных системой глубинных разломов субширотного простирания трансформного типа и зонами их пересечения с конформными разломами субмеридионального простирания, контролирующими преимущественно грабенообразные прогибы и горстовидные зоны поднятий. Отмеченные особенности обуславливают развитие зон нефтегазонакопления на субширотных террасах, в зонах пересечения с грабенообразными прогибами с практически полным их заполнением углеводородами (тектонически-экранированные биостромные и биогермные залежи, обеспечивающие большие запасы УВ) [1].

Наличие разломов также обуславливает развитие протяженных по глубине и по латерали зон повышенной трещиноватости, по которым обеспечивалась вертикальная миграция УВ и их дальнейшее распределение по латерали по зонам развития коллекторов шельфовых резервуаров нижнепермского комплекса.

Последний процесс напрямую связан с литолого-фациальными и структурными особенностями нижнепермских отложений (а также с вертикальной и горизонтальной трещиноватостью пород). Наличие коллекторной емкости и надежных покрышек способствовало образованию промышленных залежей УВ практически на всей территории юго-восточного склона Русской платформы. Таким образом, нижнепермские отложения верхней части разреза, регионально нефтегазоперспективны и представляют собой объектнонефтегазодобычи, возможно в ближайшей перспективе сопоставимый с продуктивными горизонтами девона и карбона.

Анализ проведения геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях в Башкортостане свидетельствует о недостаточном учете вышеуказанных факторов при бурении структурных и разведочных скважинах. В пробуренных скважинах применялся стандартный комплекс ГИС, недостаточно широк спектр петрофизических исследований керна, практически полностью отсутствуют геофизико-гидродинамические (потокметрические) исследования в процессе освоения и испытания скважин [1].

Несколько иная ситуация в Татарстане. Здесь периодически осуществлялось целевое финансирование геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях, однако неучет тектонических и литофациальных особенностей и отсутствие технологий по оптимальному *вскрытию* и освоению скважин не позволили пока получить промышленно значимые притоки нефти из выявленных залежей УВ. Работы в этом плане в настоящее время продолжают [2, 3].

На севере Оренбургской области в последнее время целевых геологоразведочных работ в нижнепермских отложениях не проводилось.

Рассматриваемые территории достаточно хорошо изучены наземной сейсмикой по отложениям карбона и девона, что дает значительную базу постановки глубокого геологоразведочного бурения с проведением современного комплекса исследований верхней части разреза. Предлагается следующая методика работ:

1. Сбор, анализ и переинтерпретация геолого-геофизических материалов. Выделение наиболее перспективных локальных участков в пермских отложениях (доразведка архивов) и проведение сейсморазведки 2D для подготовки объектов для бурения [3].

2. Бурение поисково-разведочных скважин на участках с расширенным комплексом ГИС в верхней части разреза, с отбором и петрофизическим анализом керна, опробованием и испытанием перспективных интервалов (с геофизико-гидродинамическими исследованиями и интенсификацией притока).

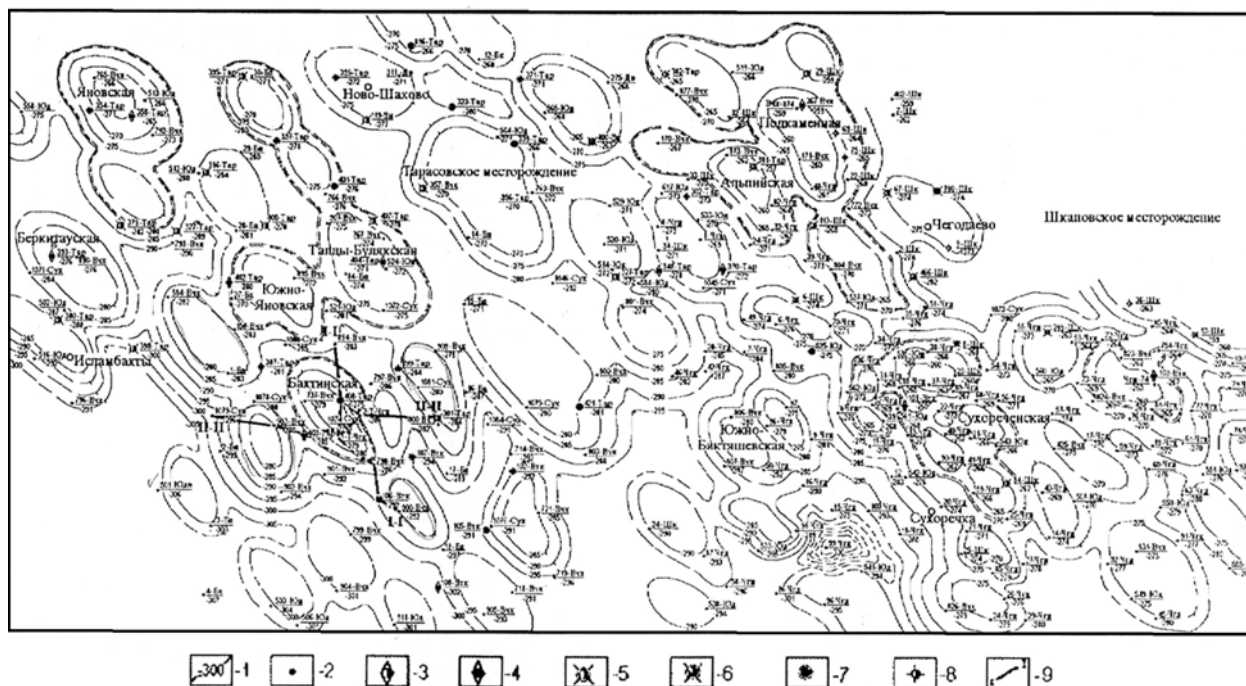


Рис. 1. Структурная карта по кровле репера Р4 кунгурского яруса Тарказинско-Чегодаевской зоны Западного Башкортостана: 1 – стратозиогипсы (проведены через 5 м.); 2 – скважины структурные; 3 – скважины поисковые, ликвидированные после бурения; 4 – скважины поисковые нефтяные; 5 – скважины разведочные, ликвидированные после бурения; 6 – скважины разведочные, ликвидированные после опробования; 7 – скважины разведочные нефтяные; 8 – скважины нагнетательные эксплуатационные; 9 – геологический профиль I-I.

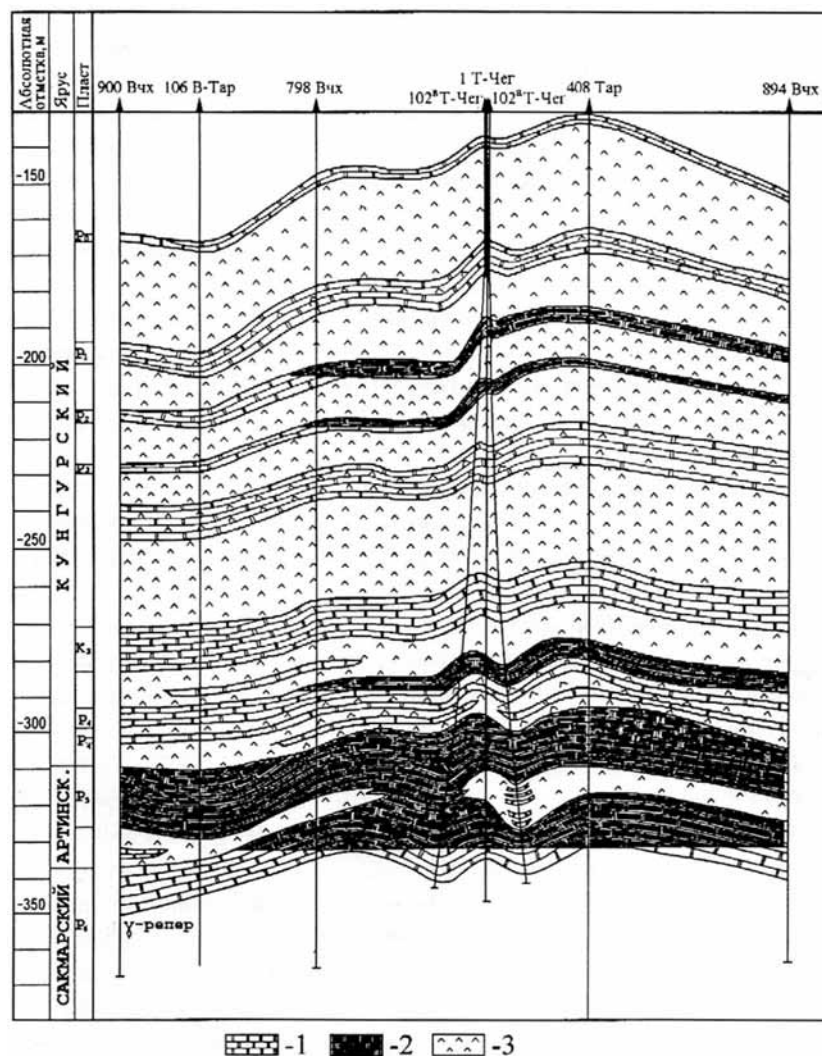


Рис. 2. Геологический разрез Бахтинской структуры по профилю I-I: 1 – доломит; 2 – доломит нефтенасыщенный; 3 – ангидрит.

3. Подсчет запасов нефти и газа по открытым залежам.

4. Опыт промышленная эксплуатация кустовым способом наклонно-направленными скважинами с использованием технологии ГРП.

На наш взгляд, наиболее оптимальным является совмещение поисково-разведочного этапа с опытно-промышленной эксплуатацией путем кустового бурения вертикальной и наклонно-направленных скважин. Для увеличения площади охвата исследованиями рекомендуется проведение также скважинной сейсморазведки (ВСП, НВП, МОГ и др. в комплексе с сейсморазведкой 2D и 3D). Такая технология позволит получить за минимальный промежуток времени целостную картину по определенному перспективному участку с конкретной оценкой его добычных возможностей, а также определить наиболее рациональный способ разработки залежи.

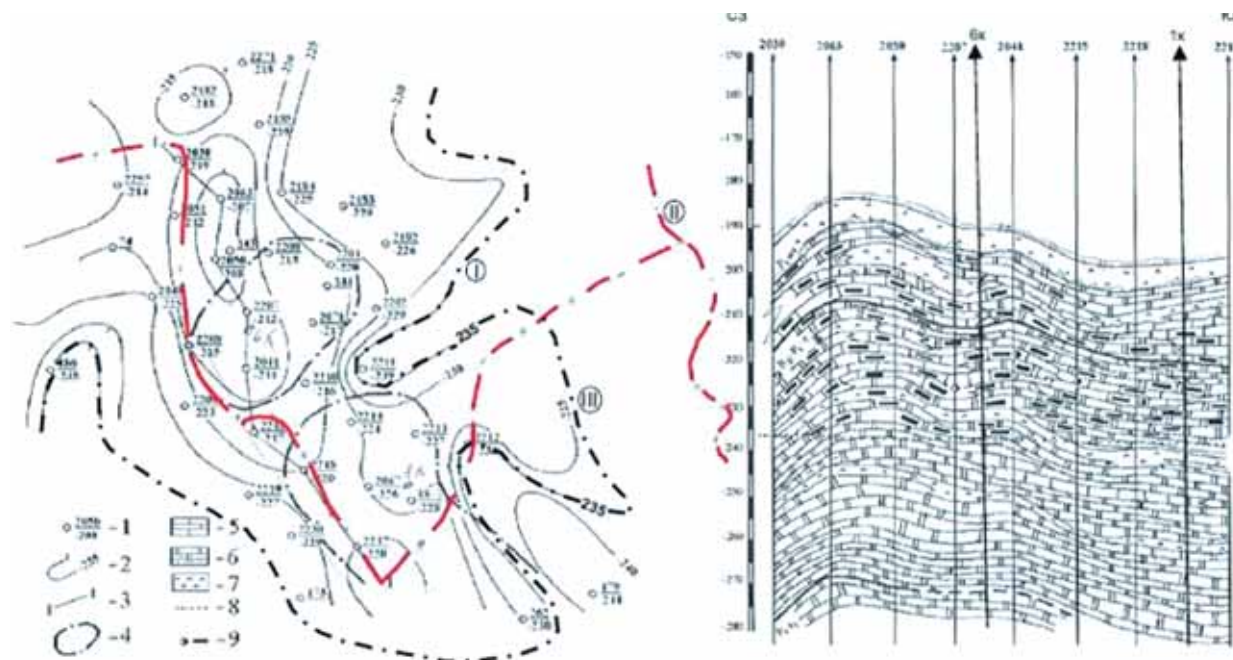


Рис. 3. Геологическая информация по Хансверкинскому участку: а – структурная карта по кровле репера $R_p - P_1-e$; б – геологический профиль по линии I-I: 1 – номер скважины (вверху), абсолютная отметка кровли репера $R_p - P_1-e-P_{is}$ (внизу); 2 – изогипсы по кровле репера $P_1-e - P_{is}$; 3 – линия геологического профиля отложений $P_{is} - P_{lart}$; 4 – контур перспективных участков; 5 – известняк; 6 – доломит, известняк глинистый; 7 – ангидрит; 8 – предполагаемая отметка водонефтяного контакта нижнепермской залежи нефти; 9 – нефтепроявления в отложениях $P_{is} - P_{lart}$; 10 – административные границы: I – Республика Татарстан; II – Республика Башкортостан; III – Оренбургская обл.

Для сокращения сроков геологоразведочных работ бурение скважин целесообразно начать на 3 участках, расположенных на смежных территориях Башкортостана, Татарстана и Оренбургской области. Это позволит сконцентрировать технические средства и специалистов для скорейшей оценки промышленной нефтегазоносности конкретного участка, обеспечить единый методологический подход и оперативно корректировать различные технологии и наработанный опыт по обработке и интерпретации геолого-геофизических и гидродинамических материалов.

Одним из высокоперспективных является участок, расположенный в районе д. Кулбаево (РБ) и второй в районе д. Хансверкино (РТ). Это наиболее перспективные участки с установленной нефтегазоносностью. На Кулбаевской площади из нижнепермских отложений в скважине 5 получен значительный приток нефти дебитом до $60 \text{ м}^3/\text{сут.}$

На Хансверкинской площади тестировочными поисковыми скважинами 1 и 6 вскрыта нефтегазонасыщенная зона в отложениях артинского и сакмарского ярусов мощностью более 50 м. Анализ геологических материалов свидетельствует о широком развитии нижнепермских структур различного генезиса, на пограничной территории Татарстана и Башкортостана на северо-западе Оренбургской области (рис. 3).

Начатые ранее исследования [1, 2, 3] по изучению сложнопостроенных нефтенасыщенных карбонатных коллекторов нижнепермских отложений необходимо продолжить, используя комплексный подход при их проведении.

Доклад написан в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов».

Литература

1. Утопленников В.К., Самигулин Х.К., Антонов К.В. и др. Нижнепермский нефтегазоносный комплекс платформенной части юго-запада Башкортостана. М.: Изд-во Академии горных наук, 2000. 271 с.

2. Хисамов Р.С., Гатиятулин Н.С., Сухов К.А., Ахметшин А.З. Выделение нефтеперспективных участков в нижнепермском комплексе западного склона Южно-Татарского свода//Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 54–61.
3. Хисамов Р.С., Екименко В.А., Добровольская К.К., Марковская Т.В. Изучение верхней части разреза осадочного чехла и поиск высокозалегающих залежей сверхвязкой нефти сейсморазведочными работами МОГТ – 2D на территории Республики Татарстан//Георесурсы. 2016. Т. 18. Ч. 2. С. 300–305.

ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕМЕЛОВОГО И ЮРСКОГО КОМПЛЕКСА АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ

А.Д. Дзюбло, В.В. Маслов, В.В. Сидоров

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, dzyublo.a@gubkin.ru

Согласно нефтегеологическому районированию акватория Карского моря, включая Обскую и Тазовскую губы расположена на границе трех нефтегазоносных областей: Ямальской, Гыданской и Надым-Пурской, имеющих различные характеристики нефтегазоносности по разрезу и по площади [1, 5]. В результате геологоразведочных работ, проведенных в акватории и на соседних площадях суши, выявлен достаточно широкий возрастной диапазон нефтегазоносности.

Сырьевая база УВ российского шельфа Арктики в настоящее время оценивается, по данным МПР и Роснедр, в 112,7 млн т у.т. В Карском море прогнозируются начальные суммарные ресурсы в объеме 62 млн т у.т., в том числе нефти 4444,5 млн т у.т., газа 54,5 млрд м³ и конденсата 3,0 млн (Шпуров И.В., 2017).

Добыча нефти на арктическом континентальном шельфе осуществляется только в Печорском море на месторождении Приразломное начиная с 2014 г. с запланированным уровнем 5,5 млн т в год.

В акватории Южно-Карской НГО (нефтегазоносной области), куда входит Приямальский шельф, примыкающий к полуострову Ямал, открыто шесть месторождений: пять газоконденсатных в меловых альб-сеноманских отложениях и одно нефтегазоконденсатное месторождение Победа на Университетской площади в меловых и юрских отложениях [7].

Современное состояние ГРП и ресурсы УВ

В последние годы в Карском море на Приямальском шельфе активно ведет сейсморазведочные работы и поисково-разведочное бурение ПАО «Газпром». Закончено строительство разведочной скв. 3 глубиной 2030 м в пределах Ленинградского газоконденсатного месторождения. В скважине проведен полный комплекс ГИС, включая опробование пластов приборами на кабеле, отобраны керн, пробы пластовых флюидов. В эксплуатационной колонне испытано два объекта, получены промышленные притоки УВ.

На Нярмейском лицензионном участке закончено строительство поисково-оценочной скв. Нярмейская-1 глубиной 2150 м. В скважине проведено опробование пластов в открытом стволе (1140–1960 м). По результатам бурения скважины в 2018 г. открыто газовое Нярмейское месторождение с продуктивными залежами в верхнемеловых отложениях сеноманского яруса (пласт ПК₁).

На Русановском лицензионном участке закончено строительство поисково-оценочной скв. Русановская-6 глубиной 2410 м. В эксплуатационной колонне испытано два объекта в меловых отложениях, получены промышленные притоки. По результатам строительства скв. Русановская-6 в 2019 г. открыто газоконденсатное месторождение им. В.А. Динкова. Продуктивные залежи выявлены в верхнемеловых отложениях сеноманского (пласты ПК₁ и ПК₅), в нижнемеловых отложениях альбского (пласты ПК₇, ПК₉, ХМ₆₋₇, ХМ₈₋₉) и аптского (пласты ТП₁, ТП₂, ТП₇, ТП₉) ярусов.

В 2019 г. также пробурены поисковая скв. 1 (2500 м) на Скуратовском и разведочная скважина (2500 м) на Ленинградском лицензионных участках. По величине запасов газа месторождение им. В.А. Динкова является уникальным, Нярмейское – крупным. ПАО «Газпром» оценивает ресурсный потенциал УВ Приямальского шельфа по неокоскому НГК до 2700 млн т у.т., по юрскому НГК до 2200 млн т у.т. (Стуков А.А., ООО «Газпром геологоразведка», 2018).

На поиск нефтяных залежей в Карском море направлены ГРП ПАО «НК «Роснефть». На лицензионном участке Восточно-Приновоземельский-1 ПАО «НК «Роснефть» пробурена первая поисковая скв. Университетская-1 глубиной 2113 м. По результатам опробования в открытом стволе установлены четыре газовые залежи в отложениях маррессалинской свиты альбско-сеноманского яруса (пласты ПК₁₋₂, ПК₇₋₁₀), яронгской свиты альбского яруса (пласт ХМ₆₋₉), в танопчинской свите аптского яруса (пласт ТП₁₋₃) и две нефтяные залежи в отложениях средней и нижней юры (пласты Ю₂₋₆ и Ю₁₀₋₁₁). Открыто нефтегазовое месторождение Победа. На Государственном балансе числятся запасы нефти: категорий А + В₁ + С₁ – 4,064/0,61 млн т (геологические/извлекаемые), категорий В₂ + С₂ – 862,753/129,413 млн т (геологические/извлекаемые) [3].

На государственном балансе на Восточно-Приновоземельском-1 извлекаемые запасы нефти категории С₁/С₂ составляют 0,6/129,4 млн т. Ресурсы нефти и конденсата (извлекаемые) категории Д₀ 604, млн т. В 2020 г. ПАО «НК «Роснефть» запланировано бурение поисковой скважины на Викуловской структуре глубиной 1800 м и вскрытие отложений среднеюрского комплекса.

В центральной части акватории Карского моря Восточно-Приновоземельский-2 прогнозируется нефтегазо-

носность меловых и юрских отложений в основном по аналогии с соседним участком Восточно-Приновоземельский-1. На госбалансе ресурсы (извлекаемые) нефть+конденсат (D_0) – 623,7 млн т, газ (D_0) – 832,6 млрд м³. Здесь выявлены сейсморазведкой крупные перспективные структуры Вилькицкая и Анбарская. В 2020 г. планируется бурение ПАО «НК «Роснефть» поисковой скважины Рагозинская-1 глубиной 4200 м на юрские отложения.

На ЛУ Восточно-Приновоземельский-3 наиболее крупные перспективные структуры Кропоткинская и Матусевича, ресурсы которых в меловых и юрских отложениях прогнозируется до 85 млн т нефти, однако высока вероятность заполнения ловушек газом.

В Тазовской губе Карского шельфа открыто крупное НГК Юрхаровское месторождение с незначительными (0,336 млн т) запасами нефти. Ведется интенсивная разработка газовых залежей.

Южно-Карская НГО – Приамальский шельф

В мезозойском интервале осадочного чехла в пределах рассматриваемой территории выделяются 10 нефтегазоконденсатных толщ (табл. 1), в том числе в юрском разрезе 6. Каждая из этих толщ ныне является частью региональных покровов (флюидоупоров), разделяющих коллекторские комплексы: нижнеюрская левинская (J_{1pl}); нижнеюрская китербютская (J_{1t}); среднеюрская лайдинская (J_{2a}); среднеюрская леонтьевская (J_{2bj}); верхнеюрская абалакская (J_{2cl} – J_{3km}); верхнеюрская баженовская (J_{3tt} – K_{1b}); нижнемеловая, в разрезе ахских отложений (K_{1b-h}); нижнемеловая, в разрезе таноупчинских отложений (K_{1h-a}); нижнемеловая, в разрезе яронгских отложений (K_{1al}); верхнемеловая, в разрезе марресалинских отложений (K_{1al} – K_{2c}).

Таблица 1

Геохимическая характеристика нефтегазоматеринских пород района исследований

НГМТ	Литология	Мощность, м	Тип ОБ	Сорг, %	НН, мгУВ/гСорг
Сеноманская (K_{2sen})	аргиллит	50	II	5,45	435
Альбская (K_{1al})	аргиллит углистый	40	III	2	120
Аптская (K_{1a})	аргиллит алевритистый	30	III	1,5	200
Барремская (K_{1br})	аргиллит	30	III	1	220
Баженовская (J_{3bj}) (аналог)	аргиллит битуминозный	40	II	11	550
Абалакская (J_{2-3ab})	аргиллит	30–40	II	2,8	450
Леонтьевская (J_{2leon})	аргиллит	40–50	II	3,5	500
Лайдинская (J_{2lad})	аргиллит	30–40	II–III	2,7	350
Китербютская (J_{1kit})	аргиллит	30–40	II–III	3,2	350
Левинская (J_{1lev})	аргиллит алевритистый	40–50	II–III	2,3	300

В акватории Карского моря продуктивность в основном установлена в верхней части разреза и связана с газонасыщенными отложениями апта (таноупчинская свита), альба (яронгская свита) и сеномана (марресалинская свита), как указано выше, на Русановском, Ленинградском и др. газоконденсатных месторождениях. Притоки нефти и газа были получены на о. Белый (скв. 1 Белоостровская) из неокомского НГК низов таноупчинской свиты, месторождение нефти Победа открыто в средней и нижней юре.

Перспективные объекты неокомского НГК, не вскрытые глубоким бурением, представлены толщей терригенных пород готерив-баремского возраста. Корреляция разрезов суши полуострова Ямал, к которым примыкают шельфовые Ленинградское и Русановское месторождения, показывает существенную глинизацию разреза неокомских отложений, начиная с нижней части таноупчинской свиты готеривского возраста, к кровле которой приурочены перспективные объекты пластов ТП_{17–20}.

Уменьшение доли коллекторов связано со значительной удаленностью шельфовых месторождений от основного Восточно-Сибирского источника сноса осадочного материала в Южно-Карскую впадину Западно-Сибирского осадочного мегабассейна (ИТЦ ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень 2014). Однако ряд авторов, по материалам сейсморазведочных работ в отложениях неокома отчетливо выделяют клиноформные тела, которые формировались как традиционно восточным и юго-восточным направлениями, так и северным [7].

Бассейновое моделирование, выполненное совместно с МГУ им. Ломоносова (Ступакова А.В, Кирюхина Т.А.), показало, что изучаемый район Карского моря перспективен с точки зрения обнаружения крупных залежей жидких и газовых УВ. Моделированием установлено значительное насыщение песчаников клиноформного комплекса берриасс-валанжинского возраста [4].

Большая площадь распространения и высокая степень катагенетической преобразованности юрских НГМТ Южно-Карской впадины и Приамальского шельфа предопределили большие объемы генерации и аккумуляции УВ. В коллекторах юрского комплекса в центральной, наиболее погруженной части Южно-Карской впадины, ве-

роятно, будут преобладать газовые и газоконденсатные залежи, а нефтяные и нефтегазоконденсатные скопления предположительно приурочены к бортовым зонам и зонам ступеней, где юрские НГМТ и в настоящее время находятся в небольшой узкой зоне нефтяного окна. Это подтверждает открытие в 2014 г. нефтегазоконденсатного месторождения Победа, приуроченное к бортовой зоне Южно-Карской впадины.

Перспективные клиноформные тела располагаются на глубине 2500–2700 м на Русановском, Обручевском, Нурминском, Белоостровском мегавалах и на глубине 1500 м в пределах Восточно-Новоземельской моноклинали. Степень насыщения нефтью клиноформного раннемелового комплекса составляет до 40% на Русановском мегавалу, 50% на Нурминском, 60% на Обручевском и 70% на Белоостровском (рис. 1).

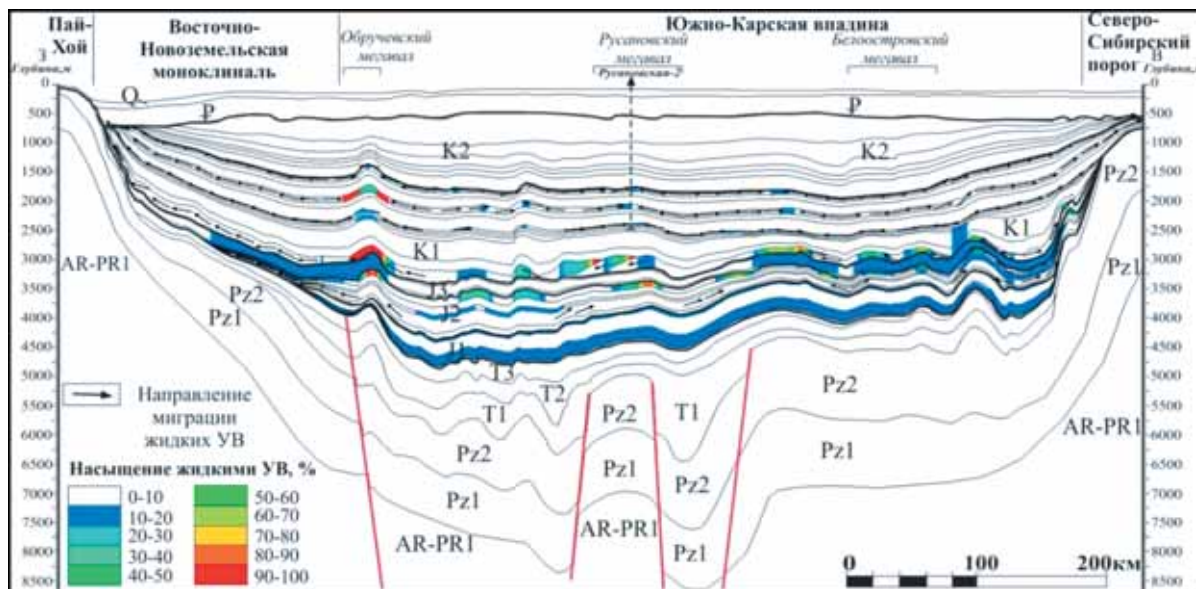


Рис.1. Глубинный сейсмологический разрез по профилю 3-В. Степень насыщения жидкими УВ осадочного бассейна Карского моря.

На Обручевском мегавалу прогнозируется насыщение жидкими УВ песчаников таношчинской свиты (K1a) на глубине 1500 м, до 90% (см. рис. 1).

Среднеюрский комплекс также перспективен для обнаружения залежей нефтяного флюида. В пределах Южно-Карской впадины на глубине 3900 м насыщение в 60–80% в песчаниках вымской свиты. Однако наибольшее количество жидких УВ, согласно результатам моделирования, содержат песчаные пласты малышевской свиты.

Обская и Тазовская губы

Геолого-геофизические материалы, имеющиеся по месторождениям (Каменномыское-море, Парусовое, Северо-Парусовое, Ростовцевское, Геофизическое, Ямбургское, Новопортовское и др.) дают возможность выделить в разрезе осадочного чехла ряд нефтегазоносных комплексов [1], отличающихся глубиной залегания, характером распределения пластовых давлений, соотношением залежей в разрезе, их генезисом, характером насыщения и наличием выдержанных флюидоупоров, разделяющих выделенные комплексы (рис. 2).

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Развиг в Ямальской НГО практически повсеместно, но на близлежащих площадях вскрыт единичными скважинами и изучен достаточно слабо, за исключением Новопортовского месторождения. Практически на всех площадях, где вскрыты отложения комплекса, получены прямые признаки нефтегазоносности.

В южной части Ямальской НГО, в том числе в изучаемом районе, выделяются переходные типы разрезов. Нижнеюрские отложения тяготеют к большехетской серии, а среднеюрские – заводоуковской.

На соседних территориях залежи углеводородов выявлены на Новопортовском месторождении: одна газоконденсатная, пластовая литологически экранированная, другая – газоконденсатно-нефтяная, литологически экранированная. На Мало-Ямальском месторождении – две газоконденсатные пластовые

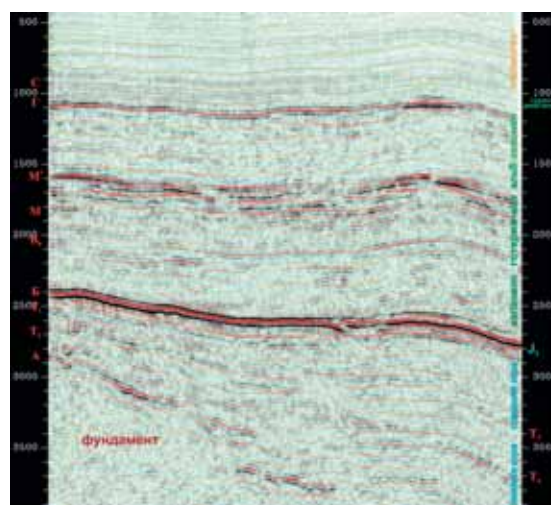


Рис. 2. Продольный сейсмогеологический профиль (направление W-E) в акватории Обской губы, район месторождения Каменномыское-море. По материалам ООО «Спецгеофизика».

сводовые залежи. В Гыданской НГО отложения верхов тюменской свиты вскрыты на Семаковском месторождении в двух скважинах, где получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата.

Верхнеюрский комплекс. В отложениях верхней юры рассматриваемого района выделены абалакская и тутлейская свиты на западе, гольчихинская свита на востоке. Все эти свиты имеют глинистый состав. Однако на полуострове Ямал в объеме келловей-киммериджа выделена и прослежена нурминская свита, в которой встречены прослои песчаников, нефтенасыщенных на Нурминском месторождении. В западной части Надым-Пурского нефтегазового региона выделена медвежья толща позднеюрского возраста, в которой также развиты песчано-алевритовые породы с признаками УВ-насыщения. По этой причине в южной части акватории Обской губы и в Тазовской губе в составе верхней юры могут быть встречены терригенные коллекторы, представляющие определенный нефтегазопромысловый интерес.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс. Ачимовский НГК – это не выдержанные как по площади так и по разрезу линзовидные песчано-алевритовые пласты, залегающие в основании неокома, слабо изучены на территории Ямальской НГО. Притоки газоконденсата из отложений ачимовской толщи получены на Северо-Тамбейском месторождении, приуроченном к Средне-Ямальному мегавалу. Дебиты нефти до 5 м³/сут получены на Сядорско-Пяседайском месторождении, расположенном в пределах Пахучанской впадины.

В пределах акватории Обской губы прослеживаются сейсмofации, характерные для ачимовской толщи. В скв. 9 Каменномысской площади на побережье по данным ГИС в интервале 3140–3190 м выделены отложения, представленные высокоомными глинисто-алевритистыми породами, которые расположены на 40 м выше баженовской свиты. Их можно по генезису отнести к отложениям ачимовской толщи.

Неокомский нефтегазоносный комплекс. Является основным резервуаром для скоплений жидких углеводородов в Западной Сибири, представлен песчано-глинистыми образованиями ахской свиты и отложениями нижнетанопчинской подсвиты. Неокомский НГК подразделяется на две части: нижнюю, клиноформную (ахская свита) и верхнюю – субгоризонтально стратифицированную (отложения нижнетанопчинской подсвиты).

Наибольшее количество залежей УВ в клиноформных отложениях новопортовской толщи неокомского НГК выявлено на Новопортовском месторождении. Почти все они пластовые литологически экранированные, а по характеру флюидонасыщения являются нефтегазоконденсатными и газоконденсатными.

Субгоризонтальная часть неокомского НГК представлена отложениями нижнетанопчинской подсвиты, где развиты продуктивные пласты группы ТП₁₇-ТП₂₆. С ними связаны преимущественно газоконденсатные скопления. Наибольшее их количество выявлено в северной части Ямальской, где выявлены газоконденсатные залежи Хамбатеysкое (пласт ТП₂₀), Нурминское (ТП₁₇, ТП₁₈, ТП₂₁, ТП₂₂, ТП₂₅). В неокомских отложениях Обской губы эта группа пластов присутствует в разрезах Чугорьяхинского, Северо-Каменномысского, Каменномысское-море месторождений.

Аптский нефтегазоносный комплекс представлен мощной алеврито-песчано-глинистой толщей верхнетанопчинской подсвиты, в разрезе которой преобладают песчано-алевритовые породы. Региональной покрывкой для этого комплекса служат глинистые породы яронгской свиты, локальными покрывками – глинистые пачки самой танопчинской свиты. Преобладают ловушки структурного типа, хотя встречаются и литологические экраны. Комплекс содержит газовые, газоконденсатные, газонефтяные и нефтегазоконденсатные залежи, в основном пластово-сводового типа, которые приурочены к пластам горизонтов ТП₁-ТП₁₅. Мощность пластов-коллекторов изменяется от 5 до 45 м.

Геохимические исследования

Содержание органического углерода (Сорг.) на Ямале и Карском шельфе меняется в широком диапазоне. Увеличение концентрации Сорг. в ниже-среднеюрских отложениях происходит в северном направлении, максимальная концентрация ОВ приурочена к глинистым отложениям на северо-западе Ямала (рис. 3).

Баженовские отложения Ямала, характеризуются пониженным нефтегазогенерационным потенциалом. Содержание Сорг. в глинах в среднем составляет 2% и увеличивается от Нейтенского месторождения (0,8%) в северо-западном направлении к Харасавейскому (4,8%) (рис. 4).

Геохимические данные исследования нефтегазоматеринских толщ, степени их катагенетического преобразования, а также детального анализа свойств и состава УВ флюидов ниже-среднеюрских и доюрских отложений северной части Западно-Сибирского НГБ показали [2, 6]:

- Нижне-среднеюрские отложения в объеме тюменской свиты относятся к нефтегазоматеринской толще. Она содержит ОВ преимущественно смешанного сапропелево-гумусового типа (II-III тип керогена). Особенностью этого ОВ является частая смена преобладающего компонента как по разрезу, так и площади распространения отложений тюменской свиты;

- Баженовские отложения относятся к нефтематеринской толще, обладающей очень высоким нефтегенерационным потенциалом. Они содержат ОВ гумусо-сапропелевого типа (II тип керогена), способная давать большое количество УВ нефтяного ряда;

- Нефти вышележащих отложений (верхнеюрские и неокомские) с собственным источником генерации (в баженовских и глинистых разностях неокомских пород) имеют в ряде случаев признаки, характерные для ниже-среднеюрских флюидов, что связано, вероятно, с широким развитием флюидодинамических процессов во всем разрезе Западной Сибири;

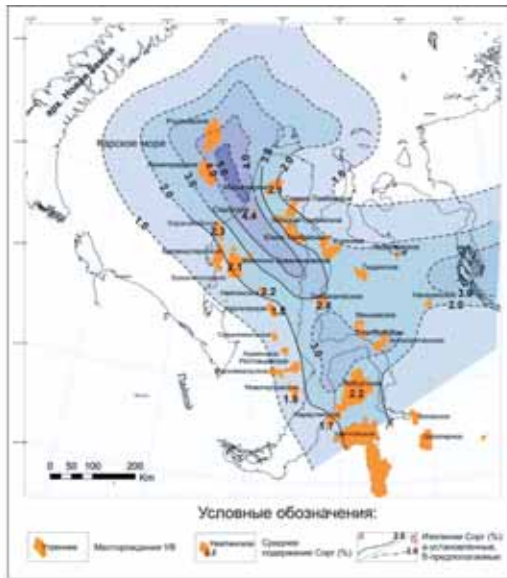


Рис. 3. Схема распространения нефтегазоматеринских пород с различным содержанием Сорг в нижне-среднеюрских отложениях.

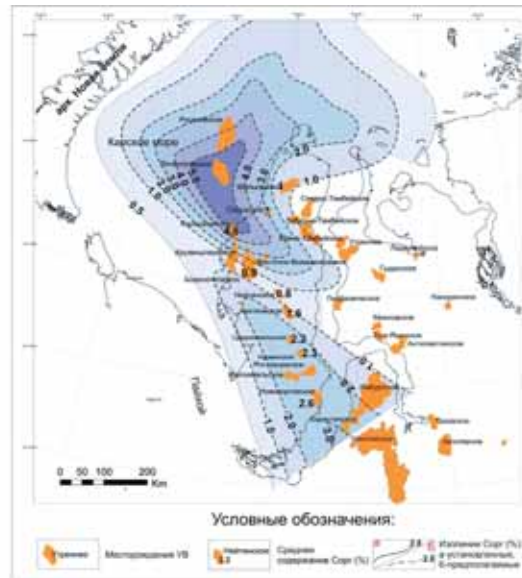


Рис. 4. Схема распространения нефтегазоматеринских пород с различным содержанием Сорг в верхнеюрских отложениях.

- Триасовые отложения вошли в ГЗН в позднеюрское – ранне-меловое время;
- Нижнеюрские отложения находились в ГЗН с раннего мела до неогена;
- Среднеюрские отложения вошли в ГЗН в середине раннего мела и в настоящее время полностью реализовали нефтегенерационный потенциал (рис. 5). Верхнеюрские отложения вошли в главную зону нефтеобразования в палеогене и на большей части Ямала находятся в этой зоне до настоящего времени.

Распределение и состав нефтяных и газовых флюидов нижних горизонтов области исследования свидетельствует о возможности формирования залежей нефти и газоконденсата за счет нижне-среднеюрских отложений. Это дает возможность предположить существование нефтяных залежей в этих отложениях пока еще мало изученной бурением акватории.

Заключение

В результате проведенных исследований установлено:

Южно-Карская НГО – Приямальский шельф перспективны с точки зрения выявления крупных залежей жидких и газовых УВ. Расчеты показали значительное насыщение жидкими УВ песчаников клиноформенного комплекса берриасс-валанжинского возраста (K_1), а также песчаных пластов среднеюрского комплекса вымской и малышевской свиты;

Потенциал юрского и нижнемелового комплексов акватории Обской и Тазовской губ по жидким углеводородам характеризуется как высокоперспективный, что подтверждается результатами камеральных работ по сейсмогеологическому и бассейновому моделированию и промысловыми исследованиями скважин на соседних участках недр;

Задачей поисковых работ в акватории Карского моря в настоящее время является выявление не только антиклинальных, но и иных нетрадиционных структур, способных содержать промышленные залежи нефти.

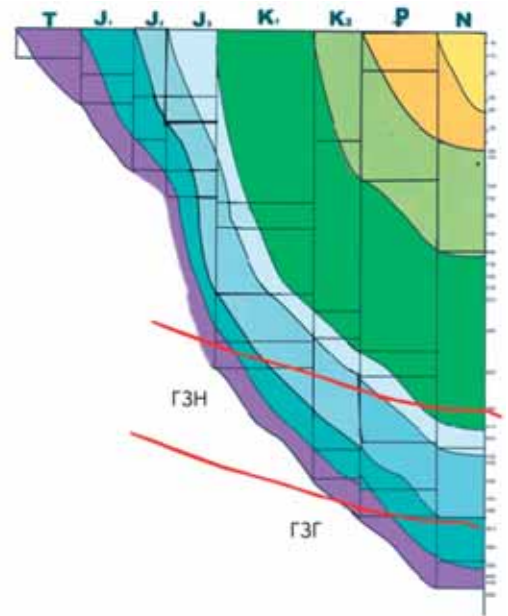


Рис. 5. Модель истории погружения отложений осадочного чехла Ямала и положения ГЗН и ГЗГ.

Литература

1. Дзюбло А.Д., Маслов В.В., Евстафьев И.Л. (2019). Геологическое строение и перспективы открытия нефтяных залежей в нижнемеловых и юрских отложениях акватории Обской и Тазовской губ Карского моря//Нефтяное хозяйство. № 1. С. 11–15. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-1-11-15>.
2. Кирюхина Т.А., Зонн М.С., Дзюбло А.Д. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности нижне-среднеюрских и доюрских отложений севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 6. С. 22–30.
3. Мельников П.Н., Скворцов М.Б., Кравченко М.Н. и др. Итоги геолого-разведочных работ на арктическом шельфе России в 2014–2019 гг. и перспективы проведения работ на ближайшее время // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 5–18. DOI:10.31087/0016-7894-2019-6-5-18.
4. Мордасова А.Б., Ступакова А.В., Суслова А.А., Ершова Д.К., Гиляев Р.М., Пронина Н.В. Нефтегазоносность арктических морей. Верхнеюрские и нижнемеловые клиноформенные комплексы Баренцево-Карского шельфа // Журнал Neftegaz.ru. 2019. № 5. С. 26–33.
5. Райкевич А.И., Парасына В.С., Холодилов В.А., Туренков Н.А., Нежданов А.А., Косарев И.В., Огнев А.Ф. Особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности акватории Обской и Тазовской губ.//Геология, геофизика и разработка. М. 2008.
6. Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л., Кирюхина Т.А. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. 66–70 с.
7. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. (2020). Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири. Георесурсы. 2020. 22(1). С. 39–45. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45>.

УДК 911.5

ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ЯРАКТИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО СПУТНИКОВЫМ ДАННЫМ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ, РОССИЯ)

А.Н. Бешенцев

Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ

Аннотация. Статья посвящена разработке методических основ использования спутниковых данных для картографической оценки трансформации земной поверхности в результате нефтегазового недропользования. Определены основные очаги измененной земной поверхности, обусловленные спецификой организации нефтегазового месторождения. Выполнена метрическая оценка динамики месторождения и разработана методика его геоинформационного картографирования.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, окружающая среда, ГИС, космоснимки, картографирование.

Geoinformation monitoring of the Yarakhtinskoye oil and gas field based on satellite data (irkutsk region, Russia)
Beshentsev A.N.

Baikal Institute of Nature Management SB RAS, Ulan-Ude

Abstract. The article is devoted to the development of methodological bases for the use of satellite data for mapping the transformation of the earth's surface as a result of oil and gas subsoil use. The main foci of the changed terrestrial surface, determined by the specifics of the organization of the oil and gas field, are determined. A metric evaluation of the field's dynamics was performed and a methodology for its geoinformation mapping was developed.

Key words: oil and gas condensate field, environment, GIS, space images, mapping.

Введение. Разработка нефтегазового месторождения сопровождается воздействием на все компоненты окружающей среды: атмосферный воздух, животный и растительный мир, поверхностные и грунтовые воды, почвенный покров. Оптимальным методом пространственно-временной оценки изменений компонентов природы в результате нефте- и газодобычи является геоинформационное картографирование параметров и динамики месторождения с использованием разновременных космических снимков [1]. В этой связи особую актуальность приобретает разработка методики картографической оценки воздействия нефтегазового месторождения на окружающую среду.

В качестве объекта исследования мы выбрали молодое и динамично развивающееся Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). Оно расположено в 140 км к северо-востоку от г. Усть-Кут, в северной части Усть-Кутского района, в верхнем течении р. Нижней Тунгуски, в бассейнах ее левых притоков рек Яракты и Гульмока. Ярактинское месторождение в геологическом плане относится к Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Глубина залегания нефтегазоносного горизонта составляет 2700 метров. Запасы нефти 102,5 млн тонн [2]. Оператором по обслуживанию НГКМ является Иркутская нефтяная компания (ИНК), для которой Ярактинское месторождение является основным и здесь добывается около 80 % углеводородного сырья компании [3].

Материал и методы исследований. Для оценки динамики пространственных параметров месторождения использовалась серия разновременных спектрзональных снимков Landsat 8. Источником геоинформации для картографирования месторождения послужила панхроматическая сцена (канал 8, длина волн 0,500–0,680 мкм) Landsat 8 с разрешением 15 м от 28.01.2017. Первичная обработка выполнена Геологической службой США (картографическая проекция UTM, эллипсоид WGS84) [4]. Для регистрации мест сжигания попутного газа источником геоинформации послужила панхроматическая сцена Landsat 8 в инфракрасном диапазоне (канал 10, длина волн 10,30–11,30 мкм).

Векторизация параметров НГКМ представляет собой процесс автоматического или ручного прослеживания линии по ее изображению на растре и является основным средством создания векторных примитивов. Векторизация космического снимка осуществлялась в программной среде Easy Trace одним оператором при шаге векторизации 100–500 м.

Методика геоинформационной оценки нарушенных геосистем представляет собой совокупность операций программной среды, включающих векторизацию нарушенных геосистем и последующую аналитическую обработку в программе ArcGIS (рис. 1).

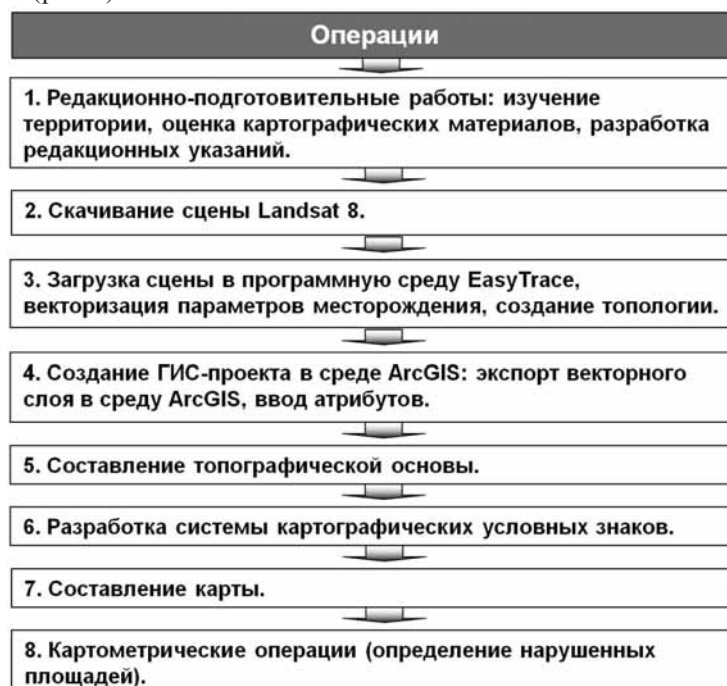


Рис. 1. Методика геоинформационного картографирования НГКМ на основе космических снимков.

Результаты исследований и их обсуждение. В пространственном аспекте НГКМ представляет собой линейно-узловую территориальную структуру, сформированную из кустовых площадок и трубопроводов. Узлами этой инфраструктуры являются установка комплексной подготовки газа (УКПГ), дожимная насосная станция (ДНС), установка подготовки нефти (УПН), вахтовый поселок. Основными дешифровочными признаками являются разница в светлоте ненарушенных и преобразованных ландшафтов. Выбранный канал обеспечивает надежную дифференциацию территории и позволяет визуально выделить на фоне лесной и кустарниковой растительности полностью трансформированные ареалы земной поверхности (сведение растительности, выемка грунта).

Первая поисковая скважина на Ярактинской площади была заложена в 1969 г. В конце 1970 г. был получен первый фонтан нефти дебитом 100 м³/сутки. Эксплуатация Ярактинского НГКМ началась в 1992 году [3]. По результатам 2009 г. на месторождении извлечено 319,4 тыс. тонн сырья. С 2011 г. транспортировка добываемой нефти осуществляется по трубопроводу, соединяющему месторождение с Восточным нефтепроводом в районе нефтеперекачивающей станции (НПС) № 7. Длина линейной части трубопровода составляет 61 км. В конечной точке нефтепровода расположен пункт сдачи-приемки сырья (ПСП) [2].

Совмещение разновременных снимков позволило выполнить пространственно-временную оценку динамики НГКМ (рис. 2).

Если в 2007 г. площадь трансформированных ландшафтов составляла около 2 км², то в 2017 г. она составила уже 64,9 км² (рис. 3), при этом площадь необработанной земной поверхности, но входящей в границы месторождения составляет около 160 км².

Наибольшую трансформацию испытывают среднетаежные лиственный равнинные ландшафты, а также ландшафты южнотаежных темнохвойных возвышенностей, в основном на дерново-карбонатных и дерново-подзолистых почвах [5].

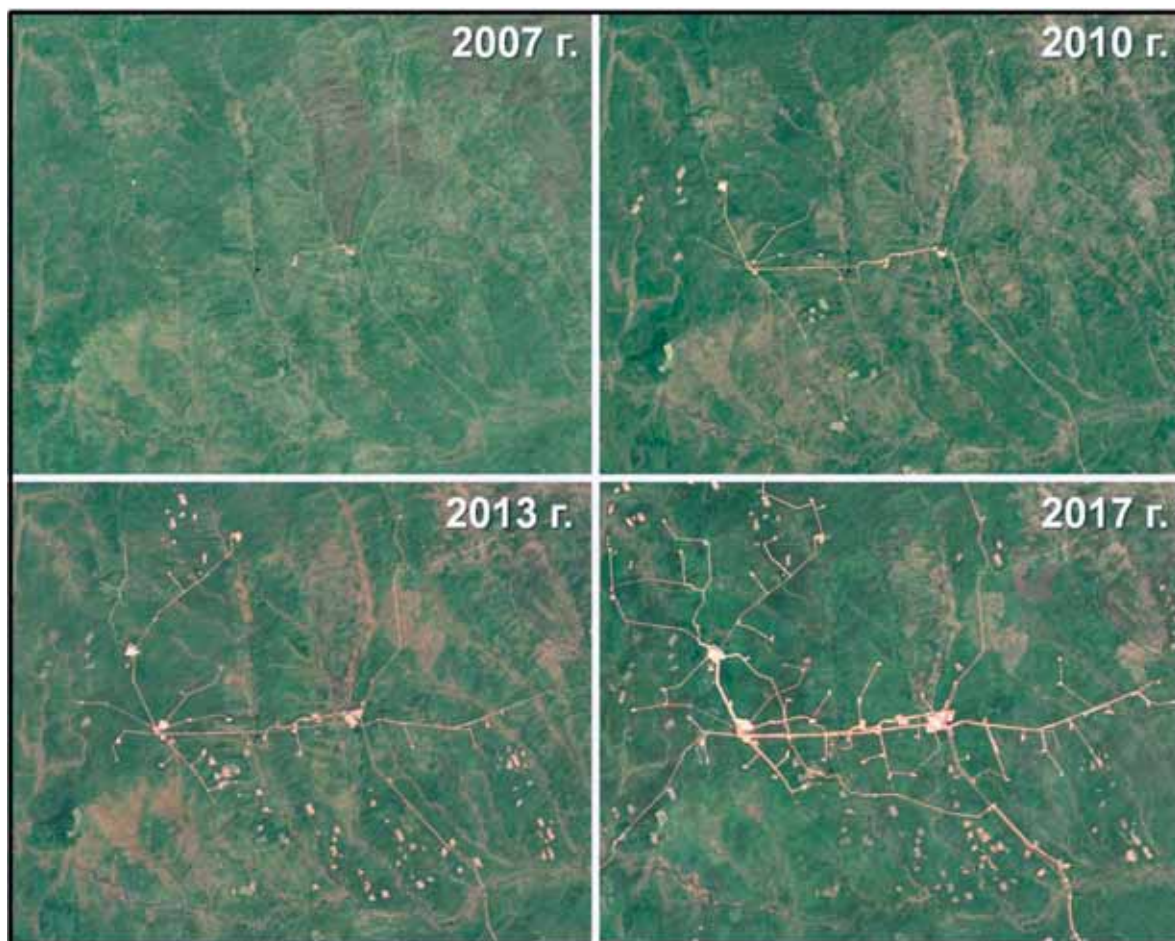


Рис. 2. Динамика освоения Ярактинского НГКМ.

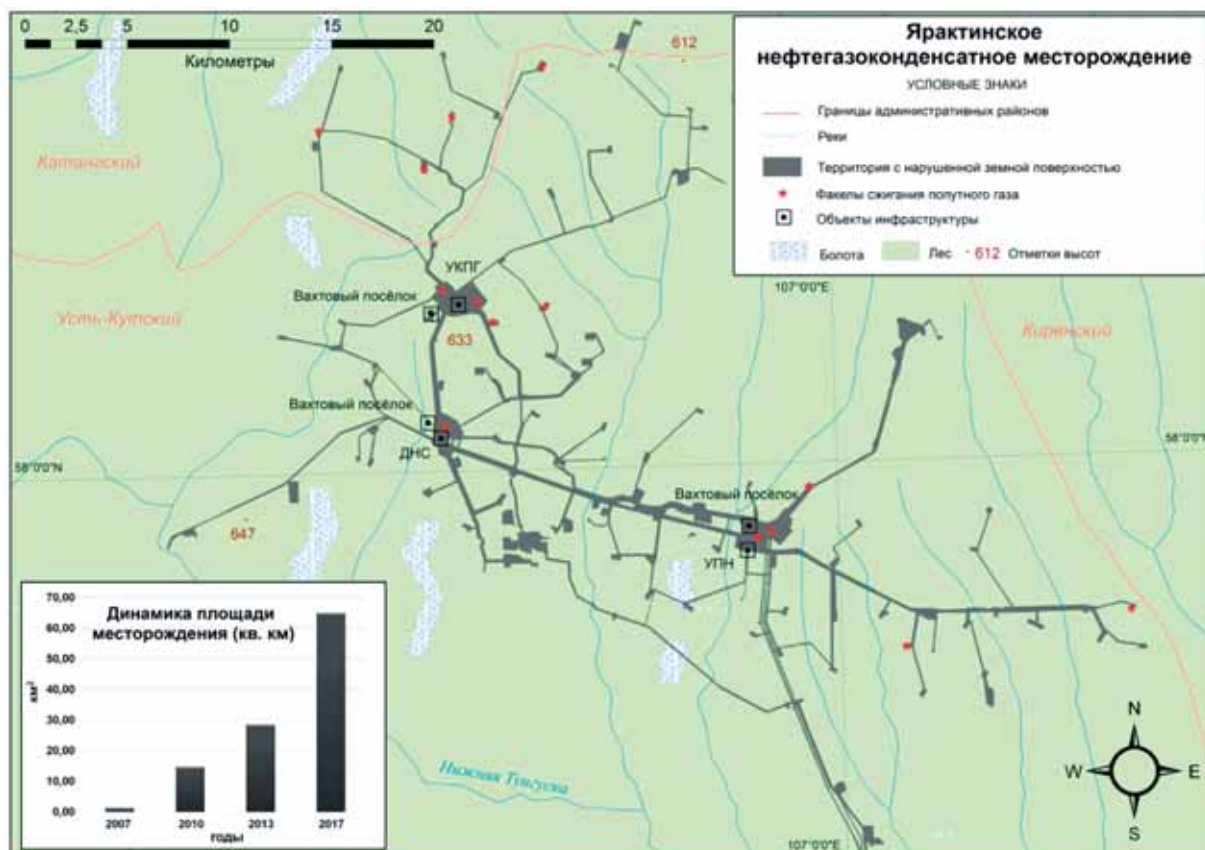


Рис. 3. Динамика площади трансформированной земной поверхности.

Выводы. Установлено, что активное развитие и эксплуатация месторождения начались после 2007 г. На этапе разработки месторождения основное воздействие осуществлялось посредством точечных разведочных скважин и линейных сейсмопрофилей, которые связаны с нарушением почвенного покрова, сведением леса. Основными экологическими последствиями нефтегазового недропользования являются фоновые нарушения – вырубки леса, подтопление территории, ареалы нефтяного загрязнения, а также локальные – грунтовые дороги, кустовые площадки, коридоры коммуникаций. Результатом сведения больших площадей леса, особенно на возвышенностях может стать нарушение режима поверхностных и грунтовых вод. Кроме того, значительное фоновое загрязнение атмосферного воздуха обусловлено работой факельного хозяйства и утилизацией попутного газа. Разработанная методика позволяет оптимизировать все действия и операции по геоинформационной оценке воздействия нефте- и газодобычи на окружающую среду и может быть использована для других территорий.

Работа выполнена в рамках Государственного задания БИП СО РАН.

Литература

1. Бешенцев А.Н. Картографический мониторинг природопользования // Геодезия и картография. 2011. №3. С. 14–18.
2. Нефтяники. Нефть и газ: [сайт]. URL: http://www.nftn.ru/oilfields/russian_oilfields/irkutskaja_oblast/jarak-tinskoe/49-1-0-1054 (дата обращения 03.04.2017).
3. Иркутская нефтяная компания: [сайт]. URL: <http://www.irkutskoil.ru/about/history/> (дата обращения 03.04.2017).
4. Libra: [сайт]. URL: <https://libra.developmentseed.org/> (дата обращения 13.03.2017).
5. Михеев В.С., Ряшин В.А. Ландшафты юга Восточной Сибири [Карта]. М.: ГУГК, 1977. 4 листа.

ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СЕЙМОРАЗВЕДКИ 3D. ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ

А.М. Спирина¹, Е.А. Черепанов^{1,2}, Г.В. Такканд¹, В.В. Назаруков¹

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень SpirinaAM@tmn.lukoil.com

²Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

На сегодняшний день прирост запасов нефти и газа, поддержание и увеличение добычи связаны с вовлечением в разработку сложнопостроенных месторождений. Сложное строение Южно-Даниловской площади (фациальная изменчивость, замещение пластов, трещиноватость, наличие зон дробления и сланцеватости) делает малоэффективным традиционный прогноз коллекторских свойств.

Прогнозирование литологии и насыщения в межскважинном пространстве осуществляется с помощью сейсмической инверсии. Это процесс преобразования сейсмических данных в количественное описание свойств пород, слагающих резервуар [1, 2]. Моделирование упругих свойств на основании каротажных данных позволяет оценить возможность проведения прогноза по результатам инверсии и обосновать параметризацию инверсии в интервале пластов. Данное направление, именуемое петроупругое/пороэластичное/упругое моделирование (ПУМ) (в англоязычной литературе Rock Physics Modelling), заключается в восстановлении упругих свойств (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, модули сдвига и объемной упругости), максимально приближенных к истинным значениям среды. Параметры позволяют описать породы посредством упруго-деформационных свойств, характеризующих деформируемость пород под нагрузками. Деформационные свойства определяют связь с динамическими параметрами пород – скоростью прохождения продольных и поперечных волн. Динамическими называются вследствие того, что получены по данным из каротажей. Моделирование упругих кривых производится на основе объемно-компонентной модели (ОКМ) и выбранной модели эффективной среды. Для создания ОКМ необходима информация о термобарических условиях, содержании минералогических фракций (объемах глинистых минералов, минеральных составляющих скелета породы), пористости породы, коэффициентах нефте-, газо- и водонасыщенности, свойствах пластовых флюидов. Модель эффективной среды должна отражать априорную геологическую информацию. Также она позволяет понять, какие петрофизические параметры влияют на сейсмический отклик, верно проинтерпретировать результаты сейсмической инверсии для дальнейших снижений рисков при геологоразведочных работах.

Южно-Даниловская площадь расположена в Шаимском районе Приуральской нефтегазоносной области Западной Сибири. Объектом исследования являются пласты юрской системы даниловской (P_{1-2}), тюменской свиты (Т) и палеозойской группой коры выветривания (КВ). Пласты P_{1-2} относятся к песчанистым, глинистым алевролитам и алевритистым аргиллитам, участками сидеритизированным, с включениями гравийных обломков. В пласте P_1 отмечается большое содержание глауконита. Мощности вскрытых пластов $P_1(P_2)$ изменяются от 2,2 (3,3) до 24,6 метров. Коэффициент пористости пласта $P_1(P_2)$ изменяется в пределах от 11,1 (12,6) до 36,3 (36,3)%, среднее значение – 24,4 (19,0)%. В разрезе пластов присутствуют породы всех классов (классификация проницаемости по А.А. Ханину), соответственно разрез пласта весьма неоднороден [3]. Породы тюменской свиты представлены неравномерным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, содержащих прослои гравелитов и конгломератов.

Мощности вскрытых пластов изменяются от 1,4 до 94,4 метров. Отмечается большое количество углефицированных растительных остатков и прослоев бурого угля. Коэффициент пористости изменяется в пределах от 8,9 до 28,9%, среднее значение – 17,8%. В разрезе пластов также присутствуют породы всех классов проницаемости. Породы палеозойской группы сложены эффузивными образованиями основного, среднего и кислого состава. Максимальная вскрытая толщина этих отложений составила 325,6 м. Верхняя часть доюрского комплекса пород сложена в различной степени измененными эффузивными породами, обломками магматических пород, с наличием органического материала, представляет собой кору выветривания. С ней связано распространение трещинных коллекторов. Коэффициент пористости изменяется в пределах от 11,8 до 35,0 %, среднее значение – 18,3%. Основная часть изученных образцов ($\approx 62,2\%$) относятся к VI классу по проницаемости (коэффициент проницаемости $K_{пр} \leq 10^{-3} \text{ мкм}^2$), 32,8% – к V классу ($K_{пр} = 10^{-4} \text{ мкм}^2$).

На площади проведения сейсмических работ исследовано 88 скважин, большая часть из которых представлена старым фондом (76%). Во всех скважинах проведен стандартный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС); в 31 скважине выполнен акустический каротаж по продольным волнам (АК); в одной – акустический каротаж по поперечным волнам (АКШ); в девяти – плотностной метод (ГГК-п). Как правило, стандартный комплекс ГИС в полной мере описывает юрские и меловые отложения, а для палеозойской группы этого недостаточно. Проницаемые интервалы становятся различимы с добавлением АКШ. В старом фонде отсутствуют качественные записи АК и ГГК-п. Комплексирование сейсморазведки и ГИС посредством петроупругого моделирования повышает степень надежности выделения коллекторов в палеозойских отложениях. Дополнительно были привлечены скважины с записями АКШ и ГГК-п и керновые исследования упругих характеристик с соседних площадей. Выборка для петроупругого моделирования составила 13 скважин. Из них в качестве опорной группы были выбраны три скважины с наличием кондиционной информации по керну и данным АКШ и ГГК-п.

Для оценки перспективы прогнозирования по скважинным данным были выполнены: поточечная интерпретация данных ГИС для получения ёмкостных характеристик, построены объемно-компонентные модели рассматриваемых отложений, определен характер насыщения и литологическое расчленение разреза. Выделены следующие литологические типы: коллектор (насыщенный водой, нефтью, газом), неколлектор – глина, уголь, плотные разности, породы фундамента и коры выветривания (рис. 1).

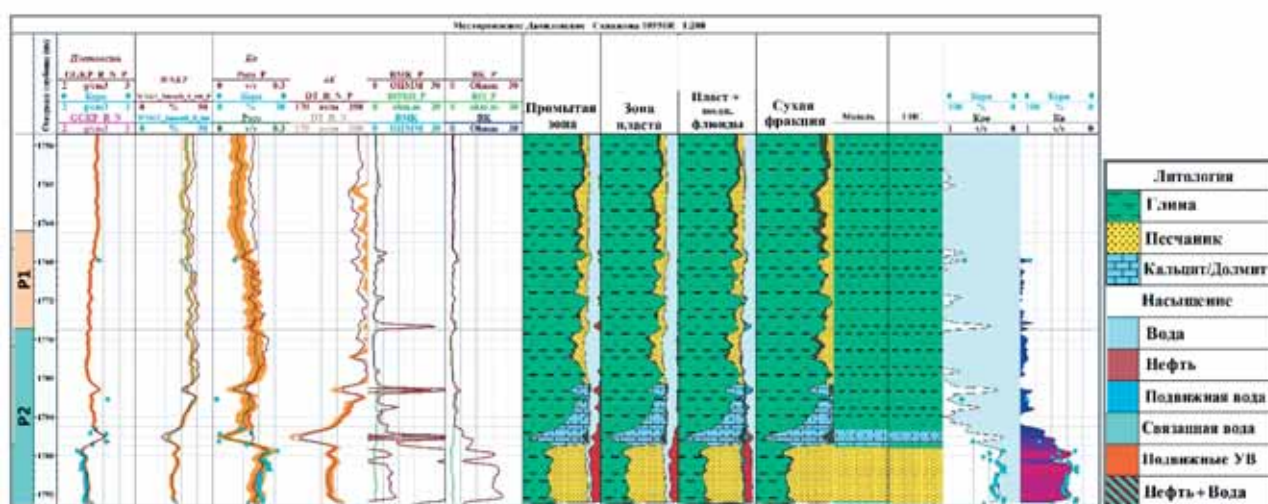


Рис. 1. Объемная петрофизическая модель по скв.10556Р для пластов $P_{1,2}$.

Моделирование упругих свойств выполнено с учетом истинного характера насыщения в ёмкостном пространстве породы, при этом в коллекторах произведено замещение фильтрата промывочной жидкости в ближней зоне пласта на его реальное насыщение. После тестирования различных алгоритмов в качестве теоретической модели была выбрана модель «Исключений», позволяющая регулировать форму пор с помощью аспектного соотношения (отношение короткой полуоси к длинной сферы) [4] (рис. 2).

По группе пластов П отмечается разделение в поле упругого параметра V_p/V_s (отношение скоростей продольных к поперечным волнам) по литологическому признаку. Отложения пласта Т имеют перекрытие в области глинистых и песчаных пород. Отсутствие четкого разделения обосновано тем, что в данной группе скважин коллекторы являются водонасыщенными. По параметру V_p/V_s не наблюдается разделения проницаемых и непроницаемых интервалов коры выветривания и видно, что коллекторы смещены в сторону уменьшения значений акустического импеданса по продольной волне (AI).

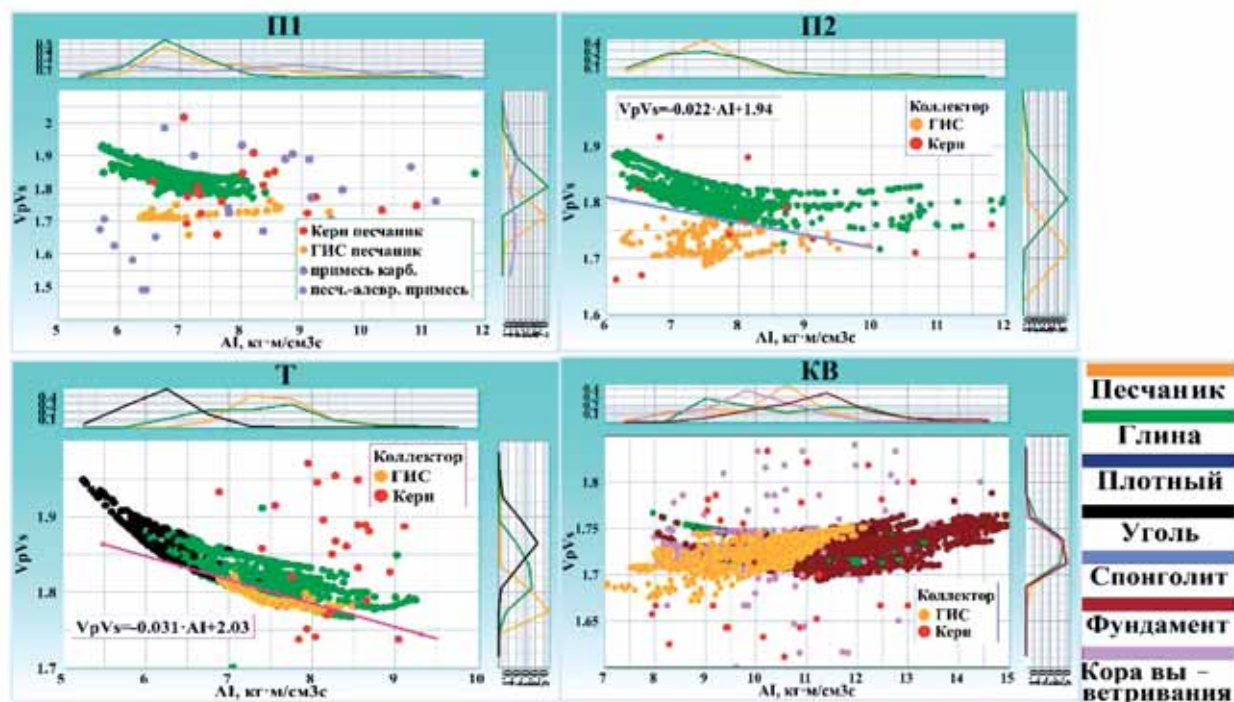


Рис. 2. Графики зависимостей отношения V_p/V_s от AI с реальным насыщением.

Для оценки возможности применения граничных значений по разделению пород на литологические типы, полученных в частоте ГИС, выполнен анализ моделированных кривых, отфильтрованных в диапазоне сейсмических частот. После фильтрации в сейсмической полосе плотные и тонкие прослои из-за малой мощности становятся «не видны» и «рассеиваются» среди песчаников и глин, вследствие чего не выделяются на сейсмических картинах и разделению не поддаются (рис. 3).

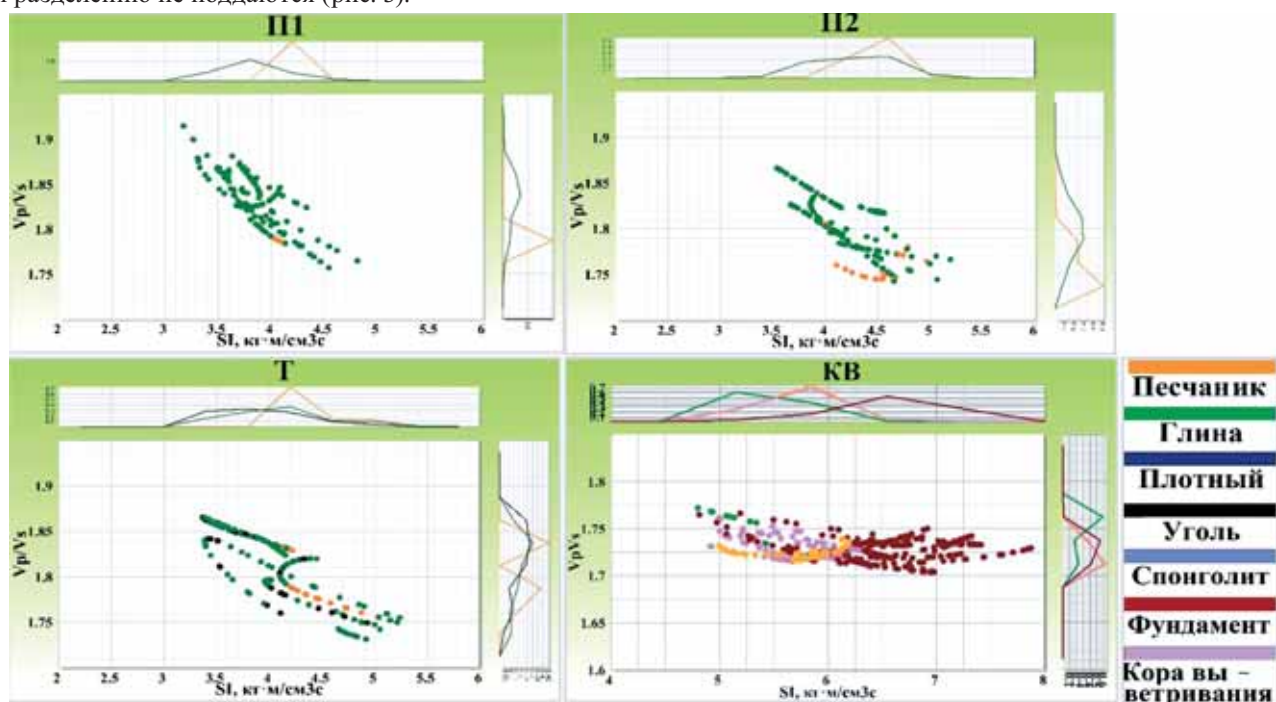


Рис. 3. Графики зависимостей V_p/V_s от SI (акустический импеданс по поперечной волне) в сейсмической полосе частот.

Сравнительный анализ рисунков 2 и 3 показал, что в сейсмической полосе частот диапазоны распространения коллекторов в общем совпадают с полученными данными в частоте ГИС. Поэтому представленные результаты можно считать достоверными.

Полученные результаты петроупругого моделирования в комплексе с результатами синхронной AVA инверсии использовались для прогноза распространения коллекторских свойств в межскважинном пространстве вероятностным методом, на основе формулы Байеса.

На первом этапе, для «обучения» классификатора, из восьми скважин с имеющимися модельными кривыми была сформирована опорная (обучающая) выборка из шести скважин и контрольная группа из двух скважин. По опорной группе скважин осуществлялось тестирование и подбор параметров, а контрольная группа использовалась для доказательства эффективности прогноза. Положение пластов-коллекторов известно, а скорости продольных и поперечных волн были получены в результате петроупругого моделирования. Коллекторские свойства были сопоставлены со значениями продольного импеданса, поперечного импеданса и отношения V_p/V_s , полученных в результате синхронной AVA-инверсии. По результатам анализа распределения литотипов в поле упругих параметров, а также по итогам пробных расчетов вероятностного прогноза коллекторов было принято решение использовать для классификации два параметра: сдвиговый импеданс (SI) и отношение V_p/V_s , так как на кросс-плотах этих параметров отмечается наибольшее разделение точек, отвечающих заданным литотипам. На рисунке 4 приведено распределение литотипов в поле упругих параметров и изолинии функций плотности вероятности (PDF). Подбор параметров обучения классификатора позволил добиться максимально возможной достоверности выделения коллекторов в 89,9% (верификация прогноза проводилась в точках скважин).

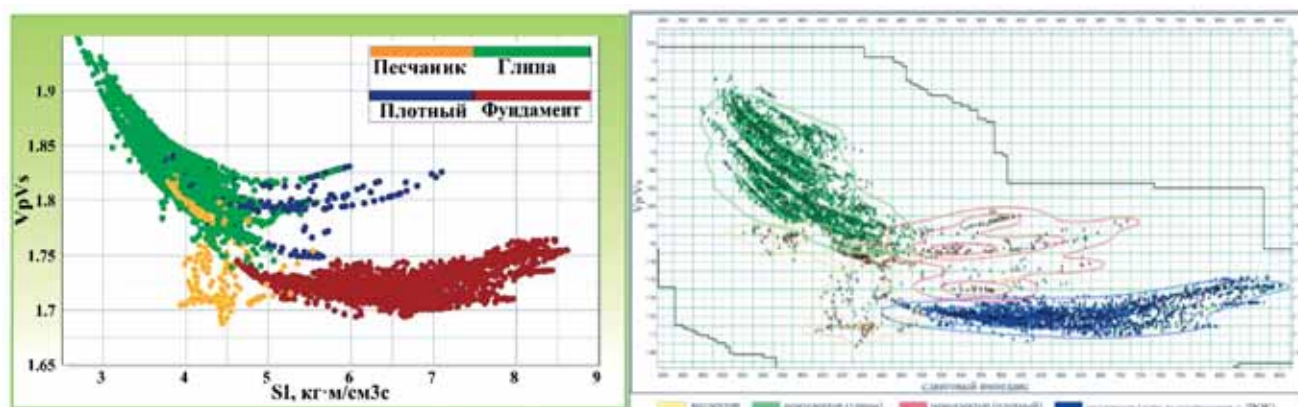


Рис. 4. Графики зависимости отношения V_p/V_s от SI и PDF пластов П, Т и КВ.

Сопоставление реальных кривых литологии с полученными по скважинам, использованным в анализе, приведено на рисунке 5а. Оценка точности восстановления литотипов представлена в доверительной матрице (рис. 5б). Вероятность ошибки первого рода (ложного выделения коллектора) составляет 10,1%, при наличии литотипа коллектор лишь в 4% от общего объема.

На рисунке 6 приведены карты наиболее вероятного класса коллектора и вероятность наличия коллектора на примере пласта T_3 , карта суммарных временных толщин, рассчитанных по полученным кубам литологии в интервале пласта.

Таким образом, отсутствие расширенного комплекса ГИС с определенной долей погрешности можно компенсировать моделированием упругих свойств по скважинам для сейсмической инверсии. Это позволяет выявлять перспективные зоны и точнее определять границы залежей. Достоверность количественного прогноза зависит от точности задания упругих свойств пород. Для их корректных определений необходима кондиционная информация по керну, флюиду и наличие качественного каротажа на рассматриваемый объект.

Полученные результаты петроупругого моделирования в сейсмической полосе частот согласуются с данными по ГИС, что говорит о применимости результатов. С учетом разрешающей способности инверсии возможно выделение сейсмолитотипов.

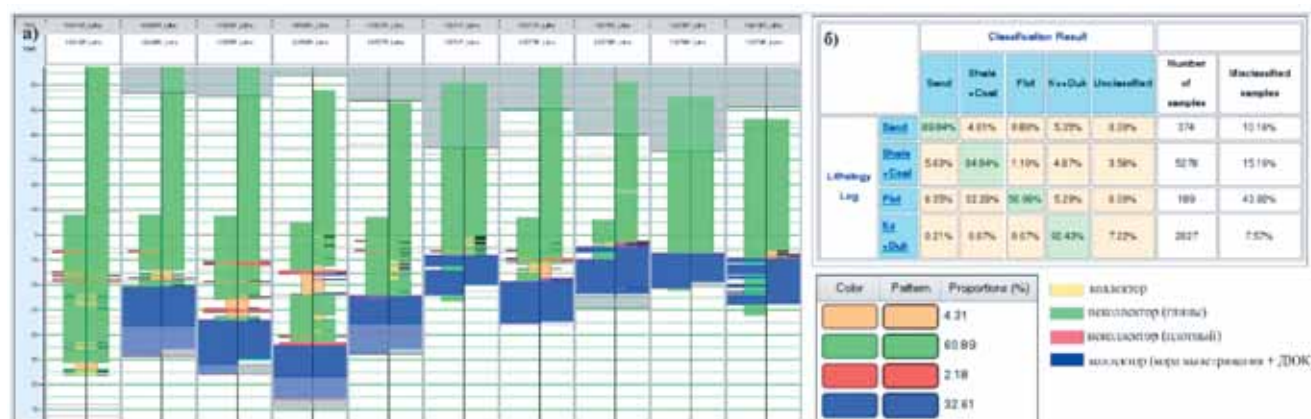


Рис. 5. Контроль качества восстановления литотипов по скважинным данным.

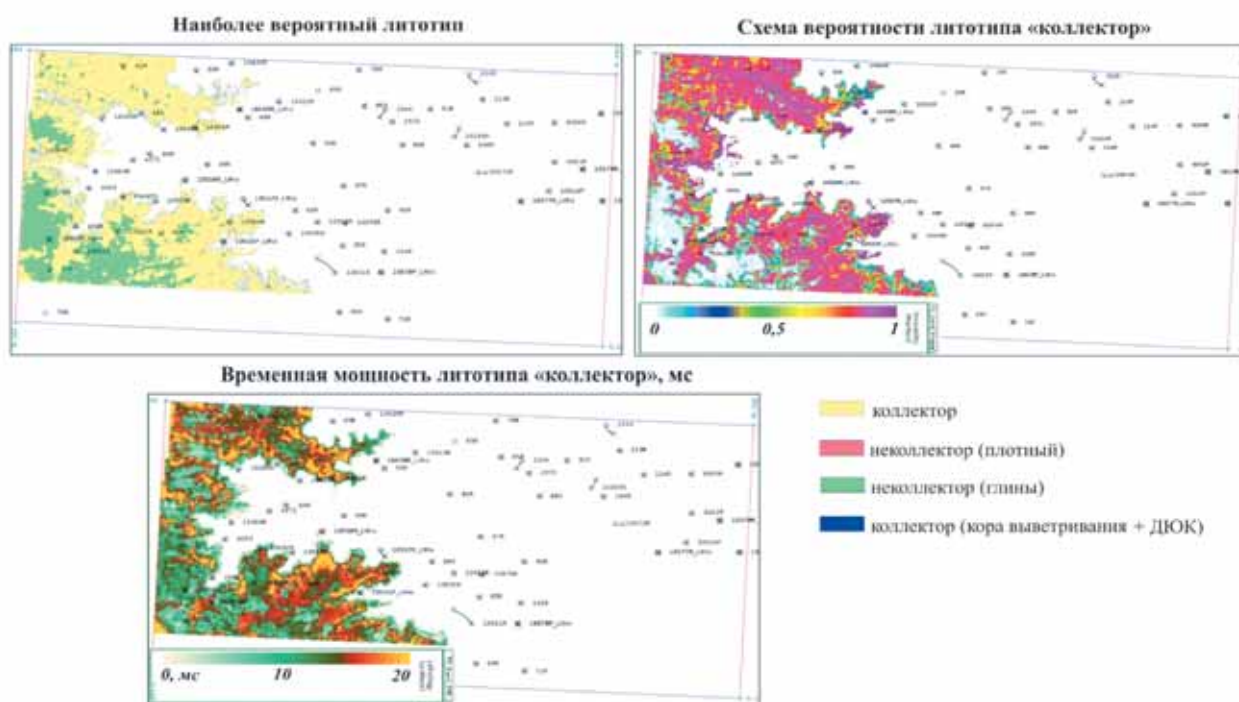


Рис. 6. Результаты расчета кубов литотипов (пласт T_3).

Они разделяются относительно друг друга в пространстве результатов сейсмической инверсии, что в свою очередь, на основе вероятностного подхода позволяет получить представление о пространственном распространении этих литотипов в объеме. Полученные результаты от петроупругого моделирования позволили определить области распространения коллекторов при сейсмогеологическом моделировании.

Литература

1. Задорина Е.А. Исследование параметров геостатической инверсии для прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки: дис.... канд. техн. наук: 25.00.10 / Задорина Екатерина Алексеевна. М., 2015. 117 с.
2. Успенская Л.А. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Уренско-Усановской зоны): дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.10 / Успенская Людмила Андреевна. М., 2014. 123 с.
3. Пересчет запасов нефти Даниловского месторождения» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: Отчет / Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени; отв. исполн.: Кузнецова Г. В., Таужнянский Г. В. Тюмень, 2011. 585 с.
4. Mavko G. The Rock Physics Handbook. Second Edition: Tools for Seismic Analysis of Porous Media / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. Cambridge University Press, 2009.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РИФТОГЕННЫХ ПРОГИБОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ СУДАНА)

Л.Г. Гайсина, В.И. Высоцкий

ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», GaisinaLG@rusgeology.ru

Введение

В настоящей статье приводятся сведения о нефтегазовой промышленности, геологии и нефтегазоносности единого Судана (Республика Судан и Южный Судан), анализируется нефтегазовый потенциал его рифтовых прогибов.

Наиболее крупными как по площади, так и объему запасов нефти являются бассейны Муглад и Мелут (первая группа бассейнов), в которых открыто более 110, главным образом нефтяных месторождений. В других бассейнах также рифтового генезиса открыты единичные мелкие по запасам нефти и газа месторождения (бассейны Рават, Голубого Нила и Хартум) [1].

Вторая группа рифтовых бассейнов (Вади-Хавар, Мурди, Мисаха и Салима) располагается в северо-западной и северной частях Судана, формирование которых связано с развитием обширной Сахарской плиты Северной Африки. Они сложены главным образом палеозойскими мелководно-морскими породами и континентальными отложениями мезозоя. Эти бассейны слабо изучены, бурение проводилось только в одном из них – Мурди.

Третью группу бассейнов образуют интракратонные впадины, расположенные южнее вышеописанной группы. Основное выполнение их образуют меловые и в меньшей степени кайнозойские, главным образом песчаные толщи континентального генезиса.

Теоретический анализ

Большая часть территории Республики Судан занята выходами на поверхность докембрийских пород, слагающих фундамент древней Африканской платформы. Они образуют два крупных массива: Африкано-Аравийский и Нубийский.

Согласно тектонической принадлежности и пространственному положению около двадцати нефтегазоносных бассейнов Африки образуют шесть нефтегазоносных провинций: 1) Тельско-Атласская нефтегазоносная провинция докембрийской платформы; 2) Нефтегазоносная провинция рифтовой системы; 3) Нефтегазоносная провинция эпиплатформенного орогена Восточной Африки; 4) Нефтегазоносная провинция западных периконтинентальных прогибов Африканской платформы; 5) Нефтегазоносная провинция восточных периконтинентальных прогибов Африканской платформы; 6) Нефтегазоносная провинция Капской складчатой области.

Всего на территории Судана, согласно принятому в этой стране районированию, выделяются 15 осадочных бассейнов. Исходя из особенностей геологического строения их можно объединить в три группы, одна из которых объединяет 6 бассейнов рассматриваемого рифтового типа. Это бассейны Муглад (юго-восточная часть этого бассейна простирается в Южный Судан), Рават, Умм-Агага, Голубого Нила, Хартум и Красноморский. Все выявленные в стране месторождения располагаются в этой группе бассейнов, причем, подавляющая их часть и все разрабатываемые месторождения находятся в самом крупном как по площади так и по величине запасов УВ бассейне Муглад (рис. 1).

Формирование рифтовых бассейнов Судана происходило в три стадии. Трехстадийное развитие рифтовых впадин привело к развитию горстов и грабенов с очень сложной системой сбросов. Преобладают сбросы со скольжением по падению (dip-slip faults) северо-западного направления, параллельного или субпараллельного направлению основных зон прогибания [2].

Национальная нефтегазовая компания Республики Судан *Sudan National Petroleum Corporation (Sudapet)* образована в 1997 г. и полностью управляется Министерством нефти и газа. Компания принимает активное участие в разведке и разработке месторождений нефти.

«Большой тройкой» инвесторов в нефтегазовом секторе Республики Судан (а также и в Южном Судане) остаются государственные нефтегазовые компании Китая, Малайзии и Индии. В настоящее время добыча нефти осуществляется на месторождениях пяти лицензионных блоков в северной и центральной частях нефтегазоносного бассейна Муглад.

Бассейн **Муглад** объединяет несколько крупных прогибов и мелких депрессий. В границах страны его площадь – 188,2 тыс. км², в пределах которой выявлено 32 нефтяных и 3 нефтегазовых месторождения. Наиболее интенсивно процессы генерации нефтяных углеводородов протекали в верхнем мелу – палеоцене, т.е. в течение фазы рифтогенеза. Нефтематеринскими породами в бассейне Муглад являются темно-серые глинистые сланцы формаций Шараф и Абу-Габра. Эти породы накапливались в крупных озерах в удалении от источников поступления обломочных отложений. Среднее содержание Сорг. в сланцах формации Шараф составляет 1% при водородном индексе $H_i=270$ мг/г. Коллекторские породы представлены как кварцевыми, так и аркозовыми песчаниками и алевролитами. Основным источником их образования послужили гнейсы докембрийского кристаллического фундамента. Основной коллектор представляет собой песчаники, отложенные в условиях флювиальных каналов, озерных дельтовых каналов и фронта дельты. Как правило, лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники, накапливавшиеся в наиболее приближенных к источнику поступления материала участках в алювиальных и флювиальных условиях.

Бассейн **Мелут** (площадь – 111,5 тыс. км²) по своему строению и истории формирования весьма сходен с бассейном Муглад. В пределах бассейна выявлено более 30 нефтяных месторождений. В поперечном сечении в основном грабене (Мелут) обычно выделяется Центральное поднятие и прибортовые впадины. Мощность осадочного комплекса в последних обычно превышает 6 км. В разрезе также выделяются четыре седиментационных цикла, соответствующие трем рифтовым и пострифтовой стадиям развития. Раннемеловой цикл был наиболее активным и привел к накоплению мощных не только песчанистых, но и глинистых толщ, накопившихся в обширных пресноводных озерах. В течение последующих циклов формировались главным образом песчаники и алевролиты флювиального генезиса.

В южной части Республики Судан помимо крупного бассейна Муглад располагаются 4 бассейна, история формирования которых тесно связана с развитием Центрально-Африканской рифтовой зоны. Это сравнительно небольшие по размерам депрессии (20–30 тыс. км²), в которых открыты мелкие по запасам нефтяные и газовые месторождения.

Наибольший объем геологоразведочных работ провела компания «Chevron» в бассейне Муглад (в едином Судане). В течение 18-ти лет эта компания отработала 64 000 км сейсморазведки 2D, почти 2000 км сейсморазведки 3D и пробурила 90 поисковых и разведочных скважин, открыв 18 нефтяных месторождений. В 1992 г. компания

прекратила работы в стране по политическим мотивам. Компания «Total» в 1983 г. получила блоки В и С на юге бассейнов Муглад и Мелут и провела там в небольшом объеме сейсморазведочные работы [3].

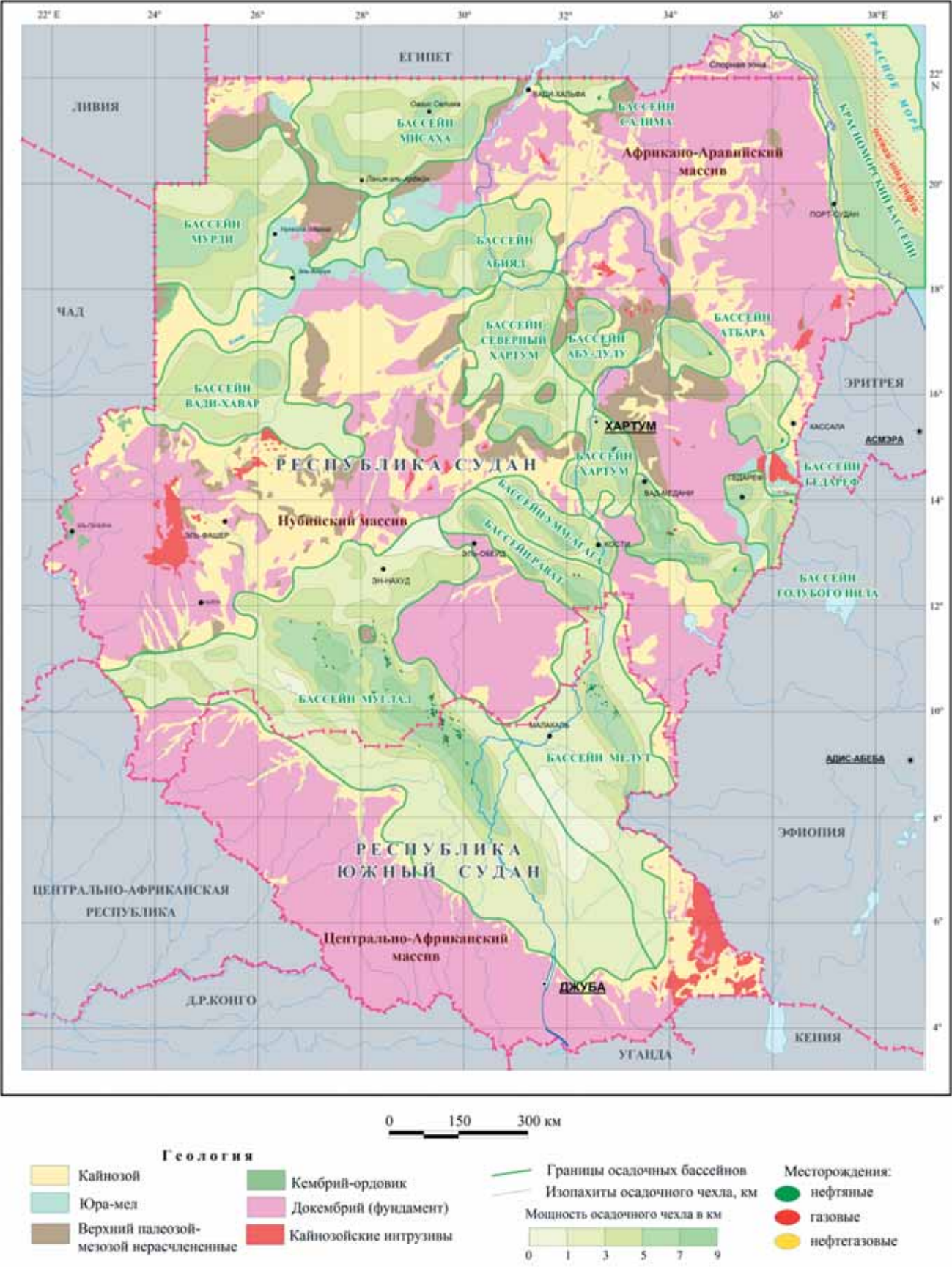


Рис. 1. Осадочные бассейны и месторождения нефти и газа Республики Судан и Республики Южный Судан (ОАО «ВНИИЗАРУБЖЕОЛОГИЯ») [3].

Выводы

В пределах Судана наиболее перспективными для открытия новых месторождений являются бассейны, связанные с рифтовыми впадинами. Эти бассейны обладают значительным неразведанным ресурсным потенциалом. В Республике Судан по состоянию на начало 2018 г. выделен 21 лицензионный блок, из которых 16 являются свободными [4].

В Республике Южный Судан оба нефтегазоносных бассейна связаны с рифтовыми впадинами. В страну входят юго-восточная часть бассейна Муглад (площадь – 188,2 тыс. км²) и практически весь бассейн Мелут (111,5 тыс. км²). К началу 2018 г. в Южном Судане выделено 20 блоков для производства поисково-разведочных и добычных работ, из которых на 10 выданы лицензии.

Важно отметить, что тектонический фактор (разрывные нарушения земной коры, рифтогенные процессы) оказали большое влияние на генерацию и аккумуляцию нефти и газа, а сами рифты представляют собой благоприятную обстановку для создания фациальных условий возникновения ловушек и накопления в них УВ. На сегодняшний день увеличение разведанных залежей УВ, связанных с рифами, и интенсивный рост добычи УВ говорит о том, что в перспективе роль Африки в мировом балансе углеводородов может в значительной степени возрасти. И, если ранее на территории Африки промышленную значимость имели только два крупных нефтегазоносных района – Средиземноморский (Алжир, Ливия) и Атлантический (Ангола, Нигерия), то сейчас перспективной с точки зрения нефтегазового потенциала, за счет месторождений рифтового пояса, считается вся Африканская платформа.

Литература

1. Милановский Е.Е. Рифтовые зоны континентов. М. Недра, 1976. 279 с.
2. Селлей Р.С. Нефть и газ Африки. Эпизоды. Том 39. № 2. 1997. 394 с.
3. Высоцкий В.И., отв. исполнитель. Анализ минерально-сырьевых баз стран Африки с оценкой потенциала месторождений углеводородного сырья. Республика Судан и Республика Южный Судан // ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ». М., 2018.
4. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира (информационно-аналитический обзор). М.: ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», 2017.

References

1. Milanovsky E. E. Rift zones of continents. Moscow – Nedra, 1976. 279 p.
2. Selley R. C. and Spue D. V. The oil and gas bassins of Africa. Episodes. Vol. 39. № 2. 1997. 394 p.
3. Analysis of the mineral resource bases of African countries with an assessment of the potential of oil and gas fields. Republic of Sudan and Republic of South Sudan. Executive editor – Vysotsky V. I. Moscow – JSC «VNIIZARUBEZHGEOLGIA», 2017.
4. Vysotsky V. I. Oil and gas industry of the world. Moscow – JSC «VNIIZARUBEZHGEOLGIA», 2017.

ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ: ФАЗОВЫЙ СОСТАВ, СОСТОЯНИЕ И МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ (ЭКСПЕРИМЕНТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКИХ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ)

Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Голунова М.А., Сеткова Т.В.

Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского, г. Черноголовка, Московская обл.
E-mail: balvlad@iem.ac.ru

Известно, что гидротермальные растворы в земных недрах практически всегда контактируют и взаимодействуют с сырой нефтью. Характер подобных взаимодействий при повышенных и высоких температурах и давлениях до сих пор изучен недостаточно. Особенно это относится к фазовому составу и состояниям нефти, находящейся на глубинах более 5–10 км при температурах 150–290°C и давлениях десятки мегапаскалей. Дальнейшее увеличение глубин и вместе с ними термобарических параметров при поисках, разведке и добыче нефти еще более усложнит прогнозы относительно ее фазового состава и особенно состояний. Очевидно также, что без этих данных невозможно решение ряда вопросов генезиса нефти и ее вторичной восполняемости в отработанных месторождениях. Представляется, что перспективными в данном случае могут быть моделирующие экспериментальные исследования, основанные на визуализации процессов, происходящих при нагревании и охлаждении синтетических водно-углеводородных включений в кварце, выращенном одновременно с осуществлением взаимодействия нефти с гидротермальными, в том числе суб- и сверхкритическими растворами при температурах 240–550°C (одиночные опыты – до 700°C) и давлениях насыщенного пара и выше (до 150 МПа). Преимущество выбранного подхода состоит в возможности непосредственного (*in situ*) определения как фазового состава, так и состояний водно-нефтяных систем при повышенных и высоких температурах и давлениях. Изучение флюидных включений осуществляют с использованием методов современной термобарогеохимии [1, 2]. Наиболее информативными среди них оказались

микротермометрия, обычная и флуоресцентная микроскопия, локальная, в том числе высокотемпературная (до 400°C) Фурье ИК- и Раман-спектроскопия, а также газожидкостная хроматография [3, 4].

Опыты проводили в основном с сырой нефтью Бавлинского месторождения (Татарстан). Нефть подвергали термообработке в автоклавах объемом от 30 до 280 мл, изготовленных из жаропрочной нержавеющей стали и Cr–Ni сплава, рассчитанными на работу при температурах до 500 и 700°C и давлениях до 100 и 150 МПа соответственно. Нагревание автоклавов проводили в шахтных электропечах. Контроль и регулирование температуры осуществляли с помощью стандартных термоизмерительных приборов (ТУР 01 Т4, ТУР R3, Thermodat-25M1). Точность измерения температуры составляла $\pm 3^\circ\text{C}$. Автоклавы вначале загружали кварцевой шихтой и затравочными ZY- и ZX-пластинками толщиной 2–4 мм, шириной 4–8 мм и длиной 140–200 мм, затем заливали их одним из исходных водных растворов (3,5 и 10 мас. % NaHCO_3 или 0,5, 2 и 4 мас. % Na_2CO_3) и далее – сырой нефтью. Необходимое давление задавали коэффициентами заполнения растворов. Объем залитой нефти изменяли от десятых долей до 70–85 объемных % по отношению к объему залитого водного раствора. Продолжительность опытов составляла в основном 20–30 суток, но в ряде контрольных опытов она уменьшалась до нескольких суток или, наоборот, возрастала до 100–200 суток. Подробно подготовка оборудования и материалов для опытов рассмотрены в более ранних наших публикациях [3, 4]. Примеры синтетических водно-углеводородных включений в кристаллах кварца показаны на фотографиях (рис. 1), а основные результаты по фазовому составу и состояниям включений при повышенных и высоких температурах и давлениях демонстрируются на микротермограммах (рис. 2–5). Следует отметить, что микротермограммы составляли на основе видеофильмов, снятых в автоматическом режиме в специальных высокотемпературных камерах. Во время доклада планируется демонстрация не микротермограмм, а компактных и более информативных цветных микровидеофильмов продолжительностью несколько минут каждый.

Неожиданный и интересный результат был получен после повторной автоклавной термообработки включений в течение 15 суток при различных температурах. После обработки при 300°C фазовый состав и объемные соотношения фаз во включениях остаются без изменений. Однако при 320°C в них появляются метан, CO_2 и остаточные твердые битумы. Возрастает также доля легких фракций. Повышение температуры до 350 и 380°C приводит к постепенному исчезновению жидких УВ и водной фазы с одновременным увеличением доли метана, углекислоты и твердых битумов. Это отчетливо прослеживается во включениях (рис. 5) Более того, в опытах при температурах 450–500°C и давлении 100–120 МПа в подобных включениях отмечается полное исчезновение жидких УВ с превращением их в твердые битумы и метан, а при 670°C, согласно спектрам комбинационного рассеяния, твердые битумы уступают место кристаллическому графиту.

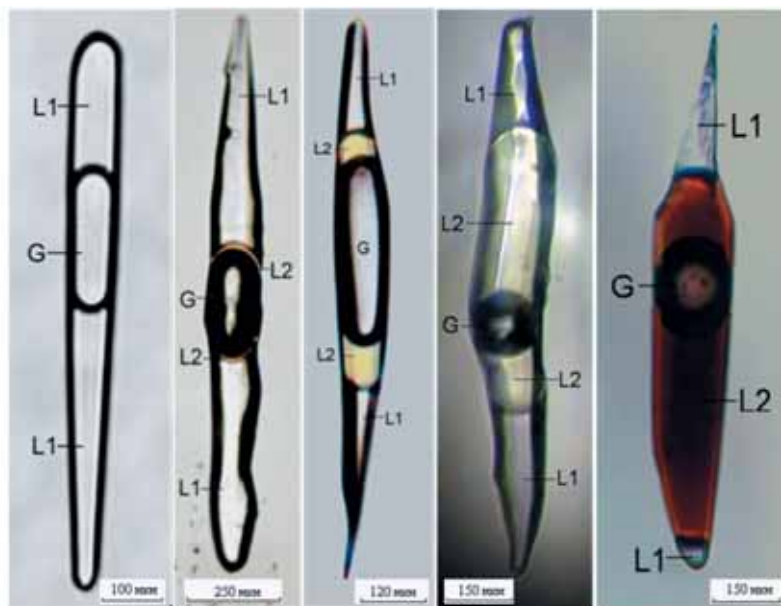


Рис. 1. Морфология и фазовый состав водно-углеводородных включений в кварце, выращенном при относительно невысоких (240/310°C) температурах и давлениях (5–12 МПа) в гетерогенных слабощелочных водных растворах (3, 5 и 10 мас. % NaHCO_3) в присутствии нефти (2–50 об. %). Условные обозначения: L1 – водный раствор, L2 – жидкие углеводороды (нефть), G – газовые углеводороды, в основном метан.

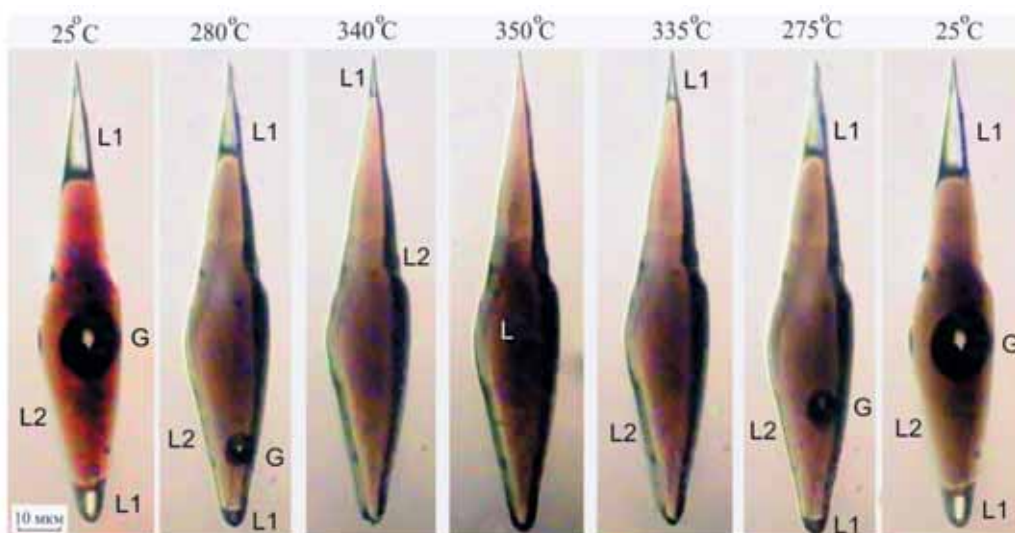


Рис. 2. Фрагмент микротермограммы существенно нефтяного включения в синтетическом кварце, выращенном при взаимодействии нефти с гидротермальным раствором. Соотношение фаз во включении при комнатных условиях $L2 > G > L1$. Вначале при 340°C исчезает газовая фаза и включение становится двухфазным с соотношением фаз $L2 \gg L1$. Затем при 350°C водная фаза $L1$ полностью растворяется в нефти $L2$ с переходом включения в гомогенное состояние. При охлаждении происходит последовательное восстановление всех исчезнувших фаз и их состояний.

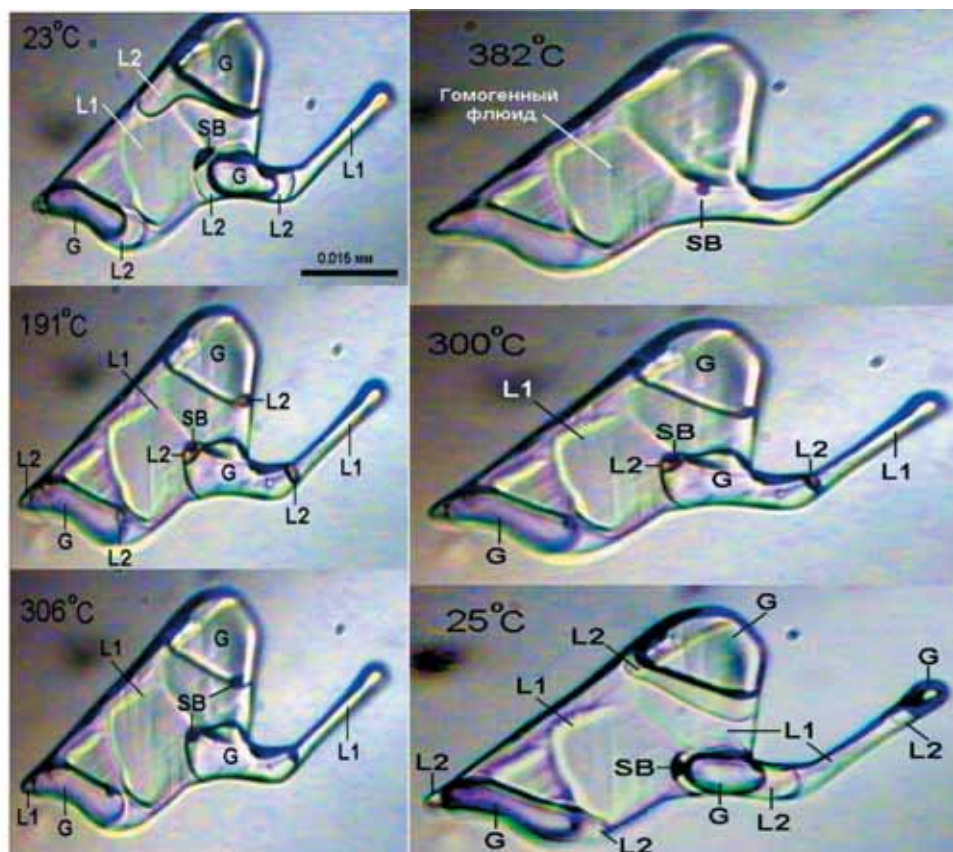


Рис. 3. Обратимое изменение фазового состава и состояния высокотемпературного водно-углеводородного включения в интервале температур 23°C – 382°C – 25°C . Объемное соотношение фаз при обычных условиях $L1 > G \approx L2 \gg SB$. Доля фазы твердых битумов (SB) во всем интервале температур практически не изменяется. Жидкие УВ полностью растворяются по мере нагревания включения до 306°C с переходом его в двухфазное газожидкое ($L1 \approx G$) состояние. При 382°C исчезает газовая (в основном метановая) фаза с переходом включения в гомогенное состояние. Охлаждение включения полностью возвращает его к исходным фазовым составам и состояниям. Условия формирования включения: раствор 5 мас. % NaHCO_3 + 10 об. % нефть, температура $305/405^{\circ}\text{C}$, давление ~ 70 МПа, продолжительность 14 суток.

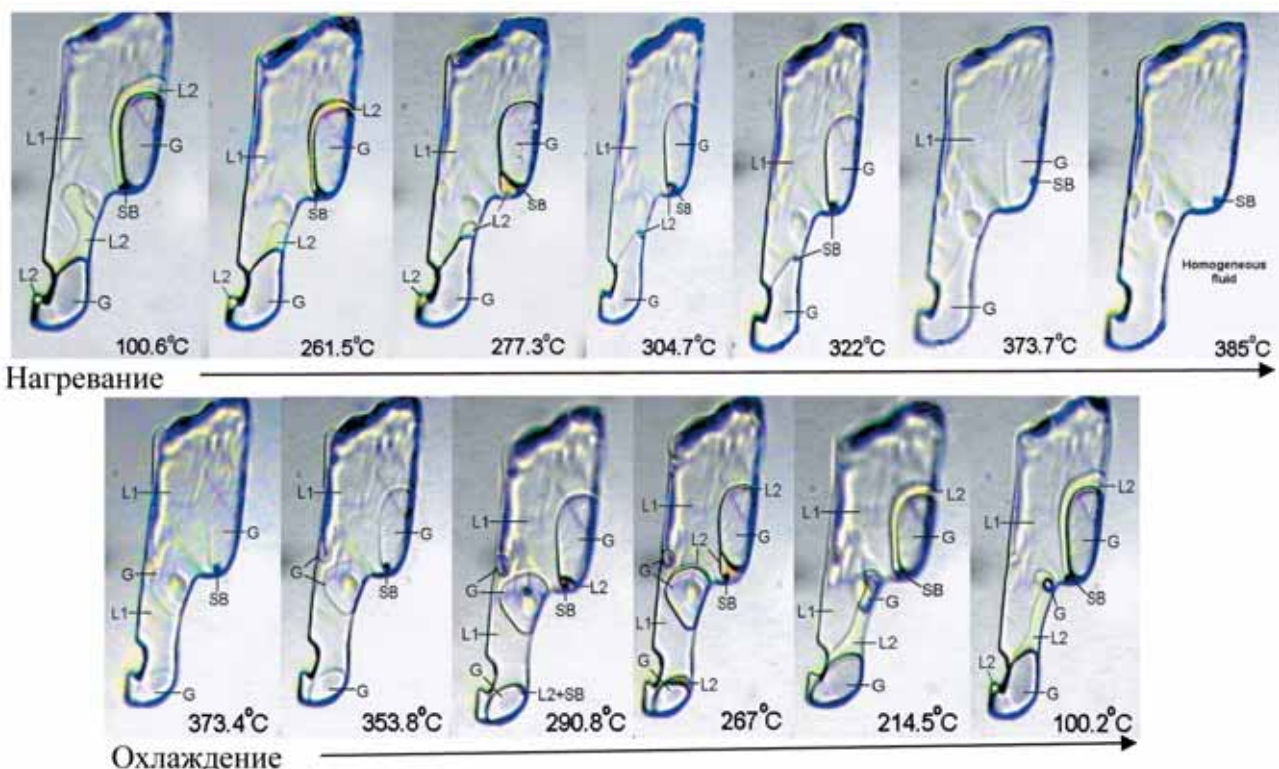


Рис. 4. Изменение фазового состава и состояния высокотемпературного водно-углеводородного включения с объемным соотношением фаз $L1 > G > L2 \gg SB$ при его нагревании и охлаждении. Фаза твердых битумов (SB) сохраняется практически без изменений во всем интервале температур. Ниже 100°C – изменения незначительные и до 322°C включение сохраняет трехфазное (с учетом фазы SB – четырехфазное) состояние. При 322°C исчезает (растворяется) фаза жидких УВ и флюид переходит в двухфазное газовой жидкое состояние. Дальнейшее повышение температуры до 385°C приводит к полной гомогенизации флюида с исчезновением газовой (в основном метановой) фазы. Условия формирования включения: раствор 10 мас. % NaHCO_3 ; температура 385/405°C, давление 120 МПа, продолжительность 20 суток.

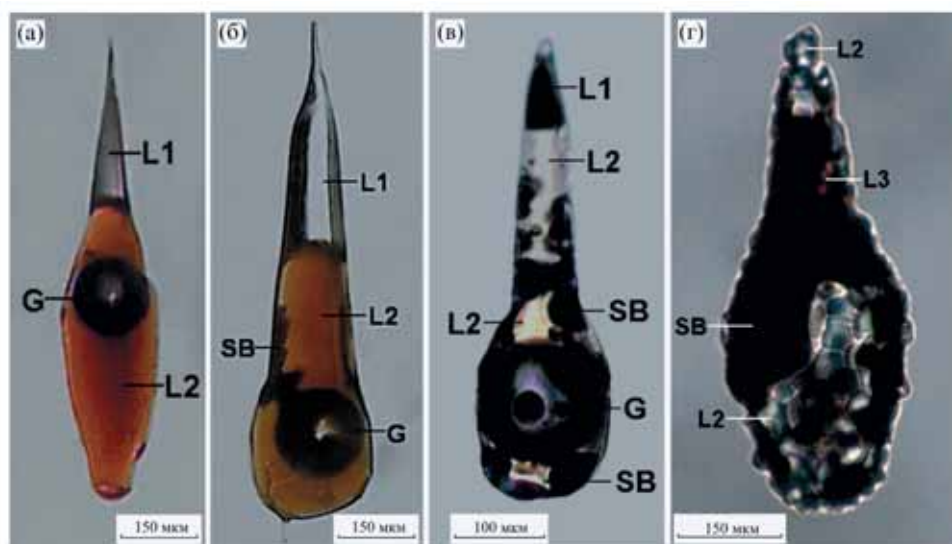


Рис. 5. Изменение фазового состава и объемных соотношений фаз в существенно нефтяных включениях, подверженных автоклавной изотермической обработке при 300 (а), 320 (б), 350 (в) и 380°C (г). До 300°C в водно-углеводородных флюидах никаких изменений не наблюдается. При 320°C и выше в них появляются твердые битумы (SB), доли метана, CO_2 и легких жидких УВ (L2) возрастают, достигая максимума при 350°C; выше 380°C жидкие УВ практически полностью исчезают, превращаясь в твердые битумы, газовые УВ и CO_2 . Условия образования включений: водный раствор 7,5 мас. % Na_2CO_3 + 10 об. % нефть, температура 280/310°C, давление 12 МПа.

Таким образом, анализ микротермограмм с определением фазового состава и состояний захваченных включений убедительно доказывает существование в земных недрах различных типов водно-углеводородных флюидов. Основными из них являются:

- гетерогенные трехфазные флюиды с объемными соотношениями фаз: $L1 > G \gg L2$;
- гетерогенные двухфазные жидкие водно-углеводородные флюиды с соотношением фаз: $L2 \gg L1$ с полностью растворенной газовой фазой G ;
- гомогенные жидкие преимущественно водные флюиды $L1_{\text{гом}}$ с полностью растворенными газовыми и жидкими $УВ$;
- гомогенные газовые флюиды $G_{\text{гом}}$ с полностью растворенными фазами жидких $УВ$ и воды;
- гомогенные углеводородные флюиды $L2_{\text{гом}}$ с полностью растворенными водной ($L1$) и газовой ($УВ$) фазами.

Литература

1. Ермаков Н.П., Долгов Ю.А. Термобарогеохимия. М.: Изд-во Недр, 1979. 271 с.
2. Реддер Э. Флюидные включения. Природа включений и методы их исследования. Том 1. «МИР», Москва, 1987. 560 с. Перевод с английского.
3. Балицкий В.С., Бондаренко Г.В., Пиронон Ж., Пентелей С.В., Балицкая Л.В., Голунова М.А., Бубликова Т.М. О причинах вертикальной зональности распределения углеводородов в недрах земли: экспериментальные доказательства крекинга сырой нефти в высокотемпературных водно-углеродных флюидах//Сверхкритические флюиды. Теория и практика. Т. 8. № 2. 2013. С. 39–60.
4. Balitsky, V. S.; Penteley, S. V.; Balitskaya, L. V.; Novikova, M. A.; Bublikova, T. M. Visual In-Situ Monitoring of the Behavior and Phase States of Water-Hydrocarbon Inclusions at High Temperatures and Pressures. PETROLOGY. 2011. Volume: 19 Issue: 7 Pages: 653–674.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОРФОЛОГИИ И ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВИЗЕЙСКИХ ВРЕЗОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ГИС НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА

В.А. Павлов¹, О.И. Малиновская²

¹Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, PavlovVA@tatneft.ru, ²Exploration and Production Software Emerson Automation Solutions.Paradigm, г. Москва

Визейские эрозионные врезы на западном склоне Южно-Татарского свода выявлены в процессе буровых и сейсморазведочных работ при изучении геологического строения косьвинско-бобриковских терригенных образований визейского и карбонатных отложений турнейского ярусов. Денудация турнейских карбонатных массивов, образование деструктивных форм рельефа и их заполнение происходило на рубеже радаевского и бобриковского времен [2]. Преобладающие направления наиболее протяженных врезов северо-западное и субмеридиональное – приурочены к осевым частям Усть-Черемшанского и Нижнекамского прогибов Камско-Кинельской системы (ККС) [5].

Специфические закономерности распределения песчаных и глинистых пород в палеодолинах на разных стадиях ее развития (врезания, компенсации и меандрирования), а также постседиментационное внедрение углей в глинистые породы, определяют поисковые признаки ловушек для углеводородов.

В большинстве случаев врезы цикла меандрирования не картируются при грубом подходе к анализу волнового поля, тогда как циклы врезания и компенсации удастся картировать в большинстве случаев. Нужно отметить, что и по данным бурения не всегда выделяют цикл меандрирования, относя бобриковские отложения этого цикла либо к тульским, либо к радаевским отложениям. Попробуем в этой работе показать возможности преобразованных сейсмических данных для картирования морфологии, определения литологических и фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов бобриковского горизонта.

Задачи:

- выделение морфологии с помощью проведение спектральной декомпозиции;
- определение морфологии путем выполнения сейсмофациального анализа;
- выделение морфологии с помощью расчета акустической инверсии;
- определение литологии с помощью проведения литофациального анализа;
- нахождение трендов распространение фильтрационно-емкостных свойств путем реализации динамического анализа.

Интерпретация куба сейсмических данных осуществлялась в нескольких ПО: спектральная декомпозиция, сейсмическая инверсия были выполнены в ПО Petrel компании Schlumberger, сейсмофациальный и литофациальный анализы были проведены в ПО Paradigm компании Emerson, динамический анализ в ПО Ingeos MAP компании Ингеосервис.

Площадь исследования находится в северной части Онбийско-Ерсубайкинской структурной зоны западного склона Южно-Татарского свода. Фундамент сложен архейско-раннепротерозойскими метаморфическими породами. Осадочный чехол представлен карбонатными и терригенными отложениями (рис. 1Б). Особенностью геологического развития района работ, которая представляет для меня интерес, является размыв отложений турнейских

кого яруса и образование эрозионных врезов, преимущественно руслового генезиса, заполненных песчаниками, алевролитами и глинами с внедрением углей. Мощность терригенной визейской пачки изменяется от 18 м, при неосложненном залегании, до 69 м в присутствии вреза.

Одним из признаков в волновом поле наличия вреза является увеличение наблюдаемого времени прогибанием осей синфазности отражений, полученных от нижележащих горизонтов, обусловленное увеличением толщины терригенных низкоскоростных пород во врезе (рис. 1А).

Для определения морфологии и границ визейского вреза была использована спектральная декомпозиция. Наиболее детальную картину дали частоты: 16 Гц, 34 Гц, 54 Гц (рис.2). По результатам сейсморазведки сложно выделить все циклы развития палеодолины, так как русло цикла меандрирования является наиболее широким, но в краевых частях имеет небольшую глубину. На рисунке 2 выделена совокупность циклов врезания и компенсации, где видны русловой шнурок и два языка компенсации. Границы вреза также подтверждаются результатами бурения, так как за пределами вреза эффективная толщина косвинско-радаевских отложений становится меньше.

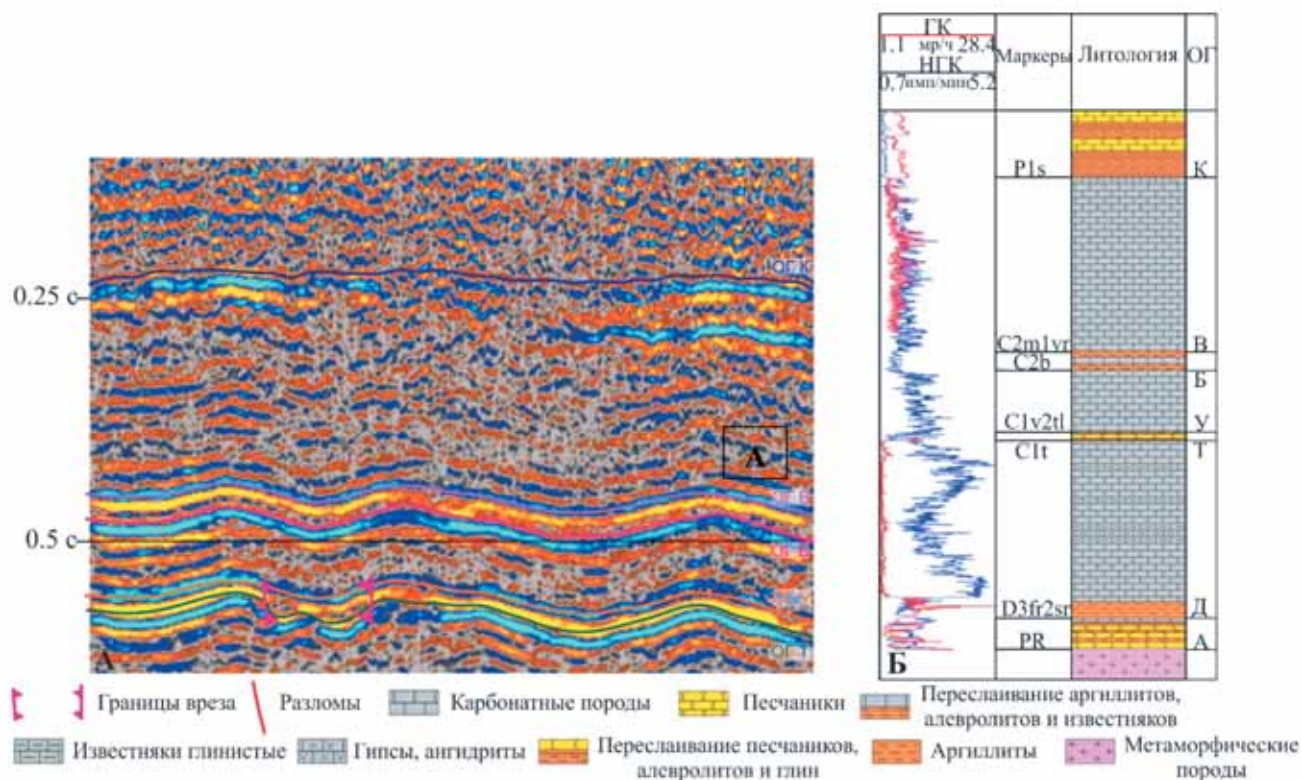


Рис. 1. А – вертикальный срез куба сейсмических данных, Б – литолого-стратиграфическая колонка.

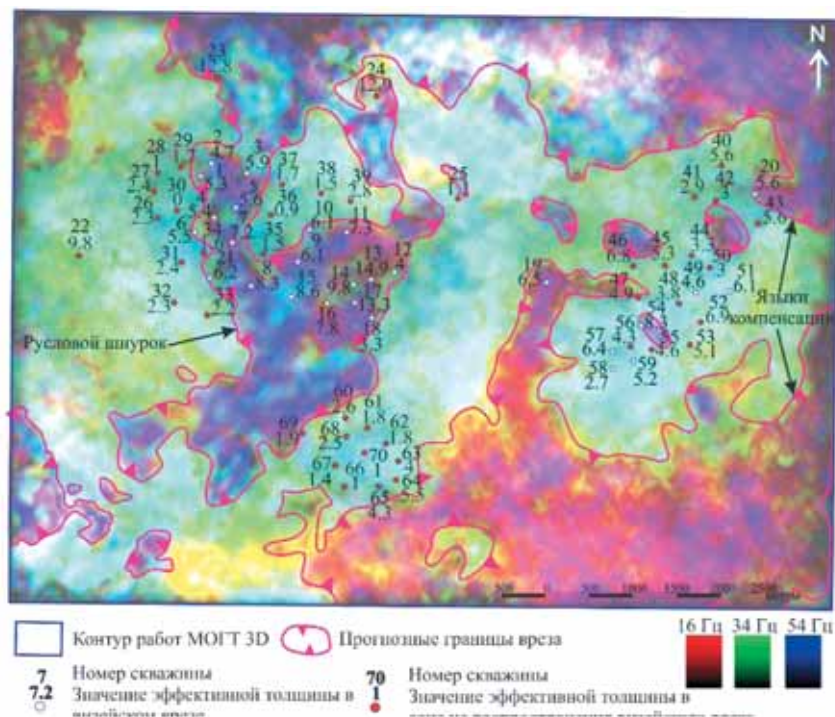


Рис. 2. Выделение границ визейских врезов по результатам спектральной декомпозиции.

Для изучения визейских отложений также был проведен сейсмофациальный анализ. Целью сейсмофациального анализа является не просто районирование территории по форме сейсмической записи, а восстановление обстановок осадконакопления и прогноз литофаций с помощью данных сейсморазведки [4].

Сейсмофациальный анализ осуществлялся на основе классификации форм трассы по интервалам сейсмических данных. Данная процедура основывается на технологии нейронных сетей. Сейсмические трассы делятся на классы, именуемые сейсмофациями; результатом являются карты классификаций. Для изучения визейских отложений было выбрано окно между отражающими границами (ОГ) У и Т.

Сейсмофациальный анализ по форме трассы был выполнен с различным количеством классов (от 7 до 21 класса), по результатам которого выбрана карта распределения зон сейсмофаций с 11 классами, как наиболее согласованная с результатами бурения (рис. 3).

На основании карты классификации условно выделяются 3 основных типа сейсмофаций, соответствующих трем литолого-фациальным зонам рассматриваемой толщи, которые выделяются на участках развития:

- сейсмофации руслового шнура визейского вреза, заполненного терригенными отложениями увеличенной толщины (10–11 классы);
- сейсмофации языков компенсаций (6–9 классы), расположенных на севере и юго-востоке участка исследования;

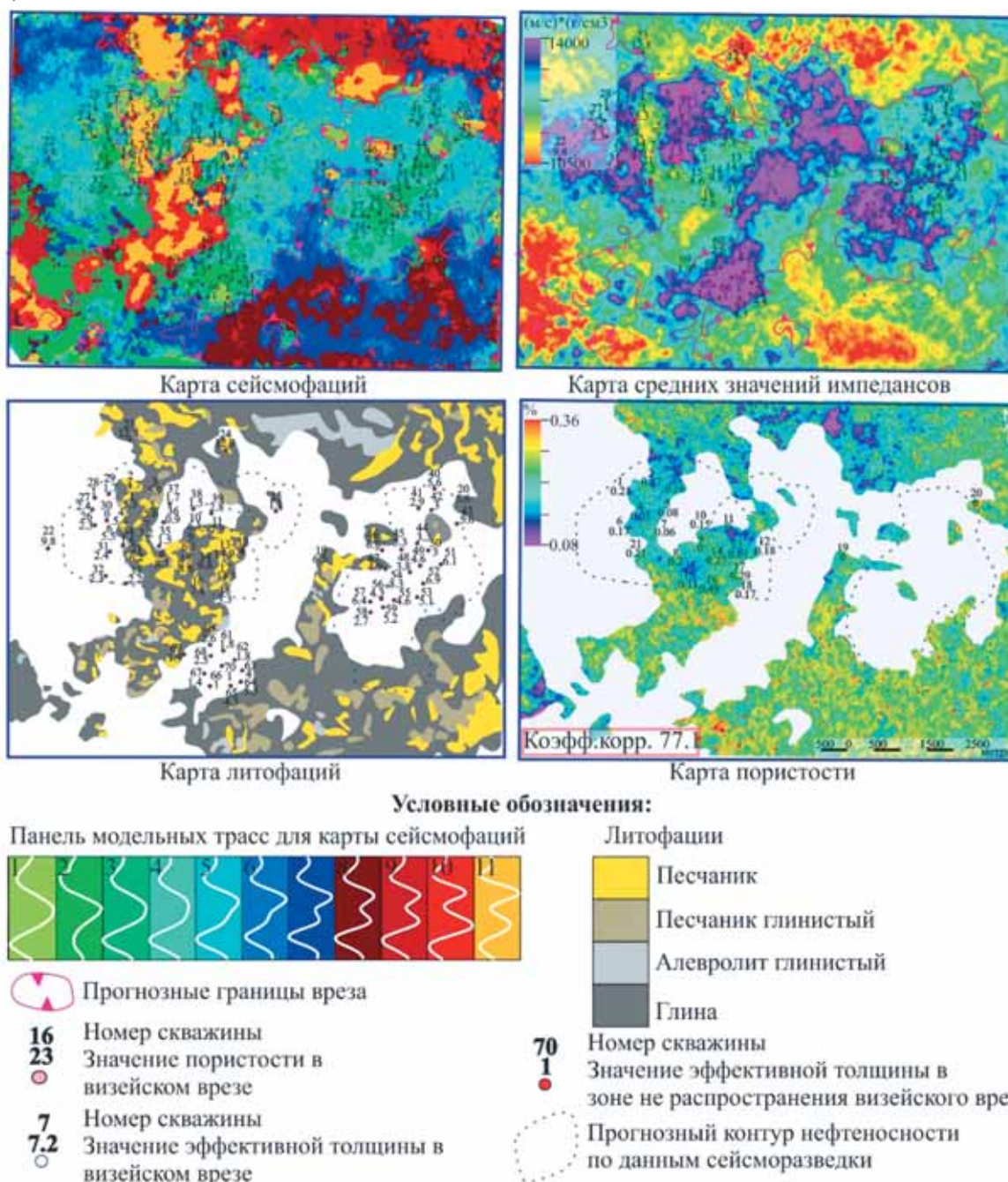


Рис. 3. Результаты прогнозирования морфологии, литологии и фильтрационно-емкостных свойств с помощью сейсмических методов.

– сейсмофации положительных форм рельефа, являющихся структурами облекания биогермных построек позднефранского возраста, где толщина терригенного комплекса сокращается. Фация сопоставляется с классами 1–5 модельных трасс.

Основным инструментом количественной интерпретации сейсмических данных является сейсмическая инверсия, позволяющая трансформировать волновое поле в распределение акустических и упругих свойств на основе решения обратной динамической задачи [1]. С помощью сейсмической инверсии были изучены эрозионные врезы. По результатам ее проведения была получена карта средних значений импедансов между ОГ У и Т. Терригенные отложения изучаемого интервала имеет следующее распространение плотностных и акустических характеристик (рис. 3): зонам с пониженными значениями соответствуют в основном участки площадного распространения визейских врезов, что связано с увеличением толщины терригенной пачки, а к областям с высокими значениями акустического импеданса относятся территории с меньшей толщиной терригенных отложений.

Для проведения литофациального анализа была использована методика Rock Type Classification (RTC – классификация типов пород), она основана на технологии демократической ассоциации нейронных сетей, с помощью которой получается объем горных пород, откалиброванный по скважинным данным. Цель этого метода – предсказать по сейсмическим признакам, вдали от ствола скважины, фации, в частности литофации или типы пород, определенные из скважинных данных.

Для осуществления литофациального анализа были использованы данные РИГИС по 31 скважине, где были выделены 4 литотипа: песчаник, песчаник глинистый, глина, алевролит глинистый.

Для определения связи со скважинными данными был использован 21 сейсмический атрибут по амплитудному кубу сейсмических данных, данное количество атрибутов помогает с большей уверенностью предсказать распространение литофаций по латерали и вертикали.

По результатам анализа видно, что врез сложен преимущественно глинистыми отложениями. Также выделяются песчаные тела. В меньшей степени другие фации. Повышенный интерес вызывают именно песчаные тела, так как в них должна быть большая эффективная толщина.

Анализ динамических атрибутов на количественном уровне дает прогноз свойств пород в межскважинном пространстве по регрессионным зависимостям, в том числе многомерным [3]. Определение корреляционных связей между скважинными и сейсмическими данными проводилось в заданном окне с последующим получением карт параметров. Были подготовлены наборы данных по следующим параметрам:

- эффективная толщина пласта-коллектора;
- доля коллектора;
- средневзвешенный коэффициент пористости.

В ходе работ было рассчитано 34 атрибута сейсмической записи по амплитудному кубу. Для изучения визейских отложений было использовано окно между ОГ У и Т.

При выполнении поиска зависимости между ФЕС и сейсмическими атрибутами по одномерной регрессии зависимостей обнаружить не удалось, поэтому была использована многомерная регрессия.

Для многомерной регрессии отбираются атрибуты: слабо коррелируемые между собой, с наилучшим визуальным качественным отображением геологического строения пласта, имеющие наиболее высокий коэффициент корреляции со скважинными значениями определяемого параметра и минимальные погрешности (стандартные отклонения, локальная оценка неопределенности).

Для зоны распространения отложений визейского вреза максимальные коэффициенты корреляции составили: 71,2% между параметрами ФЕС «эффективная толщина», «доля коллектора» и динамическими атрибутами: Amplitudecontrast, Averageinstantaneousphase, Averageinstantaneousfrequency, Sweetness, Instantaneousfrequency, AverageEnergy; 77,1% между «средневзвешенным коэффициентом пористости» и динамическими атрибутами: Averageinstantaneousfrequency, HalfEnergy, DominantFrequency, MaximumAmplitude, Reflectionintensity, Medianamplitude, Mostofamplitude. Используя данные зависимости между скважинными и сейсмическими данными, были получены карты распространения эффективной толщины, доли коллектора и пористости, которые в дальнейшем использовались в геологическом моделировании.

В результате проведенного исследования удалось определить морфологию и уточнить границы визейских врезов, определить их литологическое строение и выявить количественные характеристики распространения свойств продуктивных отложений.

Использование различных подходов к сейсмическим исследованиям позволяет уточнить границы вреза, определить его строение и спрогнозировать распространение подсчетных параметров в межскважинном пространстве.

Литература

1. Данько Д.А. Сравнение методов детерминистической акустической инверсии для выделения акустически контрастных объектов по сейсмическим данным//Геофизика. 2016. № 1. С. 2–11.
2. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории республики Татарстан. Казань: Изд-во ООО «ПФ«Гарт», 2008. 210 с.

3. Михайлов С.В. Анализ сейсмических атрибутов – комплексный подход при концептуальном моделировании. РГО нефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2. С. 31–35.
4. Приезжев И.И., Солоха Е.В., Манрал С. Фациальный анализ по форме сигнала//Геофизика. 2014. № 1. С.63–67.
5. Смирнов В.Г. Визейские и верейские эрозионные врезы – перспективные объекты на поиски залежей нефти и газа//Геология нефти и газа. 1994. № 7. С. 21–29.

ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕОМЕХАНИКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА БАЛТИЙСКОГО МОРЯ

П.И. Клыков, А.А. Предеин

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Pavel.Klykov@pnn.lukoil.com

Геомеханическое моделирование в нефтегазовой отрасли получило активное развитие в последние два десятилетия. Если раньше принципы геомеханики использовались в основном в строительстве и при добыче твердых полезных ископаемых, то сейчас данная дисциплина применяется практически на всех стадиях разработки нефтегазовых месторождений. Ниже представлен неполный перечень задач, решаемых с использованием принципов геомеханического моделирования:

- оптимизация траектории и конструкции скважин;
- расчет устойчивости стволов скважин;
- разработка дизайна гидроразрыва пласта;
- прогноз добычи с учетом изменения напряженно-деформированного состояния пласта;
- прогноз пескопроявления при добыче;
- контроль активации разломов и оценка проседания земной поверхности (морского дна).

Проблематика

Одной из особенностей морского бурения являются кратно большие капитальные затраты на строительство скважин в сравнении с бурением на суше. В свою очередь опыт ведения буровых работ на шельфе Балтийского моря говорит о наличии осложнений различного характера (осыпи и обвалы стенок скважин, поглощения бурового раствора и др.). При этом время и материалы, затраченные на ликвидацию осложнений, значительно увеличивают и без того высокие экономические затраты. Мировая практика свидетельствует о том, что одним из обязательных условий для успешного и безаварийного строительства горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях является наличие 3D геомеханической модели как основы для разработки проектных решений для эксплуатационного бурения [1–4]. В статье представлена методика выполнения и результаты работ по построению 3D геомеханической модели одного из месторождений шельфа Балтийского моря. Работа основана на принципах нефтегазовой геомеханики [5–8].

Исходные данные

Район работ расположен на шельфе Балтийского моря. Исходная информация для построения 3D геомеханической модели представлена следующими типами данных:

- Данные ГИС: промежуточные записи ГИС, сводный планшет и результаты интерпретации;
- Данные по бурению скважин: отчеты по бурению (по направлениям предоставления сервиса), суточные рапорта, итоговые отчеты, результаты опробования и испытаний;
- Сейсмический материал: отчеты, карты структурных горизонтов в глубинном и временном домене, сейсмический куб амплитуд, скоростей, а также результаты инверсии;
- Профили проектных скважин, координаты проектных точек;
- Геологическая модель месторождения: разломы, структурные поверхности, кубы свойств (пористость, проницаемость и т.д.). Необходимо отметить, модель выполнена в пределах продуктивной части. Вышележащие породы/интервалы не моделировались, в рамках геомеханического моделирования данные интервалы будут построены с использованием специализированного программного обеспечения.

Выполнен качественный и количественный анализ вышеперечисленных данных. В интервалах отсутствия данных ГИС выполнен расчет синтетических кривых. Исходные данные подготовлены для построения геомеханической модели.

Построение 3D геомеханической модели

В качестве границ геомеханической модели определен полигон, который включает в себя разрывные нарушения, разведочные скважины и планируемые местоположения размещения эксплуатационных скважин. Разработан алгоритм построения 3D геомеханической модели. На рисунке 1 представлена блок-диаграмма процессов, выполняемых при построении модели для исследуемого месторождения.

В начале построения модели параллельно проходили три процесса: 1) анализ каротажных скважинных данных и подготовка их к внесению в структурный каркас для последующего распространения в межскважинное пространство (выбор послойного представления разреза); 2) подготовка сейсмических данных для их использования при распространении скважинных данных в межскважинном пространстве; 3) корректировка имеющихся структурных поверхностей, создание дополнительных поверхностей и формирование поверхностей из переданных линий разломов для создания корректного структурного каркаса.

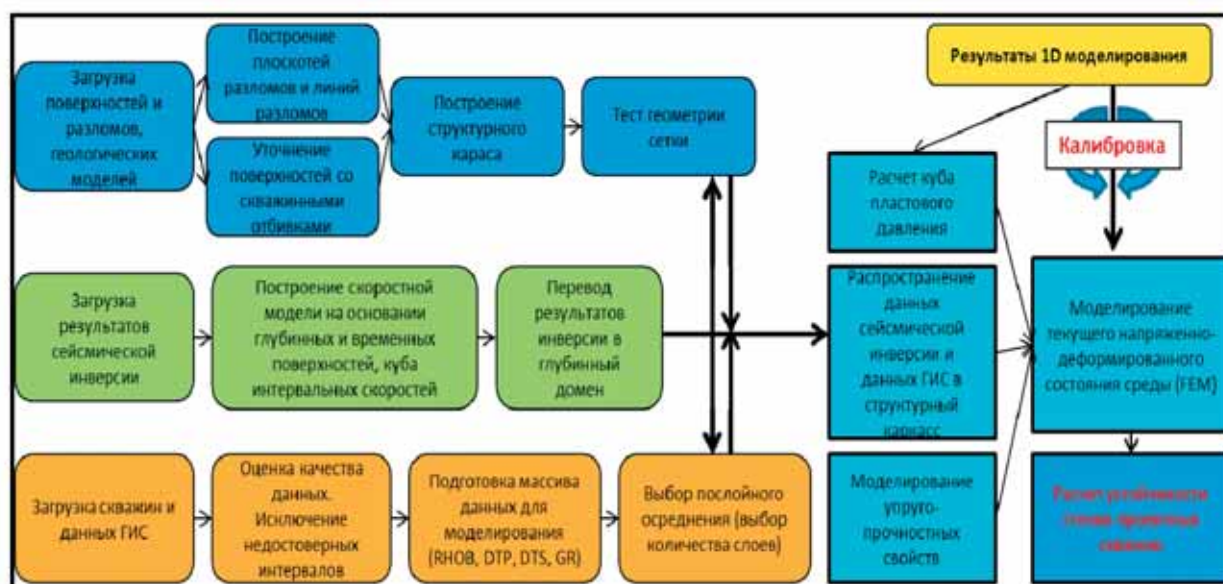


Рис. 1 Блок-диаграмма процесса построения 3D геомеханической модели.

Далее происходит увязка в один процесс: результаты приведенных параллельных процессов, формируется структурный каркас, полностью наполненный данными, необходимыми для расчета механических свойств: плотности, скорости акустических продольных и поперечных волн. Производится расчет кубов упруго-прочностных свойств внутри структурного каркаса и оценка качества с проведенными расчетами по 1D геомеханическому моделированию.

Методом конечных элементов с заданием граничных условий выполняется расчет полного тензора напряжений, деформаций в каждой ячейки 3D геомеханической модели. Проверяется сходимость результатов моделирования с данными 1D геомеханических расчетов по опорным скважинам. В последующем этапе результаты численного моделирования использовались для расчетов устойчивости стволов эксплуатационных скважин. Примененный для моделирования метод основан на нагружении модели вертикальным напряжением (рассчитывается исходя из веса каждой вышележащей ячейки) и региональными горизонтальными напряжениями. Каждая ячейка нагружаемой модели содержит механические свойства (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на сжатие и растяжение, угол внутреннего трения), а также имеет своё значение плотности. При этом ячейки модели жестко связаны, и деформация каждой из них рассчитывается исходя не только из ее упруго-прочностных свойств, но и из свойств окружающих ячеек. Таким образом, модель является не набором отдельных независимых элементов, а представляет собой единую систему.

Построение 3D модели напряженного состояния включает в себя четыре основных этапа:

- построение структурного каркаса (сетки);
- тестирование геометрии каркаса;
- наполнение сетки механическими свойствами;
- расчет напряжений методом конечных элементов.

Напряжения в отличие от механических свойств породы представляют собой характеристику всей геологической среды как единой системы. В такой системе поведение одного элемента определяется не только его свойствами, но зависит от всей вмещающей среды и действующих на нее нагрузок. В связи с этим напряжения не могут быть рассчитаны, используя методы геостатистики, и для их моделирования необходимо использование других математических алгоритмов. В данном проекте для расчета напряженного состояния был применен метод конечных элементов [9]. Используя кубы упруго-прочностных свойств: модуля Юнга, коэффициента Пуассона, угла внутреннего трения, прочности на одноосное сжатие и растяжение, рассчитанных по корреляциям, определенным из кубов плотности, скоростей пробега продольной и поперечной волн, полученных методами геостатистики из скважинных данных построена 3D геомеханическая модель.

В результате расчёта методом конечных элементов для каждой ячейки были определены все компоненты действующего на неё тензора напряжений. Направление напряжений выдержано по всей площади, и составляет $\sim 140^\circ$ для минимального горизонтального напряжения. Незначительное вращение напряжений приурочено к разломной части.

Применение результатов геомеханического моделирования

На основании построенной 3D модели: механических свойств, куба пластовых давлений, а также результатов расчёта напряженного состояния среды был произведен расчет кубов градиента поглощений, градиента гидроразрыва и градиента обрушений для различных азимутов и углов вскрытия каждого слоя модели. На рисунке 2 представлено распределение средних значений градиента обрушения в зависимости от угла и азимута вскрытия.

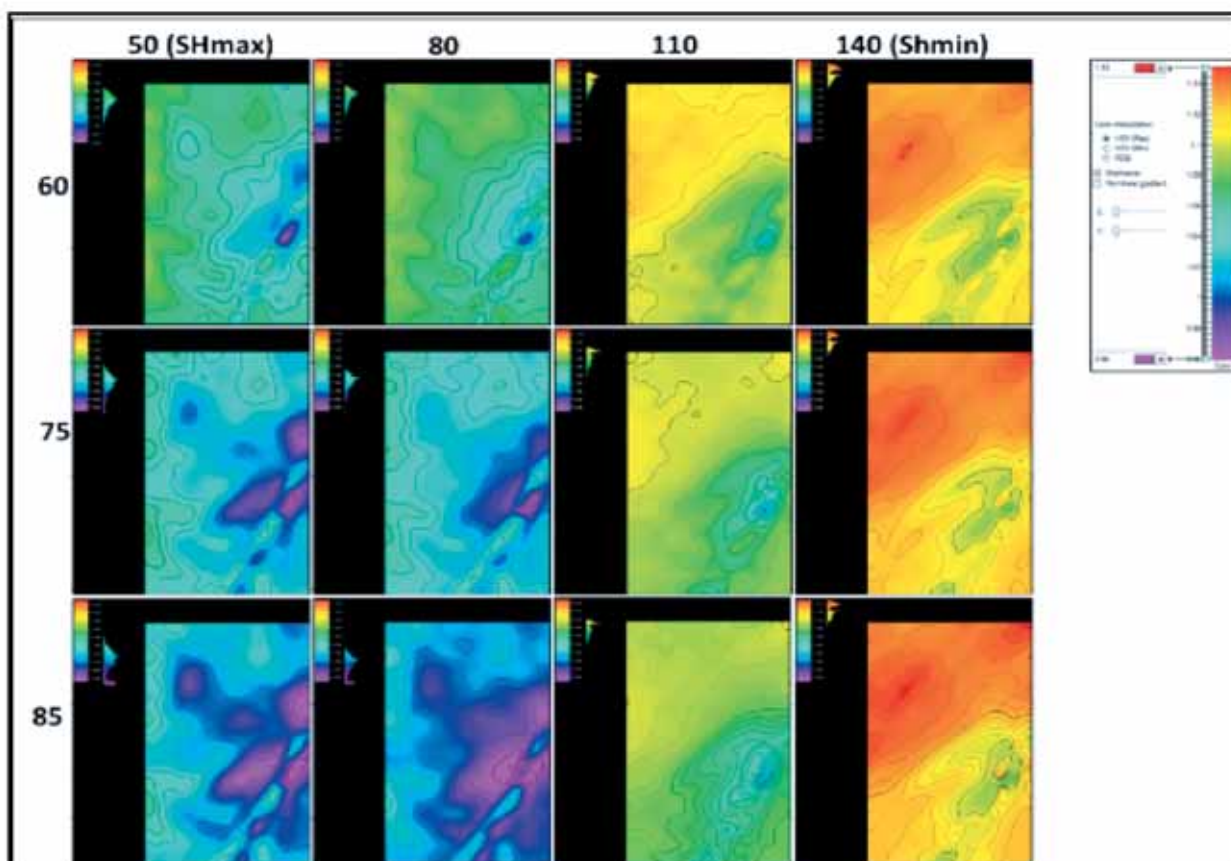


Рис. 2. Распределение средних значений градиента обрушения в интервале Ордовика в зависимости от угла и азимута вскрытия.

Далее на основании геомеханического моделирования были оптимизированы траектория и конструкция скважин, а также выполнен расчет устойчивости стволов проектных эксплуатационных скважин. На рисунке 3 приведен пример такого расчета для одной из скважин исследуемого месторождения.

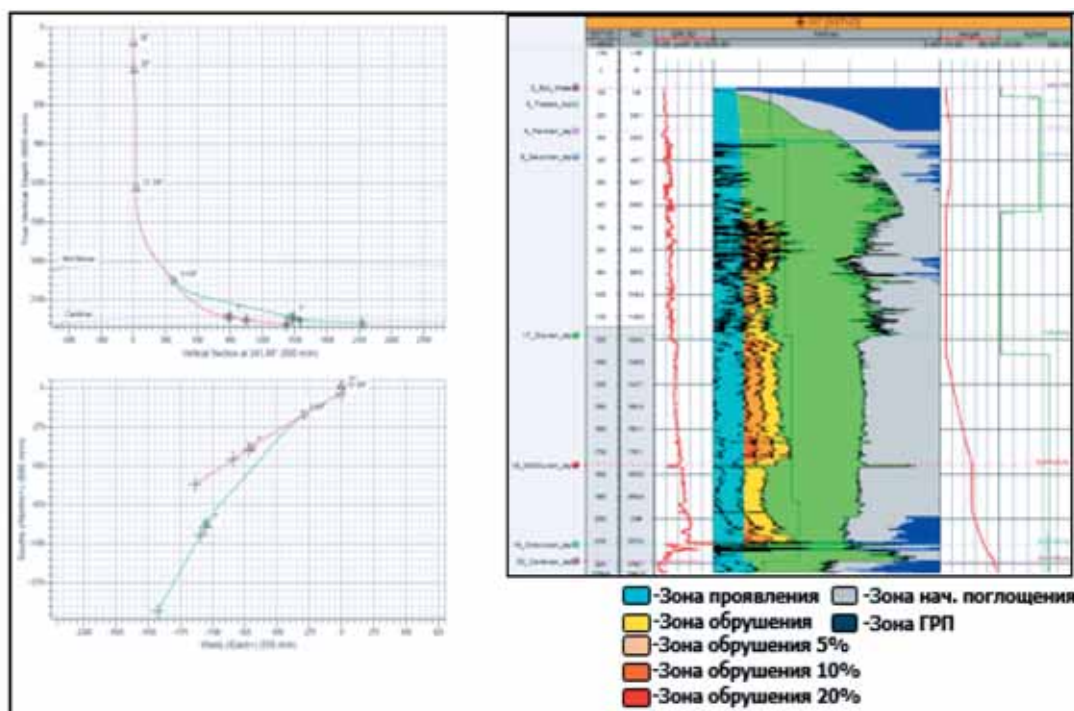


Рис. 3. Расчет устойчивости стенок скважины.

Выводы

Рассмотренные в данной статье методики позволили разработать численную трехмерную геомеханическую модель одного из месторождений шельфа Балтийского моря. На основании 3D модели разработаны проектные решения на строительство эксплуатационных скважин. Выполнен расчет устойчивости для плановых траекторий. Определены градиенты порового давления, давления обрушения, поглощения и гидроразрыва, установлено безопасное окно плотности бурового раствора для всех скважин. Скорректирована траектория и конструкция скважин для обеспечения наиболее безопасных условий бурения и заканчивания. Разработаны рекомендации по рецептуре и параметрам бурового раствора, что в свою очередь оказывает решающее значение на безаварийное строительство скважин [10]. Перечисленные результаты достигнуты благодаря использованию принципов геомеханического моделирования.

Литература

1. Геомеханическое моделирование как неотъемлемая часть комплексного подхода к строительству скважин в сложных горно-геологических условиях / О.В. Гаршина, А.А. Предеин, П.И. Клыков, П.А. Хвоцин, И.Л. Некрасова // Нефтепромысловое дело. 2017. № 5. С. 28–33.
2. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Сусяков И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для предотвращения осложнений в бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
3. Ганаева М.Р., Суходанова С.С. Халиулин Руслан Р, Халиулин Рустам Р. Построение трехмерной геомеханической модели месторождения на Сахалинском шельфе с целью планирования многостадийного гидроразрыва пласта // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 108–111.
4. Павлов В.А., Лушев М.А., Корельский Е.П., Ласкин П.Г. Развитие геомеханического моделирования в России // Технологии нефти и газа. 2017. № 6. С. 3–9.
5. Zoback M. Reservoir geomechanics, Cambridge University Press, 2007, 505 p.
6. Fjaer E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics, Developments in Petroleum Science, 33, 346 p.
7. Hoek E., Brown E.T. Underground excavations in rock. London: Institution of Mining and Metallurgy. 1980. 527 p.
8. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недра, 2007. 467 с.
9. Xu Ke, Dai Junsheng, Fu Xiaolong, Ren Qiqiang, Liu Congning, Zhao Yun Discussion on the fracture of layered rock mass based on the finite element method // Journal of Geomechanics. 2015. № 3. P. 330–340.
10. Некрасова И.Л., Казымов К.П., Предеин А.А., Хвоцин П.А., Клыков П.И., Гаршина О.В., Осовецкий Б.М., Молоштанова Н.Е., Жданов В.М. Изменение состава и структуры терригенных пород под воздействием буровых растворов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 6. С. 37–43.

КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФЛЮИДОУПОРНЫХ СВОЙСТВ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Д.А. Пушкарева, О.Г. Михалкина

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», D_pushkareva@vniigaz.gazprom.ru

Введение

Астраханское газоконденсатное месторождение относится к категории уникальных по количеству запасов (2,5 трлн м³ газа и 400 млн т газового конденсата) и характеризуется высоким содержанием агрессивных неуглеводородных газов в сырье (до 40% H₂S и CO₂). Несмотря на огромные запасы, современные темпы разработки месторождения сдерживаются жесткими экологическими ограничениями в зоне работ, лимитирующими объемы переработки сероводородсодержащего сырья. Одним из способов решения данной проблемы является долгосрочная подземная утилизация кислых газов в непродуктивных пластах. Подземное захоронение является экологически эффективным и технически сложным направлением утилизации, применяемым во многих зарубежных проектах и не имеющим аналогов в России. Сложность утилизации объясняется необходимостью тщательного всестороннего геологического и технологического изучения потенциального объекта закачки и активного мониторинга проекта, что позволит сохранить и безопасно удерживать агрессивный флюид в долгосрочной перспективе.

В качестве потенциального объекта закачки в пределах АГКМ рассматривается слабо изученный непродуктивный надсолевой комплекс, герметичность которого косвенно подтверждается наличием мелких УВ-залежей и практикой длительной эксплуатации Астраханского хранилища промстоков [1]. Потенциально большой объем продуктов утилизации требует поиска крупных объектов закачки, а также тщательного изучения флюидоупоров на их территории. Помимо герметичности, экранирующие толщи хранилища должны характеризоваться устойчивостью минерального скелета к длительному воздействию с закачиваемым высокотоксичным агрессивным флюидом.

В работе исследовался керновый материал, отобранный из двух скважин в пределах надсолевого комплекса Астраханского ГКМ из толщ, рассматриваемых в качестве потенциальных основных/резервных флюидопоров. Приводится первичное обоснование герметичности флюидопоров для удерживания водного и газового флюида, а также прогноз минерального взаимодействия толщ с агрессивной кислой средой. Дальнейшие исследования будут направлены на экспериментальное изучение газоупорных и минерально-химических свойств перспективных покрышек. Результаты исследований будут использованы для построения корректной геологической модели надсолевого комплекса и обоснования оптимальных объектов для закачки кислых газов сепарации.

Комплекс лабораторных исследований

Проведено комплексное исследование более 80 м кернового материала, отобранного из шести пластов палеоцен-эоценового возраста с глубин от 1000,0 до 1746,0 м. Исследования проводились в лабораторных условиях с помощью комплекса физико-химических методов анализа с использованием актуальных методик на современном оборудовании. Поскольку значительная часть разреза сложена глинистыми разностями, проведение стандартных петрофизических исследований было ограничено, а отбор цилиндрических образцов производился преимущественно из консолидированных интервалов керна (178 образцов). Комплекс исследований включал определение фильтрационно-емкостных, деформационно-прочностных и литолого-минералогических (петрографический, гранулометрический анализы и рентгеновская дифракция (XRD)) свойств на образцах, отобранных из наиболее представительных литотипов. Возраст пород и обстановки осадконакопления уточнены с помощью микропалеонтологического и палинологического анализа специалистами ГИН РАН (Исакова Т.Н., Александрова Г.Н., Устинова М.А.) и МГУ им. М.В. Ломоносова (Тесакова Е.М.).

По результатам комплексного исследования кернового материала отложения были разделены на три группы, отличающиеся минеральным составом и структурными особенностями. Первая группа отложений вскрыта одной скважиной и представлена алевритистыми глинами (P_3^{1-2}) и глинистыми алевролитами (P_3^{2ht}) олигоценевого возраста.

Алевролиты глинистые, зеленовато- и коричневатого-серого оттенка, пелит-мелкоалевритовой структуры, пятнистой микротекстуры, слабо трещиноватые (в качестве заполнителя местами выступает кальцит). Обломочная часть составляет от 60 до 80% породы, обломки хорошей и средней сортировки, неравномерно распределенные, слабо угловатые, с медианным диаметром 0,015 мм, полевошпат-кварцевого состава.

Глины слабо алевритистые зеленовато-серого и буроватого оттенка, мелкоалевритово-пелитовой структуры, равномерно тонкослоистой микротекстуры, слабо трещиноватые, с сапропелевыми примазками. Основная масса породы однородная, тонкодисперсная, смешанного глинистого состава, с равномерно распределенными обломками полевошпат-кварцевого состава, средней сортировки, средним диаметром 0,02 мм. Половина обломочной примеси (до 10% от минерального состава) попадает во фракцию менее 0,01 мм, что позволяет считать обломочный материал мелко- и тонкодисперсным.

По данным XRD, среди глинистых минералов в отложениях олигоцена диагностировано наличие каолинита, хлорита, иллитов (истинные слюды и слюды с дефицитом межслоевых катионов – гидрослюды), смектитов и смешанослойных минералов, среди которых преобладает группа иллитов. Отличительной особенностью отложений является значительное содержание минералов группы смектитов (до 16% от общего минерального состава породы). В следовых количествах диагностированы галит и пирит.

Вторая группа эоценовых отложений (P_2^2 - P_3^1 гр) вскрыта двумя скважинами и представлена слабоглинистыми и мелоподобными известняками в западной части и непрерывным рядом «известковистый мергель – мергель – известковистая глина» в восточной части.

Мелоподобные и глинистые известняки от беловато- до буровато-серого оттенка, землистые, слабо консолидированные, неясно тонкослоистые, местами слабо биотурбированные. По классификации Данхема известняки относятся к фораминиферовым мад-вакстоунам. Основная масса пород сложена биомикритовым кальцитом (80–93%) с тонкодисперсной глинистой примесью (3–15% от общего минерального состава) и рассеянными биокластами содержанием 5–15%. По данным XRD, глинистые минералы представлены всеми группами с преобладанием мелкокристаллических иллитов. Смешанослойные минералы иллит-смектитового состава характеризуются преобладанием смектитовых пакетов, однако минералов группы смектита в интервале не диагностируются. В следовых количествах в известняках диагностированы кварц, полевые шпаты, галит, сильвин, анкерит, магнезит, пирит, гипс и сидерит.

Мергели светло-, зеленовато- и темно-серые, скрытокристаллической и реже органогенно-обломочной структуры, массивной и ориентированной микротекстуры, слабо трещиноватые (в качестве заполнителя местами присутствуют глинистые минералы и пирит). Основная масса представлена скрытокристаллическим кальцитом (63–92%) с тонкодисперсной глинистой примесью смешанного состава (4–23%), окатанными обломками кварца и полевых шпатов алевритовой размерности (до 10%), биогенным детритом (3–150%), фрагментами водорослей, а также ориентированными сапропелевыми примазками и фрагментами гумусовой органики. По данным XRD среди глинистых минералов преобладают иллиты и смешанослойные; в следовых количествах присутствует галит, анкерит, пирит, альбит, гипс.

Третья группа отложений вскрыта одной скважиной и представлена мергелями и известняками глинистыми палеоэоценового возраста (P_1^{3tn}). Из-за слабой консолидированности керна не удалось провести петрографические и стандартные исследования на образцах, поэтому основные данные об интервале получены по данным XRD и палеонтологических исследований.

По минеральному составу интервал достаточно однороден, с небольшим увеличением карбонатной составляющей вниз по разрезу. Породы сложены кальцитом (19–58%) и глинами (32–57%) различного состава: хлоритом, иллитами, смектитами и смешаннослойными минералами с преобладанием группы смектитов (до 27% от общего минерального состава). Каолинит среди глинистых минералов не диагностируется. По всему разрезу распределена терригенная примесь полевошпат-кварцевого состава, количество которой плавно увеличивается вниз по разрезу (от 10 до 22%), в единичных количествах диагностирован галит и пирит. Среди органических остатков диагностируются сапропелевые примазки и редкие фрагменты гумусовой органики.

Анализ результатов лабораторных исследований и характеристика экранирующих свойств

Как упоминалось выше, на данный момент в России нет действующих проектов по закачке кислых газов в подземные формации, а экспериментальные исследования по взаимодействию минерального скелета и закачиваемого флюида достаточно ограничены и кратко представлены преимущественно в зарубежной литературе [2–5]. Поэтому литологическая характеристика экранирующих свойств палеогеновых отложений будет дана на основе классических представлений о герметичности глинистых и глинисто-карбонатных покрышек [6] с поправкой на устойчивость терригенного и карбонатного минерального скелета в кислой среде. Для сравнительной характеристики интервалов была составлена сводная таблица, включающая основные факторы, влияющие на фильтрационно-емкостные свойства флюидопоров (табл. 1).

Данные о выдержанности и мощности толщ, а также обстановках осадконакопления получены по данным ГИС, результатам литологического и палеонтологического анализа и литературным данным [7]. Наиболее качественными экранами являются слабо алевроитистые глины из первой группы отложений и мергели из второй группы. Относительно глубоководные обстановки осадконакопления данных отложений способствовали формированию однородных, выдержанных по латерали толщ с небольшим количеством зон разуплотнения, обусловленных незначительной терригенной примесью в глинах и биогенным детритом в мергелях (табл. 1).

Из-за слабой консолидации керна проведение стандартных исследований для первой группы отложений было ограничено. Герметичные свойства флюидопора определены на основе литературных данных согласно классификации Осипова, по которой алевроитистые глины относятся к качественным экранам I–II типа (табл. 1).

Известняки и мергели второй группы характеризуются ультратонким поровым пространством, что определяет крайне низкую проницаемость и высокие значения остаточной водонасыщенности отложений. По классификации Ханина, отложения относятся преимущественно к непроницаемым флюидопорам V–VI классов. Проведенный анализ деформационно-прочностных свойств показывает, что отложения второй группы характеризуются преимущественно средней плотностью и пластичностью, причем прочность известняков незначительно превышает прочность мергелей (табл. 1).

Характеристика экранирующих свойств также основывалась на учете содержания, составе, структурных особенностях и соотношении глинистых минералов в породе. Для сравнительного анализа был введен коэффициент $K_{\text{соотн}}$ (табл. 1), показывающий соотношение неактивных (каолинит, хлорит) и активных (иллиты, смектиты и смешаннослойные), обуславливающих высокие флюидоизолирующие свойства, групп глинистых минералов. Отложения алевроитистой глины из первой группы отложений наряду с наибольшим содержанием глинистых минералов характеризуется преобладанием в глинах групп иллитов, смектитов и смешаннослойных. Поскольку смектиты и смешаннослойные минералы обладают свойством набухания кристаллической структуры, их присутствие будет оказывать большое влияние на изолирующие свойства алевроитистой глины и ее пластичность.

Предполагаемый состав закачиваемой смеси кислых газов на АГКМ будет состоять из азота, сероводорода и углекислого газа в различных соотношениях. Соответственно для долгосрочного хранения флюида экранирующая толща должна иметь минеральный состав, устойчивый к агрессивной кислой среде. На основании исследований, проведенных в ООО «Газпром ВНИИГАЗ», и данных, полученных из действующих зарубежных проектов подземного хранения кислых газов, известно, что глинистые минералы группы иллитов-смектитов, каолинит и кварц устойчивы к долгосрочному воздействию кислой среды. Полевые шпаты, обломки пород и железистые минералы группы хлорита также инертны по отношению к кислой среде, хотя в долгосрочной перспективе могут частично преобразовываться (например, в каолинит или пирит). Это связано с изменением pH пластовой воды при закачке кислой смеси и дальнейшим растворением и выпадением новообразованных минералов в осадок, что косвенно способствует минеральному улавливанию флюида [5].

Наличие в флюидопоре карбонатных минералов будет оказывать в большей степени негативное воздействие на герметичные характеристики за счет формирования каналов растворения в породе среды. Соответственно устойчивость минерального скелета в кислой среде будет обеспечена преимущественно терригенными отложениями первой группы, несмотря на хорошие экранирующие характеристики карбонатных интервалов второй группы. Однако не исключено нейтральное или положительное воздействие определенных групп карбонатных минералов на экранирующие свойства толщ за счет различных типов улавливания кислого флюида (как структурного, так и геохимического) [5, 8], а также за счет придания карбонатными минералами прочностных свойств флюидопору смешанного состава в дополнение к пластичным. Изучение влияния карбонатной примеси на экранирующие характеристики требует проведения дополнительных экспериментов с использованием расширенного комплекса лабораторных исследований (РЭМ, измерение емкости катионного обмена и т.д.)

Сводная характеристика экранирующих свойств палеогеновых отложений АГКМ

Интервал	Первая группа		Вторая группа		Третья группа
	Глинистый алевролит (P ₃ ^{2ht})	Алевритовая глина (P ₃ ¹⁻²)	Известняк / глинистый известняк (P ₃ ^{3pr} – P ₃ ^{1pr})	Известковистый мергель / мергель (P ₃ ²⁻³)	Мергель / известковистая глина (P ₃ ^{1tan})
Геологические характеристики	Мощность (по керну / вскрытая в скважине)	9,5 м / 120 м	20 м / около 560 м	8,5 м / 40 м	35 м / около 90 м
	Выдержанность по латерали	+	+	+	-
	Обстановки осадконакопления	Прибрежно-морские обстановки с активной гидродинамикой	Смена прибрежно-морских застойных обстановок на неритовые	Смена обстановок относительно глубоководного бассейна на мелководно-шельфовые обстановки	Застойные и открытые морские обстановки неглубокого шельфа
ФЕС (средние значения пористости и проницаемости по газу)	Кп = 27,6%, Кпр = 0,62*10 ⁻³ мкм ²	Измерения не проводились из-за слабой консолидации керна (по данным Осипова, для данного типа флюидопора газопроницаемость составляет до 10 ⁻⁸ мкм ²)	Кп = 20,7%, Кпр = 0,54*10 ⁻³ мкм ²	Кп = 26,1%, Кпр = 1,32*10 ⁻³ мкм ²	Измерения не проводились из-за слабой консолидации керна
Класс проницаемости (по Ханину)	I–V		VI, реже V	VI, реже V, редко IV	
Механические (деформационно-прочностные) свойства	Измерения не проводились из-за слабой консолидации керна		Однородный состав, средняя (ближе к высокой) прочность, средняя и малая пластичность	Однородный состав, средняя прочность, хрупкость, средняя и малая пластичность	
Устойчивость минерального скелета в кислой среде	Высокая	Высокая	Низкая	Средняя / низкая	Средняя / низкая
Общее минеральное содержание глин (по данным XRD)	13–40%	70–75%	3–15%	4–23%	32–57%
Примесь (зоны разуплотнения)	Терригенная примесь	0,61	0,79	0,77	0,96
		Обломки составляют основную массу породы (60-80%)	Примесь пелит-алевритовой размерности (до 10-20%)	Единичные обломки (1%)	Примесь пелит-алевритовой размерности (до 10%)
	Биокласты / детрит	-	-	5–15%	3–15%
Класс покрышки (по Осипову) [6]	V–VI	I–II	Не устанавливался		
Качество флюидопора	Низкое (для газового) и среднее (для жидкого УВ-флюида)	Высокое (для жидкого и газового флюида)	Высокое (для жидкого и газового УВ-флюида)	Среднее / высокое (для жидкого и газового УВ-флюида)	Низкое (для газового) и среднее (для жидкого УВ-флюида)

Заключение

Наиболее перспективными флюидоупорами для улавливания и долгосрочного хранения кислого сероводородсодержащего флюида из исследованных палеогеновых отложений Астраханского ГКМ можно считать мощные и протяженные слабо алевритистые глины олигоцена. Дальнейшие исследования будут направлены на экспериментальное изучение газоупорных и минерально-химических свойств данных отложений, влияния карбонатной примеси на экранирующие характеристики, а также на детальное исследование коллекторов, залегающих под наиболее герметичными интервалами.

Важно учитывать, что круг вопросов, связанных с агрессивным воздействием кислых газов на вмещающие толщи, не ограничивается их взаимодействием с минеральным скелетом резервуара. Гарантией долгосрочного хранения токсичного флюида будет подбор оптимального цементного камня и специальных сплавов для оборудования и труб, обеспечивающих антикоррозионный эффект как в пределах скважины, так и на наземном оборудовании. Все эти факторы также требуют проведения дополнительных экспериментов для подбора наиболее оптимальных материалов, используемых при строительстве и в процессе эксплуатации объекта.

Литература

1. Куклина Н.Г. Опыт промысловых исследований на полигоне захоронения промстоков газоперерабатывающего завода ООО «Газпром добыча Астрахань» // Вестник ОГУ. 2011. № 16 (135).
2. Holubnyak, Yevhen & Hawthorne, Steven & Mibeck, Blaise & Miller, David & Bremer, Jordan & Sorensen, James & Steadman, Edward & Harju, John. (2011). Modeling CO₂-H₂S-Water-Rock Interactions at Williston Basin Reservoir Conditions. Energy Procedia.
3. Hawthorne, S. & Miller, D. & Kutchko, B. & Strazisar, Brian. (2009). Experimental Investigations of the Effects of Acid Gas (H₂S/CO₂) Exposure under Geological Sequestration Conditions. AGU Fall Meeting Abstracts.
4. Labus, Krzysztof & Suchodolska, Katarzyna. (2017). Predicting the Interactions of H₂S-CO₂ Mixtures with Aquifer Rock, based on Experiments and Geochemical Modeling. Procedia Earth and Planetary Science. 17. 288–291.
5. Zhang, Wq. (2011). «Modeling of fate and transport of co-injection of H₂S with CO₂ in deep saline formations.»
6. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.
7. Федорова Н.Ф., Григоров В.А. Цикличность осадконакопления и нефтегазоносность отложений осадочно-го чехла Астраханского свода: обзор. информ. Сер. Геология и разведка газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. 64 с.
8. Gale S. & Thomson G. & Zarlenga, Francesco. (2005). Chapter 5 – Underground geological storage.

О НЕКОТОРЫХ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

С.А. Пуланова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, pujanova@mail.ru

Известны, и не раз были озвучены, задокументированы и применены на практике основные рекомендованные приоритетные тенденции развития нефтегазового комплекса России и зарубежных стран. Направления, способствующие открытию новых месторождений и увеличению энергетических ресурсов стран, имеющих как малые запасы, так и значительные. Приоритетные направления развития – это разведка и разработка глубоких горизонтов с плохо проницаемыми коллекторами и нетрадиционными ресурсами, нефть в фундаменте, морские разработки и разведка и добыча на шельфе, сланцевые формации – сланцевая нефть и газ. Все державы стремятся к росту своего благосостояния.

Такой расширенный, всеобъемлющий круг основных проблем подразумевает диверсификацию и усложнение направлений и следовательно задач нефтегазовой геологии. Как считает [1], увеличивающийся спектр задач свидетельствует о необходимости формирования новых принципов методологии поиска и разведки залежей углеводородного (УВ) сырья и систематизации геолого-информационного пространства. Данные процессы затрагивают и развитие нефтегазовой геологии в России, основной целью которой остается воспроизводство минерально-сырьевой базы страны, в том числе увеличение активной части ресурсного потенциала.

Интересный и многообещающий подход к решению проблем восполнения ресурсов и комплексной оценки перспективности объектов предложен в исследованиях китайских специалистов [2]. Остановимся более детально на классификации нефтяных систем (НС), основанной на качественных особенностях резервуаров нефтегазовых бассейнов (НГБ), и проследим на примерах некоторых бассейнов оправданность такого подхода. Авторы предлагают в каждом НГБ выделять три основных типа резервуаров – вместилищ нефтяных УВ, характеризуя их в соответствии с качеством резервуара и морфологией ловушек, а также в сочетании с соответствующими показателями миграции и накопления УВ. Отложения в НГБ в соответствии с классификацией НС содержат непрерывные, квазинепрерывные и прерывистые скопления (рис. 1).

В соответствии с основными типами резервуаров представлены следующие НС [2].

1. Исходная нефтематеринская система (*source-rock petroleum system (SPS)*). При такой НС как образова-

ние, так и накопление УВ происходит одновременно в породах и ловушках-источниках, и миграция не является необходимой. Распределение УВ обширное и непрерывное и не имеет четких границ. Миграция незначительная или на короткие расстояния. Резервуарами являются исходные породы. Коллекторы-ловушки не требуются. Сохранность скоплений считается отличной, а типичная аккумуляция: сланцевые нефть и газ.

2. Нефтяная и/или газовая система (*tight petroleum/gassystem (TPS)*) в плотных низкопроницаемых резервуарах. В такой НС необходимы исходная генерационная порода, коллектор-ловушка, покрывка. Первичная миграция важна, как и вторичная миграция в основном на короткие расстояния, управляемые избыточным давлением. Преобладают в основном неантиклинальные ловушки, тогда как антиклинальные ловушки имеют подчиненную встречаемость, а скопления в основном квазинепрерывные и вторично прерывистые. Сохранность от умеренной до превосходной, скопления приурочены к плотным песчаникам и карбонатам, резервуары – плохопроницаемые коллекторы с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа.

3. Обычная пластовая или обычная нефтяная система (*conventional petroleum system (CPS)*). Это НС, в которой УВ накапливаются в обычных резервуарах, и все существенные элементы и процессы являются значительными и необходимыми (генерационная порода, традиционные коллекторы-ловушки, флюидоупоры). Нефтегазовые скопления географически дискретны и следовательно существуют в виде прерывистых скоплений. Процессы первичной и вторичной миграции необходимы и значительны. Сохранность в этих НС имеет большое значение и иногда характеризуется как критическая.

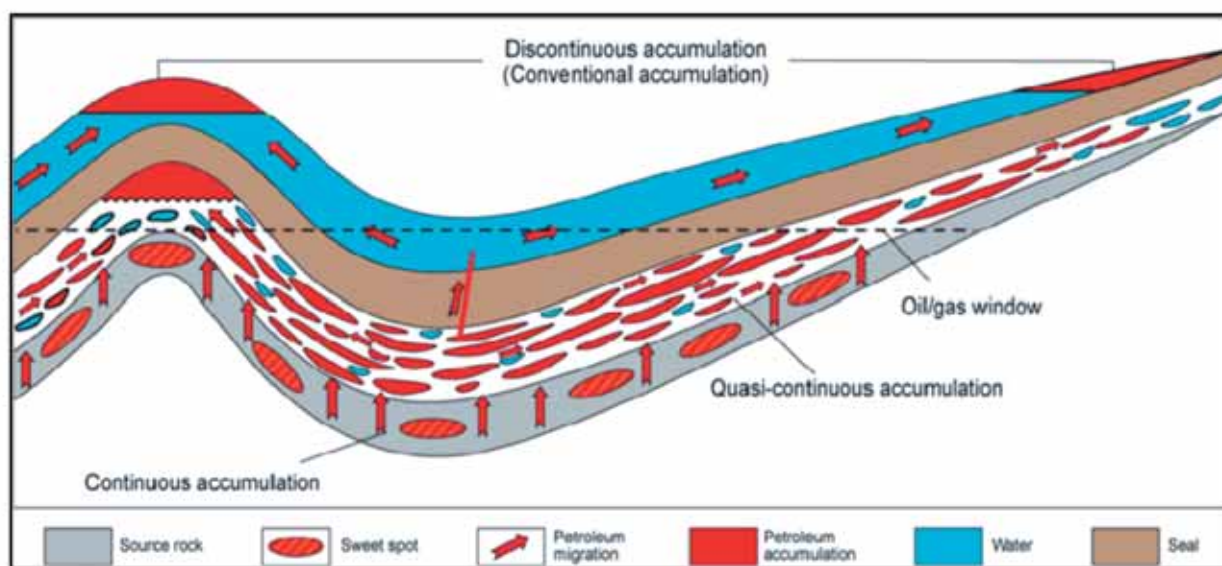


Рис. 1. Распределение непрерывных (*continuous*), квазинепрерывных (*quasi-continuous*) и прерывистых (*discontinuous*) скоплений-резервуаров (accumulations) нефти в НГБ – красный цвет. Показано, что 1-я НС ассоциирована с исходными нефтематеринскими породами (sourcerocks) (серый цвет), 2-я – с плотными нетрадиционными коллекторами (*tightreservoirs*) (белый цвет) и 3-я – это НС в традиционных (обычных) резервуарах (*conventional*) [2].

Такое распределение нефтяных систем бассейнов по онтогенезу вместилищ-резервуаров УВ существует, как нам представляется, в каждом НГБ. В докладе ниже кратко приводятся некоторые сведения о НГБ Австралии (страны небогатой в плане УВ ресурсов), Пермском бассейне США и Западно-Сибирском НГБ России (с высокими запасами). В каждом из рассмотренных бассейнов (как бедных, так и богатых ресурсами) оценку перспективности территорий следует давать только комплексно с учетом наличия трех типов нефтяных систем.

Первая нефть в Австралии была найдена французской экспедицией в сланцевых породах в районе г. Сиднея в 1802 г. Однако промышленная эксплуатация этого месторождения началась лишь в 1865 г. Вторым стало открытие в 1885 г. аналогичного месторождения Нагуин (штат Квинсленд), а третьим (1886 г.) – Солт-Крик в Южной Австралии. К 1901 г. относится начало промышленной разработки нефти на острове Тасмания, а в 1920 г. в том же районе, на острове Бруни, заработала первая газоконденсатная скважина. В 1907 г. в Олбэни-Харбор была пробурена первая шельфовая нефтяная скважина (буровая вышка находилась на берегу, а ствол уходил в воду) [3, 4, 5]. Сейчас на территории континента выявлено значительное количество крупных и мелких доказанных и предполагаемых НГБ. Так, в средней и восточной частях расположен обширный Средне-Австралийский бассейн, связанный с предгорным прогибом позднепалеозойских складчатых сооружений, обрамляющих Австралийский щит с востока. В этой складчатой системе на юго-востоке континента расположен небольшой межгорный Южно-Австралийский бассейн, иначе называемый Джипслэнд, и ряд других (рис. 2).

В настоящее время Австралия имеет около 0,3% мировых запасов нефти. Большинство выявленных нефтяных ресурсов Австралии – это конденсат и сжиженный нефтяной газ, связанные с гигантскими морскими газовыми месторождениями в бассейнах Брауза, Карнарвона и Бонапарта. Кроме того, нефтяные скопления выявлены в

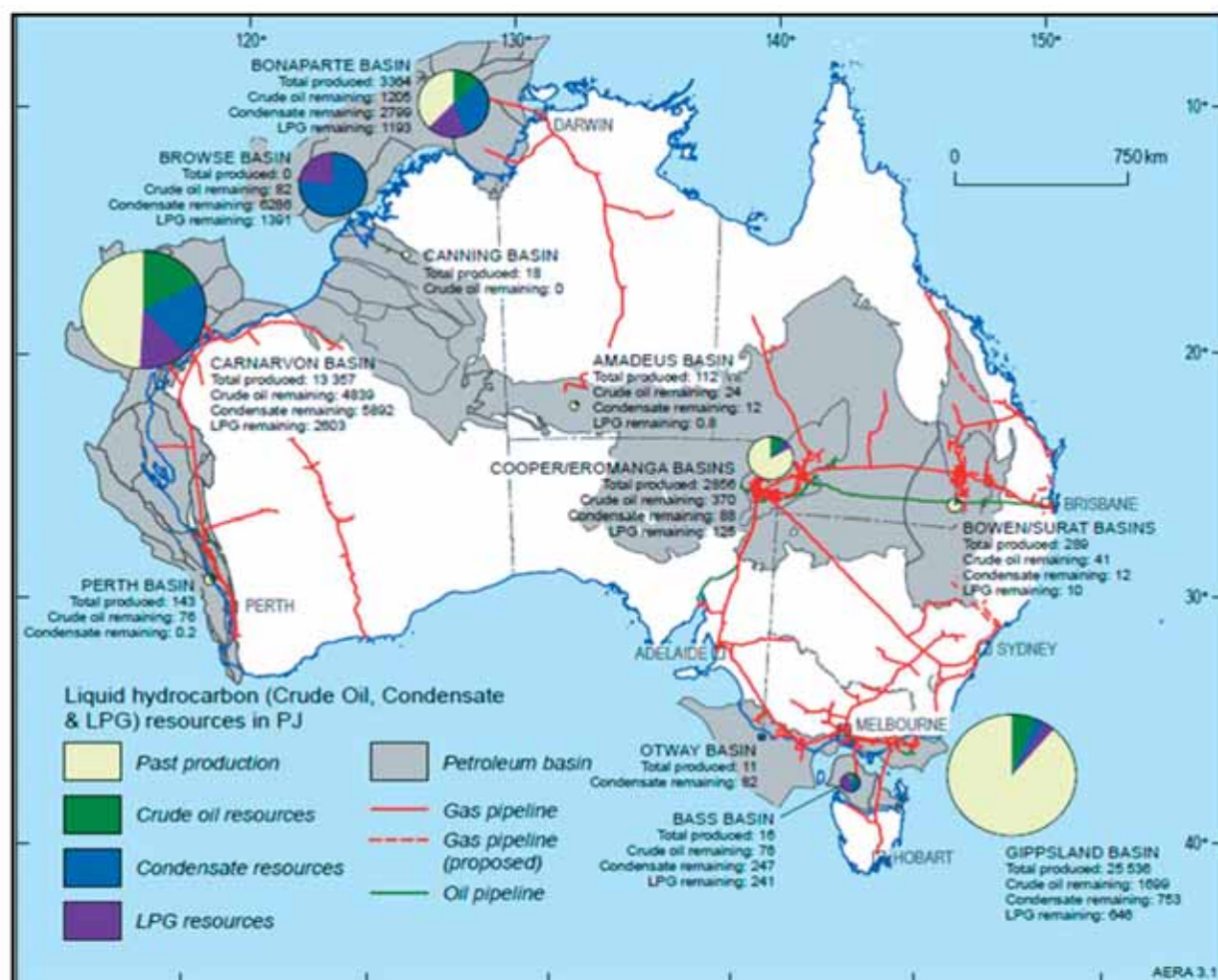


Рис. 2. Австралийская сырая нефть, конденсат и газ, инфраструктура, прошлая добыча и оставшиеся ресурсы <https://www.ga.gov.au/scientific-topics/energy/resources/petroleum-resources/oil>.

бассейнах рек Перт, Каннинг, Амадей, Купер (НГБ Эроманга, Боуэн Сурат, Отвей, Басс и Гиппсленд). По последним данным (все данные на декабрь 2018 г) добыча нефти в Австралии составляет 283 663 баррелей/день. Для сравнения США добывает 10 961 718, Россия – 10 527 370, а Саудовская Аравия – 10 058 000. Страна экспортирует 214 355, а импортирует 360 899 (в тех же размерностях). При этом 51% импортируемого очищенного бензина поступает с нефтеперерабатывающих заводов Сингапура, 18% из Южной Кореи, 12% – из Японии и других стран.

<https://www.ceicdata.com/en/indicator/australia/crude-oil-production>

<https://www.ceicdata.com/en/indicator/australia/crude-oil-exports>

<https://www.ceicdata.com/en/indicator/australia/crude-oil-imports>

Основные разведанные запасы нефти расположены на месторождениях НГБ Гиппсленд и близлежащих шельфовых нефтяных месторождениях в Бассовом проливе в 65–80 км от побережья. В общей сложности данный район обеспечивает в настоящее время около 40% нефтедобычи в Австралии. Австралия обладает значительными запасами газа, причем газ является третьим по величине энергетическим ресурсом Австралии после угля и урана. Обычные газовые ресурсы широко распространены как на суше, так и на шельфе, в четырнадцати различных бассейнах <https://theconversation.com/australia-imports-almost-all-of-its-oil-and-there-are-pitfalls-all-over-the-globe-97070>.

Анализ особенностей НГБ Австралии, проведенный нами ранее и отраженный в публикациях [6, 7], свидетельствует о возможности классификации скоплений по трем обозначенным выше категориям. Практически в каждом бассейне проводятся работы по разведке и добыче как обычным способом, т.е. в традиционных толщах, так и связанные с трудноизвлекаемыми скоплениями. Нетрадиционные УВ ресурсы Австралии включают горючие и черные сланцы, нефтеносные пески, сверхтяжелую нефть, газогидраты и газ в угольных пластах. Например, в НГБ Гладстона и Маккея кайнозойские озерно-сланцевые отложения (ламозиты), представляющие коммерческий интерес, находятся преимущественно в ряде узких и глубоких протяженных впадинах, а в Западной Австралии в НГБ Карнарвон также наряду с традиционными коллекторами развиты глубоководные осадочные сланцевые толщи мелового возраста, представленные карбонатно-терригенными фациями с сапропелевым типом ОВ [7, 8]. Как отмечается в австралийских ссылках (Geoscience Australia), нетрадиционные ресурсы – это природные ресурсы,

для освоения которых требуется уровень технологий или инвестиций, превышающий отраслевые стандарты. В случае нетрадиционных углеводородных ресурсов для извлечения газа или нефти необходимо применять дополнительные технологии, энергию и капитал, заменяя ими естественное действие геологических процессов нефтяной системы.

https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/104440/Rec_104440.pdf

https://d28rz98at9flks.cloudfront.net/104422/Rec_104422_v3.pdf

Если рассматривать относительно подробно, к примеру, Пермский бассейн (один из крупнейших НГБ на Северо-Американском континенте, штаты Техас, Нью-Мексико и Оклахома), то в нем наличествуют все три основных вида НС. Первое нефтяное месторождение открыто в 1904, газовое – в 1907. Интенсивное промышленное освоение началось с 1920-х гг. Наиболее крупные месторождения: нефтяные – Йейтс, Уоссон, Келли-Снайдер, Слотер; газовые – Гомес, Джалмат-Юмонт, Пакетт, Локридж, Кояноса. К началу 2010 г. выявлено более 6000 нефтяных и 1510 газовых месторождений. В традиционных месторождениях (*conventional petroleum system*) залежи, как правило, пластовые сводовые, массивные в рифах, нетрадиционные же источники УВ заполняют литологически, стратиграфически и тектонически экранированные ловушки <http://www.mining-enc.ru/p/permskij-neftegazonosnyj-bassejn/>. При освоении нетрадиционных источников открываются большие перспективы использования методов пассивной сейсморазведки (эмиссионная томография), анализа спонтанной электромагнитной эмиссии, а также гамма-спектрометрии и различных эманационных съемок [9]. Геологическая служба США, проводившая оценку технически трудно извлекаемого газа (*tight petroleum/gassystem*) в пачках песчаников каменноугольного и раннепермского возраста, отлагавшихся в глубоководном бассейне в каньоне Валь Верде на юго-западе Техаса, представила следующие данные: ресурсы составляют 5,004 миллиарда кубических футов сжатого газа и 187 миллионов баррелей природного газа [10]. Для бассейна Мидленд (*source-rock petroleum system*), в котором разрабатываются высокоуглеродистые сланцевые плеи нижнепермского возраста свиты Spraberry, в основном состоящие из прослоев песчаника, алевролита, известняка и богатых органикой сланцев, отложенных в глубоководной морской среде, приводятся такие цифры: 4,2 млрд баррелей нефти и 3,1 триллиона кубических футов газа [11].

В Западно-Сибирском НГБ диапазон нефтегазоносности огромен – от палеозойских до мезозойских отложений, в которых обнаружены скопления УВ всех трех нефтяных систем. Детально данные по нефтегазоносности как северных, так и центральных регионов представлены в наших работах [12, 13]. Это и традиционные резервуары, связанные с ловушками чаще антиклинального строения, например, в сеноманских отложениях (*conventional petroleum system*), и сланцевые формации бажендовской свиты (*source-rock petroleum system*) и запасы трудноизвлекаемой нефти (*tight petroleum system*) в нижнеюрских и доюрских отложениях. Как отмечается, с глубиной строение ловушек значительно усложняется как результат проявления вторичных катагенетических преобразований глубокопогруженных отложений. Как правило, от меловых к юрским и палеозойским отложениям тип ловушки от преобладающего антиклинального (в меловых) изменяется на комбинированный. Появляются ловушки массивные, гидротермальные тектонически ограниченные; метасоматические зоны трещиноватости; трещинные, предполагается развитие карстово-трещинных и метасоматически-карстово-трещинных резервуаров, что требует специальных подходов, включая новые технологии к опознанию и разведке таких объектов [14].

Таким образом, выше упомянутые три НС могут содержать как общий источник, так и несколько источников УВ и с позиции их формирования и распространения быть между собой генетически связаны, т.е. присутствовать в каждом бассейне как части единого целого. Поэтому, чтобы максимизировать эффективность поиска и разведки на всех этапах геологоразведочных работ, необходимы всесторонние исследования и различные стратегии, но с учетом принятия парадигмы целостности НГБ с точки зрения онтогенеза УВ скоплений, их общности и различий (в плане исходных нефтематеринских свит, процессов миграции, формирования ловушек и разрушения скоплений). Представляется, что внедрение такого подхода к оценке НГБ, как потенциального носителя нефтяных скоплений в резервуарах различного генезиса, вполне правомочно и является приоритетным направлением развития нефтегазового комплекса. Допустимость такого комплексного подхода и было прокомментировано на некоторых НГБ Австралии, США (Пермском) и России (Западно-Сибирском).

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Литература

1. Скоробогатов В.А., Силантьев Ю.Б., Салина Л.С. Перспективы развития нефтегазовой геологии и проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России // Сб. научн. тр. ООО Газпром ВНИИГАЗ «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030 г.». 2010. С. 3–7.
2. Jing-Zhou Zhao, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing Cao, Yu-Bin Bai, Chuang Er The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities // Petroleum Science. 2019. 16. P. 229–251. [https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2\(0123456789\).volV](https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2(0123456789).volV)
3. Краюшкин В.А., Ключко В.П., Гусева Э.Е., Масляк В.А. Успехи нефтегазоразведки на континентальных склонах Австралии и Новой Зеландии // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2012. № 1. С. 88–102.

4. Федоров А. Открыть Австралию // Нефть России. 2000. № 5-6. <http://www.oilru.com/nr/72/591/>
5. Mc. Kirdy D.M., Kantsler A. J. Oil geochemistry and potential source rocks of the Officer basin, South Australia // APEA Journal. 1980. V. 20. № 1. P. 68–86.
6. Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Незрелые нефти морских глубоководных фаций: физико-химические свойства, углеводородный и микроэлементный состав // Геохимия. 2010. № 11. С. 1214–1223.
7. Виноградова Т.Л., Пуланова С.А. Углеводородные системы ранней генерации. Особенности состава и геолого-геохимические закономерности формирования. Изд-во: Lambert Academic Publishing, Saarbruchen. Germany. 2012, 244 с.
8. Pigram C. Interim Gippsland Basin unconventional resource assessment. Geoscience Australia. 2017. Canberra. 2017, 67 p.
9. Лукин А.Е. Геофизические методы и проблема выявления нетрадиционных источников природного газа // Геологический журнал. 2014. № 1(346). С. 7–22.
10. Schenk C. J., Tennyson M. E., Klett T. R. at all. Assessment of Tight-Gas Resources in Canyon Sandstones of the Val Verde Basin, Assessment results are available at the USGS Energy Resources Program Web site at <http://energy.usgs.gov/Texas>, 2016.
11. Marra K. R., Gaswirth S. B., Christopher J. Schenk C. J. at all. Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources in the Spraberry Formation of the Midland Basin, Permian Basin Province. ProgramWebsiteat<http://energy.usgs.gov/Texas>. 2017.
12. Пуланова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. № 2 (20). С. 58–65.
13. Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. Газонефтеносные комплексы северных регионов Западной Сибири и особенности их геологических ресурсов // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 20–30.
14. Ковешников А.Е. Резервуары нефти и газа в доюрских образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы // Изв. Томского политехнич. университета. 2011. Т. 319. № 1. С. 147–151.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Р.А. Гасумов¹, Э.Р. Гасумов²

¹*«Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь, Россия. R.Gasumov@yandex.ru*

²*«Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности», г. Баку, Азербайджан*

Для проведения исследований и выполнения прогноза процессов, протекающих при разработке в объеме геологического резервуара, возможно создание с помощью математических операций постояннодействующей геолого-технологической модели (ПДГТМ), представляющей собой многомерный компьютерный объект и объемную имитацию месторождения (залежи) [1, 2]. Для создания ПДГТМ важным шагом является фильтрационная модель, выполненная на примере Кошехабльского газоконденсатного месторождения (КГКМ), являющегося многопластовым подземным резервуаром. В результате проведенных поискового, разведочного и эксплуатационного видов бурения установлена промышленная газоносность III и V песчано-глинистых пластов юбилейной свиты келловейского яруса и нижнего карбонатного горизонта оксфордского яруса юрской системы. Сведения по результатам их бурения позволили уточнить структурные построения продуктивной части оксфордских отложений.

Фильтрационная модель является инструментом для исследования самых разнообразных вопросов на конкретной залежи с помощью численных расчетов на компьютере: оценка запасов по пластам и в целом по залежи; составление технико-экономической оценки и проектов разработки месторождения; анализ и минимизация риска разработки; исследование поведения скважин и групп скважин; изучение процессов фильтрации флюидов или их компонентов при разных воздействиях на пласт; выбор или совершенствование технологии разработки месторождения; выбор или реконструкция системы расстановки скважин; выбор оптимальных режимов работы скважин; планирование добычи; обеспечение наибольших текущих дебитов газа и/или наибольшего коэффициента газоизвлечения; оптимизация показателей добычи; уточнение свойств пласта и флюидов; поиск наилучших интервалов вскрытия; определение остаточных запасов, застойных зон на конкретные моменты времени; обоснование стратегии и тактики до разработки месторождения; управление внутрипластовыми потоками флюидов.

Проведение фильтрационных расчетов на модели КГКМ по залежи оксфордских отложений осуществлено с целью обеспечения выполнения проектных решений по добыче. Задачи, решаемые при построении фильтрационной модели оксфордских отложений – это прогноз динамики технологических показателей и оптимизация системы разработки. Рассматриваемые ГМК Юга России являются многопластовыми, а промышленная газоносность установлена в песчано-глинистых пластах юбилейной свиты келловейского яруса и в карбонатном пласте оксфордского яруса [3].

Для обеспечения эффективности проведения моделирования было четко сформулирована и обоснована проблема, имеющая важное технико-экономическое значение. Фильтрационное моделирование выполнялось с помощью расчетных программ, которые реализуют численное решение системы уравнений, описывающих фильтрацию пластовых флюидов и закачиваемых агентов в пласте с учетом их взаимодействия с породой, межфазных явлений

и фазовых переходов. Упрощение геометрического строения, осуществляемое при переходе от геологической модели к фильтрационной модели, обусловлено необходимостью проводить компьютерные расчеты пластовых процессов и показателей разработки при экономически допустимых затратах машинного времени. Газоконденсатное месторождение (залежь) рассматривается как единое целое, а по фазовому состоянию флюидов как газоконденсатное и газоводяное (участки также могут различаться по относительным фазовым проницаемостям).

Были определены границы участков и создана база граничных условий, которая заполнялась данными в процессе укрупненного математического моделирования всего объекта. Исходные данные для моделей участков получены из баз геологопромысловой, геолого- геофизической информации, а также из базы граничных условий. Далее решение задачи моделирования отдельных участков выполнялось аналогично решению задачи моделирования для всего объекта.

КГКМ находится в эксплуатации, из-за чего первым шагом моделирования принято воспроизведение существующей истории разработки. В ходе этого процесса добыча из месторождения моделируется на основании существующей геологической модели. Фильтрационная модель корректируется итеративным способом до тех пор, пока она не окажется в состоянии воспроизвести фактическое распределение давления и многофазное течение флюидов. По истории разработки пласта и его части оценивалась достоверность выходных параметров и уточнялись: параметры внешней области; геологическая модель и запасы углеводородного сырья (УВС); проницаемость и гидропроводность пласта; функции модифицированных относительных фазовых проницаемостей; функции адсорбции, десорбции. На основе уточненной фильтрационной модели уточняется первоначально принятая геологическая модель [4].

В ходе воспроизведения истории может быть уточнена важная информация о наличии непроницаемых барьеров в пласте. Например, может оказаться, что совпадение результатов моделирования и фактических данных достигается лишь при наличии перетоков через плоскость сброса, считавшуюся ранее непроницаемой. В свою очередь это может свидетельствовать о дополнительных запасах УВС на изначальном не принимавшихся во внимание участках месторождения.

Для фильтрационного моделирования залежи оксфордских отложений использованы исходные данные, переданные из геолого-математической модели и полученные в результате промысловых исследований и испытаний.

Моделирование выполнено в интервале кровля – подошва нижней (продуктивной) толщи пласта (верхняя абсолютная отметка кровли – минус 4723 м, нижняя абсолютная отметка подошвы – минус 6249 м). Законтурные воды не вскрыты ни в одной скважине. Нижняя граница запасов категории C_1 принята в «балансовой модели» на отметке минус 5600 м, а нижняя граница запасов категории C_2 – на отметке минус 6000 м. При построении фильтрационной модели «балансовый контур газоносности» для запасов категории C_1 принят в качестве контура ГВК, на границе которого и ниже газонасыщенность в пласте равна нулю.

В зависимости от физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов и нагнетаемых агентов возможно выбрать двухфазную, трехфазную или многокомпонентную (композиционную) модель фильтрации. При выборе типа модели должен также учитываться характер моделируемого процесса разработки. Учитывая данный подход, а также принимая во внимание, что залежь оксфордских отложений – газоконденсатная, для нее была выбрана трехфазная модель фильтрации. Использование компонентной модели фильтрации оказалось неприемлемым в связи с отсутствием необходимых лабораторных исходных данных и отсутствием достоверных данных истории добычи компонентов пластового флюида. Современные математические модели позволяют выполнять довольно точные гидродинамические расчеты, учитывающие большинство факторов, определяющих картину фильтрации. Это – многопластовый характер эксплуатационных объектов, зональная и слоистая неоднородность пластов, их линзовидность и прерывистость, интерференция скважин, характер перемещения пластовых флюидов при различном порядке ввода и отключения скважин и т.п. Цифровая фильтрационная модель представляет объект в виде двухмерной или трехмерной сети ячеек, каждая из которых характеризуется набором идентификаторов и параметров, как и в геологической модели, но дополнительно включает динамические характеристики пластовых процессов и промысловые данные по скважинам. Это данные о конструкции скважин, месячные данные о дебетах (расходах) фаз, режиме работы, данные о пластовом и забойном давлении, геолого-технических мероприятиях. Для достижения поставленных целей на нашем примере использовано 3D моделирование, имеющее полученные из геологической модели размерности. При создании фильтрационной модели оксфордских отложений КГКМ была использована следующая схема моделирования:

- сетка модели и схема выделения слоев импортированы из трехмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пласта импортированы из трехмерной математической геологической модели в секцию GRID;
- свойства пластовых флюидов определены по результатам исследования скважин, модель не разбивалась на регионы по PVT свойствам. Таблицы PVT свойств определены в секции INIT и заданы в секции INPUT;
- начальные условия определены при построении трехмерной математической геологической модели и заданы в секции INIT.

Для создания цифровой фильтрационной модели использованы следующие исходные данные: геолого-физические, промысловые, аналитические (таблица 1).

Геолого-геофизические характеристики продуктивного пласта оксфордских отложений

Параметр	Объект
	II пласт оксфордских отложений
Средняя глубина залегания, м	-5170
Средневзвешенная газонасыщенная толщина, м	28,6
Площадь газонасыщенности, км ²	13,9
Пористость, дол ед.	0,084
Газонасыщенность, доли ед.	0,91
Проницаемость, $\text{Ч}10^{-15} \text{ м}^2$	20
Сжимаемость породы, 1/ат	не определялась
Вязкость газа в пластовых условиях, мПа·с	не определялась
Плотность газа в поверхностных условиях, кг/м ³	0,770
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	не определялась
Плотность воды в поверхностных условиях, кг/м ³	1134,0
Начальное пластовое давление, МПа	77,5
Пластовая температура, °С	182
Начальные геологические запасы газа, млн. м ³	10299
Остаточные запасы газа	7773,5

Сравнение геологических запасов газа, полученных при построении геологической модели и полученных после импортирования геологической модели в фильтрационную составляет (оксфордские отложения): балансовые запасы – 10 299 млн м³; запасы, полученные при геологическом моделировании – 10 538 млн м³; запасы, полученные после импортирования геологической модели в фильтрационную – 10 252 млн м³; расхождение между геологической и фильтрационной моделями – 2,7%.

Поскольку лабораторные данные о капиллярных давлениях и относительных фазовых проницаемостях отсутствуют, то графические зависимости относительных фазовых проницаемостей получены аналитическим путем (рис. 1). Как видно из рисунка 1 критическими точками являются: движение газа начинается при достижении газонасыщенности величины 0,15; движение воды в газовой фазе начинается при достижении фракционной величины 0,25.

Капиллярное давление на границе «свободной воды» в начальном статическом состоянии принято равным нулю.

После проведения расчетов выполнен анализ полученных результатов и адаптация фильтрационной модели к истории разработки. Фильтрационная модель корректировалась итеративным способом до достижения соответствия расчетного забойного давления историческим данным при соответствии расчетного отбора газа фактической величине (рис. 2).

Фазовые переходы флюидов (газа и газового конденсата) для оксфордских отложений моделировались заданием содержания конденсата в добываемом газе на основании теоретической изотермы конденсации пластовой смеси, представленной в [4].

На рисунках 3 и 4 представлены смоделированные данные о состоянии газонасыщенности в плане и на разрезе по линии А–А. Изменение газонасыщенности в процессе разработки не происходило, что соответствует газовому режиму разработки месторождения.

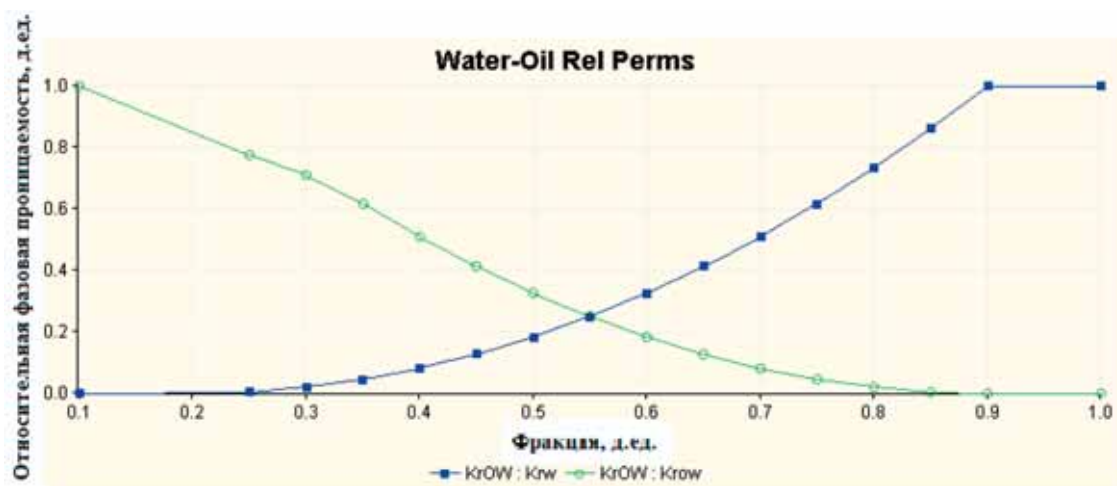


Рис. 1. Графические зависимости относительной фазовой проницаемости в системе газ – вода для оксфордских отложений.

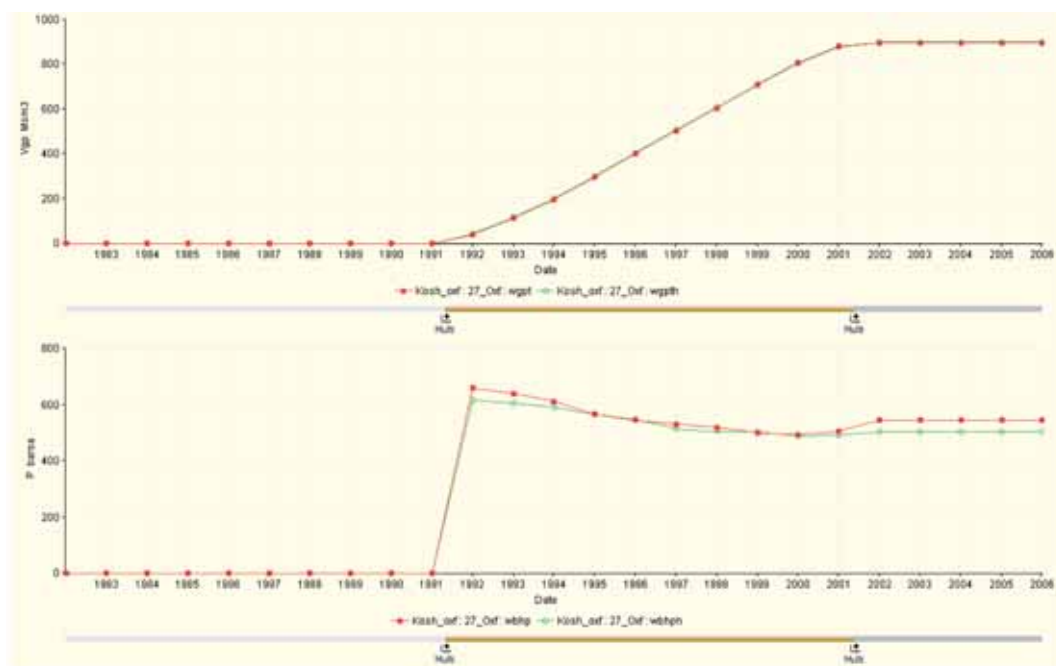


Рис. 2. Графики адаптации изменения забойного давления (нижний график) от накопленного отбора (верхний график).

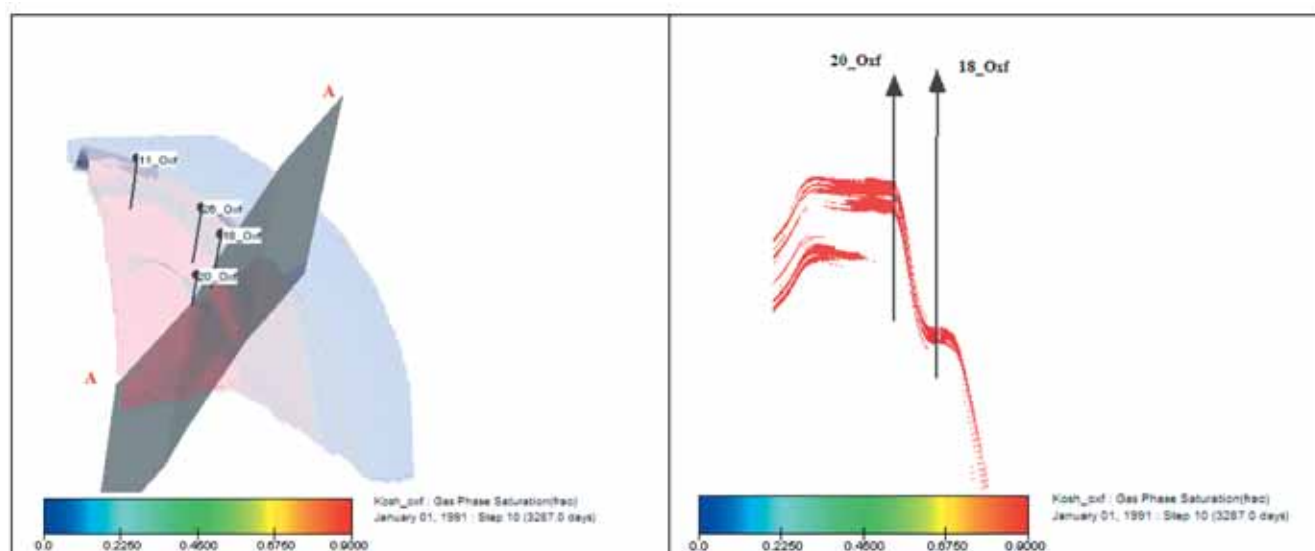


Рис. 3. Гидродинамический параметр – поле газонасыщенности.

Рис. 4. Разрез по линии А-А через гидродинамическое поле газонасыщенности.

Фильтрационная модель адаптирована к фактическим данным по истории разработки, на основе уточнения фильтрационно-емкостных свойств пласта и настроена для прогнозных расчетов вариантов разработки.

Постояннодействующая геолого-технологическая модель газоконденсатной залежи оксфордских отложений КГКМ построена с целью повышения качества проектирования, управления и контроля за разработкой.

Литература

1. Методические указания по созданию постояннодействующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 1. Геологические модели: разработаны Федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. М.: ВНИИОНГ, 2003.
2. Методические указания по созданию постояннодействующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. Часть 2. Фильтрационные модели: разработаны Федеральным государственным учреждением «Экспертнефтегаз» Министерства энергетики Российской Федерации. М.: ВНИИОНГ, 2003.
3. Гасумов Р.А. Особенности разработки малых месторождений (на примере газоконденсатных месторождений Северного Кавказа) // Записки Горного института. СПб.: 2016. Т. 220. С. 556–563.

4. Гасумов Р.А. Исследования горно-геологических условий для проведения геологоразведочных работ в Предкавказье. / Р.А. Гасумов, В.А. Гридин, В.Г. Копченков, Б.Ф. Галай, С.А. Дудаев //Записки Горного института. СПб.: 2017. Том 228. С. 654–661.
5. Гасумов Р.А. Обоснование нефтегазонасыщенной толщины и проницаемости нижнемайкопских глинистых коллекторов (на примере месторождений Северного Кавказа)//Нефтегазовая геология. Теория и практика. СПб.: 2018. №3. Т.13. DOI:https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2018.
6. Гасумов Р.А. О непроницаемости глинистых коллекторов малых месторождений / Р.А Гасумов., И.А. Керимов, В.М. Харченко //Нефтепромысловое дело. М.: ВНИИОЭНГ: 2018. №8. С. 46–52.
7. Гасумов Р.А. Выделение и оценка фильтрационно-емкостных параметров глинистых коллекторов // Наука. Инновации. Технологии. Ставрополь: 2018. № 2. С.115–126.

**ПОИСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (САХАЛИН)
ПРИ НАЛИЧИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ЛАТЕРАЛЬНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ**

Р.Р. Халиулин¹, С.Н. Закиров²

¹ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск, haliulinrr86@inbox.ru.

²Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

Особое значение в развитии прикладной науки в нефтегазовой индустрии Российской Федерации сейчас приобретает опыт изучения особенностей геологии и разработки месторождений острова Сахалин. Промышленная добыча углеводородов на о. Сахалин ведется с начала XX века, открыто несколько десятков месторождений на суше и шельфе. Сегодня поддержание высоких уровней добычи углеводородов на существующих месторождениях и введение в разработку новых залежей на суше и шельфе о. Сахалин возможно только с применением сложных наукоемких технологий, методик и подходов.

Сложные условия разработки месторождений являются вызовом для инженеров нефтегазовой индустрии о. Сахалин и требуют обычно нетрадиционных подходов к решению ряда соответствующих производственных задач. Яркий пример является – мониторинг разработки месторождения Монги (рис. 1).

Основными геологическими особенностями этого месторождения являются высокая роль водонапорного горизонта и инфильтрационной системы, наличие латеральных и вертикальных перетоков флюидов, присутствие сложной тектоники. Необходимо отметить значительное влияние геологических условий залежей на состояние разработки, изложенных в работе [1]. В пределах месторождения Монги выделены 166 залежей нефти, газа, конденсата, большей частью тектонически ограниченных. Выработка залежей неравномерная (рис. 2). Залежей можно

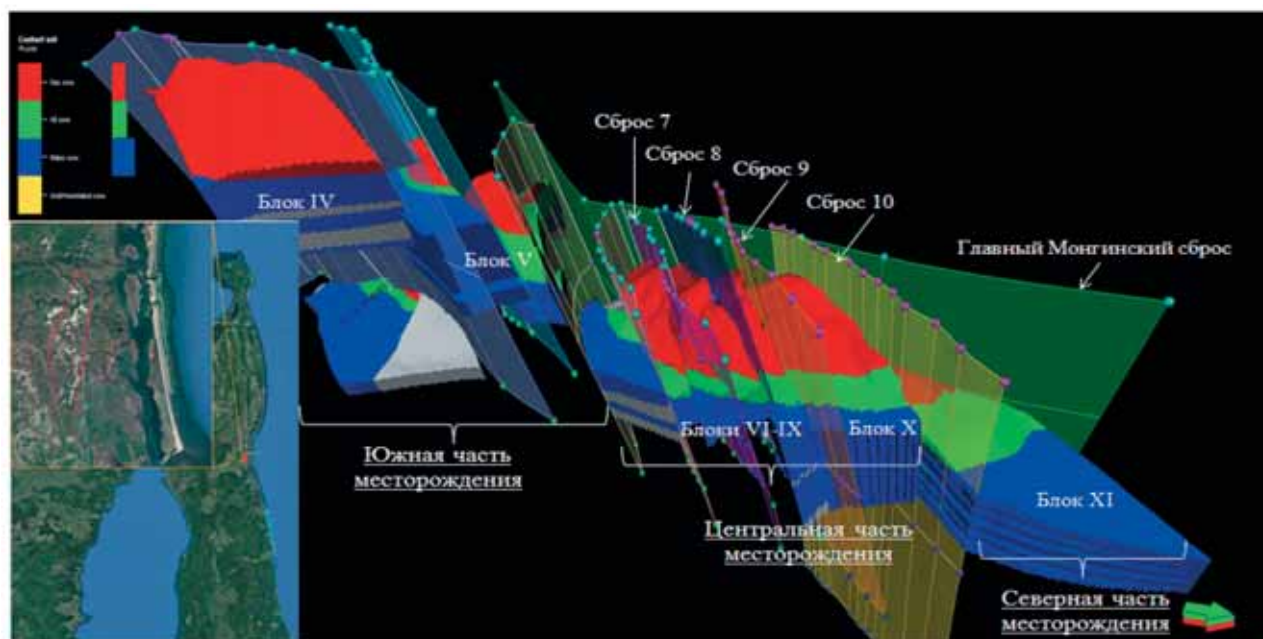


Рис. 1. Расположение м. Монги и строение блоков.

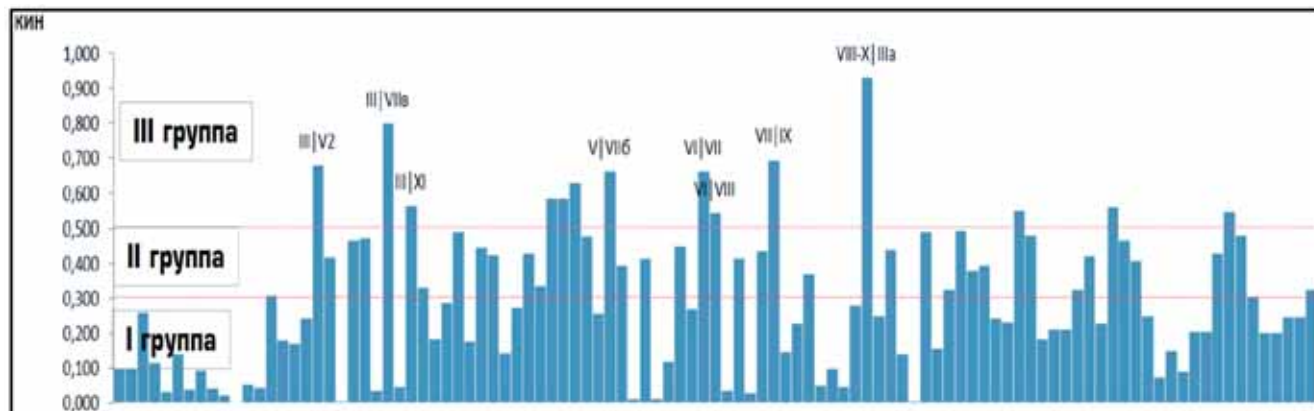


Рис. 2. Текущие КИН по залежам месторождения Монги.

условно разделить на три группы с учетом диапазонов КИН 1) до 0,3; диапазон КИН 2) от 0,3 до 0,5 и 3) более 0,5 [2].

Основные факторы, которые влияют на выработку залежей и соответственно на значения КИН: геометрия залежи, компенсация отборов водонапорным горизонтом, размытие подвижных запасов нефти в газовую шапку и за водонефтяной контакт, уплотнение коллектора с последующим снижением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Аномально высокие значения КИН (более 0,5) достигаются при благоприятном гидрогеологическом факторе, когда энергетика природного резервуара полноценно заменяет систему ППД и обеспечивает максимальный коэффициент охвата, в основном это залежи Южной части. Аномально низкие для залежей значения КИН менее 0,2 наблюдаются, как правило, в районах низкого влияния аквифера, что приводит к уплотнениям коллектора и последующему снижению ФЕС (залежи Северной части). Проблемы разработки месторождения Монги связаны с высокой степенью выработки и обводненностью при неравномерном снижении давления. Водонапорные горизонты для разных залежей и блоков проявляют себя различно и непредсказуемо. Также оказывают значительное влияние активные перетоки газа (в большей степени) и флюида (в меньшей степени) через плоскости разломов как по латерали, так и по вертикали [1]. Перетоки привели к неопределенности в локализации ОИЗ.

Указанные факторы напрямую влияют на эффективность реализации программы бурения боковых стволов. Снижение их негативного влияния на успешность программы ГТМ возможно при условии привлечения современных методов решения проблем геологии и разработки. Решение задач доизвлечения запасов углеводородов месторождение Монги заключается в детальном изучении разломов, их проводящих свойств и тех эффектов, которые они оказывают на поведение пластового давления, ФЕС коллекторов и насыщения залежей нефтью. Разломы менее проницаемы для нефти и воды, чем для газа, что связано с меньшей подвижностью типа флюида. При мониторинге разработки месторождения определение величины проводимости разломов и объемов перетоков позволяет:

1. Эффективно планировать мероприятия по оптимизации системы ППД, используя энергетику природных факторов, доотмывая ОИЗ приразломных зон;
2. Планировать разбуривание приразломных зон, которые характеризуются высокой плотностью ОИЗ;
3. Проводить детальный и обоснованный расчет энергетического потенциала аквифера, планировать ГТМ с целью увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации отборов с учетом геомеханических эффектов.

Рассмотрим особенности разработки на примере залежи II пласта XI блока. Залежь гидродинамически связана с X пластом X блока центральной части месторождения, что подтверждается как проведенным анализом материального баланса и наличием перетоков, так и общим ВНК. Запасы газа газовой шапки II пласта XI блока практически полностью выработаны как собственным фондом, так и, что примечательно, фондом X пласта X блока. Значения ОИЗ по характеристикам вытеснения составляют 0,4 млн т, но текущие темпы отбора крайне низкие. Такой дисбаланс в значениях связан с проблемой выработки запасов действующим фондом скважин и необходимостью реализации геолого-технологических мероприятий.

Основной особенностью разработки залежи II пласта XI блока является критическое поведение фильтрационно-емкостных свойств пласта при снижении пластового давления и проявлении ярко выраженных механических эффектов – разрушение скелета породы со снижением пористости и проницаемости. С целью определения критического влияния снижения порового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород, был проведен анализ результатов ГИС, ГДИС и геомеханических исследований скважин.

За период разработки залежи с 1980 по 2019 г. пластовое давление снизилось на 60% и составляет на сегодняшний день 60–70 атм. Аномальное снижение пластового давления связано со слабой ролью аквифера о перетоках пластовых вод подробно изложено в статье [1]. Коэффициент эффективной проницаемости, определенный по данным ГДИС, снизился с нескольких сотен мДа до 10 мДа. С указанными измеренными значениями проницаемости соответственно коррелируются дебиты скважины. Если в первые годы разработки залежи наблюдались фонтанные дебиты нефти до 100 м³/сут, то сегодня скважины имеют притоки до 10 м³/сут или находятся в простое по причине отсутствия притока. Причины аномального снижения проницаемости явно связаны с геомеханическими процессами, выраженными в уплотнении коллектора. На рисунке 3 приведена схема корреляции ГИС по линии скважин 164-164ST1-111 залежи II пласта XI блока. На схеме корреляции представлены основные РИГИС для оценки динамики изменения продуктивности пласта. Каротаж ПС скважины № 164 – прописан при вводе в эксплуатацию в 1984 г. Дебит нефти достигал 30 м³/сут. Скважина № 164ST1 является боковым стволом скважины 164 и расположена в 50 м от материнского ствола, каротаж прописан при вводе в эксплуатацию в 2016 г., при освоении промышленный приток не получен. В соответствии с приведенными данными за 29 лет разработки участка залежи прослеживается динамика снижения пористости с 0,25 д.ед. до 0,18 д.ед. Соответственно снижается доля эффективных проходок скважин по пласту с 94% до 70% за счет перехода пропластков типа «коллектор» в «неколлектор» в связи с достижением граничных значений коллектора по пористости (0,12 д.ед.).

При сопоставлении динамики параметров ФЕС со снижением пластового давления, можно сказать, что происходит разрушение скелета породы и уплотнение матрицы пласта. Эффект не настолько критичный, если оценивать только методами ГИС: снижение пористости с 0,25 д.ед. до 0,17 д.ед. Необходимо учитывать различие дискретности методов ГИС стандартного каротажа ПС (более грубый) и современного ГГКп (более точный). Динамика параметров в целом коррелируется с результатами геомеханических исследований на керне пласта II мес-

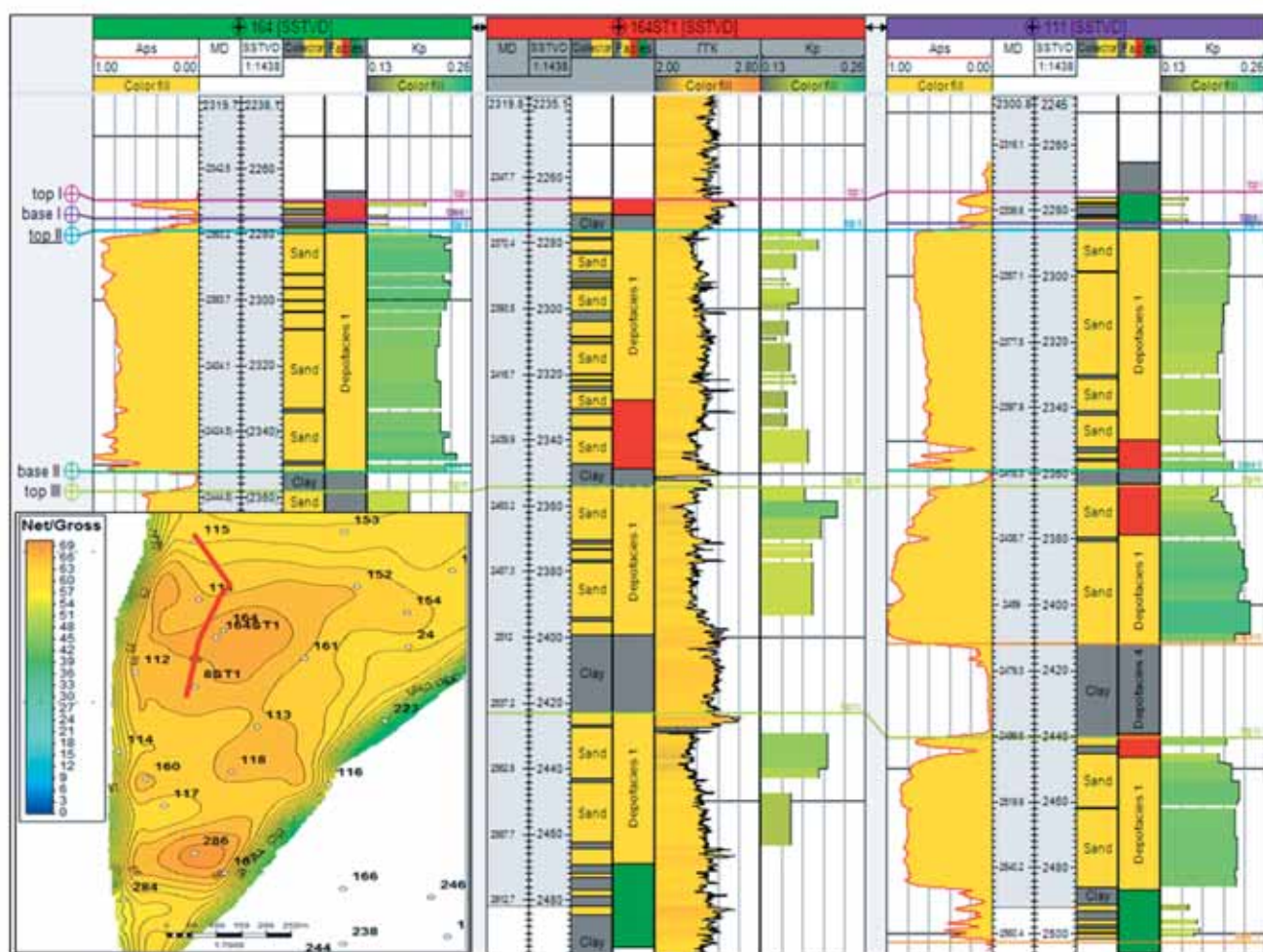


Рис. 3. Схема корреляции скв. 164-164 ST1-111.

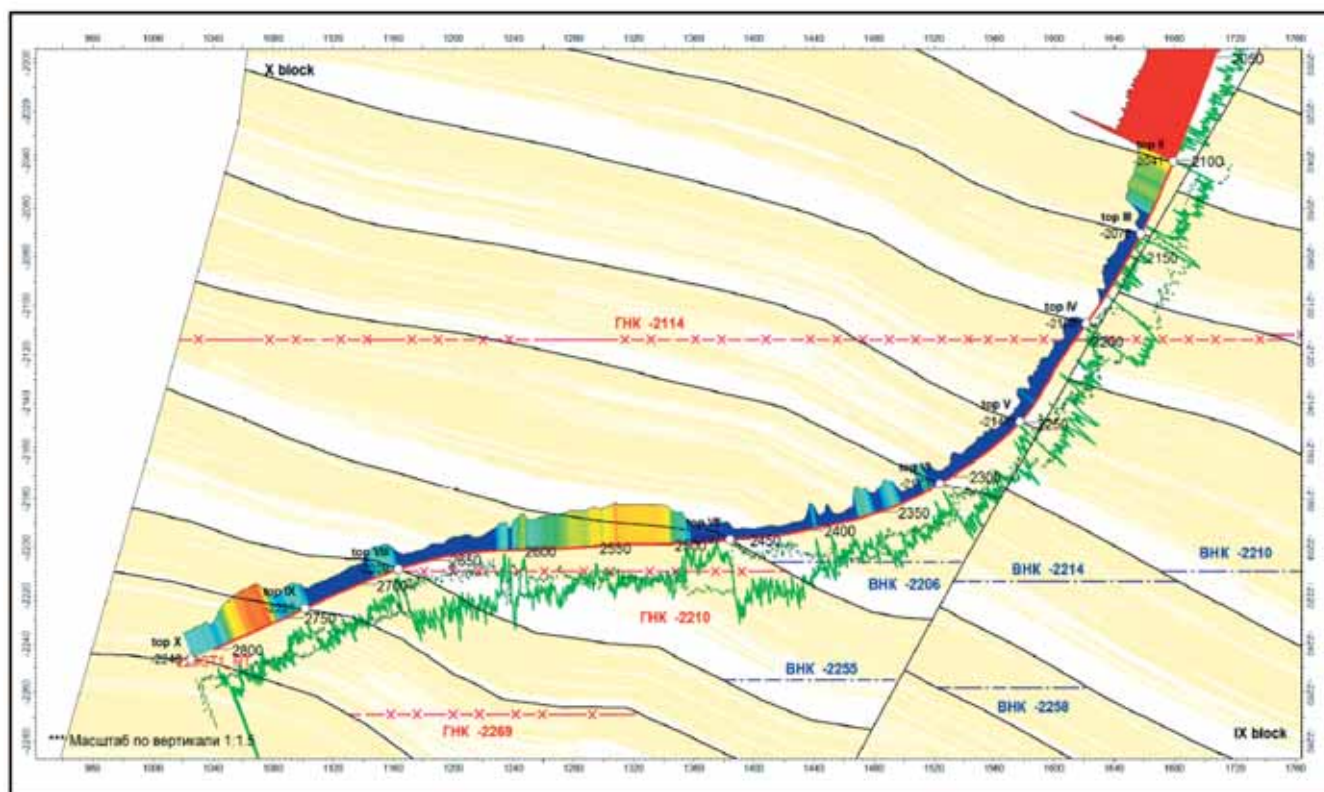


Рис. 4. Геологический разрез по скв. 229 ST1.

торожения Монги и ближайших месторождений на шельфе [2]. Аналитическим путем было установлено, что при начальных условиях коллектор II пласта XI блока испытывал эффективное напряжение 24 МПа, а при текущем испытывает давление 35 МПа. Эксперименты проводились при величинах обжимного давления в 24; 27; 30; 33; 35 МПа. Отмечается изменение пористости в диапазоне 0,01–0,03 д.ед. и давления в диапазоне 24–35 Мпа. Уплотнение пород является необратимым процессом [4].

Сложилось мнение, что эффективная проницаемость скважин, оцененная методами ГДИС, более чувствительна к эффектам уплотнения, чем параметр пористости по причине появления в пласте вторичных процессов, на которые методы ГИС слабо реагируют. Вполне допускается набухание глинистых частиц при обводнении скважин и отложения АСПО на зернах породы при выделении газа из нефти, что, совместно со снижением размеров пор, приводит к снижению продуктивности скважин в результате кальматации ПЗП.

Динамика свойств пласта подтверждается также результатами ГГДМ при адаптации исторических показателей эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. Стоит отметить, что стандартный процесс ГГДМ не может в полной физической мере отразить указанные выше геомеханические процессы, поскольку обычно поле проницаемости в гидродинамической модели не меняется во времени расчетов. В то же время физически точный расчет данных параметров особо важен при планировании ГТМ и формировании системы ППД.

Анализ снижения ФЕС по разрезу позволяет судить о степени выработки отдельных пропластков. Пропластки кровельной части пласта практически не были затронуты выработкой и не уплотнены. Вероятно, связано с худшими ФЕС. Данный факт может являться косвенным признаком локализации остаточных извлекаемых запасов в кровельных интервалах и, безусловно, представляют собой потенциальные интервалы для проведения ГРП.

Проведенный анализ нетрадиционных геологических условий залежи II пласта XI сыграл большую роль при формировании стратегии оптимизации и развития системы разработки. Были разработаны и сейчас успешно внедряются следующие технологии повышения эффективности разработки:

1. Рекомендации по организации системы ППД.

Как свидетельствуют результаты исследования на керне, уплотнение является необратимым процессом (неупругая деформация). Следовательно, ППД сможет восстановить проницаемость пласта лишь на отдельных участках. Стратегия оптимизации системы ППД состоит в вымытии ОИЗ, размазанных в переходной зоне, обратно в купольную часть пласта для последующего отбора действующим добывающим фондом скважин. Реализация системы ППД в указанном автором подходе позволит за 10 лет, до 2027 года, поднять пластовое давление с 70 атм до 140 атм и извлечь 103 тыс. т нефти. Также анализ перетоков и функционирования водонапорного горизонта показал потенциально высокие значения КИН при площадном заводнении. Система ППД может доотмыть запасы в приразломных зонах.

2. Рекомендации по проведению ГРП в Северной части.

Важно отметить, что при организации системы ППД на залежи II пласта XI блока отмечается низкая приемистость нагнетательных скважин, что связано с низкой проницаемостью пласта. Для достижения проектного КИН залежи II пласта XI помимо оптимизации системы ППД необходима комплексная программа ГРП как на добывающем, так и на нагнетательном фонде. Поэтому эксплуатация скважин в режиме ГРП – единственная возможность обеспечения приемистости и высокого охвата заводнением. На основе анализа поведения геомеханических свойств пласта, вторичных изменений ФЕС совместно с основными показателями эксплуатации скважин была разработана комплексная программа проведения ГРП на добывающем и нагнетательном фонде.

3. Рекомендации по разбуриванию залежей Северной части.

С целью доизвлечения остаточных запасов нефти в приразломных зонах рекомендованы боковые стволы. Запасы локализованы за счет активных перетоков флюидов и особенностей функционирования водонапорного горизонта. Характерным примером является строительство бокового ствола 229 ST1 (рис. 4).

Высокая эффективность боковых стволов достигается за счет:

1. Вовлечения в разработку запасов нефти, слабодренлируемых действующим фондом скважин и локализованных в зонах катаклазов в результате как латеральной, так и вертикальной миграции флюидов;
2. Сохранения относительно высокого пластового давления и первоначальных ФЕС в виду невысокой выработки запасов. Тогда отсутствует влияние уплотнения коллектора.
3. Активной фильтрации воды вдоль плоскостей разломов, которая дополнительно повышает отборы и дебиты жидкости в добывающем фонде. За счет высокой природной компенсации заводнением дополнительно вымываются запасы нефти.

Опыт исследований и разработки м. Монги показывает, что традиционные подходы выработки запасов не достигают значимых результатов. Последующие геолого-гидродинамические исследования приводят к обоснованию новых, уточненных технологий разработки, учитывающих наличие и возникновение так называемых латеральных и вертикальных фильтрационных процессов.

Литература

1. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н. Положительные и негативные последствия латеральных и вертикальных перетоков флюида на примере нефтегазоконденсатного месторождения Монги (о. Сахалин), 2020 г.

2. ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Дополнение к технологическому проекту разработки месторождения Монги. Г. Южно-Сахалинск, 2019 г.
3. Ганаева М.Р., Суходанова С.С., Халиулин Р.Р. Построение трехмерной геомеханической модели месторождения на Сахалинском шельфе с целью планирования многостадийного гидроразрыва пласта. г. Москва, 2018 г.
4. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Лабораторные исследования механических свойств терригенных пород пласта XX2 месторождения Одопту-море (Северный купол). г. Уфа, 2018 г.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛЬВЕ В СЕВЕРНОМ МОРЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ БУРЕНИЯ

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Е.А. Сафарова, Д.С. Филиппова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук, г. Москва, filippovads@ipng.ru

Аннотация: Целью статьи является системный подход учета геолого-тектонических особенностей строения месторождений для выбора оптимального режима бурения и строительства нефтяных и газовых скважин. Комплексный анализ показал отсутствие достоверной литолого-стратиграфической информации по описанию шлама при проведении геолого-технологических измерений. Описан перечень геологических неопределенностей, оказывающих влияние на безаварийный процесс бурения нефтяных и газовых скважин.

Рассмотрена проблематика отсутствия базового программного обеспечения для распознавания и предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при бурении и строительстве нефтяных и газовых скважин. Сформирован перечень геолого-технологических параметров, используемых для решения задач предупреждения осложнений и снижения аварийности при бурении и строительстве нефтяных и газовых скважин.

Ключевые слова: тектоника, геологические особенности, неоднородность, геолого-технологические исследования, предотвращение аварий и осложнений, качество данных, бурение.

Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках государственного задания по темам: «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)» № АААА-А19-119013190038-2, «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №АААА-А19-119022890063-9) и в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постояннодействующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Изучение проблематики разбуривания зарубежных нефтегазовых месторождений и предотвращения осложнений при строительстве скважин на исследуемых площадях способствует снижению количества сложно прогнозируемых ошибок при освоении отечественного шельфа. На строительство скважин приходится более 40% всех инвестиций в нефтегазодобычу. Вектор бурения на нефть и газ смещается в сторону сложных объектов и больших глубин моря. Строительство скважин приводит к нарушению природного термодинамического и напряженно-деформированного состояния горных пород. При бурении и строительстве скважин в среднем 20–25% от времени строительства уходит на борьбу с осложнениями и авариями. Стоимость бурения скважин имеет тенденцию к повышению, а осложнения при бурении становятся все более нежелательными. Сокращение потерь рабочего времени для устранения осложнений и их последствий является одной из возможностей для увеличения коэффициента производительности работ при строительстве скважин. В процессе проводки скважины возможны разного рода осложнения, в частности обвалы пород, поглощения промывочной жидкости, нефте-, газо- и водопроявления, прихваты бурового инструмента, аварии, искривление скважин.

В рамках данной работы проводилось изучение воздействия геолого-тектонических особенностей на ранее выведенном из эксплуатации Норвежском нефтяном месторождении Вольве в Северном море. Доступные данные Вольве содержали: эксплуатационные данные, данные проектирования скважин, проектирования колонны, сейсмических данных, каротажи скважин (петрофизические и буровые), геологические и стратиграфические данные. По результатам анализа открытой базы данных были размечены и сопоставлены литолого-стратиграфические, геофизические данные, параметры ГТИ.

Нефтяное месторождение Вольве, расположенное в центральной части Северного моря на глубине в диапазоне от 85 до 95 метров ниже уровня моря, представляет собой сравнительно небольшую залежь сводового типа. Оно образовалось по истечении юрского периода в результате обвала соседствующих соляных гряд. Основными коллекторами на месторождении Вольве являются юрские песчаники формации Хугин. Продуктивный пласт рас-

положен на глубине 2750–3120 метров [1]. Существенные изменения мощности данной формации были вызваны изменяющимися в поперечном направлении прогибаниями во время осадконакопления.

Юрская свита Хугин состоит из мелководно-морских песчаников, которые приурочены к значительному скоплению углеводородов в районе Слейпнер в норвежском Северном море. Формация представляет собой дельтовые отложения, сформировавшиеся в регрессионной обстановке осадконакопления, перекрытые в кровельной части отложениями трансгрессивного периода. Корреляции показывают, что исследуемая часть формации Хугин состоит из 8 трансгрессионно-регрессионных последовательностей, отложившихся на суше в результате быстрого тектонического погружения и рифтинга Грабена «Викинг» (рис. 1).

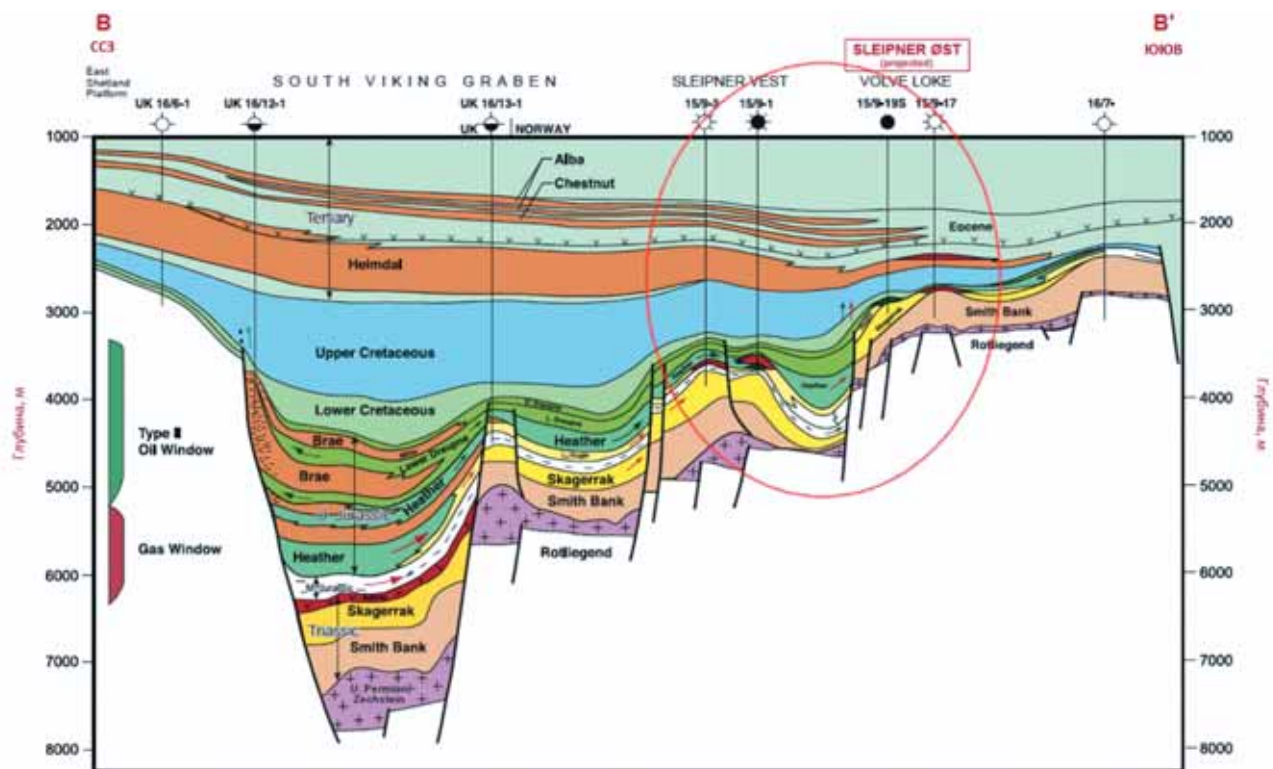


Рис. 1. 2D геологический разрез месторождения Вольве и сопредельных зон [2].

Рифтогенез привел к развитию удлиненного грабена, в котором приливные течения были усилены [3]. Фациальная интерпретация и литолого-стратиграфическая корреляция между скважинами показали, что эти регрессивные и трансгрессивные единицы демонстрируют характерные тренды толщины в форме сигмоидальных клиньев, сложенных со смещением в направлении от берега к бассейну. Во время регрессии очаг седиментации был перемещен к бассейну, а во время трансгрессии – к суше [4]. Картирование данных литолого-стратиграфических единиц является частью входных данных при моделировании коллектора, тем самым намечая новые цели геологоразведки.

Эволюция структуры Вольве в значительной степени контролировалась соляной тектоникой, влияющей на продуктивные отложения. Очагом генерации нефти являлся грабен Слейпнер, расположенный всего в 5–10 км к западу и северо-западу от исследуемого месторождения. Скважины были спроектированы так, чтобы максимизировать добычу из песчаников формации Хугин. Как правило, траектория нагнетательных и наблюдательных скважин обычно близка к J-образной [5]. Большинство скважин имеют общую вертикальную глубину около 3100–3400 метров, но измеренная глубина сильно варьируется.

Целью бурения является строительство скважины с максимальной производительностью. Однако существует высокая неопределенность в отношении расположения продуктивных слоев, поскольку предварительная геологическая модель использует не сгруппированные средства получения информации о вмещающей толще. Уточненная конфигурация продуктивных и непродуктивных слоев в скважине описывается уже во время бурения. Большее количество буровых работ выполняется в сложных условиях, при этом моделирование механических свойств геологической среды (Mechanical Earth Models 166 (MEM)) становится крайне необходимым – главным образом, чтобы избежать осложнений при бурении [6].

Для снижения аварийности бурения крайне важно выявление и определение тектонических и сопутствующих им зон. Систему разработки месторождения необходимо выстраивать с учетом особенности его строения и расположения разломов.

Выявление основных геологических неопределенностей, проявляющихся на разбуриваемом объекте, и их ранжирование по величине оказываемого негативного эффекта, является важным этапом процесса оптимизации работ по сопровождению бурения (рис. 2).

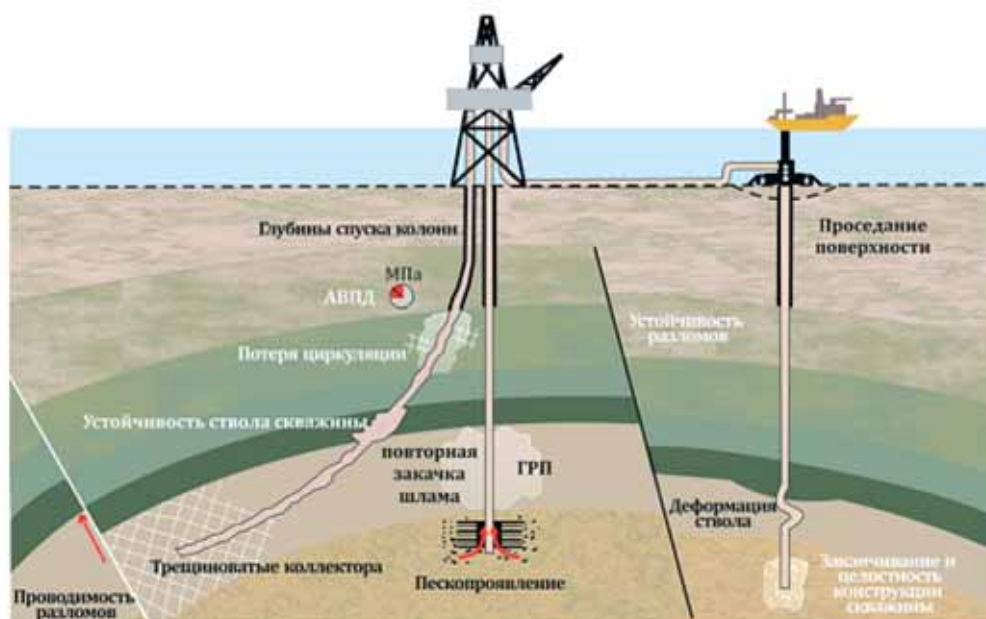


Рис. 2. Причины и факторы возникновения осложнений при бурении [7].

На эффективность геологического сопровождения бурения оказывают влияние несколько геологических неопределенностей – тектоническая, структурная, литологическая и неопределенность угла залегания пласта. Многочисленные тектонические нарушения являются основной сложностью, так как после их пересечения затруднительно точно установить положение ствола скважины относительно целевого пласта.

К числу геологических неопределенностей относятся:

- несоответствие прогнозной отметки кровли пласта.
- разломы и смещения блоков пласта; Пласт Хугин разбит многочисленными малоамплитудными тектоническими нарушениями, не зафиксированными данными сейсморазведки.
- неопределенность угла залегания пласта в направлении бурения; может привести к выходу ствола скважины из целевого интервала.
- расхождения фактических и прогнозных литологических характеристик пласта; могут стать причиной ошибочного позиционирования ствола скважины в разрезе и внесения ложных корректировок в направление бурения скважины.
- изменения показаний методов ГИС при переходе от одной фации к другой при сохранении литологии.
- неопределенность положения флюидальных контактов.

Описанные типы геологических неопределенностей могут послужить причинами возникновения осложнений при бурении, например, проводка скважины по неколлектору, проводка скважины по водонасыщенному коллектору, невозможность соблюдения необходимой траектории бурения вплоть до перебуривания скважины и пр. Разнотипные неопределенности имеют общность причин возникновения и зачастую проявляются совместно [8]. При разубуривании разнопрочностных пропластков горных пород в буровой колонне возникают сильные вибрации, провоцирующие хаотичный разброс значений реактивного момента и ударно-абразивный износ сооружения и корпуса породоразрушающего инструмента [9].

Уточнение данных геолого-технологических измерений сопровождается внедрением систем предотвращения осложнений и аварийных ситуаций на основе искусственного интеллекта, а также по средствам доизучения разбуриваемых формаций вмещающих толщ. Достоверная информация о буровой специфике конкретной площади способствует наиболее точному прогнозированию вероятности того или иного сценария развития осложнений. Внедрение технологий искусственного интеллекта является вспомогательным инструментом получения точной оперативной информации при развитии аварийной ситуации. С целью оптимизации затрат и сокращения сроков строительства высокотехнологичных скважин по косвенным параметрам уточняется геологическая характеристика вмещающей толщи и принимается решение о корректировке траектории бурения, чтобы все время оставаться в границах нефтегазового пласта. Для этого используют датчики, передающие информацию об окружающей породобразующей толще с датчиков бурового оборудования в научно-технический центр. Увеличение объемов надежных данных, доступных в нефтяной и газовой промышленности, приводит к созданию геологических моделей на основе исторических записей из различных скважин.

Заключение

Описанные в данной статье подходы к учету геологических неопределенностей в рамках создания высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций при бурении и строительстве нефтяных и газовых скважин способствуют достижению следующих ключевых результатов:

1. Повышение качества предсказательной способности методов машинного обучения по средствам использования уточненных геолого-тектонических характеристик вмещающей толщи;
2. Улучшение достоверности и точности расчетов физико-механических характеристик пласта;
3. Совершенствование возможностей оценки геолого-тектонических особенностей месторождения для предсказания проявления осложнений.

Несмотря на большой объем накопленной научной и практической информации о тектонических нарушениях с геологических позиций, понимание их возможного влияния на процесс освоения залежи на практике сводится к вопросу о проводимости разлома, которая очень важна для оценки поисковых рисков и также для дальнейшего моделирования разработки. Основными критериями при этом являются заметные отличия в отметках флюидальных контактов для сопредельных по разлому блоков пласта. Разрывные нарушения могут существенным образом влиять на процессы в пласте при добыче углеводородов, и степень такого воздействия сильно зависит от характера проводимости тектонической зоны.

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о необходимости более тщательного и комплексного анализа данных на этапе построения модели и проектирования разработки для залежей с тектоническими нарушениями. Ошибочные оценки свойств разрывного нарушения, в том числе проводимости, могут приводить к серьезным ошибкам в стратегии разработки, что в свою очередь, влияет на экономические показатели проекта и конечную нефтеотдачу [10].

Литература

1. *Eva K. Halland Wenche Tjelta Johansen Fridtj of Riis* CO2 storage atlas Norwegian North sea, Norwegian Petroleum Directorate, www.npd.no.
2. *Isaksen G.H., Patience R., van Graas G. and Jenssen A.I.* Hydrocarbon system analysis in a rift basin with mixed marine and nonmarine source rocks: the South Viking Graben, North Sea // AAPG Bull. 86, 557–591, 2002
3. *Isaksen D., Tonstad K.* A revised Cretaceous and Tertiary lithostratigraphic nomenclature for the Norwegian North Sea, Oljedirektoratet, Desember 1989.
4. *Folkestada A., Saturb N.* Regressive and transgressive cycles in a rift-basin: Depositional model and sedimentary partitioning of the Middle Jurassic Hugin Formation, Southern Viking Graben, North Sea, 2008. DOI: 10.1016/j.sedgeo.2008.03.006.
5. *Romanenkova Evgenya, Zaytsev Alexey, Klyuchnikov Nikita and others* Real-time data-driven detection of the rock type alteration during a directional drilling, IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters, Desember 2019. DOI: 10.1109/LGRS.2019.2959845.
6. *Еремин Н.А.* Управление разработкой интеллектуальных месторождений: Учеб. пособие для вузов: В 2 кн. Кн. 1. М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 200 с.
7. *Алдамжаров Н.Н.* Предупреждение аварий и осложнений при бурении разветвленно горизонтальных стволов скважин // Новости науки Казахстана. № 3(133), 2017.
8. *Космачева М.С., Индрунский И.М.* Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ, НОЯБРЬ 7(60), 2017.
9. *Каматов К.А., Подгорнов В.М.* Факторы, влияющие на показатели работы долот PDC в перемежающихся по твердости горных породах при бурении наклонных и горизонтальных скважин в Тимано-Печорском регионе. // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2013. № 2.
10. *Старосветсков В.В.* Детализация геологической модели сложнопостроенной залежи на основе данных бурения горизонтальных скважин для повышения эффективности ее разработки (на примере месторождения им. В.Н. Виноградова): дис. канд. геол.-мин. наук. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 2020.

КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

З.А. Лощева, Т.К. Резепов, Е.Е. Колсанов

*Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть»,
г. Альметьевск, LoschevaZA@tatneft.ru, RezepovTK@tatneft.ru, KolsanovEE@tatneft.ru,*

Развитие инноваций в сфере цифровых технологий, постепенное снижение стоимости цифровизации – все это открывает перспективы для предприятий нефтегазодобывающей отрасли, вставших на путь цифровых преобразований. Отмечающийся в наши дни спад деловой активности превратили в жизненную необходимость экономить операционные расходы и, что важнее, повысить эффективность и «интеллектуальность» своих базисных активов.

На текущий момент мы все знаем ценность применения цифровых технологий при проведении сейсмо-разведочных работ, эксплуатационного бурения и в отдельных процессах добычи углеводородов и считаем, что Компания готова перейти на следующую ступень цифровизации, а именно перспективное бизнес-планирование добычи нефти Компании на основе цифровых технологий.

В предлагаемой статье представлены основные этапы и результаты внедрения системы перспективного бизнес-планирования добычи нефти Компании на основе цифровых технологий таких как геолого-гидродинамическое и экономическое моделирование. Этому способствовало создание и интеграция таких ключевых звеньев, как система построения и анализа состояния разработки активов на основе инструментов геолого-гидродинамического моделирования, позволяющих максимально учесть всю имеющуюся накопленную информацию; экономическая модель оценки эффективности активов и анализ предлагаемого подхода планирования добычи нефти; механизм выделения вложений в активы с потенциалом роста добычи нефти и повышения экономической эффективности с учетом результатов ранжирования рисков и ограничений в Компании.

Выход мирового рынка нефти из коронавирусного кризиса не будет быстрым и легким, даже если справиться с распространением пандемии удастся в ближайшее время. Отрасль уже фактически находится в режиме выживания, предельно обостряющем конкуренцию между добывающими странами. Таковы основные выводы онлайн-конференция «Глобальный рынок нефти 2020: вызовы времени», организованной международным независимым ценовым агентством Argus.

В настоящее время в режиме выживания ключевым бизнес-вызовом для Компании является добыча нефти при наименьших операционных и инвестиционных вложениях. Раскрыть потенциал каждого нефтегазового актива и обеспечить максимальную эффективность Компании в целом без прорывных инновационных методов и новых подходов невозможно. Необходима цифровая трансформация существующей бизнес-модели.

Цифровизация по отношению к Татнефти это создание цифровых двойников – геолого-гидродинамических моделей нефтяных объектов разработки и во-вторых, настройка системы взаимосвязи всех основных операционных процессов.

В Компании начаты шаги в данном направлении и проделано следующее.

- Создан центр моделирования – как центр компетенций.
- Разработана концепция бизнес-планирования добычи нефти на основе геолого-гидродинамического и экономического моделирования.
- Продолжает пополняться информационная цифровая база данных: ГИС, исследования керна, банк геофизических и геолого-промысловых данных, банк сейсмических данных и т.д.
- Сформированы мультифункциональные команды.
- Организована система обучения специалистов по росту компетенций для принятия решений по разработке нефтяных объектов.

Для получения синергетического эффекта от цифровизации и объединения всех ключевых звеньев операционной деятельности разработана концепция бизнес-планирования добычи нефти на основе геолого-гидродинамического и экономического моделирования, которая должна объединить (Рисунок 1):

- построение системы анализа состояния разработки активов и последующего прогнозирования экономических показателей на основе инструментов геолого-гидродинамического моделирования, позволяющей максимально учесть всю имеющуюся накопленную информацию;
- внедрение экономической модели и оценку эффективности активов и предлагаемого подхода планирования добычи нефти;
- выделение активов вложений с потенциалом роста добычи нефти и повышение экономической эффективности с учетом результатов ранжирования рисков и возможностей, а также существующих ограничений в Компании для обеспечения бизнес-вызова достижением целевых показателей.

Зачастую наиболее эффективные цифровые решения могут быть реализованы только на основе пилотных проектов. После них появляются необходимый опыт и информация, которые позволяют принимать осмысленные решения: стоит ли масштабировать технологию или решение на всю Компанию или рынок.

Развитие технологий моделирования, сопровождаемое ростом вычислительных возможностей, привело к пониманию, что модели обеспечивают возможность нахождения более чем одного решения при одинаковом на-



Рис. 1. Концепция бизнес-планирования добычи нефти на основе геолого-гидродинамического и экономического моделирования.

боре исходной информации. Это означает, что единичное нахождение одного решения (например, на основе адаптированной модели) в подавляющем большинстве случаев ведет к недооценке соотношения риска и премии, и как следствие, выбору неоптимального решения. Современный рабочий процесс принятия решения о реализации мероприятия или стратегии разработки объекта предусматривает включение значимых варьирующихся параметров как неопределенностей с заданным диапазоном возможных значений. При этом, как показывает практика, наибольшее влияние на результирующие показатели эффективности оказывают неопределенности геологического характера. Многовариантное моделирование по достоинству оценено рядом ведущих нефтегазодобывающих Компаний и включено как обязательный элемент системы принятия решений.

Новые возможности, получаемые при использовании данного подхода:

- в сочетании с предыдущим подходом – трансляция рисков и неопределенностей из предыдущих этапов моделирования в последующие, выявление потенциальных «узких» мест (пропускная способность системы сбора, выход давления за пределы допустимого, изменение фискальной политики и пр.);
- оценка и оптимизация проекта в целом и в терминах бизнес-эффективности, а не в абстрактных единицах;
- оперативная реакция и принятие технологических решений в случае изменения обстановки – поскольку учитываются все ранее введенные в систему параметры, значительно повышается скорость и качество получения технико-экономического обоснования действий. На базе геолого-гидродинамического симулятора и экономического модуля проведена интеграция и выстроена архитектура с настройкой взаимосвязей передачи геологических, технологических и экономических показателей, которая позволила связать все ключевые процессы и эффективно выстроить систему взаимодействия производственных звеньев (рис. 2):

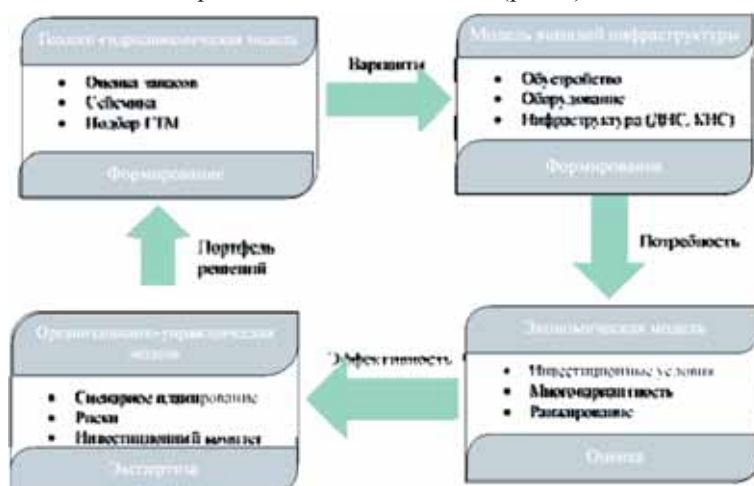


Рис. 2. Интеграционная модель цифровизации.

- оперативное и многократное формирование и экспертиза показателей при подборе наилучшего сценария разработки;
- оптимизация сценариев разработки отдельных объектов, входящих в состав объекта инвестирования;
- исключение убыточных сценариев разработки или их минимизация;
- моделирование концепции разработки на стадиях проектирования сценария разработки месторождения (подбор плотности сетки разбуривания и пр.);

- возможность оперативной корректировки экономической модели собственными силами без привлечения сторонних специалистов.

Был запущен пилотный проект на примере одного из активов.

Для определения работоспособности взаимосвязей всех звеньев проведена апробация на примере Соколкинского месторождения с подготовкой нескольких сценариев разработки с различными технологическими подходами извлечения запасов. Сценарии подбирались с учетом актуального распределения остаточных извлекаемых запасов, где каждый из них отличался расположением, профилем, режимом работы новых скважин и динамикой количества скважин действующего фонда. Также был рассмотрен вариант с вводом системы ППД.

В результате сформированы сценарии исходя из принципов стратегически эффективной выработки запасов в выбранном временном диапазоне и адресной структуры ГТМ.

В рамках проекта Центром моделирования были проведены многовариантные расчеты сценариев с применением геолого-гидродинамического моделирования и инфраструктурных решений в целом по Соколкинскому месторождению, при анализе которых были выделены два ключевых варианта. Варианты включили в себя бурение горизонтальных скважин малым диаметром, бурение скважин малым диаметром уплотненной сеткой и мероприятия на действующем фонде (Рисунок 3):

- **1-й вариант** – бурение трех горизонтальных скважин, 225-ти скважин малым диаметром с ГРП, 128 ОРЭ и 50 ГРП – данный вариант был взят за основу как базовый бизнес-план разработки;

- **2-й вариант** – бурение 25-ти горизонтальных с МГРП, 104-х скважин малым диаметром с ГРП и ОРЭ, 123 ОРЭ и 40 ГРП.

Вариант с бурением горизонтальных скважин эффективнее базового варианта, однако исходя из факторов риска для выбора того или иного варианта разработки специалистами Центра моделирования предложено в 2019 году бурение двух горизонтальных скважин с многостадийным ГРП с длинами ствола 650 и 800 метров. По результатам бурения которых были определены риски продолжения разбуривания Соколкинского месторождения горизонтальными скважинами и предложен менее рискованный базовый вариант разработки.



Рис. 3. Показатели эффективности вариантов разработки.

Работы по подбору наилучшего сценария планируется проводить в рамках создаваемых мультифункциональных команд Центра моделирования с непосредственным участием департаментов добычи, которые охватят все производственные этапы геолого-гидродинамического моделирования (геофизика – геология – разработка – гидродинамика – экономика). На данные команды будет возложена основная задача сопровождения на протяжении всего жизненного цикла ГГД модели в постоянном режиме.

По результатам оценки сценариев выходные экономические показатели служат критерием оценки устойчивости как существующего варианта разработки, так и предложенных ГТМ к неопределённости геологического и технологического характера.

Сравнительный анализ абсолютных и удельных показателей эффективности позволяет определить наиболее выгодный и привлекательный вариант не только с позиции геологии и разработки, но и с позиции экономической эффективности.

Таким образом, на основании ранжирования определяются оптимальные сценарии разработки и формируется группа наиболее приоритетных, устойчивых и экономически привлекательных активов для первоочередных вложений.

Реализация пилотного проекта по управлению разработкой месторождения на основе ГГДМ показало потенциал цифровизации.

- 1) Были предложены альтернативные бизнес-планы.

- 2) Найдены «узкие» места и потенциальные точки роста в технологиях добычи нефти (технологии МГРП, технологии совместной добычи, организация системы ППД через ВСП и пр.).

3) Найдены пути оптимизации и совершенствования процессов управления добычей и планировании разработки (предложены аналитические системы и их наполнение для оптимизации работы инженера-разработчика).

Работа в рамках проекта показала необходимость расширения мультидисциплинарной команды. Если раньше речь шла преимущественно о команде геофизик+геолог+гидродинамик, то сейчас появляется задача формирования команд модель (геофизик, геолог, гидродинамик) + производство (разработчик, служба ремонтов и пр.). Только так можно достичь наибольшей эффективности от внедрения модели и решений, принимаемых на ее основе.

Цифровизация процесса нефтедобычи должна происходить поэтапно: после внедрения моделей пласта, приступать к этапу внедрения моделей наземных сетей, которые могут помочь в оптимизации системы сбора и транспорта нефти и совершенствования процессов её проектирования.

При этом если говорить о цифровизации Компании в целом, то мы не должны останавливаться на каких-то отдельных процессах, таких как ГГДМ или модель наземной сети. Создание моделей на всех этапах производства позволяет оценить вероятность успешности предлагаемых решений без серьезных затрат, что особенно актуально в сложившейся экономической обстановке.

Что получит Компания от цифровой трансформации и внедрения цифровых двойников?

- Принципиально новую бизнес-модель управления разработкой месторождений и операционной деятельности.
- Выстраивание бизнес-планирования добычи на основе оптимальных сценариев разработки нефтяных объектов с учетом системы инвестиционных и технологических ограничений и рисков.
- Превращение Центра моделирования в Центр компетенций.
- Получение синергетического эффекта от цифровизации и интеграции всех звеньев и участников операционной деятельности.

Тиражирование отработанного подхода на все активы обеспечит увеличение роста стоимости Компании для акционеров и повышение эффективности операционной деятельности в среднем на 5–15% и минимизации инвестиций до 15%.

Сильными сторонами предлагаемого цифрового подхода к планированию добычи нефти с учетом экономических решений являются:

- возможность планирования разработки активов и инвестиций на ближнюю и дальнюю перспективы;
- снижение субъективного фактора при планировании разработки;
- раскрытие существующего потенциала активов при выборе оптимального сценария разработки (адресное планирование проектов по ГТМ);
- интеграция экономической оценки с геолого-гидродинамическим моделированием для принятия оперативных решений при сопровождении разработки активов как в части базовых показателей разработки, так и в части экономической привлекательности и последующей оптимизацией ранее принятых решений;
- оценка необходимости доисследования активов: принятие решения как об экономической целесообразности проведения исследований (стоимости мероприятий), так и стоимость отказа от их проведения (стоимость ошибки ввиду большого диапазона неопределенностей);
- учет ограничений, рисков и неопределенностей.

Литература

1. Budilin, M., Nurullina, A., Aldana, W., Bernuzzi, N., Murzyzhnikov, A., Eydinov, D. (2016, October 24). Integrated Uncertainty Quantification for Development Planning of a Large Field. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/182008-MS.
2. Williams, G. J. J., Mansfield, M., MacDonald, D. G., & Bush, M. D. (2004, January 1). Top-Down Reservoir Modelling. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/89974-MS.
3. Hanea, R., Evensen, G., Hustoft, L., Ek, T., Chitu, A., & Wilschut, F. (2015, February 23). Reservoir Management Under Geological Uncertainty Using Fast Model Update. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/173305-MS.
4. Sazonov, E., Nugaeva, A., Murzyzhnikov, A., & Eydinov, D. (2015, October 26). Risks and Uncertainties Evaluation of Reservoir Models as a Way to Optimal Decisions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/176623-MS.

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ И ВОВЛЕЧЕНИЯ ТРИЗ В РАЗРАБОТКУ НА ПРИМЕРЕ

ПАО «ТАТНЕФТЬ»

В.Г. Базаревская¹, Н.У. Маганов², Р.С. Хисамов², Д.В. Аношин¹, О.Г. Гибадуллина¹

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, bazarevskaya@tatnpi.ru,

²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

Последнее десятилетие в нефтяной отрасли отмечается как нестабильное. В числе факторов, характеризующих данную нестабильность является снижение цен на нефть в 2014 г., увеличение затрат на поиски трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). Основные ожидания крупных игроков на нефтяном рынке были связаны с запасами уникальных месторождений, которые по сей день разрабатываются на последних стадиях разработки. Однако новое десятилетие грезит передовыми вызовами в нефтяной отрасли, а именно развитием технологий в области добычи ТРИЗ. Запасы нефти в РТ не закончатся в ближайшие 20–30 лет. Более того, они могут быть безграничными при повышении эффективности технологий добычи. Именно такой концепции придерживается руководство компании ПАО «Татнефть», ежегодно наращивая годовую добычу нефти.

Объектами ПАО «Татнефть» в области ТРИЗ являются доманиковые отложения (от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта), шешминские и казанские отложения (залежи СВН).

Изучение объектов ТРИЗ требует нестандартного подхода в силу геологических особенностей пластов-коллекторов. Вследствие особенностей формирования залежей СВН, наблюдается значительная неоднородность в распределении свойств нефти по площади и по разрезу, которые изменяются по причине взаимовлияния скважин, воздействия на залежь паром и т.д.

На сегодняшний день в ПАО «Татнефть» успешно разрабатываются залежи СВН шешминского горизонта с эффективной нефтенасыщенной толщиной более 15 м методом SAGD. Однако и на данных месторождениях встречаются объекты с нефтенасыщенными толщинами менее 10 м. В соответствии с этим на выборочных скважинах Ашальчинского месторождения тестируются испытания нового растворителя. В каждую из скважин в периодическом режиме с паром в пласт закачивался растворитель, по результатам испытания в единичных скважинах добыча нефти увеличилась до 20 м³/сут.

Залежи СВН с казанскими отложениями не введены в разработку. Высокая неоднородность пластов и малые толщины нефтенасыщенных пропластков от 1 до 5 м не позволяют разрабатывать залежи СВН технологией SAGD. Это один из значимых вызовов для компании на ближайшее десятилетие.

Наиболее весомым объектом ТРИЗ с позиций запасов и ресурсов являются доманиковые отложения РТ. По состоянию на 01.01.2020 на государственном балансе ПАО «Татнефть» по «доманику» числятся девять месторождений с начальными геологическими/извлекаемыми запасами 354,7 млн т / 46,5 млн т. Накопленная добыча за период с 2014 по 2019 гг. составляет 336 тыс. т (рис. 1). Средняя текущая выработанность составляет 2%. В эксплуатационном фонде на «доманик» находятся 83 скважины (в т.ч. в действующем – 77 скважин). Средний дебит нефти составляет 3,2 т/сут. Потенциал доманиковых отложений с учетом аккумуляции оценивается от 5 до 16 млрд т.

Однако существуют сложности при работе с данными объектами:

- трудности выделения пластов-коллекторов по данным ГИС;
- практически полное отсутствие проницаемости пластов;
- трудности в подсчете и постановке запасов на государственный баланс.



Рис. 1. Годовая и накопленная добыча по «доманику» с 2014 по 2019 г.

Для решения данных вызовов ПАО «Татнефть» усиливает развитие новых технологий и привлекает сторонние организации к сотрудничеству. За последние 7 лет для изучения доманиковых отложений компанией ПАО «Татнефть» привлекались ведущие вузы страны и крупные научно-исследовательские центры, среди которых:

МГУ, ВНИГНИ, К(П)ФУ, ИОФХ им. А.Е. Арбузова, ГБОУ ВО АГНИ, институт «ТатНИПИнефть», ТГРУ, ФИЦ «КазНЦ РАН и др. За 2019 год выполнен колоссальный объем научно-исследовательских работ в области ТРИЗ (НИОКР, ГТУ, НИР) по 20 темам. Первостепенно работы были направлены на оценку содержания органического вещества, возможности его извлечения, а также на изучение литолого-минералогических особенностей перспективных отложений. Отложения доманиковых отложений представлены карбонатно-кремнистыми породами, которые с высокой интенсивностью обогащены органическим веществом. Пористость отложений изменяется от первых долей единиц до 3%, проницаемость составляет менее 0,1 мДарси.

Ежегодно ведутся опытно-промышленные работы (ОПР) в соответствии с утвержденной инвестиционной программой по доразведке залежей нефти в доманиковых отложениях ПАО «Татнефть». В ходе работ отрабатываются методики воздействия на пласты с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), внедряются новые химически-активные составы для повышения нефтеотдачи пласта, а также технологии горизонтального бурения, включая бурение зарезок боковых стволов (ЗБС) с отбором керна. Работы проводятся по нескольким направлениям:

- выявление нефтеперспективных объектов в скважинах пробуренного фонда с применением расширенного комплекса ГИС (ИГН, С/О каротаж, СГК);
- использование обработок призабойной зоны (ОПЗ и БОПЗ) в «старом» фонде скважин в пределах разрабатываемых месторождений;
- бурение новых скважин (в т.ч. скважины с горизонтальным окончанием и ЗБС) с применением гидроразрыва или кислотного гидроразрыва пласта (ГРП и КГРП) (ис. 2).

За последние пять лет выполнены ОПР по вызову притока в пропущенных низкопористых слабопроницаемых породах на 56 скважинах старого фонда. Геологическая успешность мероприятий, проводимых в рамках программы ОПР составила 48% (рис. 3). Рациональное планирование мероприятий и эффективность выполнения ОПР способствует расширению доказательной базы для предстоящих работ по подсчету запасов УВ в доманиковых отложениях в 2020–2022 гг.

В 2016 г. компанией ПАО «Татнефть» получена лицензия на право пользования недрами участка, выбранного из состава нераспределенного фонда недр РТ, с целью их геологического изучения и принято решение о создании полигона («Участка недр»), ориентированного на отработку инновационных технологий освоения залежей СВН («участок недр Битум») и доманиковых отложений («участок недр Доманик»). Однако

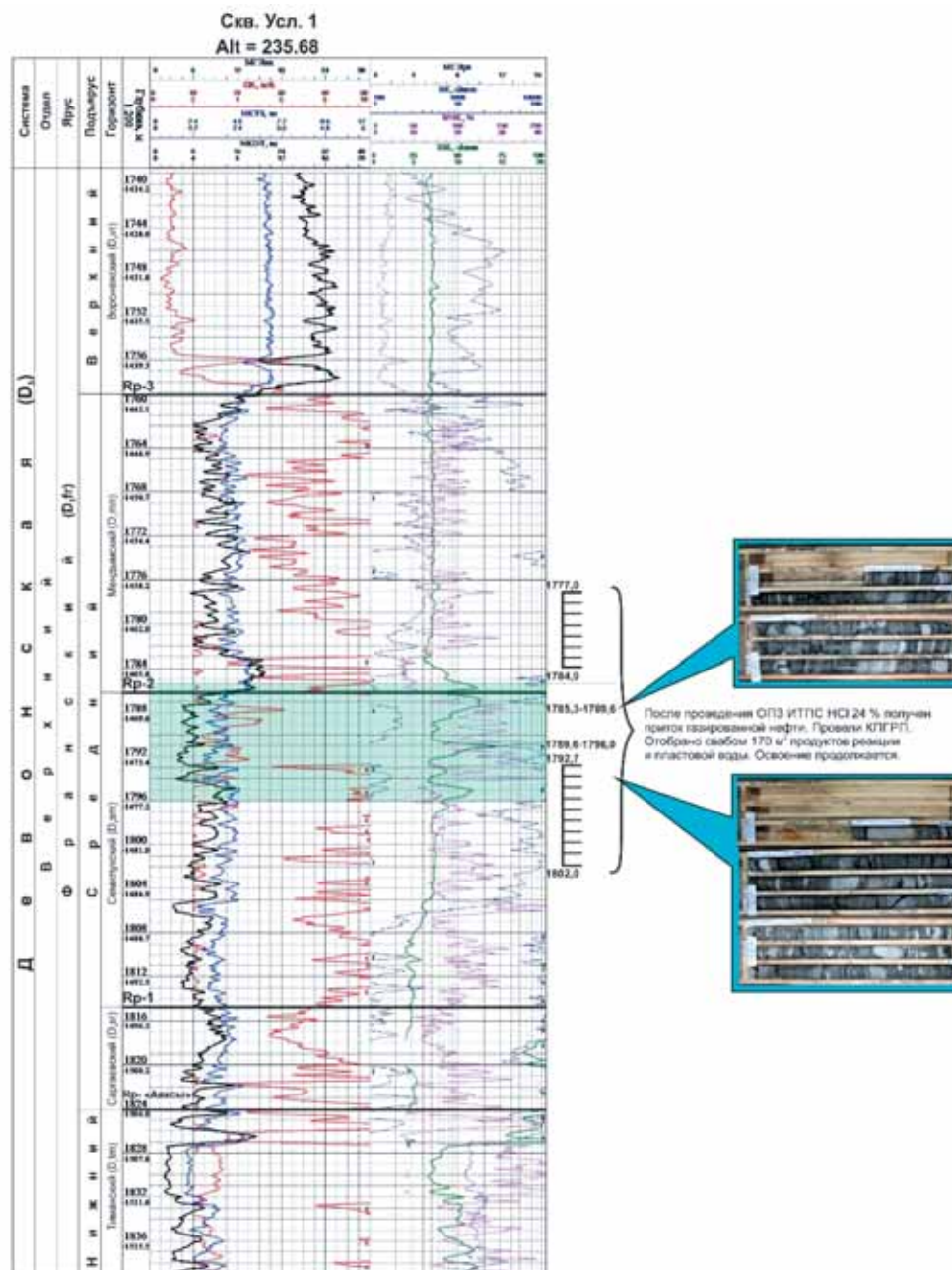


Рис. 2. Успешное проведение ОПР в скважине Усл. 1.

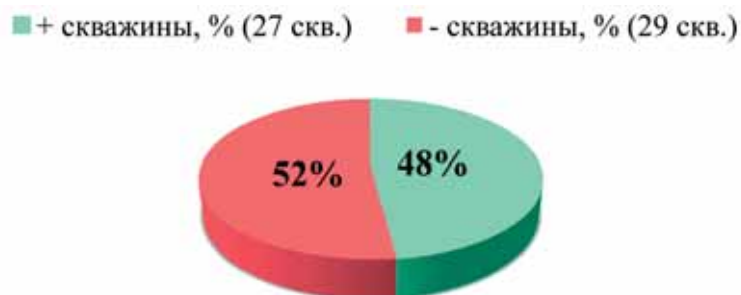


Рис. 3. Результаты выполнения программы ОПР.

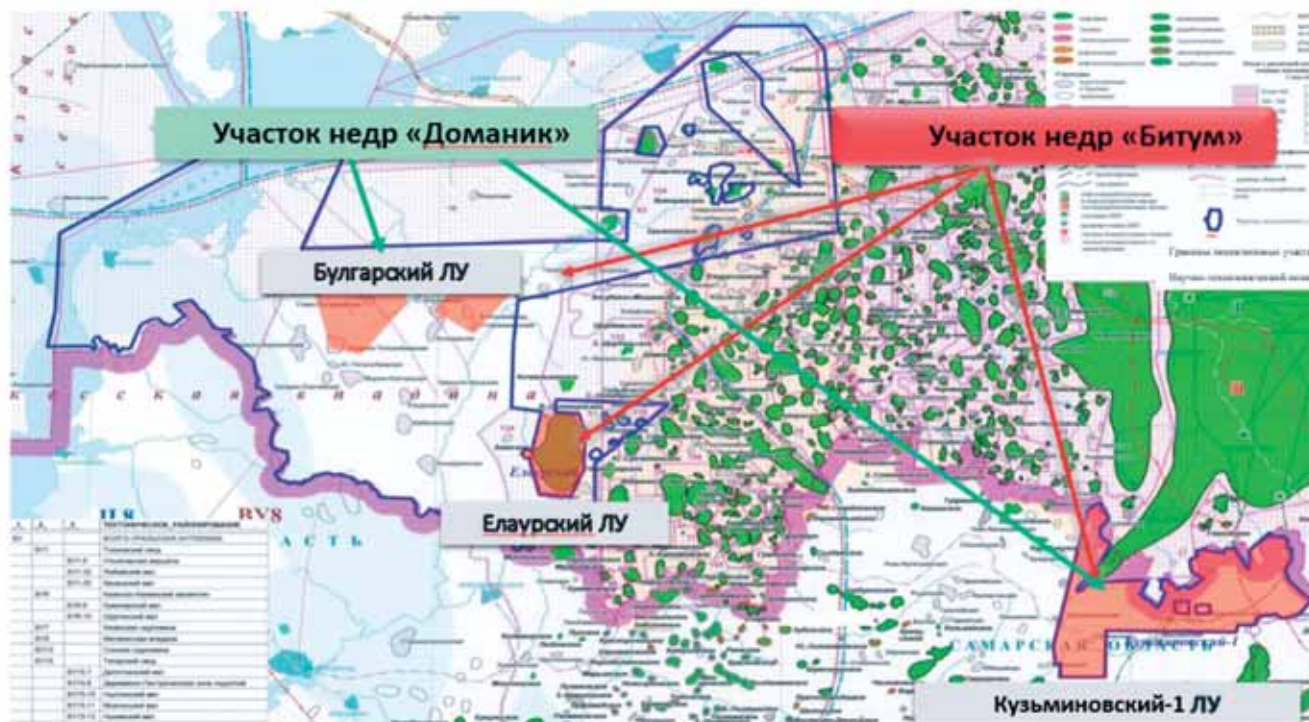


Рис. 4. Обзорная карта района работ (участки недр «Битум» и «Доманик»).

законодательно статус научных полигонов не был закреплен до 2019 года. В конце 2019 г. принят федеральный закон № 396-ФЗ, позволяющий регулировать отношения в области геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых (законопроект об «участке недр ТриЗ»).

В рамках работ на «участках недр Доманик и Битум» (на Кузьминовском-1, Елаурском и Булгарском участках недр) разработана программа геологического изучения территории, выполнены проекты поисков.

По результатам работ за 2019 г. (Кузьминовский-1) были пробурены 5 поисково-оценочных скважин на пермские отложения СВН, суммарной проходкой 751 м. В ходе бурения скважин отобран изолированный керн, который в настоящий момент находится на исследовании в лаборатории института «ТатНИПИнефть». По материалам ГИС толщина продуктивных отложений СВН изменяется от 4 до 12 м. По результатам испытания паровым генератором продукции УВ из скважин не получено. Завершено бурение поисковой скважины Усл. 2 с забоем 1955 м, в которой запланированы исследования доманиковых отложений и ОПР.

На Елаурском участке («участок недр Битум») проведен комплекс исследований керна по выделению СВН и определению ее вязкости, полученного при бурении скважины Усл. 3 (пробурена в 2017 году). В рамках выполнения завершающего этапа НИОКР «Разработка технологии извлечения нефти на основе лабораторного исследования керна, воды, нефти из карбонатных битуминозных коллекторов на Елаурском участке» принято решение провести опытно-промышленные исследования (по закачке пара и растворителя) на данной скважине.

Обобщая вышеизложенное, стоит отметить, что компания ПАО «Татнефть» вносит огромный вклад в развитие технологий, изучение и разработку ТриЗ. ПАО «Татнефть» нацелена на наращивание углеводородной базы путем внедрения инновационных решений, инвестированием в новые проекты, привлечением стратегических партнеров. Работы по данному направлению планомерно продолжаются.

ОПЫТ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО ОСВОЕНИЮ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Х. Муслимов

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ
г. Казань. Академик АН РТ, РАЕН и АГН. Казанский (Приволжский) федеральный университет,
420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18 (здание КГУ), тел.: (843) 233-73-84, davkaeva@mail.ru

Аннотация. Большой (45-летний опыт) освоения мелких месторождений РТ позволил сформировать стратегию рационального освоения малоэффективных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). При этом были отработаны и рекомендованы новые эффективные технологии разработки и увеличения нефтеотдачи (МУН). Одновременно определены направления дальнейших исследований по решению проблем оптимизации текущих уровней добычи нефти и максимизации конечного коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Все это обеспечит длительную стабилизацию добычи нефти.

Поскольку РТ первая начала широкомасштабное освоение мелких месторождений с ТЗН, этот опыт может оказаться весьма ценным в формировании новой парадигмы развития ТЭК России.

Ключевые слова: ННК (независимые нефтяные компании), МНК (малые нефтяные компании), трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), методы увеличения нефтеотдачи, плотность сетки скважин (ПСС).

В новой парадигме развития нефтяной отрасли А.Э. Конторовича первоочередное внимание уделяется перспективам освоения мелких месторождений. В этом отношении РТ может явиться примером рационального использования мелких месторождений. Здесь к освоению таких месторождений «Татнефть» приступила уже в 1973 г., а с 1997 г. по указу Президента РТ М.Ш. Шаймиева для их освоения были созданы независимые (ННК) или так называемые малые нефтяные компании (МНК).

МНК в основном на конкурсной основе было передано 67 нефтяных месторождений с начальными извлекаемыми запасами (НИЗ) – около 200 млн т. Причем в основном это были маргинальные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН), содержащими высокосернистые нефти, большинство из которых были открыты еще 25–40 лет назад (рис. 1).

Успешному развитию МНК в РТ способствовали два фактора. Всемерная поддержка МНК руководством республики, которая не ограничилась решением вопросов создания ННК, а на первые 5,5 лет предоставила им льготы на добычу нефти из новых месторождений, добычу нефти за счет внедрения новых методов повышения нефтеотдачи, а также выделяя средства на проведение геологоразведочных работ. Это помогло им стать на ноги и развиваться.

Второй фактор – поддержка и помощь «Татнефти», которая обеспечила доступ ННК к ее инфраструктуре, оказывала помощь в транспорте, первичной подготовке и реализации нефти. А в период кризиса 2009 года первы-

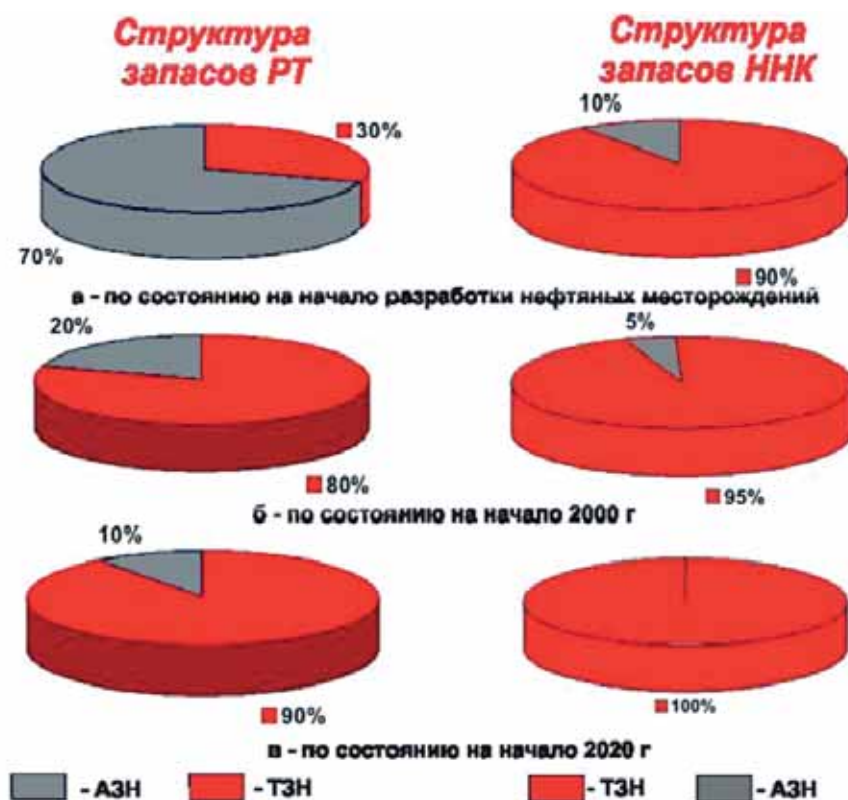


Рис. 1. Структура запасов.

ми на помощь МНК пришли премьер-министр и генеральный директор ОАО «Татнефть». Татнефть тогда выделила кредиты или стала поручителем МНК, снизила расценки на услуги по первичной переработке нефти, бурению и ремонту скважин, помогла в реализации нефти. В настоящее время обеспечивается полный доступ к инфраструктуре, полному сервису со стороны ОАО «Татнефть» на условиях таких же, как для своих подразделений.

Создание новых нефтяных компаний в корне изменило ситуацию с добычей нефти в республике: появились новые инновационные технологии, конкуренция, расширился ассортимент новых методов увеличения нефтеизвлечения и методов стимуляции скважин.

Компания «Шешмаойл» провела большие работы по бурению дополнительных скважин и оптимизации плотности сетки (ПСС) скважин на эксплуатируемых месторождениях. В результате анализа эффективности оптимизации ПСС и проведенных исследований научно обосновала оптимальные ПСС (с расстояниями 150–200 м между скважинами) для данных геологических условий (залежи высоковязких нефтей (ВВН)) в неоднородных карбонатных коллекторах. Это резко расширяет перспективы дальнейшего развития НК на длительную перспективу. По группе компаний «Шешмаойл» в 2016 году проведены проппантные гидроразрывы пластов более чем на 80 скважинах. Средний прирост дебита нефти по ним составил 3 тонны в сутки. За все время в компаниях проведено более 300 гидроразрывов пласта. Накопленная дополнительная добыча нефти за счет гидроразрыва составила более 280 тыс. тонн.

Технология проппантных гидроразрывов карбонатных пластов признана и рекомендована для широкого применения на нефтяных месторождениях с ТЗН.

В компаниях «Татнефтеотдача» и «Татнефтепром-Зюзеевнефть» в 2016 году проведены работы по бурению боковых горизонтальных ответвлений на 3-х скважинах, со средним дебитом нефти 11,8 т в сутки.

МНК широко внедряют современное оборудование для совместно-раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ). Для этого здесь большие перспективы, так как большинство месторождений многоэтажные (в основном 3–4-этажные), а количество разделяемых пластов с учетом многопластовости каждого этажа нефтеносности будет существенно больше. Внедряя ОРЭ для раздельной эксплуатации двух пластов мы вдвое снижаем количество объектов, разбуриваемых самостоятельной сеткой скважин. При этом, разбуривая самостоятельной сеткой скважин отложения среднего карбона, с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку два объекта разработки – верейские и башкирские отложения. В отложениях нижнего карбона с помощью ОРЭ мы вовлекаем в разработку также как минимум два объекта: тульско-бобриковские и кизеловско-черепетские. В дальнейшем на отдельных участках ряда месторождений, где мы имеем большое количество пластов потребуются бурение дополнительных скважин, в которых также потребуются применение ОРЭ. Современное оборудование достаточно надежное и оно обеспечивает разработку каждого разделяемого объекта на своих режимах (Рпл, Рзаб, депрессия на пласт).

Все это позволило ННК успешно развиваться и, по существу, с чистого листа выйти на максимальную добычу около 7,26 млн т нефти в 2017 г. (рис. 2). При этом ННК обеспечивали расширенное воспроизводство запасов (160%) в основном за счет переоценки запасов, увеличения КИН и частично геологоразведочных работ (ГРП) (табл. 1). Добыча нефти за счет третичных МУН и ОПЗ неуклонно росла и в 2019 г. составила 1295 тыс. т (18,1% от всей добычи нефти) (табл. 2).

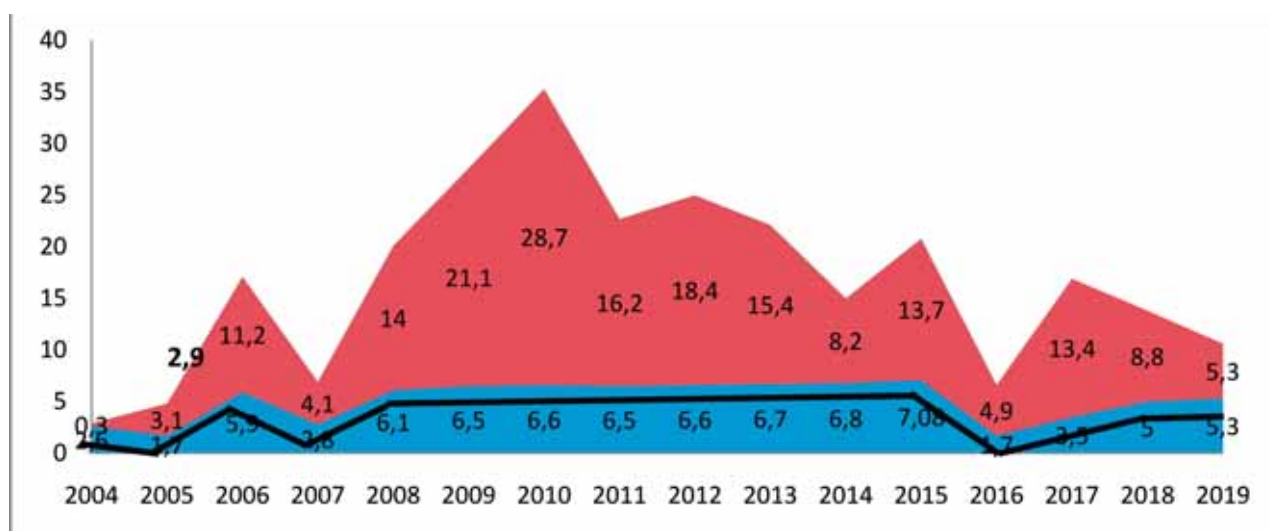


Рис. 2. Воспроизводство запасов нефти по ННК.

Таблица 1

Показатели по приросту запасов нефти по малым нефтедобывающим компаниям за 2002–2019 гг.

№№	Годы	Добыча нефти млн тонн	Прирост запасов, млн т			Воспроизводство МСБ %
			всего	за счет ГРП	ув. КИН и переоценка	
1	2002	4,1	0,3	0,3	0	7,9
2	2003	4,5	2,4	2,4	0	53
3	2004	4,8	2,8	2,5	0,3	58,3
4	2005	5,5	3,1	1,7	1,4	56,4
5	2006	5,9	11,2	4,3	6,9	189,8
6	2007	6,1	4,1	2,8	1,3	67,2
7	2008	6,5	14	3,5	10,5	215,4
8	2009	6,6	21,1	6,8	14,3	319,7
9	2010	6,5	28,7	7,8	20,9	441,5
10	2011	6,6	16,2	11,9	4,3	245,5
11	2012	6,7	18,4	16	2,4	274,6
12	2013	6,8	15,4	12,7	2,7	226,5
13	2014	6,9	8,2	7,8	0,4	118,8
14	2015	7,1	13,7	13,7	-2,6	193,0
15	2016	7,15	4,7	2,9	1,8	65,7
16	2017	7,26	13,4	12,9	0,5	184,6
17	2018	7,14	8,8	1,5	7,3	123,2
18	2019	7,2	5,3	0,6	4,8	74,6
19	за 2002–2019 г.	113,3	191,8	112,1	77,2	169,3

Таблица 2

Динамика добычи нефти за счет методов увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации (ОПЗ)

Годы	Добыча нефти по МНК, тонн	Добыча нефти за счет МУН, тонн	% добычи за счет МУН	Третичные, тонн	%от доп. добычи	Гидродинамика+ управление разработкой	% от доп. добычи	Интенсификация ОПЗ, тонн	% от доп. добычи
2002	4060000	393820	9,7	259922	66,0	39775	10,1	94123	23,9
2003	4466000	514450	11,52	313814	61,0	95174	18,5	105462	20,5
2004	4822000	624000	12,9	361920	58,0	99840	16	162240	26
2005	5374000	684930	12,7	396510	57,9	148072	21,6	140348	20,5
2006	5891000	778310	13,2	531964	68,3	137751	17,7	108595	14,0
2007	6143000	853502	13,9	522762	61,2	134551	15,8	204189	23,9
2008	6477000	904000	14,0	489698	54,2	155892	17,2	207410	22,9
2009	6621000	939848	14,2	548921	58,4	199507	21,2	191420	20,4
2010	6537000	950201	14,5	552137	58,1	100201	10,5	297863	31,3
2011	6613000	1000000	15,1	611200	61,1	174981	17,5	279136	27,9
2012	6702000	1059000	15,8	650784	61,5	182384	17,2	225742	21,3
2013	6760000	1089000	14,9	639333	58,7	217795	20,0	231927	21,3
2014	6863000	1202845	17,5	704658	58,6	242029	20,1	256168	21,3
2015	7086000	1390268	19,7	781766	56,2	261421	18,8	347081	25,0
2016	7175000	1463000	20,4	900868	61,6	294900	20,2	367474	25,1
2017	7258000	1598000	22	853801	53,4	310060	19,4	434482	27,2
2018	7140000	1641323	23,0	841622	51,3	307792	18,8	491909	30,0
2019	7150000	1605000	22,4	919826	57,3	309890	19,3	375258	23,4
ИТОГО	113138000	18691497	16,5	10881506	58,2	3412015	18,3	4520827	24,2

Возникла необходимость создать базовые принципы рациональной разработки этих месторождений с применением методов искусственного воздействия на пласт. Для этого были составлены программы отработки систем рациональной разработки для различных типов залежей: в слабопроницаемых терригенных коллекторах мало-

вязких и высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах ОПР проводились на 41 участках 16 залежей при их разбуривании сеткой скважин различной плотности (от 1 до 16 га/скв) [1, 2].

Все это позволило отработать базовые принципы оптимизации размеров эксплуатационных объектов и плотности сеток скважин (ПСС), систем воздействия на пласт с гидродинамическими МУН. Эти работы в 2005–2012 гг. были уточнены специалистами. В основном ранее выявленная закономерность осталась верной [1]. Но выяснилось, что для особо сложных условий (карбонатные породы, насыщенная ВВ) требуется для каждого объекта гидродинамическими методами определять оптимальные расстояния между скважинами (для наших условий это 150–200 м).

Размеры эксплуатационных объектов, разбуриваемых единой сеткой скважин, сократили вдвое за счет применения современного оборудования для совместно раздельной эксплуатации.

Одновременно была показана возможность разработки залежей с ВВН (вязкостью до 500 сПз) с применением методов заводнения в начальной стадии разработки. Но КИН при этом не может превысить 0,25–0,35. На поздней стадии все равно придется применять МУН (в основном тепловые), хотя при этом Кв будет несколько ниже, чем при первичной закачке пара.

В результате были построены зависимости нефтеотдачи от ПСС, оптимальные и граничные условия применения заводнения. Обобщение опыта разработки малопродуктивных месторождений позволило определить оптимальные размеры выделяемых объектов в многопластовых месторождениях. Первые результаты разработки таких сложных месторождений показали достаточно высокую эффективность заводнения в пластах с ВВН (вязкость нефти до 250–500 сПз и даже более) для обеспечения текущих уровней добычи нефти. Однако конечная нефтеотдача при этом прогнозировалась низкой. Стало ясно, что без применения тепловых МУН эту проблему не решить. Таким образом была обоснована стратегия первоначального применения заводнения с последующим переходом на термические методы. Последние требуют применения более плотных сеток скважин (в наших условиях 2,5–4 га/скв) в зависимости от типов и характеристик коллекторов (рис. 3).

МНК проводят большие научно-исследовательские работы по поискам технологий разработки залежей ВВН в терригенных коллекторах тепловыми МУН (Беркет-Ключевское месторождение в компании «Охтин-Ойл»), залежей нефти в карбонатных коллекторах (Аканское месторождение в компании Кара-Алтын, Алексеевское в НК «Алойл») и др. Эти работы ведутся на перспективу [2].

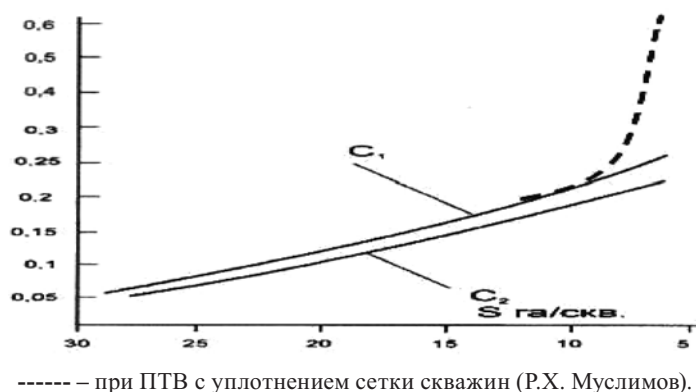


Рис. 3. Зависимость КИН от ПСС для залежей нефти в карбонатных коллекторах нижнего и среднего (C2) карбона при заводнении (Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов).

В результате выработалась наиболее эффективная (оптимальная) стратегия освоения малоэффективных месторождений, которая заключается в следующем [3].

1. Поэтапное освоение МЭМ. На первом разбуривание редкими сетками скважин с плотностью 12–16 га/скв. Здесь уточняется геологическое строение, оптимизируется выделение эксплуатационных объектов и выбираются системы воздействия на пласт. При возможности внедрения заводнения происходит его реализация с применением МУН (в основном физико-химических) и ОПЗ скважин. При этом уточняется геологическое строение залежи с принципиально новыми подходами, учитываются фундаментальные законы геологии, включающие в подсчетный объект так называемые некондиционные слои и прослои (рис. 4).

На следующем этапе проводится уплотнение (как правило, вдвое) сетки скважин для развития различных МУН и легких методов теплового и комплексного воздействия (ЛГРП, ВПТХО, ППХ, ТГХВ, ПДГА и др.). Разукрупняются объекты за счет внедрения оборудования для совместно-раздельной эксплуатации. Одновременно уточняется система заводнения, внедряются гидродинамические МУН. Оптимизируются пластовые и забойные давления.

3. Далее производится дальнейшее уплотнение сетки скважин до значений, необходимых для эффективной реализации классических термических МУН (ПТВ, ВГ) – 2,5–4 га/скв.

В результате мы имеем три стадии разбуривания месторождений с постепенным уплотнением сетки скважин и оптимизации выделяемых объектов разработки. Внедрение МУН также будет стадийным: вначале – лег-

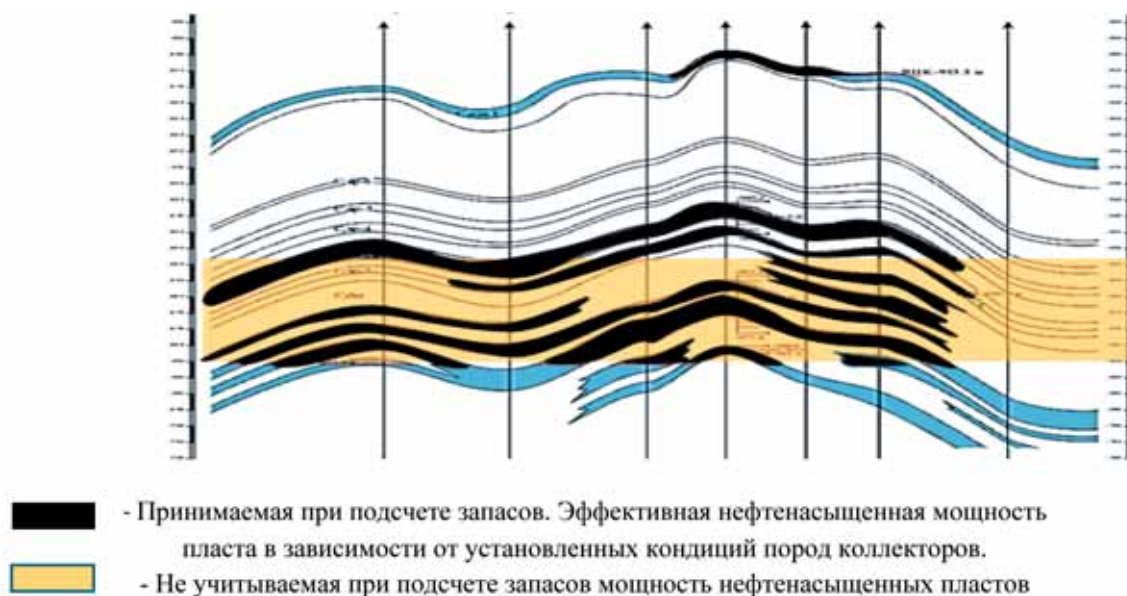


Рис. 4. Березовское месторождение. Схематический геологический профиль продуктивных отложений среднего карбона.

кие – химические, физические, термохимические, а затем классические, более капиталоемкие тепловые (закачка пара, ВГ, горячей воды, комплексные) и газовые (ВГВ, закачка дымовых газов). При этом КИН будет существенно выше.

Лабораторные эксперименты по нефтewытеснению на самой сложной башкирской залежи Аканского месторождения показали увеличение K_v с 0,4 (вытеснение обычной водой) до 0,5 при закачке горячей воды и 0,81 при закачке пара. Это дает основание полагать, что при внедрении тепловых МУН возможно кратное увеличение КИН против фактически возможных при разработке с применением заводнения.

Результаты работ МНК за немногим более 20 лет весьма впечатляющие: обеспечено увеличение балансовых запасов на 25%, извлекаемых – более чем на 70%. В дальней перспективе при утроении пробуренного фонда скважин за счет перехода на подсчет геологических и переоценки запасов нефти, оптимизации ПСС и внедрении современных более мощных и наукоемких МУН прогнозируется двукратное (против современного уровня) увеличение извлекаемых запасов.

Накопленный опыт и произведенные исследования позволяют достаточно надежно прогнозировать развитие ННК в РТ на длительную перспективу.

Вышеизложенный подход к дальнейшей разработке месторождений МНК РТ показывает большие возможности бурения новых скважин и внедрение МУН. Разработка месторождений в первой половине текущего столетия предполагается при обеспечении полного воспроизводства запасов. Так как у этих компаний ограничена территория работ, то воспроизводство запасов в дальнейшем будет осуществляться за счет уточнения параметров пластов и нового подхода к построению геологических моделей залежей, увеличению КИН и немного за счет до-разведки эксплуатируемых месторождений. При этом обеспечиваются длительная стабильная добыча нефти при росте КИН до 0,437 (табл. 3).

Таблица 3

Прогноз динамики запасов и объемов бурения по МНК на длительную перспективу

Период	Динамика пробуренного фонда скважин	НИЗ млн т	КИН
2020 г.	7131	423,5	0,258
2030 г.	+3750*	+100	0,306
2045 г.	+3750*	+100	0,39
Вторая половина столетия	+7500*	+125	0,437

Примечание: * объемы бурения могут быть значимо уменьшены за счет более широкого применения БС, РГС, МЗС. В расчетах предполагалось бурение ВС.

По МНК объемы добычи нефти детально расписаны до 2030 года – удержание 7 млн тонн в год. Но для более длительного ее удержания добычи на уровне нужны капиталоемкие, классические методы – паронагнетание, внутрипластовое горение, закачка горячей воды. А в РФ своего оборудования нет, технологий пока тоже нет. Все

это нужно покупать за рубежом за валюту, а это дорого. Но зато при их внедрении будет получен большой эффект в достижении высокой нефтеотдачи. Будут увеличиваться извлекаемые запасы. Если эту стратегию принять, я думаю, до середины века они смогут держать высокую добычу. А там получат развитие новые технологии разведки, разработки и добычи нефти. Сегодня возможности увеличения добычи нефти из плотных (в т.ч. сланцевых) пород показали США, МНК должны развиваться в этом направлении. Это новые возможности за счет ресурсов нетрадиционных нефтей, которые пока не числятся на официальном балансе. Все это открывает новые возможности использования новых методов прироста запасов и наращивания добычи нефти. В настоящее время мы ведем работы по реализации составленной по поручению Президента РТ Р.Н. Минниханова под руководством АН РТ «Программы развития приоритетных научных исследований в области геологии и разработки месторождений ННК РТ на 2015–2025 гг.». В программе будут участвовать научные организации РТ, институтов Москвы, Уфы и других городов страны. Предлагаемые ими технологии предполагается отрабатывать на научном полигоне по испытанию инновационных технологий в разработке и добыче нефти на восточном борту Мелекесской впадины в РТ. Это главное направление работ ННК для длительной стабилизации добычи и воспроизводства запасов нефти.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 2003. 596 с.
2. *Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г.* Совершенствование технологии разработки малоэффективных нефтяных месторождений Татарии. Казань: Таткнигоиздат. 1989.
3. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. 798 с.

ИМПУЛЬСНО-ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕЩИНОРАСЧЛЕНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН

А.А. Корженевский¹, А.Г. Корженевский²

¹ООО «Волго-Уральский Центр научно-технических услуг «Нейтрон», г. Бугульма, info@neutron.center

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма

В нефтяной сфере наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов, что проявляется в увеличении категории трудноизвлекаемых, с осложненными горно-геологическими условиями. Создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на нефтяной пласт с целью получения более высоких технико-экономических показателей разработки месторождений в этих условиях является одной из актуальных задач.

Одними из экономичных и простых методов интенсификации притока нефти и газа являются импульсно-волновые способы, основанные на использовании энергии горения высокоэнергетических твердотопливных газогенерирующих изделий (зарядов). В настоящее время с использованием этих изделий применяются технологии газогидродинамического разрыва (ГДРП, ГДРП-К), а также ряд комплексных технологий термогазогидродепрессионно-волнового разрыва продуктивного пласта (ТГДВ), в том числе с применением гидрореагирующих щелочных изделий (ТГДВ-ХИМ), обеспечивающих раскрытие трещин при их самозакреплении элементами необратимо деформируемых горных пород. Отличительные черты этих технологий – высокая концентрация энергии, широкая возможность формирования амплитудно-временных параметров создаваемого импульса давления для разрыва пласта, отсутствие ударной волны, большой радиус воздействия. Упругая волна сжатия, создаваемая пороховыми газогенераторами, характеризуется низкочастотным спектром колебаний, которые проходят в породе большие расстояния, особенно – по жидкости в условиях открытой пористости, при этом разрушая барьеры в системе фильтрационных каналов. Под их воздействием, в условиях предельно напряженного состояния пород, происходит переход одного напряженно-деформируемого состояния массива к другому. Эффект этого воздействия может наблюдаться в скважинах, отстоящих от обрабатываемой скважины на сотни метров [1, с. 25–26].

Важнейшим фактором, предшествующим проведению любой импульсно-волновой технологии, является оценка качества вторичного вскрытия продуктивного горизонта. Известно, что при суммарной площади перфорационных отверстий более 25% поверхности эксплуатационной колонны импульс давления через интервал перфорации проходит беспрепятственно. Уменьшение суммарной площади ниже указанного значения заметно трансформирует импульс давления по абсолютной величине и характеру воздействия. Гидродинамическое совершенство вскрытия пласта зависит не только от плотности перфорации, но и от глубины перфорационных каналов, расположения их по колонне, типа коллектора и от других факторов [2, с. 174]. Анализ результатов геофизических исследований и архива вторичного вскрытия является основанием для принятия решения о проведении дополнительной перфорации продуктивного интервала.

Импульсно-волновые технологии с использованием газогенерирующих составов занимают промежуточное положение между гидроразрывом и взрывом. Горение этих составов в замкнутом объеме, полностью или частично заполненном жидкостью, характеризуется быстрым нарастанием давления и температуры, увеличением скорости

горения и способностью сжатых газов производить работу. При этом основная действующая сила – механическая, проявляющаяся в образовании остаточных трещин, которые не требуется закреплять пропаном. Скорость нарастания давления, время горения и максимальное давление при этом могут регулироваться [1, с. 22–23].

Технология *газогидродинамического разрыва продуктивного пласта (ГДРП)* [3] основана на высокоскоростном увеличении давления и температуры в зоне перфорированного интервала с достижением давления в 2–5 раз выше гидростатического ($1,5\text{--}1,8 P_{\text{гст}}$) с длительностью действия до 1–2 сек для создания трещинорасчленения продуктивного коллектора в радиусе от 5–7 до 25–30 метров и более [4] за счет циклического режима работы газогенератора, обеспечивающего после каждого цикла 20–30-процентное увеличение протяженности трещин с последующим формированием депрессионно-репрессионного волнового процесса на инфразвуковой частоте в амплитудной диапозоне $\pm 0,6\text{--}0,4 P_{\text{гст}}$ для очистки фильтрационных каналов и вовлечения в разработку застойных нефтенасыщенных зон, используя депрессионно-кавитационный эффект [5] (рис. 1).

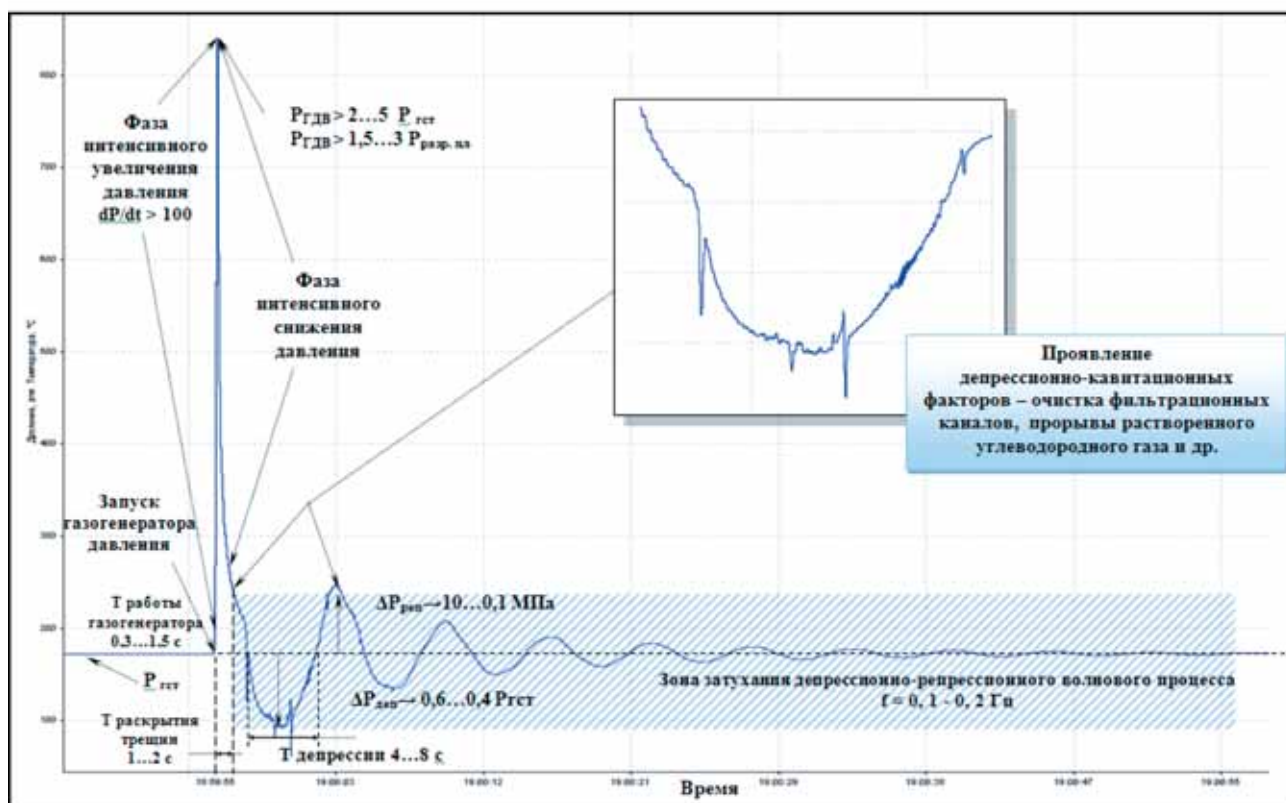


Рис. 1. Динамика газогидродинамического воздействия на продуктивный пласт.

Отличительной чертой импульсно-волновых технологий ВУ ЦНТУ «Нейтрон» является время затухания волнового процесса в скважине, принятое в качестве основного критерия оценки завершенности газогидродинамического разрыва продуктивного пласта. Применяемый ранее амплитудный показатель (по давлению), как показал опыт, менее информативен и может быть использован только как вспомогательный показатель. Подтверждением этого являются результаты освоения скважин при вводе их в эксплуатацию.

Развитие технологии ГДРП привело к созданию новых ее модификаций. Для скважин сложной конструкции (с дополнительной колонной малого диаметра, со стеклопластиковым хвостовиком, открытым забоем и т.д.), для боковых, наклонно-направленных скважин разработана и применяется корпусная конструкция газогенераторов давления (шифр ГДРП-К) [6], принципиальным отличием которой от бескорпусной является то, что газогенерирующие элементы размещаются в высокопрочном корпусе, при этом обеспечивается возможность комплексирования газогенерирующих изделий разных составов, формируя оптимальный для геолого-технических условий импульс давления при сохранении герметичности цементной крепи эксплуатационной колонны. При этом обеспечивается полное извлечение несгоревших остатков зарядов, достигается требуемая эффективность и противоаварийная устойчивость – при работе на специализированном геофизическом кабеле [7] аварийные осложнения снижены с 19% (2009 г.) до 0,2%.

В ПАО «Татнефть» технологии ГДРП (ГДРП-К) успешно применяются с 2009 года. В частности, только специализированными отрядами ВУ ЦНТУ «Нейтрон» выполнены работы на более, чем 1000 объектов:

- технологическая успешность составляет 85–90%, при этом до 60% обработанных скважин увеличение дебита нефти сопровождается снижением обводнения;
- дополнительная добыча на одну скважину достигает 900 т и более.

Интересен опыт использования технологии ГДРП в практически полностью обводненных скважинах. Из

137 скважин, запланированных на 2018 год под технологии увеличения нефтеотдачи, 6 были практически со 100% обводнением. На основе анализа геолого-технических данных и примененной методики циклического воздействия на пласт скважины были реанимированы (табл. 1).

Таблица 1

Эффективность технологии ГДРП в скважинах с нулевым дебитом. Юго-восток Республики Татарстан, 2018 г.

№ п/п	Дата обработки	№ скв	Обр. горизонт	h, м	ПК доп (тип)	Q н, т/сут ДО	Обв, % ДО	Q н, т/сут Январь 2019г.	Обв, % Январь 2019г.	ΔQн
1	26.03.2018	1	Д1а	3	15 отв.	0	100	3,8	97,5	3,8
2	03.04.2018	2	СБР-3; СБР-2	5,2	26 отв.	0	100	2,3	94,9	2,3
3	15.06.2018	3	Д0	2,5	Без доп перфорации	0,12	98,2	1,6	87,5	1,48
4	26.06.2018	4	Д1а; 61; 62; 63	9,2	46 отв.	0	100	16,2	86,8	16,2
5	09.11.2018	5	Д1а	4,0	Без доп. перфорации	0	100	4,8	97,5	4,8
6	14.11.2018	6	Д кынов., Д1а;	5,8	58 отв.	0	100	2,6	93,4	2,6
Среднее значение						0,02	99,7	5,2	93	5,2
Средний прирост дебита нефти – 5,2 т/сут Снижение обводненности – с 99,7 до 93%						Технологическая эффективность – 100 %				

Особенности технологии ГДРП и ее модификаций в части минимизации водопритока свидетельствуют об их преимуществе перед технологией ГРП в определенных геолого-физических условиях [8], особенно при высокой плотности разбуренности разрабатываемых залежей [9].

Решение задачи повышения эффективности воздействия привело к созданию технологии *термогазогидро-депрессионно-волнового разрыва (ТГДВ)*, в котором импульсное трещинорасчленение продуктивного пласта комплексируется с депрессионно-гидроволновым воздействием путем создания в скважинных условиях управляемой по величине, длительности и протяженности депрессионной зоны (т.н. трехмерной депрессии) с многократным знакопеременным воздействием давлением в диапазоне от 2 до 6 МПа при депрессии 0,7–0,8 Ргст для интенсивного притока флюида в режиме кавитации, с извлечением коьматанта и частиц горной породы из фильтрационных каналов, физическая сущность которого описана ранее [10].

Несмотря на многофакторность и эффективность, не уступающую технологии ГДРП, технология ТГДВ применяется ограниченно вследствие более высокой стоимости. Тем не менее именно эта технология и ее аппаратно-технологический комплекс стали основой нового комплексного метода интенсификации работы скважины – *термогазогидрохидродепрессионно-волновое воздействие на продуктивный пласт (технология ТГДВ-ХИМ)* с использованием гидрореагирующих элементов (ГРЭЛ). Эта технология сочетает в себе эффекты термогазогидро-депрессионно-волнового воздействия и щелочной обработки, направлена на снижение вязкости, повышение подвижности нефти в пласте, увеличение проницаемости с целью восстановления фильтрационно-емкостных свойств ПЗП продуктивных коллекторов. Изделия ГРЭЛ доставляются в скважину устройствами на геофизическом кабеле с иницированием гидрореагирующих изделий в перфорированном интервале продуктивного пласта. В результате их контакта с водой начинается реакция и формируется термоактивная щелочно-водородная среда, продвигаемая в глубь пласта в процессе трещинорасчленения газогенераторами давления, с последующим вызовом притока депрессией в режиме кавитации для очистки фильтрационных каналов.

По результатам опытно-промышленных работ по технологии ТГДВ-ХИМ при технологической эффективности 89% средний прирост дебита нефти составил более 3 т/сут. Установлено, что в 70% обработанных скважин снижение обводненности продукции составило более 20% (рис. 2). Наиболее активные проявления щелочной среды и атомарного водорода отмечены в скважинах с обводненностью продукции более 60%.

Представленные импульсно-волновые технологии ВУ ЦНТУ «Нейтрон» относятся к так называемым экспресс-технологиям, затраты времени на производство которых не превышают 6–12 часов. Продолжительность эффекта составляет от 1,5–2 до 4 лет при 2–4 кратном увеличении среднесуточного дебита нефти.

Данные технологии обладают большой глубиной воздействия на продуктивный горизонт и, обеспечивая вовлечение в разработку удаленных нефтенасыщенных зон, могут рассматриваться не только как методы интенсификации работы скважин, но и как способы увеличения нефтеотдачи.



Рис. 2. Результаты термогазогидродепресссионно-волнового воздействия на продуктивный пласт (ТГДВ-ХИМ). 2017 г.

Литература

1. Белин В.А. и др. Методы разрушения пласта-коллектора энергией горения энергетических конденсированных систем: уч. пособие. М.: МГГУ, 2011.
2. Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. М.: Недра, 1994.
3. Корженевский А.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2442887. Устройство и способ газогидродинамического разрыва продуктивных пластов для освоения трудноизвлекаемых запасов (варианты) // заявл. 30.08.2010, опубл. 20.02.2012, Бюл. № 5.
4. Губанов С.И., Ольховская В.А. Прогнозирование размеров трещины при интенсивном газогидродинамическом воздействии на пласт // Нефтепромысловое дело. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. № 3. С. 43–45.
5. Корженевский А.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2592910. Устройство и способ термогазогидродепресссионно-волнового разрыва продуктивных пластов для освоения трудноизвлекаемых запасов (варианты) // заявл. 16.03.2015, опубл. 27.07.2016, Бюл. № 21.
6. Корженевский А.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2493352. Устройство и способ термогазогидродинамического разрыва продуктивных пластов нефтегазовых скважин (варианты) // заявл. 31.01.2012, опубл. 20.09.2013, Бюл. № 26.
7. Корженевский А.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2696363. Геофизический кабель (варианты) и способ исследования скважин // заявл. 15.12.2017, опубл. 17.06.2019, Бюл. № 17.
8. Рафиков Р.Б., Шамсутдинов Р.Ю. и др. Сопоставительный анализ и интенсификация технологий гидро-разрыва пласта (ГРП, ГДРП и ГДРП-К) при разработке пластов D_0 , D_1 Алькеевской площади // Нефтепромысловое дело. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. № 3. С. 35–39.
9. Нургалеев Р.З., Мухлиев И.Р., Сагидуллин Л.Р. и др. Особенности влияния интерференции скважин на эффективность гидравлического и газодинамического разрыва пласта // Нефтепромысловое дело. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2018. № 3. С. 29–34.
10. Корженевский А.Г. и др. Депрессионно-гидроволновое воздействие – эффективный способ очистки фильтрационных каналов и интенсификации нефтепритока // Нефтепромысловое дело. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2019. № 2. С. 43–48.

ОСОБЕННОСТИ НАЗЕМНОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПО СКВАЖИНЕ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

И.Р. Шарапов¹, В.А. Рыжов¹, С.А. Феофилов¹, А.Ю. Милин¹, И.А. Черных², А.В. Растегаев³,
И.Н. Пономарева³

¹ЗАО «Градиент», г. Казань, mail@gradient-geo.com, ²ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь, irina.chernykh@lp.lukoil.com, ³Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь, arastegaev@mail.ru, ponomarevain@pstu.ru

Введение

Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта (ГРП) решает задачу определения пространственных положений и моментов возникновения микросейсмических событий в геологической среде при образовании трещин в пласте. Известны наземный и скважинный подходы к решению данной задачи [1, 2].

Условия наблюдения микросейсм с поверхности существенно отличаются от скважинных наблюдений по следующим причинам:

- высокий уровень естественных или техногенных шумов, нередко значительно превышающих полезный сигнал от образующейся трещины при ГРП, учитывая его затухание за счет большей длины пробега микросейсм и повышенное поглощение в верхней части разреза (ВЧР);
- неточность знания скоростной модели в ВЧР, особенно в зоне малых скоростей (ЗМС) в связи с ее локальной изменчивостью (мощность, литология) на относительно небольших расстояниях;
- высокая коррелированность поверхностных шумов;
- ограничение верхней границы рабочего частотного диапазона, по причине затухания полезного сигнала в среде, и в большей степени в ЗМС.

Все эти факторы оказывают значительное влияние на чувствительность системы локации поверхностного микросейсмического мониторинга к слабым событиям, а также на точность позиционирования и оценку азимута микросейсмического события.

Заглубление всех датчиков поверхностной системы локации под зону малых скоростей (ЗМС) компенсирует влияние неточности знания скоростной модели в верхней части разреза, уменьшает уровень регистрируемых поверхностных шумов и расширяет верхнюю границу рабочего частотного диапазона. Все это повышает чувствительность к слабым событиям и точность локации событий в целом, но заглубление всех датчиков значительно сказывается на стоимости полевых работ.

Количественная оценка достоверности результатов микросейсмического мониторинга ГРП в добывающих скважинах, без привлечения дополнительных геофизических исследований, таких как, например, кросс-дипольная акустика до и после ГРП, затруднительна.

Образование трещины ГРП приводит к изменению фильтрационных потоков в пласте в районе скважины, что в целом должно влиять на изменение дебита не только в самой скважине с ГРП, но также и в примыкающих к ней скважинах. Корреляционный анализ между суточными дебитами жидкости в скважинах до и после проведения ГРП, при наличии статистических связей, позволяет установить изменение направления движения жидкости в рассматриваемом элементе системы разработки и дать качественную оценку азимута трещины полученного по результатам микросейсмического мониторинга.

Методика проведения исследований

В рамках проведенных работ был опробован подход наземного микросейсмического мониторинга ГРП с частичным забуриванием 5 из 45 пунктов наблюдения (п.н.) поверхностной системы локации под зону малых скоростей (ЗМС) с целью оценки эффективности заглубления, повышения точности и чувствительности исследований.

В качестве регистрирующей аппаратуры при проведении полевых измерений использовались наземные (комбинированные трехкомпонентные блоки автономной регистрации «БАР-3С», на базе регистратора «SCOUT» и геофонов «GS-ONE LF», рис. 1) и скважинные (зонд скважинный ЗС GS-ONE LF 5Гц и регистратор «SCOUT», рис. 1) комплексы регистрации сейсмических колебаний.



Рис. 1. Наземная и скважинная регистрирующая аппаратура.

Для заглубления датчиков ниже уровня ЗМС были выполнены работы по бурению и обсадке пяти скважин глубиной от 35,0 до 42,8 м. Глубина и конструкция скважин, в ходе бурения, определялась в зависимости от встреченных геолого-гидрогеологических условий, так как основным критерием при выполнении работ являлась возможность размещения скважинного датчика в крепких устойчивых породах и 1,0 м от забоя скважины должен оставаться не обсаженным. Обсадка скважин осуществляется стальными трубами. Для максимального контакта с грунтом, установленные датчики засыпались песчано-гравийной смесью.

ГРП в вертикальном стволе исследуемой скв. № 343 проводился в интервале перфорации 1534,8–1540,0 м по стволу скважины (вертикальные глубины: 1268,3–1272,6 м) в отложениях тульского горизонта (пласт Тл-Бб).

Локация событий, сопредделение его типа (ISO/TC/DC), выполнялась с помощью метода максимального правдоподобия [3] на основе модельных сигналов по трем компонентам (XYZ), полученным в результате полного 3D численного моделирования.

Для калибровки системы локации использовался импульс от взрыва заряда термостойкой шашечной торпеды (ЗТШТ) в изучаемой скважине.

С целью подтвердить или опровергнуть направление трещины, полученного по результатам микросейсмического мониторинга ГРП, был проведен анализ изменений суточных дебитов жидкости ($Q_{ж}$) как в самой исследуемой скважине, так и в примыкающих к ней скважинах. Суточные дебиты жидкости анализировались в течение 3 месяцев до проведения ГРП и 8 месяцев после.

Результаты проведенных исследований

На рис. 2 представлены спектрограммы записи микросейсмического поля по трем компонентам (Z, X, Y) в момент времени проведения взрыва ЗТШТ с п.н. № 29 на поверхности и с соответствующего ему заглубленному скважинному датчику.

Наблюдается, что на поверхности уровень шума на порядок превышает уровень шума на заглубленном датчике. Основным источником шума на поверхности является ветер. На рис. 2 ветер проявляется в виде вертикальной полосатости и общего поднятия фонового уровня спектров. На фоне ветра практически не прослеживаются помехи от проезжающего поезда, которые хорошо видны на спектрограмме Z компоненты с заглубленного датчика (в начале и в конце спектрограммы).

Очевидно, что проезжающий поезд из-за своего веса генерирует более глобальный волновой процесс, который широким фронтом распространяется в объем среды на большое расстояние. Ветровая помеха имеет локальный характер, плохо коррелирует между пунктами наблюдения и поэтому значительно снижается при заглублении датчиков.

В результате анализа отношения уровня шумов между датчиками на поверхности и в скважинах отмечено в среднем уровень шума на скважинных датчиках в 9,1–11,9 раз меньше, чем на датчиках, установленных непосредственно на поверхности.

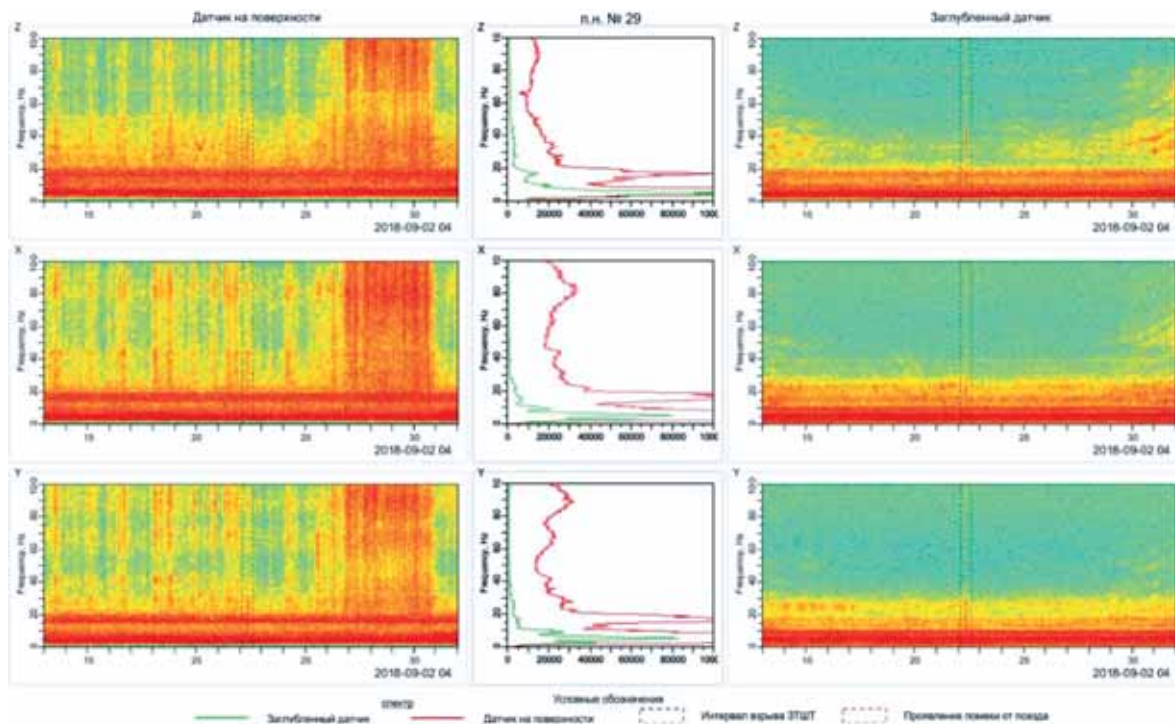


Рис. 2. Сравнение уровня шумов на поверхностном и заглубленном датчике.

Локация микросейсмических событий от ГРП в скважине проведена в двух вариантах, первый вариант только по поверхностным датчикам, второй с использованием поверхностных и заглубленных датчиков. Результаты локации по этапу Основной фрак для обоих вариантов расчета приведены на рис. 3.

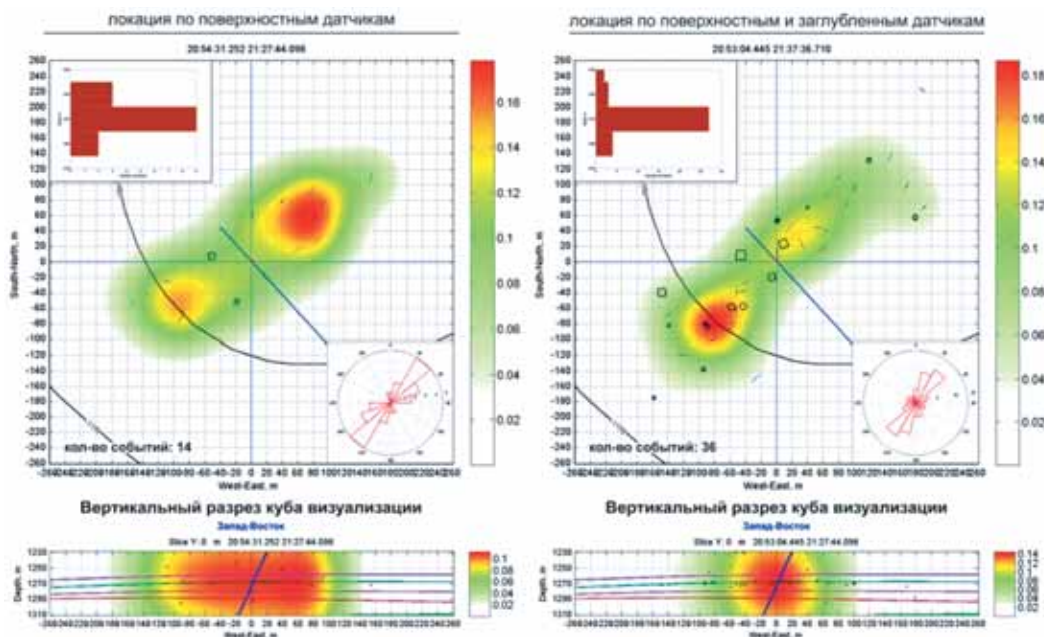


Рис. 3. Результаты локации для этапа Основной фрак ГРП.

Анализируя полученные результаты микросейсмического мониторинга ГРП в скважине, можно отметить, что в районе ствола скважины образовалась симметричная трещина с азимутом 48° (или 228°) и общей протяженностью порядка 270 м. Прогнозная высота трещины составила – 10–15 м.

Сравнение вариантов локаций показало, что внесение в расстановку заглубленных датчиков позволило увеличить количество лоцируемых событий в 2,6 раза, что позволяет лучше проследить за развитием трещины на разных промежутках времени и режимах закачки.

Также в случае использования всего комплекса аппаратуры, включая и заглубленные датчики, наблюдается меньший разброс событий в образованном облаке как по горизонтали, так и по глубине. Данный факт позволяет говорить о том, что трещина ГРП позиционируется более достоверно.

Тесты погрешностей локации показали уменьшение погрешности параметров с использованием заглубленных датчиков: по латерали на 10%, по глубине на 11,2% и по азимуту события на 15,3%. Тесты чувствительности системы локации, при добавлении заглубленных датчиков, показали прирост чувствительности на 11%. Считаем, что с увеличением глубинности исследования роль заглубленных датчиков будет возрастать.

ГРП в исследуемой скважине № 343 дало хороший эффект, средний дебит жидкости на скважине возрос с 8,8 до 28,8 м³/сут. Суммарный средний дебит жидкости по всем скважинам в элементе разработки в районе скв. № 343 увеличился с 199,9 до 264,7 м³/сут.

Анализ суточных дебитов жидкости выполнялся отдельно по пяти временным этапам (рис. 4). Этапы были выделены по графику изменения $Q_{ж}$ в скв. № 343: этап 1 – до проведения ГРП; этапы 2–5 – после проведения ГРП. На этапе 2 – наблюдается возрастание $Q_{ж}$; на этапе 3 – $Q_{ж}$ также возрастает, но произведена замена насосов на соседних скв. 574 и 652, что привело к возрастанию дебитов на этих скважинах, на этапе 4 – $Q_{ж}$ убывает и на этапе 5 – $Q_{ж}$ снова возрастает.

Корреляционный анализ между дебитами жидкости в исследуемой скважине № 343 и в примыкающих к ней скважинах по этапам 1–5 до и после проведения ГРП в ряде случаев показал наличие значимых статистических связей между исследуемой скважиной № 343 и с тремя соседними скважинами № 344, 574 и 652.

Видно, что до проведения ГРП (рис. 5,

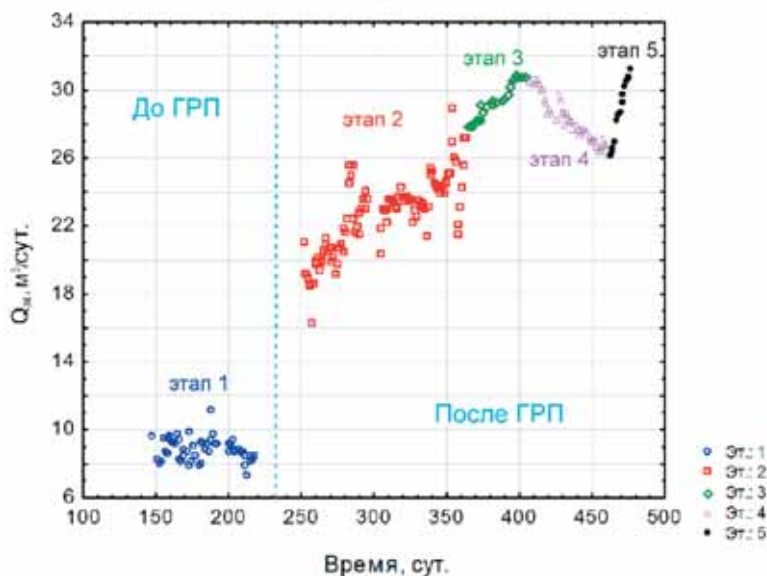


Рис. 4. График изменения суточных дебитов жидкости в скв. № 343 до и после ГРП.

этап 1) имеются сильные корреляционные связи ($r \geq 0,83$) между дебитами жидкости в скв. № 343 и скв. №№ 344, 574 и 652, что свидетельствует о хорошей гидродинамической связи между этими скважинами.

После проведения ГРП взаимосвязь между дебитами жидкости в корне изменилась (рис. 5, этап 2). Коэффициенты корреляции между дебитами в скв. №343 со скв. №№ 344, 574 и 652 с положительных поменялись на отрицательные статистически значимые. Это свидетельствует об изменении направления фильтрационных потоков после проведения ГРП в направлении развития трещины.

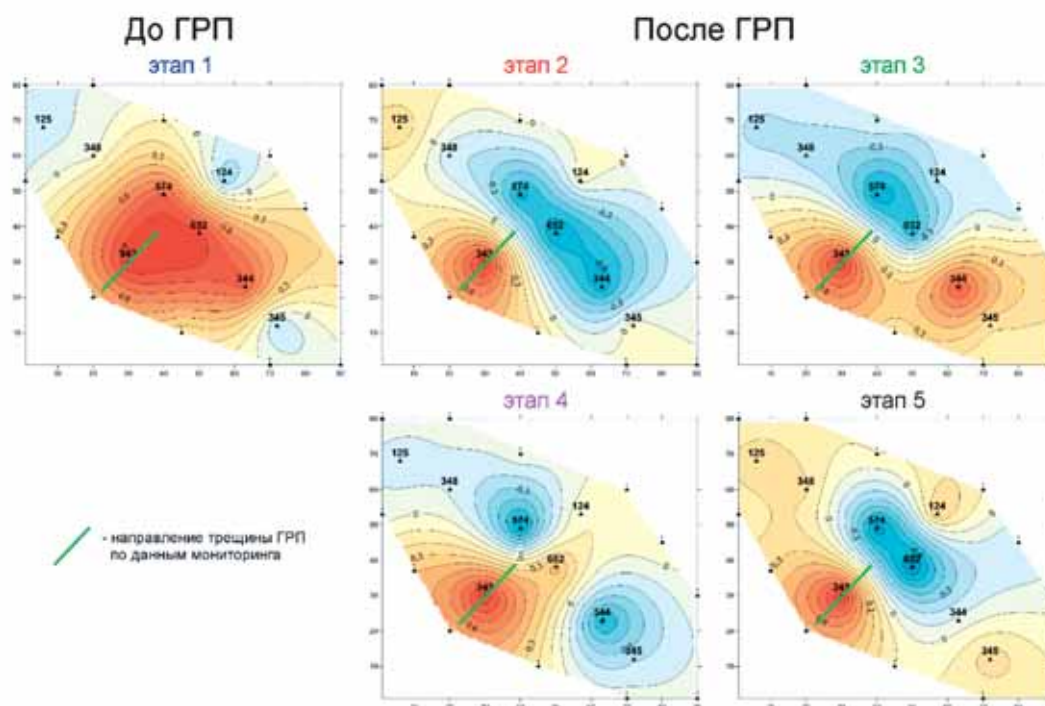


Рис. 5. Схемы коэффициентов корреляции по этапам 1-5 до и после проведения ГРП.

После проведения ГРП максимальный прирост дебита жидкости наблюдается в скв. № 343, при этом в скв. №№ 344, 574 и 652 дебиты существенно снизились. В остальных скважинах изменение дебитов не так существенно. Таким образом, проведение ГРП в скв. № 343 привело к перераспределению отборов из пласта. Часть пласта, дренируемая ранее скв. №№ 344, 574 и 652, вовлеклась в зону отбора скв. № 343.

Факт того, что скв. № 343 стала отбирать из той части пласта, которая ранее эксплуатировалась скв. №№ 344, 574 и 652, подтверждает азимут развития трещины ГРП, полученный по данным наземного микросейсмического мониторинга.

Выводы

Проведенные исследования показали, что объединение поверхностных и заглубленных датчиков повышает чувствительность и точность системы локации. Это проявляется в виде увеличения количества лоцируемых событий и уменьшения разброса облака событий от трещины ГРП соответственно и позволяет лучше проследить за развитием трещины.

Корреляционный анализ между дебитами жидкости в исследуемой скважине и в примыкающих к ней скважинах подтвердил азимут трещины ГРП, полученный по данным наземного микросейсмического мониторинга, и вполне возможно, что данного рода анализ позволит на качественном уровне прогнозировать азимут трещины ГРП, при невозможности постановки других видов исследований.

Литература

1. Р.С. Хисамов, А.С. Ахметшина, В.А. Таупова, М.М. Салихов, И.Р. Шаранов [2015] Пассивный наземный микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта в нагнетательных скважинах ОАО «Татнефть»: результаты и их достоверность, Научно-технический и производственный журнал «Нефтяное хозяйство» (7), 2015. С. 34–38.
2. С.И. Александров, В.А. Мишин, Д.И. Буров [2015] Проблемы скважинного и наземного микросейсмического мониторинга гидроразрыва пласта//Геофизика, 2015. С. 58–63.
3. E.V. Birialtsev, D.E. Demidov, E.V. Mokshin [2017] Determination of moment tensor and location of microseismic events under conditions of highly correlated noise based on the maximum likelihood method//Geophysical Prospecting, 2017.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И НЕГАТИВНЫЕ СЛЕДСТВИЯ ЛАТЕРАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ФЛЮИДОВ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (САХАЛИН)

Р.Р. Халиулин¹, С.Н. Закиров²

¹ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск, haliulinrr86@inbox.ru

²Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

Нефтегазоконденсатное месторождение Монги является крупнейшим месторождением суши о. Сахалин и расположено в Ногликском районе Сахалинской области на побережье Ныйского залива Охотского моря (рис. 1).

Месторождение характеризуется уникальными геологическими особенностями залегания залежей, перекрывающих пород, высокой ролью разломов в разработке залежей, активной миграцией флюидов, неоднозначным поведением водонапорного горизонта.

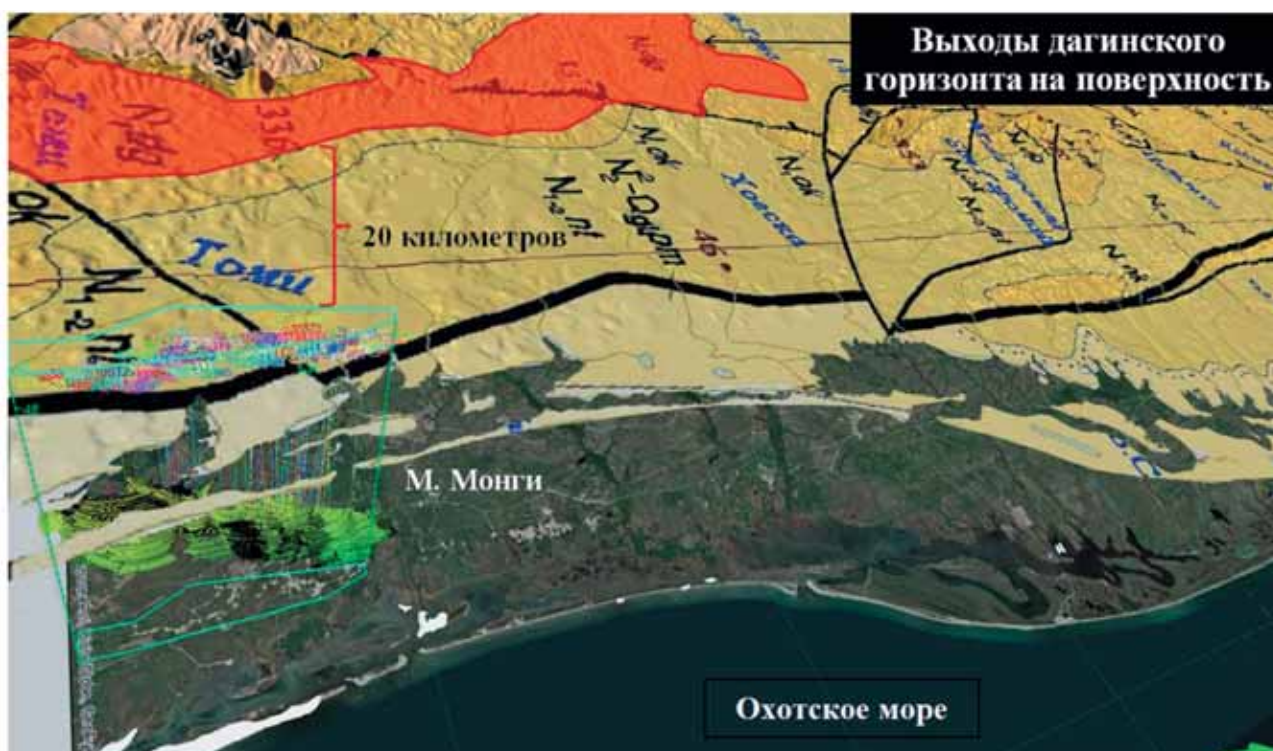


Рис. 1. Расположение м. Монги на геологической карте.

Месторождение Монги приурочено к Монгинской антиклинальной зоне, отличительной особенностью которой является наличие нескольких этажей нефтеносности, что обусловлено несколькими источниками миграции УВ и путей миграции в ловушки. При наличии разломов, разделяющих разрез месторождения на блоки, образуются группы залежей, структурно обособленных друг от друга. Местами залежи оказываются гидродинамически связанными. Сбросы месторождения Монги объединены единой историей эволюции осадочного чехла, были активны уже в момент накопления дагинских продуктивных горизонтов, имели конседиментационный характер, окончательно приобрели свою форму и обусловили современное состояние залежей УВ в эпоху Сахалинской фазы складчатости. На сегодняшний день выделено 10 основных тектонических блоков.

Поведение пластовых давлений залежей месторождения Монги напрямую зависит от наличия и энергии аквифера (водонапорного горизонта). Свойства водонапорных горизонтов для продуктивных отложений осадочного чехла о. Сахалин зависят от принадлежности к трем типам флюидных систем: инфильтрационный, элизионный и геодинамический. Как правило, первые два сменяют друг друга по площади, а геодинамический – по вертикали. Именно в такой последовательности в разрезе Северо-Сахалинского нефтегазоносного бассейна, выполненного кайнозойскими терригенными породами, уверенно наблюдаются данные типы флюидонапорных систем. В инфильтрационной флюидной системе (ИФС) пластовое давление обычно равно гидростатическому, а основной причиной массопереноса является неравномерность формирования гидростатического давления. При ИФС движущей силой подземных флюидов является фактор гидростатики, выраженный в уровнях вод (пьезометрической поверхности). Динамика фильтрации обусловлена возникновением градиентов давления, вызванных разницей гипсометрического положения, главным образом областей питания и разгрузки подземных вод. Залежи месторождения большей частью подвергаются влиянию вод ИФС. [1]

В районе расположения м. Монги механизм распределения напоров подземных вод в разрезе нефтегазоносного комплекса (НГК) базируется на данных по скважинам, пробуренным в законтурных зонах или на структурах, открытых со стороны подземных потоков, как наиболее корректно отражающих их энергетический потенциал. Динамика водонапорной системы НГК определяется нисходящим движением метеогенных вод от Джимдан-Да-

гинской возвышенности на западе (область выхода осадочных пород на дневную поверхность) в сторону общего падения проницаемых слоев к востоку – шельфу Охотского моря (Рисунок 1). Погружаясь под экранирующую толщу окобыкайских глин, молодые инфильтрационные воды приобретают напорный потенциал. Благодаря выдержанности песчаных пластов и их высоким фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), в недрах НГК создаются благоприятные условия для латеральной циркуляции напорных вод. Транзитные потоки вод на своем пути встречают крупный флюидоупорный экран (Монгинский сброс меридионального простирания), являющийся характерной особенностью геологического строения Дагинского промышленного района. Обтекая эту преграду, подземные потоки устремляются в области с меньшим энергетическим потенциалом по природным каналам (гидрогеологическим «окнам», рисунок 2), сформированным разломами субширотного и северо-восточного простирания в виде проводящих участков разреза. Особенностью м. Монги является его защищенность на большей части своего меридионального протяжения от прямого разрушающего воздействия движущихся с запада инфильтрационных вод. Устремленные же через «окна» верно-нисходящие потоки вод оказывают в итоге на залежи тыловой подпор, направленный к сводам ловушек и носящий позитивный характер. Это влияние водонапорного режима по мере отбора нефти подтверждается первоначальной обводненностью эксплуатационных скважин именно на восточном обрамлении месторождения.

О связи водонапорного горизонта с поверхностью говорит динамика минерализации пластовых вод. В течение 42 лет разработки проводился мониторинг изменения минерализации пластовых вод по результатам устьевых проб 30 добывающих скважин. В пределах участков интенсивной выработки II пласта XI блока минерализация снизилась с 18 до 8 г/л и фактически стала соответствовать значениям минерализации приконтурной области [3]. Данный факт свидетельствует о продвижении вод водонапорного горизонта в залежи. Вымытие запасов в купольные части подтверждается получением притоков нефти с водой в газовых шапках по результатам дебитов современных скважин. Фактор влияния аквифера в таком случае оценивается как положительный. Отсутствие эффектов снижения солености пластовых вод наблюдается в приразломных зонах, удаленных от ВНК. Бурение боковых стволов вдоль сбросов подтверждает локализацию УВ в застойных зонах.

На рисунке 2 (справа) представлено трехмерное изображение модели флюида (газ-нефть-вода) м. Монги с двумя гидрогеологическими окнами (голубые стрелки). Наличие или отсутствие подобных каналов критически сказывается на динамике пластового давления в залежи. Например, постоянная подпитка водонапорного горизонта через проводящие каналы по пласту II IX блока не приводит к критическому снижению пластового давления. В отличие от II пласта XI блока, где пластовое давление снизилось в 3 раза и произошло необратимое изменение ФЕС пласта с ярковыраженными эффектами уплотнения пласта. Данный фактор обусловил невысокие отборы начальных геологических запасов и является основной причиной низкой выработки запасов Северной части месторождения [4].

Разломы месторождения Монги формируют картину вертикальных и латеральных перетоков флюидов и энергетическое состояние всех залежей месторождения. На рисунке 3 представлена геологическая модель разлома типа «сброс» № 10, условно разделяющего XI и X блоки. Ширина разлома и его проводимость определена исходя

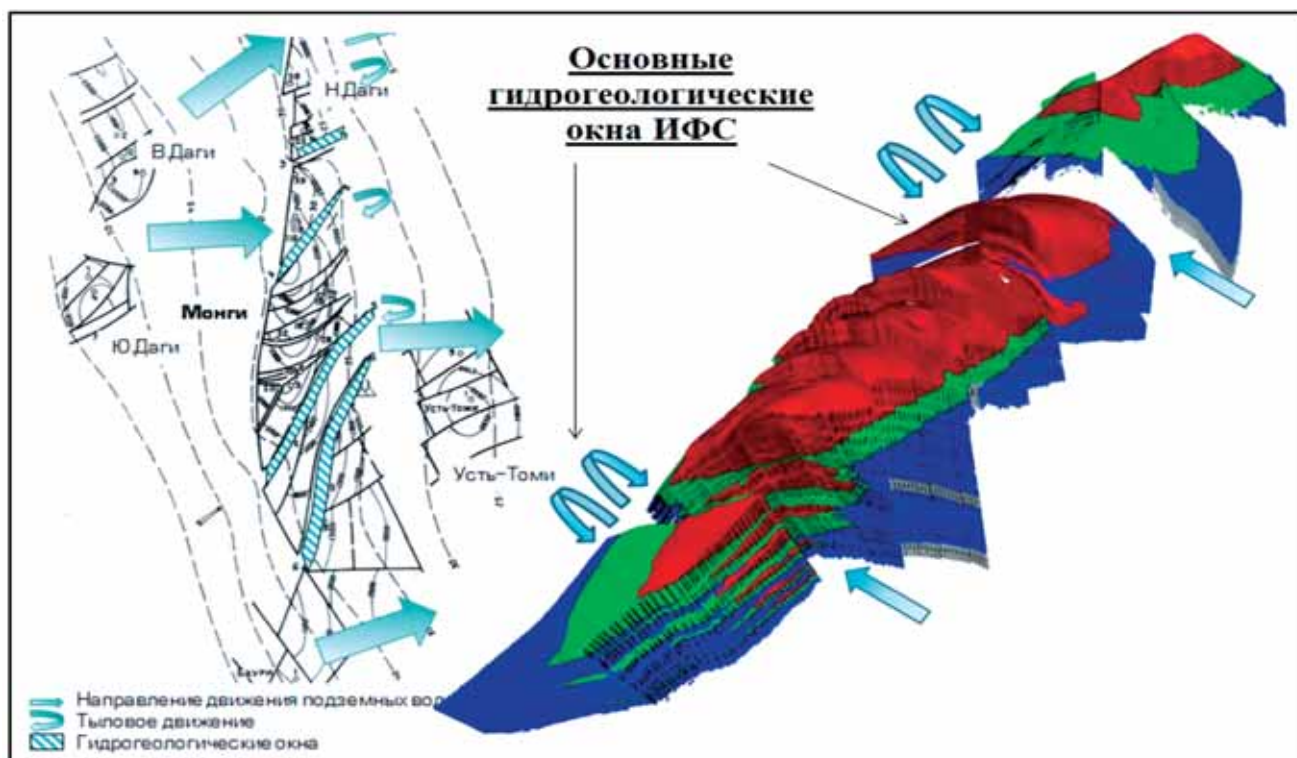


Рис. 2. Пьезометрическая карта верхнедагинских отложений м. Монги.

из результатов интерпретации ГИС 10 скважин, вскрывших разлом. В случае особенностей строения залежей м. Монги, разлом не стоит принимать как условную плоскость, а необходимо оценивать как полноценную трехмерную структуру. Сброс 10-й условно состоит из:

1. Зона деформации с истонченным материалом, где ФЕС могут быть как улучшенные за счет раскрытой трещиноватости (следствие катаклаза), так и ухудшенными в случае залеченности трещин в результате высокой минерализации пластовой воды и ее активной фильтрации вдоль плоскости разломов. В районе 10-го сброса зона имеет хорошую проницаемость, что подтверждается высокими дебитами жидкости ряда скважин. Наблюдается миграция воды ИФС вдоль плоскости разломов, возможна вертикальная миграция. Также зона является проводником латеральной миграции, характеризуется высокой плотностью ОИЗ и возможностью их дренирования. Возможен дополнительный аквифер в виде стоков вод ИФС вдоль зоны. Природный аквифер характеризуется, с одной стороны, как положительный для пластового давления, с другой стороны, как негативный для обводненности скважин. Разработка подобных залежей сводится к эффективному использованию природного фактора и заключается в форсировании отборов при «неиссякаемом» источнике воды. КИН таких залежей могут достигать 0,5.

2. Зона с нарушенным напластованием состоит в основном из глины и обломков горных пород, брекчии. Данные участки разлома в основном характеризуются низкой проницаемостью, но являются основным проводником вод ИФС, латеральных перетоков между залежами. 10-й сброс проницаем для газа, но менее проницаем для нефти и воды. От качества зоны с нарушенным напластованием зависит возможность залежи удерживать УВ.

3. Ядро – прослои аргиллита с низкой проницаемостью – здесь является «следом» скольжения пород в период активной тектоники. Как правило, зона невелика, может даже отсутствовать, на кривых ГИС выделяется как «неколлектор». К вертикальным перетокам как правило никакого отношения не имеет, но определяет активность латеральных перетоков.

10-й сброс разнообразен с точки зрения выделения типов зон разлома. Например, на рисунке 3 (справа) представлен ГИС скв. 16 с преобладанием зоны с нарушенным напластованием, минимальным распространением ядра и незначительным развитием зоны деформации. Ширина разлома напрямую влияет на его проводимость и фильтруемость водонапорных горизонтов залежей, для которых он служит проводником.

Схожее поведение аквиферов залежей связано с положением и структурой полностью или частично экранирующего разлома. В соответствии с рисунком, ширина сброса в интервалах залегания залежей составляет 2–5 м. На начальной стадии разработки участка отмечаются значительные перетоки газа через плоскость разлома, что подтверждается аномально высокими объемами добычи газа в залежи II пласта XI блока. Позднее, при преобладании упруго-водонапорного режима обеих залежей перетоки газа снижаются, флюид через плоскость разлома перетекает в меньшей степени [4]. Зона минимальной деструкции сброса 10 в данном интервале, с одной стороны, сказывается на проводимости латеральной миграции газа (флюида в меньшей степени), с другой стороны, имеет низкую продольную проводимость для инфильтрационных вод и обуславливает слабый аквифер обеих залежей.

Разломы играют ключевую роль как в миграции и аккумуляции флюидов на месторождении Монги, так и ремиграции в процессе разработки залежей. Анализ латеральных и вертикальных межпластовых и межблоковых

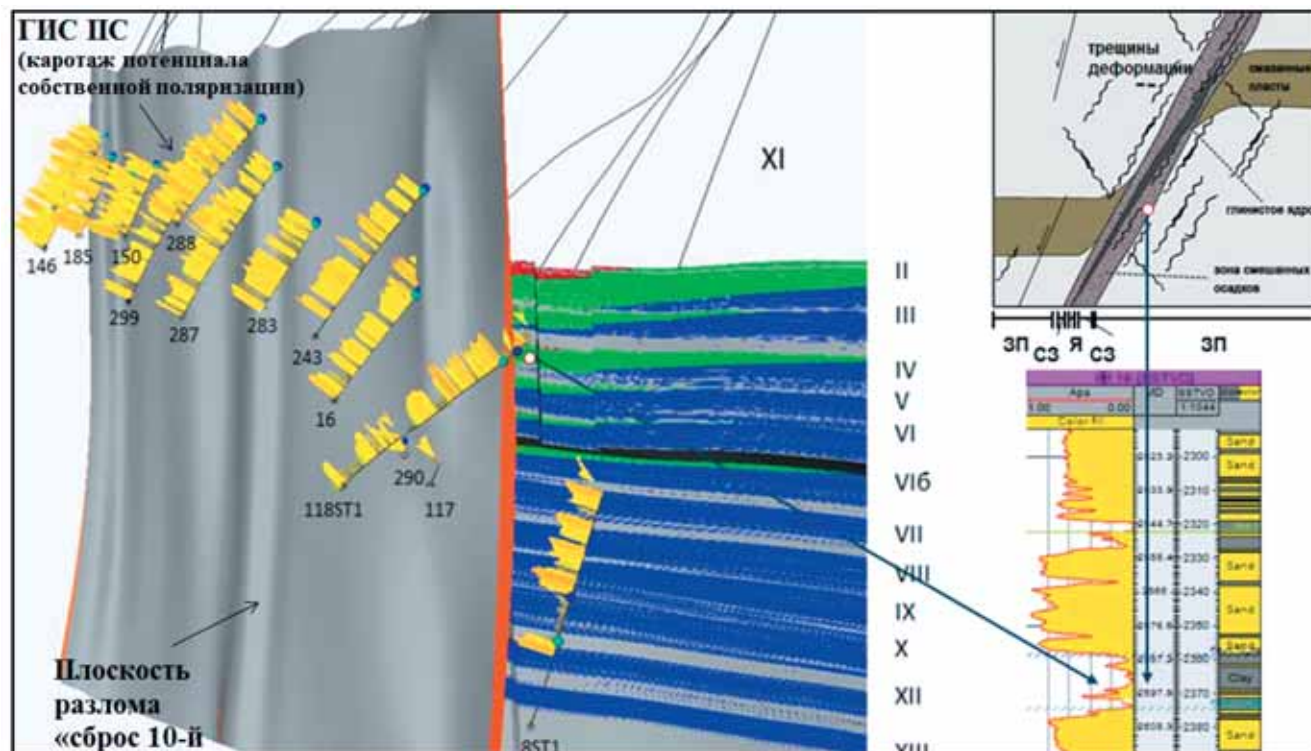


Рис. 3. Структура разлома 10 сброса.

перетоков газа через плоскости разломов позволяет оценить влияние тектоники месторождения на состояние разработки залежей. На рисунке 4 представлен анализ перетоков месторождения. Объемы перетоков газа рассчитаны методом материального баланса и подтверждены геолого-промысловым анализом, трассерными исследованиями [5]. По характеру интерференции газа выделяются группы залежей. Например, группа XI и X блоков: интерференция динамики пластового давления отмечается отбором природного газа выше начальных геологических запасов. На начальной стадии разработки динамика давления между залежами схожая, на поздней стадии отличается. Скорее всего, это свидетельствует о переходе с режима газовой шапки на упруго-водонапорный режим. Межпластовые перетоки жидкости не выявлены. Объем перетоков между залежами оценивается в 300 млн м³. Ввод в разработку группы блоков V осуществлялся постепенно. Отмечается схожая динамика пластового давления как на начальном этапе разработки, так и на поздних стадиях, что говорит об одинаковой роли аквифера. Объем перетоков оценивается в 500 млн м³ газа.

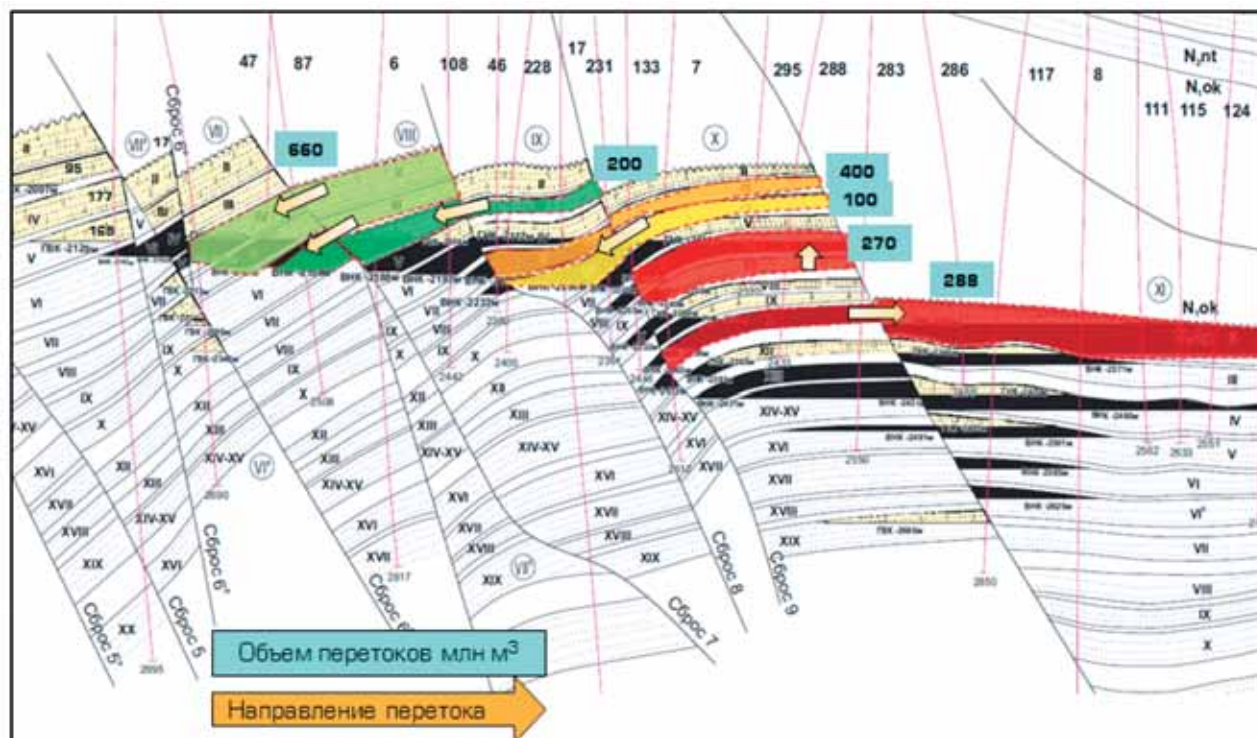


Рис. 4. Особенности перетоков газа м. Монги.

В условиях режима газовых шапок на начальной стадии разработки пластовое давление различных залежей группы ведет себя схоже. Данный факт свидетельствует о значительном влиянии перетоков газа на формирование системы разработки. На поздних стадиях разработки (проявление упруго-водонапорного режима) динамика пластового давления по залежам отличается, что говорит о различном проявлении аквифера и отсутствии перетоков жидкости. В соответствии с проведенным анализом в целом по месторождению остаточные запасы природного газа оцениваются в 2 млрд м³. Отбор от начальных извлекаемых запасов с учетом оцененных остаточных запасов природного газа составляет 82% [2]. Результаты проведенной оценки направления перетоков и запасов активно используются в процессе мониторинга разработки и создания гидродинамических моделей залежей. Анализ перетоков является важным инструментом решения задач разработки месторождения и базовым этапом стратегии повышения эффективности добычи УВ.

Проведенный анализ позволяет уточнить технико-экономические показатели разработки каждой залежи и более обоснованно планировать геолого-технологические мероприятия.

В кратком изложении затруднительно приводить все уникальные геологические особенности месторождения Монги. Они привели автора и консультанта к соответствующим исследованиям, чтобы для разработки (теперь уже доработки) месторождения учитывать все вертикально-латеральные фильтрационные процессы. В результате работа над месторождением потребовала исследования 166 взаимосвязанных залежей, сбросов и разнонаправленных фильтрационных процессов нефти, газа и воды. Ранее принятые 2D и 3D геологические представления и модели пришлось переосмысливать.

Литература

1. Вахтеров Г.П. Гидродинамические предпосылки открытия новых залежей нефти на лицензионных площадях ОАО «Роснефть-Сахалинморнефтегаз». (ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»). 2002.

2. ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Дополнение к технологическому проекту разработки месторождения Монги. г. Южно-Сахалинск, 2019.
3. ООО «РН-СахалинНИПИморнефть». Монги. Физические свойства и химический состав подземных вод. г. Южно-Сахалинск, 2019.
4. Халиулин Р.Р., Закиров С.Н. Поиски эффективной технологии разработки месторождения Монги (о. Сахалин) при наличии вертикальных и латеральных перетоков пластовых флюидов, 2020.
5. ООО «РН-Сахалинморнефтегаз». Отчет по трассерным исследованиям продуктивных пластов месторождения Монги. Г. Томск, 2014.

АЛГОРИТМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА КУСТОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ КОНЦЕПТУАЛЬНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

С.М. Кухаркин¹, А.Д. Яруллин², Д.М. Гилаев¹, Р.Ф. Сафин¹

¹ ПАО «Татнефть», г.Альметьевск, kuharkinSM@tatneft.ru

²Казанский федеральный университет, г.Казань, airat.danirovich@gmail.com

Разбуривание месторождений кустами скважин обеспечивает рост эффективности и ускорение окупаемости капитальных вложений за счет снижения удельных затрат на обустройство месторождений. Учитывая тот факт, что больше половины капитальных вложений в разработке месторождений занимают затраты на бурение скважин, основным при анализе возможных вариантов разработки становится вопрос создания оптимальной схемы кустования скважин.

В настоящее время в ПАО «Татнефть» реализуется проект по разработке программного обеспечения, позволяющего автоматизировать процесс кустования проектных скважин с учетом всех геологических, технологических и экономических факторов. Основной задачей, которую планируется решать с помощью данной системы, является выбор наиболее эффективного и оптимального варианта размещения кустовых площадок, удовлетворяющего геологическим целям и обеспечивающего минимальные затраты на бурение и обустройство скважин.

В процессе реализации проекта были пересмотрены алгоритмы кустования проектных скважин при концептуальном проектировании систем разработки нефтегазовых месторождений. В качестве решения был определен подход, основанный на математическом алгоритме кластеризации проектируемых скважин с формированием матрицы всевозможных комбинаций. Разработаны алгоритмы оптимизации положения кустовых площадок с учетом топографических и технических ограничений. Реализован способ расчета оптимального маршрута коммуникаций между кустами и объектами инфраструктуры (трубопроводы, ЛЭП, дороги). Разработан способ расчета трехмерного профиля скважин по заданной максимальной интенсивности набора и падения угла с возможностью оценки риска пересечений проектируемых траекторий в кусте для наклонно-направленного типа и скважин с горизонтальным окончанием.

Для разработанных алгоритмов и методик, реализующих схему оптимального кустования проектируемых скважин, была выполнена программная реализация для компьютерной системы по следующей схеме: на первом шаге формируется матрица всевозможных комбинаций объединения скважин в куст с учетом радиуса допустимого смещения устьев от точки забоя (рис. 1).

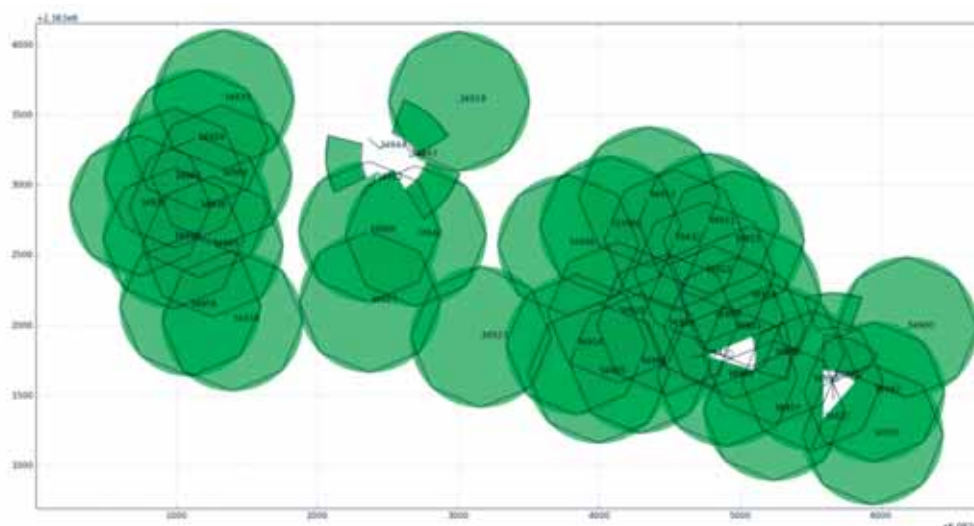


Рис. 1. Формирование зон допуска размещения устьев скважин.

Для учета поверхностных ограничений рассчитывается карта возможного расположения кустов с применением методов геоинформационных систем (рис. 2).

Далее проводится оптимизация положения устьев скважин по длине проходки. Для этого разработан способ построения трехмерных оптимальных траекторий скважин с учетом исключения пересечения стволов (рис. 3).

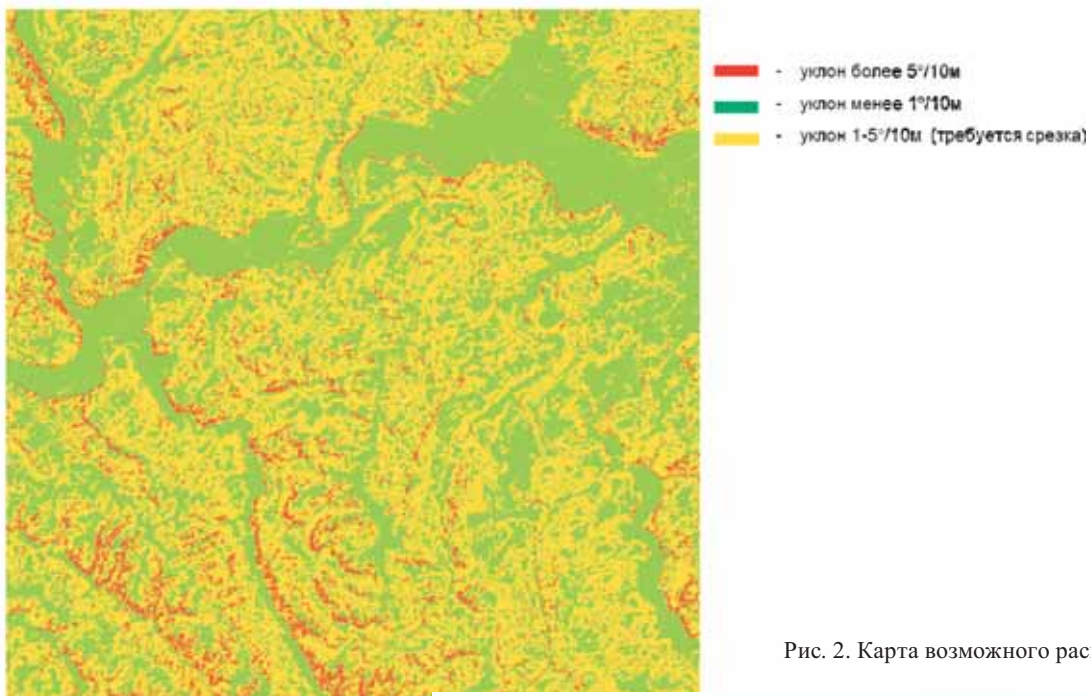


Рис. 2. Карта возможного расположения кустов.

Рис. 3. Трехмерный расчет траекторий проектных скважин.

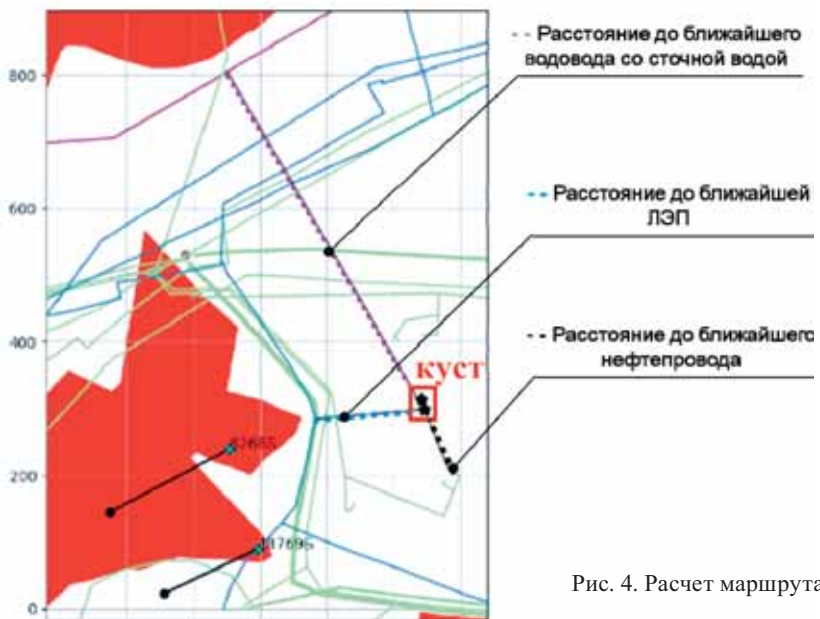
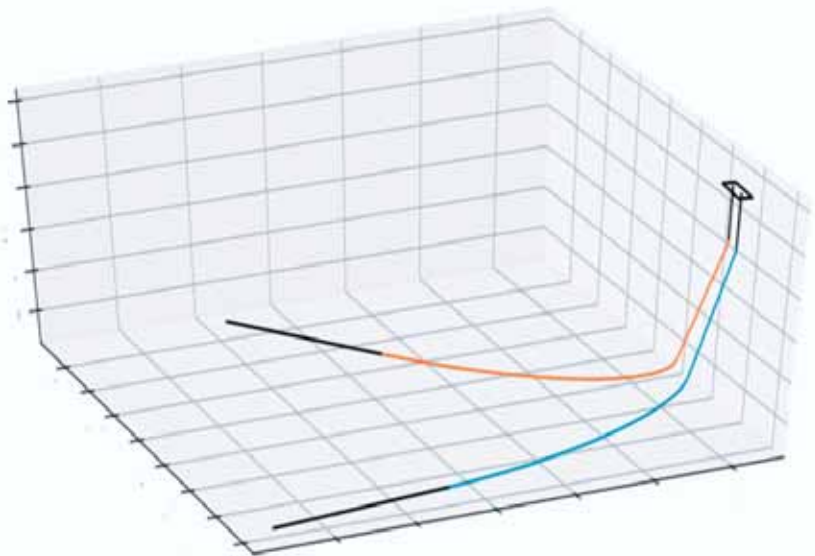


Рис. 4. Расчет маршрута от кустовых площадок до инфраструктурных объектов.

Заключительным этапом автоматического кустования является расчет оптимального маршрута от кустовых площадок до инфраструктурных объектов месторождения (трубопроводы, ЛЭП, дороги) (рис. 4).

Проведение расчетов по поиску оптимального положения кустовых площадок с помощью ЭВМ позволило автоматизировать процесс кустования скважин и сократить время разработки на стадии проектирования и обустройства нефтегазовых месторождений. Реализованные схемы оптимизации позволили повысить точность и качество проектирования, увеличить эффективность принимаемых решений, сократить эксплуатационные затраты и капитальные вложения, улучшить экономические показатели.

Таким образом, предлагаемый метод позволяет значительно сократить трудозатраты при проектировании кустовых площадок и траекторий большого количества скважин и в автоматическом режиме получить их оптимальное расположение с учетом технологических и топографических особенностей. Новизна разработанного способа заключается в комплексном учете множества факторов, необходимых для проектирования кустовых площадок: от расчета траектории скважин с оценкой риска пересечений до оптимизации расположения площадок с учетом затрат на бурение, поверхностных ограничений и прокладки маршрутов внешних коммуникаций.

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

А.В. Кладова, Е.В. Шамсутдинова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, KladovaAV@tmn.lukoil.com

Закачка оторочек композиций сшитых полимерных систем в высокообводненные добывающие скважины позволяет блокировать обводненные нагнетаемой водой высокопроницаемые интервалы пласта, что приводит к перераспределению потоков нагнетания, увеличению охвата пласта заводнением и повышению полноты выработки запасов.

Технология применения сшитых полимерных систем, глубоко проникающих в пласт, предусматривает использование медленно сшивающихся композиций «полимер-сшиватель». В результате гелеобразования происходит структурирование макромолекул полимера в пористой среде с образованием геля. Образующиеся при сшивке гели обладают высокой вязкостью, вязкоупругими и вязкопластичными свойствами, за счет чего эффективно изолируют водонасыщенные каналы в высокопроницаемых зонах пласта.

Для получения рабочих растворов сшитых полимерных систем предпочтение отдается полиакриламидам и ацетату хрома (III) в качестве сшивающего агента. Для увеличения прочности геля используют полимер-дисперсные системы, в которых в качестве дисперсной фазы выступают различные наполнители. В зависимости от выбранного структурирующего агента и концентрации компонентов могут быть получены вязкоупругие системы с различными характеристиками, адаптированными к технологическим процессам добычи нефти.

Для оценки возможности применения полимеров в технологиях ограничения водопритока значительное внимание уделяется стабильности гелей при пластовой температуре. Время жизни композиции в пласте определяет продолжительность и эффективность технологии. Используемые в нефтедобыче композиции могут подвергаться явлению синерезиса – отделению растворителя в результате усадки, либо могут набухать при длительном контакте с избыточным количеством воды, что приводит к разрушению межмолекулярных связей и, в конечном счете, к потере изолирующих свойств [1].

В идеале стабильность композиции в пластовых условиях необходимо исследовать в течение периода времени, за который предполагается получение технологического эффекта. В работе изучили термостабильность на примере двух сшитых полимерных композиций и полимер-дисперсной системы различными путями – визуальной оценкой качества и с использованием инструментальных методов анализа (реологические испытания). Исследования полимерных систем проводили на модели технической воды, характерной для объектов Западной Сибири. Гелеобразующую способность и стабильность гелей определяли при пластовых температурах -70 и 90°C . Продолжительность выдержки полимерных гелей при пластовых условиях составляла 30 дней. В таблицах 1–2 представлены фотоизображения композиций в ходе выдержки в течение 30 дней при 70 и 90°C .

Оценку сшитой полимерной системы можно провести визуально по 10-бальной шкале от вязкой жидкости до резиноподобного геля [2]. Визуальный метод дает качественную характеристику и не позволяет достоверно сравнивать реагенты между собой, поэтому исследовать изменение свойств гелей в процессе термостатирования необходимо инструментальными методами анализа.

Информацию о структуре и свойствах вязкоупругой системы можно получить при помощи реологических испытаний. Реология полимеров устанавливает связи между напряжениями, деформациями и скоростью развития деформаций при различных температурах, режимах деформирования для текучих полимеров различного химического строения и различных молекулярных масс. Реологические параметры полимерных составов определяют по реологическим кривым течения, которые основываются на непрерывном деформировании образца полимерного состава при увеличении скорости сдвига [3].

Ревизкозиметрическое тестирование осуществляли на цифровом ротационном вискозиметре фирмы Thermo Haake модель Viscotester VT550 в диапазоне скоростей сдвига от 1 до 150 c^{-1} . В таблицах 3–4 представлены реологические свойства исследуемых составов в ходе температурной выдержки.

Таблица 1

Визуальная оценка стабильности сшитых систем при 70°C

Композиция	Время выдержки, дни		
	1	10	30
1	2	3	4
Сшитая полимерная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		
Сшитая полимерная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		
Сшитая полимерная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		
Полимер-дисперсная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		Фиксируется короткий висячий язык (VI)

Таблица 2

Визуальная оценка стабильности сшитых систем при 90°C

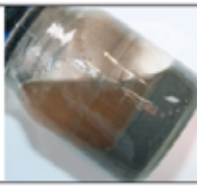
Композиция	Время выдержки, дн.		
	1	10	30
Сшитая полимерная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		Фиксируется длинный тонкий висячий язык (IV)
Сшитая полимерная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)		Синерезис 15 %
Полимер-дисперсная система			
	Фиксируется широкий средний висячий язык (V)	Дефрагментация геля	Вязкая жидкость, на дне серый осадок минеральных добавок

Таблица 3

Влияние температурной выдержки на реологические свойства при 70°C

Композиция	Время выдержки, дни	Эффективная вязкость, мПа·с		Начальное напряжение сдвига, Па	Показатель консистентности, мПа·с	Коэффициент термостойкости
		5 с ⁻¹	150 с ⁻¹			
Сшитая полимерная система	1	4895	296,1	21,14	17,67	<1
	10	2855	230,7	11,12	8,77	
	30	2742	222,4	10,08	8,31	
Сшитая полимерная система	1	2066	270,0	8,53	6,64	>1
	10	2479	293,7	12,11	9,27	
	30	2079	274,8	10,04	7,85	
Полимер-дисперсная система	1	2855	284,7	10,63	7,54	>1
	10	3541	432,5	10,97	7,71	
	30	4022	475,2	13,91	9,36	

Таблица 4

Влияние температурной выдержки на реологические свойства при 90°C

Композиция	Время выдержки, дни	Эффективная вязкость, мПа·с		Начальное напряжение сдвига, Па	Показатель консистентности, мПа·с	Коэффициент термостойкости
		5 с ⁻¹	150 с ⁻¹			
Сшитая полимерная система	1	3793	382,5	16,42	12,86	<1
	10	3494	300,2	16,64	11,56	
	30	1465	175,3	5,91	5,07	
Сшитая полимерная система	1	3243	361,7	15,69	14,37	>1
	10	7075	591,8	36,67	30,95	
	30	7138	673,1	36,22	31,09	
Полимер- дисперсная система	1	7458	752,8	27,5	20,32	<1
	10	Деструкция геля				
	30	Деструкция геля				

Термостабильность сшитых систем оценивают с помощью коэффициента термостойкости по динамике изменения коэффициента консистентности и вязкости гелей. Полученные данные подтверждают или уточняют результаты визуальной оценки изменения качества составов с течением времени. Для пластичных гелей с высокой долей достоверности возможно использование метода ротационной вискозиметрии, так как гели легко помещаются в зазор измерительной системы и при измерениях реализуется высокая однородность напряженного состояния испытуемого образца.

Осцилляционный метод позволяет более детально изучить вязкоупругие свойства сшитых систем. Суть метода заключается в том, что вместо приложения к образцу постоянного напряжения и измерения реологических характеристик в режиме установившегося течения сшитые полимерные системы подвергают осцилляционным напряжениям или деформациям [4]. Осциллирующие деформации возникают за счет того, что ротор измерительной системы попеременно отклоняется по синусоидальной временной функции на малый угол вправо и влево. Определение проводили на цифровом реометре DHR-1 TA Instruments. Изменение упругих свойств гелей в процессе термостатирования рассмотрим на примере сшитой полимерной системы, подверженной синерезису в ходе температурной выдержки при 90°C (таблица 5).

Таблица 5

Влияние температурной выдержки на упругие свойства сшитой полимерной системы при 90°C

Время выдержки, дни	Модуль упругости G' , Па	Модуль механических потерь G'' , Па	Комплексная вязкость, мПа·с	$\tan \delta$ G''/G'	Коэффициент термостойкости
1	6,01	0,48	603,32	0,08	<1
10	2,04	0,23	205,69	0,11	
30	2,52	0,12	252,73	0,05	

Визуальными испытаниями установлено, что температурная выдержка гелей приводит к отделению свободной воды, происходит усадка гелей. Вследствие этого коэффициент термостойкости за 30 дней выдержки, оп-

ределенный методом ротационной вискозиметрии, составляет более 1, так как реологические кривые замеряли для композиций без воды. Из полученных данных осцилляционных испытаний следует, что гель ухудшает свои свойства, что подтверждается визуально. В отличие от реологических испытаний, метод осцилляционных измерений в данном случае дает более точную картину изменения свойств гелей при температурной выдержке.

Важность выделения и изучения методов исследования сшитых полимерных систем обусловлена разнообразием и специфичностью объектов исследований, непрерывным развитием и совершенствованием аналитической аппаратуры, а также все возрастающими требованиями к качеству продукции. Результаты комплекса исследований реологических свойств сшитых полимерных систем в процессе выдержки гелей в пластовых условиях дают информацию об изменениях качества композиций, что позволяет выбрать оптимальную технологию для проведения опытно-промышленных работ.

Литература

1. Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ и проектирование / И.А. Швецов, В.Н. Манырин. Самара: Российское представительство акционерной компании «Ойл Технолоджи Оверсиз Продакшн Лимитед», 2000. С.336.
2. Sydanski R.D. Delayed polyacrylamide gelation process for oil recovery applications. Patent US, no.4744418, 1988.
3. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. Перевод на русский язык / Г. Шрамм; под ред. Куличихина В.Г. М.: КолосС, 2003. 311 с.
4. Vega I. Water Shut-off Polymer Systems: Design and Efficiency Evaluation based on Experimental Studies / I.Vega, W. Morris, J.Robles, H.Peacock, A. Marin //Paper SPE 129940, SPE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 2010.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВОК ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ГОРЕНИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)

Г.А. Глебов¹, М.Г. Хабибуллин¹, Р.Р. Кантюков², И.Р. Гимранов²

¹КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, glebov_g_a@mail.ru, ²ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань

В настоящее время во многих странах США, Франции, Канады, Швеции, России и других ведутся интенсивные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы в области создания теплоэнергетических установок различного назначения, основанные на пульсирующем режиме сжигания топлива.

Пульсирующее горение можно охарактеризовать как автоколебательный процесс сжигания топлива, характеризующийся интенсивными пульсациями потока продуктов сгорания, частота которых подстраивается под собственную акустическую частоту проточной части камеры сгорания, выступающей в роли объема-резонатора. Период колебаний в установках пульсирующего горения меньше времени пребывания продуктов сгорания, а частота колебаний в зависимости от размеров и геометрии установки составляет $\approx 20 \dots 120$ Гц.

Не останавливаясь в данной статье на физике и свойствах пульсирующего горения и отсылая к соответствующей литературе [1, 2], отметим его основные преимущества по сравнению с обычным стационарным горением:

- Высокая полнота сгорания; высокий КПД (92...98%);
- Низкий уровень выброса вредных веществ: CO_x , NO_x и др.;
- Малые габариты и металлоемкость вследствие интенсификации процесса теплопередачи в 3–4 раза при возникновении периодических знакопеременных колебаний потока в проточном тракте;
- Простота конструкции; отсутствие горелочного устройства;
- Высокий уровень безопасности из-за малого объема камеры сгорания и проточного тракта теплообменника теплоэнергетической установки.
- Возможность изготовления компактных модульных установок различной мощности.

Во многих публикациях отмечается, что основной проблемой практического использования пульсирующего горения является шум, уровень которого превышает допустимые санитарные нормы. Однако, как показывает опыт, с этим недостатком можно успешно бороться. Так, специалистам ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» при разработке теплогенератора пульсирующего горения для подогрева газа в магистральном газопроводе удалось добиться величины шума 70 дБ вместо заданного по ТЗ 80 дБ [3, 4, 5]. Известны водогрейные котлы пульсирующего горения Aner Pulsa-toire (Франция) с величиной шума 41...45 дБ, что соответствует уровню шума персонального компьютера.

На отечественном рынке кроме отмеченного выше французского котла можно приобрести котлы пульсирующего горения американской компании «Фултон», отечественных предприятий ФГУП «КРЭМЗ» (г.Кимовск), ОАО «КЗГО» (г.Камбарка), ООО «Теплоснабжающие системы» (г.Москва).

Отметим, что все указанные энергоустановки работают на природном газе.

Цель данной статьи – показать целесообразность и эффективность теплоэнергетических установок пульсирующего горения для утилизации топливных газов сложного состава, в частности, попутного нефтяного газа (ПНГ).

Согласно данным министерства природных ресурсов РФ ежегодно в факелах сжигается свыше 16 млрд м³ ПНГ. По другим данным, объем сжигаемого газа существенно больше и составляет от 20 до 38 млрд м³ [6].

Сжигание газа в открытых факелах по сравнению со сжиганием в топке приводит к большим выбросам токсичных веществ, таких как сажа, оксиды, углерода, азота, серы... Это наносит значительный ущерб окружающей природной среде. Необходимо отметить также большие экономические потери в результате сжигания ПНГ в факелах, т.к. эти газы имеют большую теплоту сгорания.

В работе [6] отмечены четыре способа утилизации попутного нефтяного газа:

- сжигание с получением тепловой энергии (котельные, различные печи и путевые подогреватели);
- сжигание и получение электрической энергии;
- переработка на газоперерабатывающем заводе;
- закачка в пласт.

Для отдаленных нефтяных промыслов наиболее целесообразным способом является использование ПНГ в качестве топливного газа непосредственно на месте его добычи. Опыт показывает, что применение выпускаемых промышленностью теплоэнергетических установок, таких как котельные, электрогенераторы с приводом от ДВС турбоэлектрогенераторы и др. при использовании ПНГ вызывает серьезные проблемы.

В первую очередь это связано со сложным составом ПНГ по сравнению с природным газом, который на 96–98% состоит из метана (CH₄). В таблице 1 в качестве примера приведен состав ПНГ для некоторых промыслов Татарстана.

Таблица 1

Состав газа	Андреевка	Кутема	Бурейка
H ₂ S	5,87	5,85	4,81
CO ₂	4,54	3,86	6
N ₂	10,11	5,28	49,67
CH ₄	24,13	14,19	16,49
C ₂ H ₆	16,39	17,33	8,06
C ₃ H ₈	20,15	29,72	7,27
iC ₄ H ₁₀	4,83	5,6	2,21
nC ₄ H ₁₀	8,44	11,08	3,19
iC ₅ H ₁₂	2,97	3,27	1,26
nC ₅ H ₁₂	1,72	2,34	0,63
C ₆ H ₁₄	0,85	1,48	0,41

Из таблицы видно, что метан составляет ≈ 14–24% по объему. Наибольшую концентрацию составляют тяжелые углеводороды от C₂H₆ до C₆H₁₄. Концентрация азота может составлять 50% и более, а концентрация сероводорода (H₂S) достигает 5–6%. Большая концентрация азота затрудняет поджиг газа и его устойчивое сжигание.

Такой широкий фракционный состав газового топлива при использовании стационарного сжигания в топке в виде факела приводит к существенной неполноте сгорания и образованию токсичных веществ в выхлопных газах.

Заметим, что по мере добычи нефти состав газа изменяется во времени. Состав газа также зависит от времени года. Так, в холодное время года часть тяжелых углеводородов (C₄H₁₀ и другие) выпадает в конденсат. Это приводит к существенному изменению теплоты сгорания Q_p^H и плотности газа ρ_2 .

Согласно ГОСТ 5542-87 число Воббе $W_o = Q_p^H / \sqrt{\rho_2}$, при сжигании газа в теплоэнергетической установке не должно изменяться более чем на ±5%.

Выпадение ряда углеводородов в конденсат приводит к выходу из строя клапанов, газовых редукторов и другой автоматики.

Однако, наибольшей проблемой при использовании ПНГ в качестве топливного газа является наличие сероводорода (H₂S). Согласно техническим требованиям использование газа с содержанием сероводорода более 0,002% недопустимо, т.к. это приводит к интенсивной сернистой коррозии.

В табл. 2 приведены результаты термодинамического расчета продуктов сгорания ПНГ, полученные с использованием компьютерной программы Дрегаля А.Ф. [7]. Исходный состав газовой смеси взят из табл. 1. Видно, что при температуре газа 500 К в продуктах сгорания образуются пары серной кислоты (H₂SO₄).

Несмотря на отмеченные проблемы использования ПНГ в качестве топливного газа большие штрафы за его сжигание в факелах заставляют нефтяников применять его вместо природного газа.

Анализ опыта перевода на ПНГ путевых подогревателей нефти типа ПТБ-10, ПП – 0,63, ПП – 1,6 и др. в ОАО «Лукойл-Пермнефть» и ПАО «Татнефть» показали существенное влияние сернистой коррозии на выход из строя этих энергоустановок; известны случаи, когда применение ПНГ на установках ПТБ-10 с подогревом нефти открытым пламенем приводило к пожару и даже взрыву. Использование ПНГ с повышенным содержанием сероводорода в установках ПП – 0,63 и ПП – 1,6 с промежуточным теплоносителем для нагрева нефти вследствие интенсивной коррозии жаровых труб приводило к выходу из строя этих установок и необходимости дорогого и

долгосрочного ремонта. Заметим, что температура стенок жаровых труб ниже точки росы серной кислоты, равной $\approx 160^{\circ}\text{C}$, и на стенках образуется конденсат.

Таблица 2

Температура продуктов сгорания, К	Мольные доли индивидуальных веществ			
	NO	SO ₂	SO ₃	CO
2500	0.008789	0.004146	$1.3993 \cdot 10^{-6}$	0.013882
2000	0.002857	0.004334	$4.2960 \cdot 10^{-6}$	$6.2201 \cdot 10^{-4}$
1967	0.002615	0.004335	$4.7180 \cdot 10^{-6}$	$4.7331 \cdot 10^{-4}$
1500	$4.6536 \cdot 10^{-4}$	0.004317	$2.8925 \cdot 10^{-5}$	$2.2839 \cdot 10^{-6}$
1000	$1.1862 \cdot 10^{-5}$	0.003288	0.001060	-
500	-	-	$1.5458 \cdot 10^{-4}$	-

Таблица 3

Результаты термодинамического расчета продуктов сгорания ПНГ

Температура продуктов сгорания, К	Мольные доли индивидуальных веществ			
	CO ₂	H ₂ O	N ₂	H ₂ SO ₄
2500	0.069142	0.121301	0.723020	
2000	0.083507	0.131820	0.735665	
1967	0.083670	0.132000	0.735912	
1500	0.084199	0.132858	0.737493	
1000	0.084246	0.132958	0.738113	
500	0.084740	0.129520	0.742454	0.004220

В 1996 г. ОАО «Лукойл-Пермнефть» предложило Казанскому авиационному институту разработать водогрейные установки на ПНГ с повышенным содержанием сероводорода на основе отработанных на промыслах емкостей объемом от 60 до 100 м³.

В основу разработок были заложены следующие принципы:

- пульсирующий режим горения, позволяющий эффективно сжигать газ с широким фракционным составом;
- применение сопел подачи газа диаметром не менее 6–8 мм;
- установка центробежного сепаратора непосредственно перед камерой сгорания;
- в качестве материала огневых стенок установки использовать сталь X5M, наименее склонную к сернокислой коррозии.

Схемы камер пульсирующего горения (КПГ) данных установок представлены на Рис. 1 [8, 9]. Данные схемы соответствуют так называемым КПГ с аэродинамическим клапаном [2].

В состав КПГ: входят топка 1; резонатор 2; состоящий из одной или нескольких труб; аэродинамический клапан 3 в виде кольцевой щели, система подачи газа 4. В КПГ (рис. 1 а) газ подается через эжектор с предварительным подмешиванием воздуха. В схеме КПГ (рис. 1 б) газ подается в топку в виде струй через кольцевой коллектор. Необходимый расход периодически подсасываемого воздуха в КПГ регулируется шириной щели аэродинамического клапана.

Обе КПГ устанавливаются вертикально. В этом случае капли серной кислоты (H₂SO₄), конденсирующиеся на стенках, падают вниз, под действием вибраций, на дно КПГ, которое выложено огнеупорным кирпичом с нанесенном сверху слоем нейтрализатора серной кислоты. В качестве нейтрализатора использовалась сода кальцинированная, известь и др.

В течение 1996...2000 г. были изготовлены четыре теплоэнергетические установки для подогрева больших объемов воды 60...80 м³ НГДУ «Чернушка-Нефть», ОАО «Лукойл-Пермнефть», три из них по схеме Рис.1а и одна по схеме Рис. 1 б. В качестве топливного газа использовался ПНГ с содержанием сероводорода до 4%.

Первый вариант КПГ устанавливался непосредственно в емкость с объемом подогреваемой воды 60–80 м³ (рис. 2). Резонатор состоял из системы 3-х труб. Высота установки ~10–12 м, тепловая мощность регулировалась от 400 до 800 кВт.

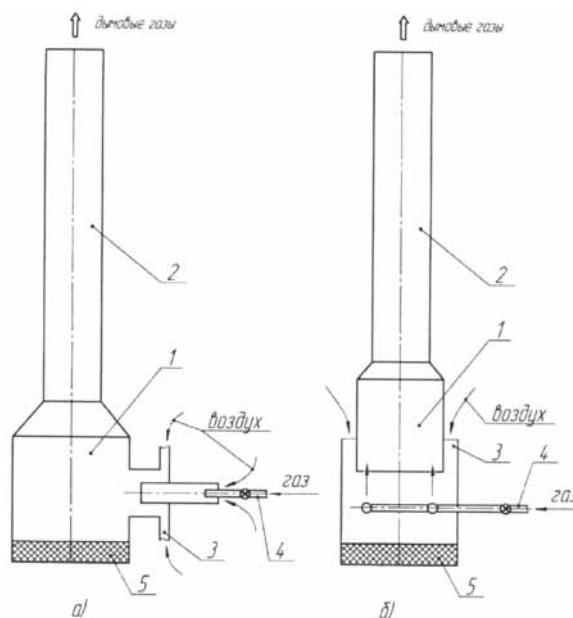


Рис. 1 Схема КПГ.

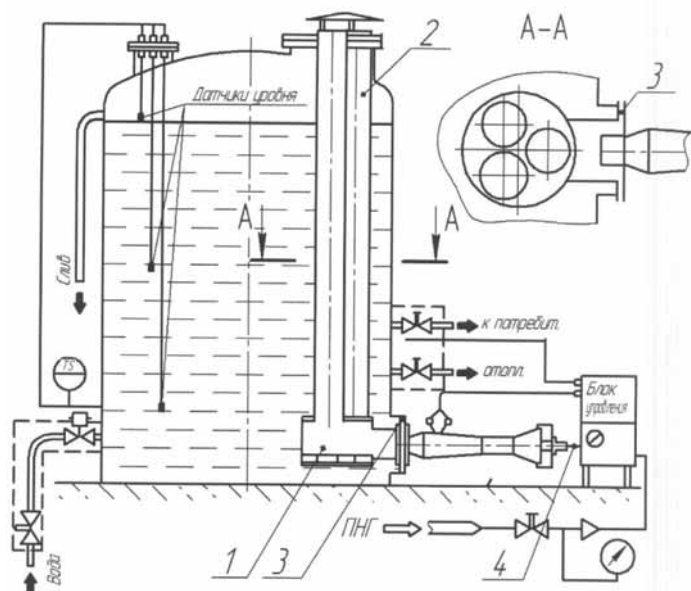


Рис. 2. Подогреватель воды пульсирующего горения (схема а).

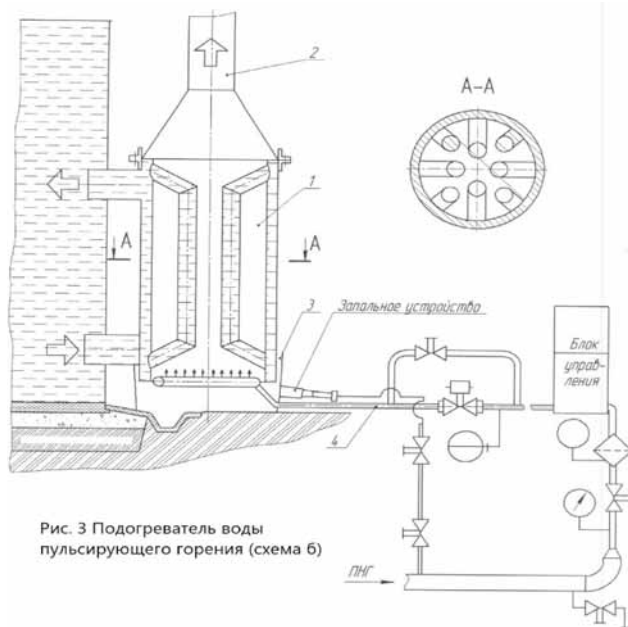


Рис. 3. Подогреватель воды пульсирующего горения (схема б)

Второй вариант КПГ устанавливался вне емкости подогреваемой воды 60 м³ (рис. 3). В этом случае КПГ оснащалась рубашкой охлаждения как показано на Рис. 3. Тепловая мощность установки ~600 кВт [10]. На рис.4 показана фотография данной установки.

Обе установки предназначены для нагрева воды до 80–90°С в промышленных условиях в зимнее и летнее время.

Основное назначение горячей воды в количестве 40–60 м³ – промывка насосно-компрессорных труб от парафина. Горячая вода использовалась также для отопления служебных помещений, предпускового разогрева автомобильной и тракторной техники и других целей. В установках применялась обычная вода без специальной химической подготовки. Опыт эксплуатации установок показал, что накипь на стенках со стороны жидкости практически не откладывалась вследствие вибраций КПГ.

Измерения состава дымовых газов сотрудниками ОАО «Лукойл-Пермнефть» показали, что ды-



Рис. 3. Подогреватель воды пульсирующего горения (схема б).

мовые газы данных установок по оксидам углерода (CO), азота (NO_x) соответствовали нормам, предъявляемым к промышленным водогрейным котлам: концентрации CO ≤ 50–60 ppm, концентрации NO_x ≤ 60 ppm.

Опыт эксплуатации установок показал, что они могут работать устойчиво длительное время без останова. В 2003–2004 г. предполагалось на базе данных установок организовать подогрев водо-нефтяной эмульсии с использованием горячей воды в качестве промежуточного теплоносителя.

В 2003 г. отделом спец. двигателей Казанского авиационного института по заданию ОАО «Лукойл-Пермнефть» был выполнен проект подогревателя нефтяной эмульсии на основе камеры пульсирующего горения, работающей на попутном нефтяном газе. Эмульсия подогревалась в отдельном теплообменнике горячим теплоносителем, подаваемым в теплообменник с помощью насоса. Однако этот проект не был реализован в виде промышленной установки.

В работе [6] детально описан подогреватель нефтяной эмульсии на ПНГ с высокой концентрацией сероводорода тепловой мощностью ~1МВт. Основу подогревателя составляют четыре камеры пульсирующего горения. С целью предотвращения сернокислой коррозии предложено оригинальное решение, а именно, использование высокотемпературного промежуточного теплоносителя для нагрева нефти, обеспечивающего температуру горячей стенки ТПГ выше точки росы серной кислоты 160°С.

В 2010 году данный подогреватель по договору с ПАО «Татнефть» совместно с «ТатНИПИнефть» был реализован в виде опытно-промышленной установки на одном из промыслов НГДУ «Нурлат-Нефть».

1. Опыт работы установок пульсирующего горения на природном газе показал их эффективность и применимость для подогрева технологического газа на предприятиях ПАО «Газпром»
2. Предложены и описаны две оригинальные схемы камер пульсирующего горения (КПГ) газового топлива.
3. На основе многолетней эксплуатации водогрейных установок с использованием данных КПГ:
 - показана эффективность пульсирующего горения для сжигания газов широкого фракционного состава;
 - доказано, что по сравнению с известными промышленными установками рассмотренная КПГ имеют существенное преимущество при сжигании ПНГ с большим содержанием сероводорода;
 - проточный тракт КПГ прост по конструкции и недорогой в изготовлении. При необходимости по мере износа тепловую часть КПГ можно заменить как расходный материал, не затрагивая остальные системы энергоустановки.
4. Предложен модульный принцип создания многорежимных установок большой мощности на основе пульсирующего горения с использованием ПНГ в качестве топливного газа.

Литература

1. Подымов В.Н., Северянин В.С., Щелоков Я.М. Прикладные исследования вибрационного горения. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1978. 218 с.
2. Технологическое пульсационное горение ред. проф. В.А. Попова. М.: Энергоатом. 1993. 318 с.
3. Хабибуллин И.М., Хабибуллин М.Г., Глебов Г.А., Якимов А.И. Новые разработки ООО «НПП «Авиагаз-Союз+» в обеспечение импортозамещения. Территория НЕФТЕГАЗ. № 3. 2016. С. 40–41.
4. Патент РФ №2702059 Теплогенератор пульсирующего горения / Хабибуллин И.М., Хабибуллин М.Г., Глебов Г.А. и др.
5. Патент РФ №2707784 Клапанно-смесительное устройство теплогенератора пульсирующего горения. / Хабибуллин И.М., Глебов Г.А.
6. Р.З. Сахабутдинов, Г.А. Глебов и др. Подогреватель нефтяной эмульсии на попутном нефтяном газе с высокой концентрацией сероводорода. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. Выпуск № LXXVIII, Москва, ОАО «ВНИИОНГ». 2010. С. 246–254.
7. Термодинамические и теплофизические свойства продуктов сгорания. Справочник в 10-ти томах. М.: АН СССР 1971–1980.
8. Патент РФ № 2156402 Устройство пульсирующего горения для подогрева жидкости / Глебов Г.А., Лоос В.В., Кузьмуков В.И., Павлов Г.И. и др., 20.09.2000.
9. Патент РФ №2156401. Камера пульсирующего горения для подогрева воды. / Глебов Г.А., Лоос В.В., Корчагин В.Г., Павлов Г.И., 20.09.2000.
10. Экологическая политика, Пермь ОАО «Лукойл-Пермнефть», 1998. 23 с.

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗАЛЕЖИ С ЦЕЛЮ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

И.З. Фархутдинов¹, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, А.М. Аслания², Д.Н. Гуляев³,

Л.А. Зинуров, Р.А. Мингараев

¹ПАО «Татнефть» г. Альметьевск, farkhutdinoviz@tatneft.ru, ²ООО «Нафта колледж» г. Казань,

³ООО «Софойл» г. Казань

При разработке месторождений, находящихся на поздней стадии основную роль в повышении нефтеизвлечения и эффективности выполняемых геолого-технических мероприятий, играет возможность доизучения месторождения и локализации остаточных запасов.

ПАО «Татнефть» заинтересовано в получении комплексных технологий по анализу истории разработки месторождений для выявления наиболее перспективных участков, на которых наиболее эффективным будет проведение дополнительных исследований и выполнение адресных геолого-технических мероприятий для повышения добычи и выработки запасов.

Описание комплексного подхода

Внедряемая на предприятиях группы компаний «Татнефть» интегрированная технология изучения месторождения, разработанная совместно с компанией Софойл, позволяет достигать данную цель с помощью проведения этапов, представленных на рисунке 1.

Прайм анализ

Цель первичного анализа (прайм) – выявление перспективных участков в блоке для проведения исследований, направленных на локализацию невыработанных запасов с перспективой проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) по их довыработке.

Прайм-анализ – подразделяется на три стадии:

1. Первая стадия включает в себя первичный анализ истории разработки площади, выявляющий проблема-



Рис. 1. Этапы комплексного подхода.

тику текущего состояния разработки площади, состояния текущих остаточных запасов всей площади (отставание по Квйт или по Кохв).

2. Вторая стадия – поблочный анализ с целью приоритизации потенциала каждого блока по запасам, энергетике и состояния фонда для дальнейшего выбора блока с максимальным потенциалом.

3. Третья стадия осуществляется внутри выбранного блока включает в себя поскважинный анализ истории добычи/закачки петрофизических данных, геофизических и промыслово-геофизических, а также гидродинамических исследований скважин и пластов.

Предварительно анализ выполняется по блокам. Наиболее перспективными блоками месторождений для внедрения данной технологии являются блоки с максимальными остаточными запасами, при этом плохо вырабатываемыми текущей системой разработки. Как правило, данное явление сопровождается опережающим ростом темпа обводнения добывающих скважин, не соответствующим темпу выработки запасов и опережающими темпами падения добычи [1]. В рамках рассматриваемого анализа проводится выявление причин опережающей обводненности и снижения добычи скважин.

По каждой из скважин перспективного блока готовятся паспорта, где приводятся графики динамики добычи и проведения ГТМ, результаты исследований, а также прайм-метрики характеристик добычи/закачки. В результате поскважинного анализа выявляются скважины с проблемами и вырабатываются рекомендации по дополнительным исследованиям и работам, направленным на повышение выработки [2].

Анализ изменения добычи и давления от коэффициента извлечения нефти (КИН) позволяет сделать прогноз достижения КИН текущей системой разработки.

Рассмотрим более подробно анализ обводненности, приведенный на рисунке 2.

Он представляет собой диагностическую метрику прайм-анализа по выявлению скважин с подозрением на ЗКЦ и неравномерную выработку. В ней

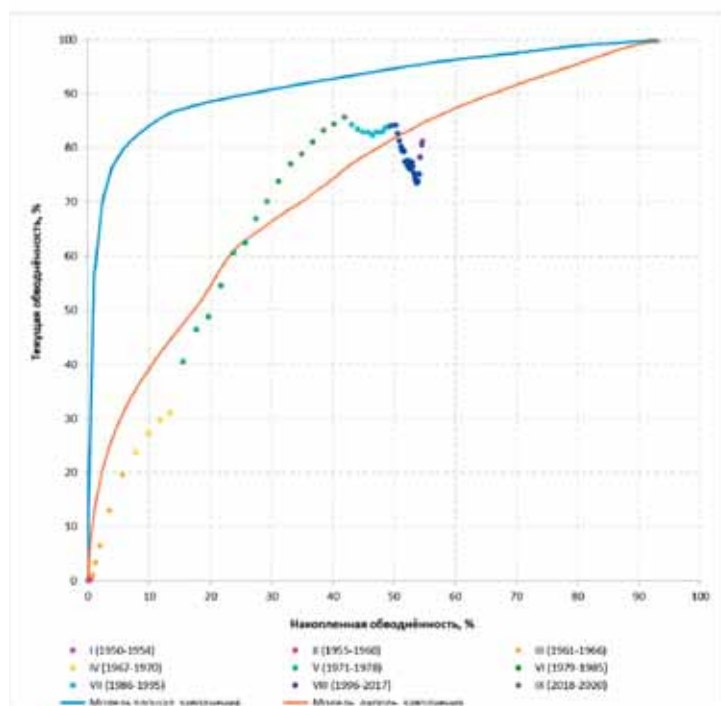


Рис. 2. Диагностика накопленной обводненности.

имеются две смоделированные на 3D симуляторе кривые обводненности (корреляция текущей и накопленной): одна моделирует обводнение усредненной скважины по блоку со всех сторон, имитируя площадное заводнение; вторая – дипольное заводнение, т.е. приход воды только от ближайшей нагнетательной скважины. Эти кривые являются двумя крайними вариантами, внутри которых должно располагаться нормальное (естественное) обводнение объекта разработки. Выход за пределы данных графиков говорит о том, что имеются некоторые аномалии. Все, что выше кривой площадного заводнения, говорит об обводнении вследствие заколонных перетоков. Расположение ниже кривой обводнения от нагнетательной скважины дает повод усомниться в равномерности выработки этого периода разработки вследствие неполного охвата по вертикали. Все, что выше кривой обводненности по аквиферу, говорит о возможных заколонных перетоках.

Видно, что в процессе разработки площади имеются неполный охват вытеснением и соответственно потенциал повышения эффективности разработки объекта.

Анализ графика отношения добычи к закачке от обводненности позволяет говорить об эффективности текущей системы ППД.

Коэффициент PIR (отношение добычи нефти к закачке) – это метрика оценки качества закачки. Его также можно рассчитать по формуле:

$$PIR = \frac{1}{IVRR} \cdot \frac{1-Y_w}{Y_w + (1-Y_w) \left[\frac{B_o}{B_w} + \frac{Bg}{B_w} (GOR - R_s) \right]}, \quad (1)$$

где Y_w – обводненность, $IVRR$ – компенсация отбора закачкой (мгновенная), GOR – газовый фактор, R_s – газосодержание нефти.

Также этот параметр можно сравнить с модельным значением (PIR_m), подставив в формулу (1) модельную обводненность (Y_{wm}). Поведение относительно модельного значения коррелируется с графиком на рис. 3. Модель значительно выше находится на протяжении почти всей разработки. На последних этапах происходит согласование в районе 0,15.

На начальном этапе фактический PIR определяется отношением B_w/B_o , которое в нашем случае составляло около 0,8. В последующих этапах эффективность системы ППД снижалась и PIR упал ниже 0,2 за счет роста непродуктивной закачки. Это довольно низкий показатель. Уменьшив непродуктивную закачку, можно существенно повысить экономическую эффективность разработки площади.

Важной прайм-метрикой является сопоставление результатов ПГИ с разрезами – так называемые Атласы ПГИ. На рисунке 4 показан пример такого сопоставления для характерного разреза анализируемого пласта.

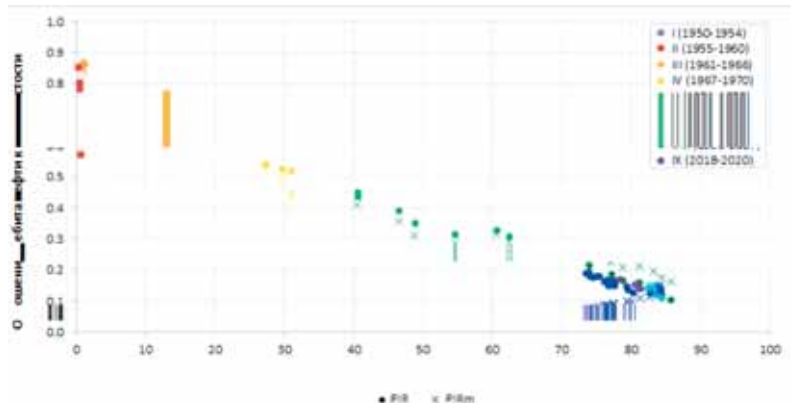


Рис. 3. Диагностика PIR от обводненности.

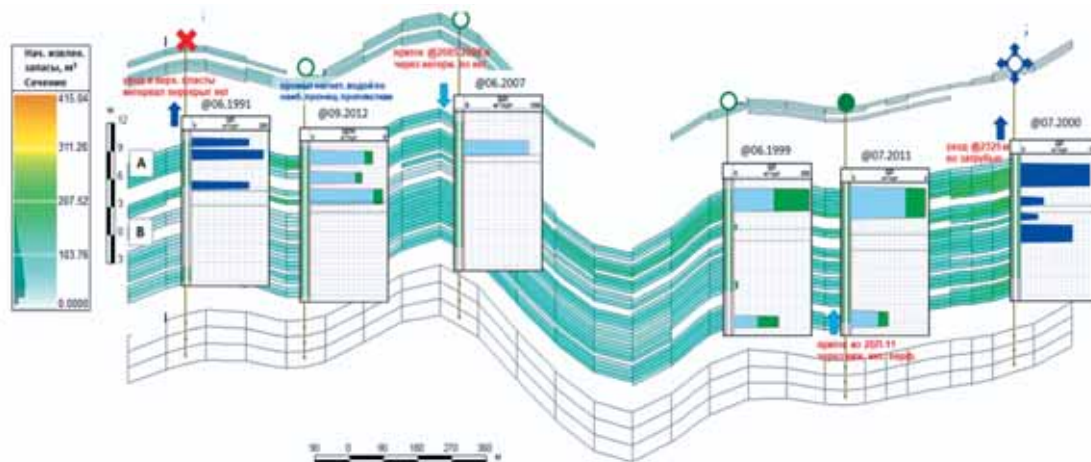


Рис. 4. Разрез с начальными извлекаемыми запасами и профилями притока и приемистости по скважинам.

Информация о профиле притока и приемистости должна быть использована и при площадном анализе. Рассматриваемый блок разделяется на ячейки Вороного для формирования областей дренирования каждой скважины, и по ним осуществляется расчет выработки. Строятся карты текущих и накопленных отборов и закачки после разделения по пачкам «а» и «б» и т. д. Подложка карты – текущие запасы, рассчитанные исходя из распределенных по пачкам накопленных отборов. Такое разбиение осуществлялось следующим образом:

Результат прайм-анализа

Результатом верхнеуровневого анализа будет подбор скважин-кандидатов на ПГИ и КРС, уточнения перспективных участков месторождения для проведения дополнительных исследований, обоснования выбора перспективного участка.

Следующий шаг – реализация программы промыслово-геофизических исследований, включая ПГИ с расширенным комплексом для уточнения литофаций, и импульсно-кодовых гидропрослушиваний для уточнения насыщения отдельных зон в межскважинном пространстве, а также охвата пласта выработкой [3–6], в которых по итогам прайм-анализа ожидается наличие подвижных углеводородов.

Дальнейшие шаги по проекту

На текущий момент проект находится на стадии верхнеуровневого анализа, но дальнейшие этапы отдельно уже реализовывались на объектах «Татнефти», в том числе и на Ромашкинском девоне. Были выполнены и получили подтверждение бурением исследования ИКГ по определению межскважинного насыщения.

Суть метода заключается в спусках в исследуемые скважины высокочувствительных автономных кварцевые манометров zPass20, в скважине-генераторе существенно изменяется режим ее работы, путем остановки и закачки, изменение давления на данные возмущения измеряется в реагирующих скважинах. Пример результатов данных измерений приведен на рисунке 5.

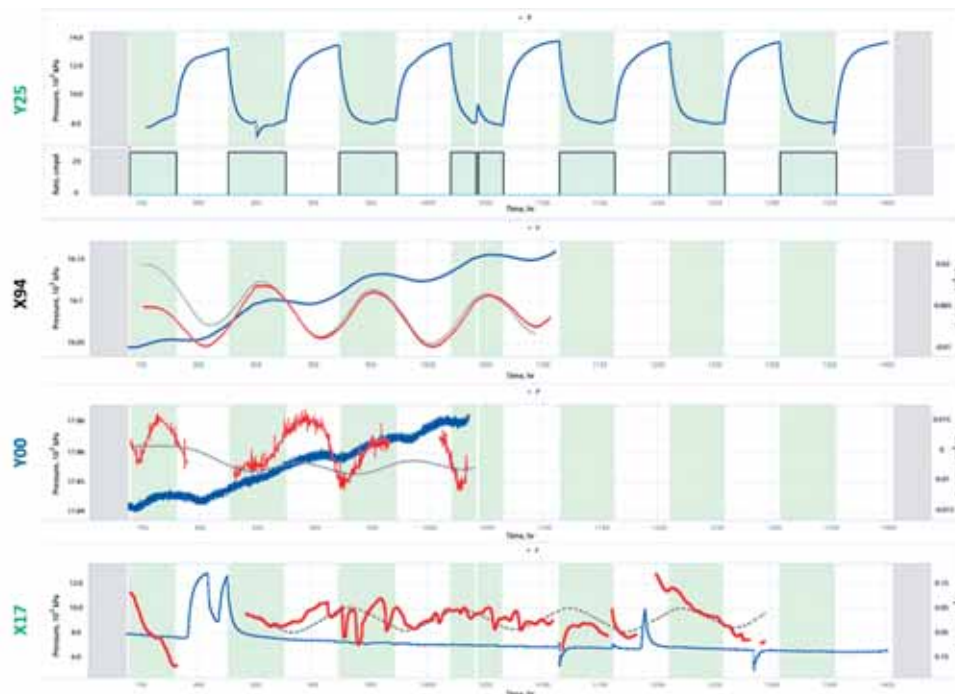


Рис. 5. Результаты измерений при исследовании пласта методом ИКГ со скважиной-генератором Y25 (синим показаны результаты измерений, красным – детрендрованное давление, черным – результаты импульсно-кодовой декомпозиции (ИКД)).

Результаты измерений в реагирующих скважинах подвергаются двум математическим процедурам: 1) детрендрование, заключающееся в устранении постоянного тренда 2) импульсно-кодовая декомпозиция (ИКД), заключающаяся в выделении только тех изменений, которые коррелируются с изменением режимов работы в скважине-генераторе. Однозначность выявления сигнала на фоне шума достигается тем, что выбираются те колебания, интервалы времени, между которыми полностью соответствуют интервалам времени изменения режимов работы в скважине-генераторе, а также соотношение изменения амплитуд отклика соответствует соотношению изменений расходов в скважине-генераторе.

Результаты исследования методом импульсно-кодового гидропрослушивания позволяют определять динамическую эффективную толщину и текущую выработку пластов, которые в дальнейшем используются для планирования ГТМ и калибровки ГГДМ.

На данном этапе также проводится расширенный комплекс ПГИ для определения резервуарного количественного профиля притока/закачки по пропласткам, с учетом наличия заколонных перетоков и плохого качества цементирования заколонного пространства, в том числе для исторической реолокации накопленной закачки/добычи, и составления рекомендаций по проведению КРС и оптимизации режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Калибровка результатов исследования

Следующими шагами интегрированной технологии анализа является адаптация секторной геолого-гидродинамической модели анализируемого блока месторождения (ГГДМ) к результатам выполненных ПГИ и ИКГ с учетом истории работы скважин анализируемого участка. Далее откалиброванная ГГДМ будет использована для более точной локализации текущих извлекаемых запасов и расчетов вариантов выработки запасов. Результатом данного этапа будет подготовка предложений ГТМ по довыработке запасов, до сих пор не охваченных вытеснением, с прогнозом эффекта от мероприятий.

После реализации ГТМ проводится постмониторинг их эффективности и готовятся предложения по тиражированию технологии.

Литература

1. Kuznetsova, A.N., Gunkin, A.S., Rogachev, M.K. Dynamic modeling of surfactant flooding in low permeable argillaceous reservoirs / IOP Conference Series: Earth and Environmental Science; 87(5), 052014, 2017
2. Иван Жданов, Виктор Котежеков, Андрей Маргарит. Способ локализации остаточных запасов на основе комплексной мультискважинной диагностики и калибровки ГГДМ. SPE-191590. ООО Газпромнефть НТЦ.
3. Artur Aslanyan (Nafta College) | Igor Kovalenko (Gazpromneft STC) | Ilmur Ilyasov (Messoyahaneftegas) | Danila Gulyaev (Sofoil) | Anton Buyanov (Sofoil) | Kharis Musaleev (Sofoil). Water flood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Статья SPE-193712-MS представлена на конференции и выставке 10–12 December 2018, Kuwait City, Kuwait
4. Artur Aslanyan (Nafta College) | Rustam Asmadiyarov (Gazpromneft STC) | Ilya Kaeshkov (Gazpromneft STC) | Marsel Bikkulov (Gazpromneft Khantos) | Rushana Farakhova (Sofoil) | Vladimir Krichevsky (Sofoil) | Danila Gulyaev (Sofoil) | Kharis Musaleev (Polykod). Multiwell Deconvolution as Important Guideline to Production Optimisation: Western Siberia Case Study. Статья SPE-19566-MS представлена на конференции и выставке 26–28 March 2019, Beijing, China.
5. Artur Aslanyan (Nafta College) | Fedor Grishko (Salym Petroleum Development N.V.) | Vladimir Krichevsky (Sofoil) | Danila Gulyaev (Sofoil) | Ekaterina Panarina (Sofoil) | Anton Buyanov (Polykod). Assessing Waterflood Efficiency with Deconvolution Based Multi-Well Retrospective Test Technique. Статья SPE-195518-MS представлена на конференции и выставке 3–6 June 2019, London.
6. И.В. Коваленко, Г.М. Немирович, И.Р. Ильясов, А.В. Буянов, Д.Н. Гуляев. Применение технологии импульсно-кодowego гидропрослушивания при заводнении в сложных геологических условиях // «Нефтяное хозяйство» Июнь. 2018.

УДК 23173

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКОЛОГИЯ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ В ПЕРИОД ДЛИТЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

З.М. Слепак

Институт геологии и нефтегазовых технологий ИГиНГТ КФУ, г. Казань, Zakhar.Slepak@kpfu.ru

Аннотация

Появление в последние десятилетия высокоточной геофизической аппаратуры позволяет фиксировать изменения физических полей Земли (естественных и создаваемых искусственно), интенсивность которых чрезвычайно мала и соизмерима с погрешностью измерений. Выявление таких полей и установление их природы требует разработки специальных геофизических технологий для измерений, математической обработки и интерпретации извлекаемой информации об особенностях геологического строения верхних слоев земной коры и существенно повышать эффективность решения задач нефтяной геологии, инженерно-геологических, археологических и других задач. Это позволяет отнести результаты решений таких задач к нанотехнологиям в геофизике.

Рассматриваются технологии изучения геологического строения нефтяных месторождений в Волго-Уральском регионе, основанные на установленной закономерности разуплотнения пород на участках структур над нефтяными месторождениями. Излагается метод геолого-геофизического моделирования (ГГМ), заключающийся в решении обратных задач гравиразведки по аномалиям Буге, позволяющий создавать плотностные 2D и 3D модели нефтеносных структур. Показаны возможности выявления зон повышенной пористости пород в карбонатных комплексах по результатам ГИС.

Ключевые слова: моделирование, высокоточная гравиразведка, ГИС, нефтяные пласты, прогнозирование, экология.

Введение

Для решения задач нефтяной геологии необходимо создание эффективных технологий интерпретации гравитационного поля. Успешное применение высокоточных гравиметрических измерений при прогнозировании нефтяных месторождений требует создания геофизических технологий, характеризующихся надежным физико-геологическим обоснованием. Разработан результативный метод геолого-геофизического моделирования (ГГМ). В отличие от методов качественной интерпретации гравитационных аномалий метод ГГМ направлен на выявление и создание плотностных моделей нефтеносных структур и оценку их достоверности по данным ГИС. Появляется возможность выявления зон повышенной пористости пород в пределах сульфатно-карбонатного комплекса, с которыми могут быть связаны пропущенные нефтесодержащие пласты.

Применяемые технологии и результаты исследований

Для Волго-Уральского региона, являющегося основным объектом наших исследований, характерна латеральная неоднородность состава и физических свойств горных пород осадочного комплекса. По 6000 образцам керна и ГИС 300 скважин установлено закономерное разуплотнение пород на участках нефтеносных структур

различных морфолого-генетических типов. Изучена изменчивость плотностей σ и коэффициентов общей пористости K_p на сводах и крыльях 23 структур сульфатно-карбонатного комплекса Южно-Татарского свода. Установлено, что в пределах их сводовых частей уменьшение средних значений плотностей, прослеживаемое в различных слоях осадочного комплекса, по сравнению со значениями на крыльях составляет $-0,03-0,05 \text{ г/см}^3$. Закономерное разуплотнение пород прослеживается в пределах нефтяных месторождений, выявленных на различных глубинах. Создаваемые разуплотнением пород локальные минимумы гравитационного поля являются основным поисковым признаком их прогнозирования. Насколько значительно латеральное разуплотнение пород в пределах структур превышает гравитационное влияние плотностных границ и нефтяных залежей, следует из результатов решения прямых задач (рис. 1).

Метод геолого-геофизического моделирования (ГГМ), разработанный автором с учетом установленных особенностей изменчивости плотностей на участках структур, заключается в решении обратной линейной задачи гравиразведки с одновременным созданием плотностных моделей геологических сред и прогнозируемых объектов по аномалиям Буге без разделения поля на составляющие. В отличие от методов качественной интерпретации гравитационных аномалий, метод ГГМ позволяет извлекать информацию о геологическом строении нефтяных месторождений и вмещающих их отложений. Сопоставление плотностных моделей, создаваемых по высокоточным гравиметрическим измерениям при решении обратных задач методом ГГМ, с результатами ГИС позволяет изучать физико-геологические особенности нефтеносных структур и прогнозировать невыявленные нефтяные пласты месторождений. Применение разработанных технологий обработки диаграмм НГК повышает возможность увеличения информации об изменчивости пористости и плотности в отложениях сульфатно-карбонатного комплекса [1–4, 11, 12].

Каждое длительно разрабатываемое нефтяное месторождение имеет свою историю геологического развития, состоящую из нескольких этапов: 3 стадии в течение 30 лет (освоения, сохранения, падения добычи) и 4 стадия завершения разработки. Стадии освоения и сохранения объединяют в ранний период, а падение добычи и завершения – в поздний период с постепенным убыванием добычи [6]. Ямашинское нефтяное месторождение было открыто более 50 лет тому назад. Результаты его освоения могли содержать значительные погрешности. Об этом позволяют судить некоторые сохранившиеся диаграммы ГИС. За длительное время его разработки значительно изменились физико-геологические особенности осадочного комплекса под влиянием динамики подземных вод, вторичных преобразований пород и неотектонических движений. Поэтому является целесообразным проведение повторных высокоточных гравиметрических измерений, бурение отдельных скважин вблизи ранее пробуренных, создание 2Д и 3Д плотностных моделей структур и их сопоставление с моделями начала разработки месторождения.

Особого внимания заслуживают участки повышенной пористости пород, прослеживаемые по диаграммам НГК и ГК в пределах карбонатных отложений сульфатно-карбонатного комплекса (рис. 2).

Средневзвешенные по мощностям величины коэффициента общей пористости пород K_p вдоль профиля, приведенного на рисунке 1, в среднем составляет 5–7% и в различных скважинах изменяются от 5 (скв. 103) до 12% (скв. 71, 116), а в отдельных интервалах разреза (скв. 116, 252) достигают 14–15%.

В пределах карбонатных комплексов особого внимания заслуживают зоны повышенной пористости пород со значениями K_p , составляющими до 8–10%. Верхние границы этих зон (рис. 1) могут служить «покрышками» скоплений нефти в отдельных пластах, мигрировавшей из центральной части эксплуатируемого месторождения [1–4].

В пределах карбонатных комплексов особого внимания заслуживают зоны повышенной пористости пород со значениями K_p , составляющими до 8–10%. Верхние границы этих зон могут являться «покрышками» неструктурных скоплений нефти, образовавшихся путем ее миграции из центральной части эксплуатируемого месторождения [1–4].

Наиболее значительное возрастание K_p отмечается на участке Ямашинского месторождения, открытого 50 лет тому назад (скв. 231–140). В ее пределах отчетливо выделяется зона повышенной пористости пород линзооб-

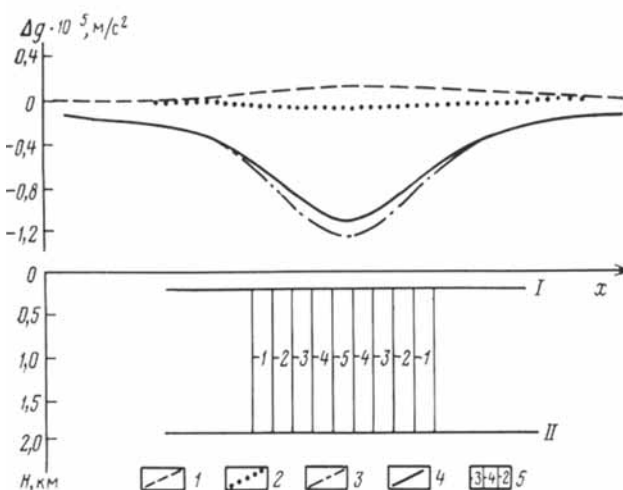


Рис. 1. Обобщенная двухмерная теоретическая физико-геологическая модель нефтеносной структуры в осадочной толще: I и II – поверхность и подошва сульфатно-карбонатного комплекса; 1 – гравитационное влияние плотностных границ; 2 – гравитационное влияние нефтяной залежи; 3 – гравитационное влияние латеральной изменчивости плотности; 4 – суммарный гравитационный эффект; 5 – физико-геологическая модель зоны разуплотнения пород (цифры на модели означают сотые доли г/см^3).

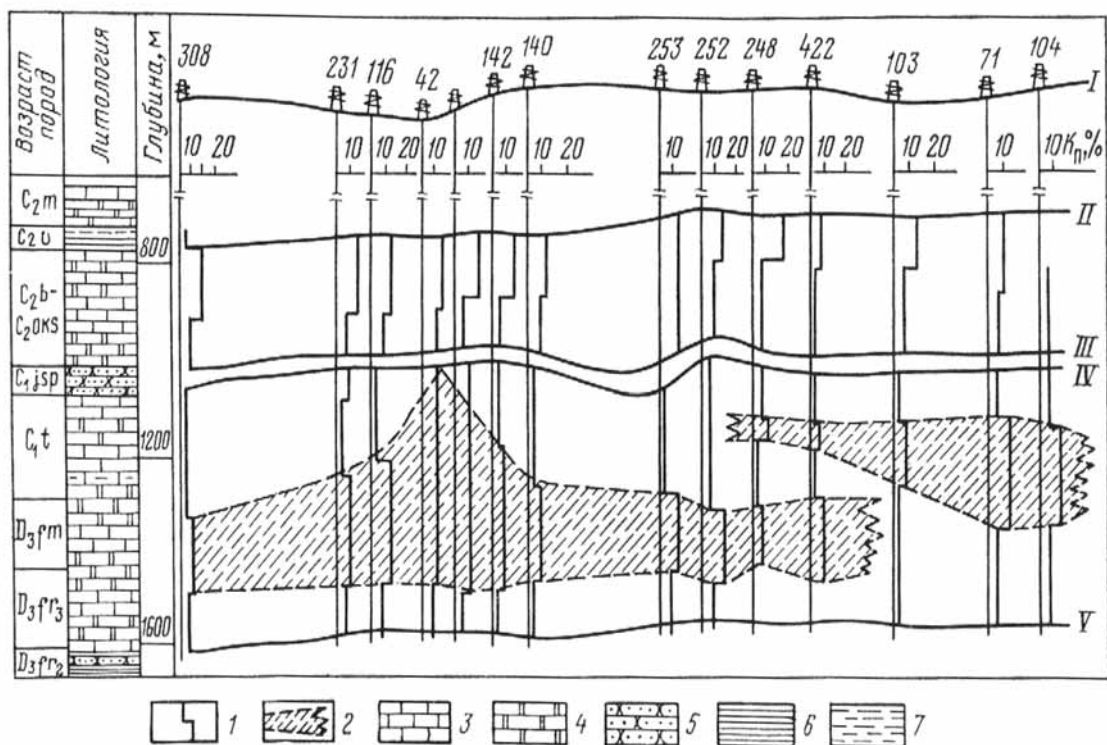


Рис. 2 Геолого-геофизический профиль по линии скважин 308–104: поверхности: I – земная, II – башкирского яруса C_2 , III – яснополянского надгоризонта C_1 , IV – турнейского яруса C_1 , V – среднефранского подъяруса D_1 ; 1 – диаграммы средних значений K_p ; 2 – зоны повышенной пористости; породы: 3 – известняки, 4 – доломиты, 5 – песчаники, 6 – глины, 7 – алевролиты.

разной формы в интервале глубин от 1100 м (скв. 42) до 1500 м (скв. 308–422). Вполне возможно существование на поверхности зоны контакта резкого изменения K_p , который может служить «покрышкой» для скопления нефтяных залежей.

Для изучения физико-геологических изменений, происходящих на нефтяных месторождениях в течение длительного времени, целесообразно проведение повторных высокоточных гравиметрических измерений вдоль ранее проведенных профилей и создание новой 3Д модели. Ее сопоставление с 3Д моделью, созданной в начале открытия месторождения, должно позволить выявлять места с наиболее значительными изменениями плотностных неоднородностей под воздействием активных геологических процессов. Изучение диаграмм ГИС по вновь пробуренным скважинам позволит уточнить результаты моделирования и составить проект дальнейших исследований с целью выявления возможных скоплений нефти, мигрировавшей в отдельные пласты, которые также могли быть пропущены в процессе бурения в предыдущие годы.

Проведение полевых измерений некоторыми геофизическими методами оказывает значительное негативное влияние на экологию. К ним, в частности, можно отнести метод ГСЗ (*глубинного сейсмического зондирования земной коры*), при проведении которого существенно нарушается устоявшееся состояние земной коры, сейсморазведку и ГИС (*геофизических исследованиях в скважинах*), оказывающих существенное влияние на негативные изменения отложений, окружающих скважины.

Масштабы негативных техногенных воздействий на земную кору, атмосферу и гидросферу нашей планеты стремительно возрастают. Защита планеты от таких воздействий и сохранение среды обитания человека, который и сам оказывает на нее отрицательное влияние, не одно столетие является объективной реальностью.

Изменения в окружающем пространстве происходят вследствие выбросов углекислоты в атмосферу, роста озоновых дыр в стратосфере, влияний на земную поверхность изменений уровня базиса эрозии. Так, например, для крутого северного склона Кремлевского холма немалую роль сыграла деятельность поверхностных, грунтовых и техногенных вод, активизирующих эрозионные процессы на склонах холма, образование густой овражной сети и оползневые процессы. Очевидно, что из выявленного нами по высокоточным гравиметрическим измерениям резервуара с изменяющимся уровнем подземных вод, расположенного на вершине Кремлевского холма, постепенно выносятся растворенные частицы пород в виде взвесей в сторону р. Казанки и нижележащие слои. Устранение негативного влияния этого процесса является задачей экологической геологии.

Под влиянием карстово-суффозионных процессов происходит просадка земной поверхности в условиях городов, оказывающая влияние на техническое состояние строений и без принятия мер по укреплению их оснований могут возникать негативные последствия.

Проведение геофизических измерений в режиме мониторинга позволяет изучать негативные изменения в геологических средах и своевременно принимать меры по их устранению.

Экологическая геофизика является одним из направлений разведочной геофизики. Решение геологических задач сопровождается негативными воздействиями на устоявшееся состояние геологической среды, сохранение которого зависит от эффективности экологических исследований.

Наша Земля постоянно испытывает гравитационное влияние Солнца, Луны, других планет солнечной системы, их спутников и планет космического пространства. Известны приливы и отливы водных масс в океанах, растяжения и сжатия земной коры и их связи с землетрясениями, вулканической активностью, процессами, происходящими в мантии и земном ядре, гидросфере и атмосфере, влияющими на изменение климата, биосферу и экологию.

Развитие геофизических исследований, направленных на изучение глубинного строения литосферы Земли, поиски полезных ископаемых потребовало решения экологических задач. Постепенно развиваются такие научные направления, как экологическая геология, экологическая география и другие

Изменения геологической среды оказывают негативное влияние на природу Земли. Достаточно напомнить о загрязнении воды и воздуха в наше время под влиянием развития технического прогресса, проявляемых в увеличении выбросов в виде отходов производства в окружающую среду различными промышленными предприятиями. В частности, в нее поступают тысячи тонн ртути, связанных с отходами целлюлюзно-бумажного и других производств. Концентрация ртути в живых организмах превышает ее содержание в почвах, воде и воздухе в десятки раз. Потери нефтепродуктов при добыче нефти, транспортировке и переработке ежегодно составляют 50 млн тонн, которое соответствует годовой добыче крупного месторождения [12, 23].

С каждым годом число экологических проблем возрастает. Это – сжигание мусора, увеличение свалок не только на земной поверхности, но и в океанах. В то же время появились и новые технологии в ряде стран, которые позволяют с высокой скоростью справляться с этими проблемами. В частности, разделяя мусор на составляющие и превращая его с применением роботов в нужные материалы, одновременно создаются новые производства, тем самым очищая земную поверхность и окружающее пространство. Более того, такие производства настолько эффективны, что нуждаются в привозе различных отходов из стран, которые не справляются со своими проблемами экологии.

Результаты вышеизложенного подтверждаются в работе [10. стр. 198], в которой подчеркивается важность изучения строения осадочного комплекса «в зоне скопления углеводородов и путей их естественной и техногенной миграции. Разработанный методологический подход имеет важное научное и практическое значение не только для Ромашкинского нефтяного месторождения, но и в целом для длительно эксплуатируемых месторождений Волго-Уральского региона с аналогичными геолого-геофизическими характеристиками».

Заключение

Установлено, что для периода длительной разработки нефтяных месторождений под влиянием активных геологических процессов происходят значительные изменения геологической среды в осадочных комплексах, оказывающих влияние на структуру нефтеносных пластов.

Приведенные результаты исследований позволяют констатировать, что в карбонатных комплексах осадочного чехла образуются зоны разуплотнения пород, с которыми может быть связано скопление нефти в отдельных пластах, мигрировавшей из отложений основного месторождения.

При длительной разработке нефтяных месторождений под влиянием активных геологических процессов может происходить скопление нефти в их периферийных частях пластов. Такие пласты также могли быть пропущены. В начальный период эксплуатации месторождений могут быть пропущены отдельные нефтесодержащие пласты. Их выявление должно представлять поисковый интерес.

В процессе проведения геофизических работ на участках нефтяных месторождений особое значение приобретает решение задач экологии, которые способствуют уменьшению потерь при разработке и добыче.

Литература

1. Слепак З.М. Метод геолого-геофизического моделирования при прогнозировании нефтяных месторождений / З.М.Слепак // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 47-й сессии Международного научного семинара Д.Г.Успенского – В.Н.Страхова. Воронеж, 2020. С. 253–257.
2. Слепак З.М. Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. М.: Недра, 1989. 200 с.
3. Слепак З.М. Гравиразведка в нефтяной геологии. Казань: Изд.-во Казан.ун-та, 2005. 222 с.
4. Слепак З.М. Гравиразведка при прогнозировании нефтяных месторождений. Казань: Изд.-во Казан. ун-та, 2019, 204 с.
5. Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. Л.: Недра, 1981. 255 с.
6. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань.: Изд.-во «ФЭН» АН РТ, 2012, 663 с.
7. Израэль Ю.А. Экология и контроль состояния природной среды. М.: Гидрометеиздат, 1984. 560 с.
8. Вахромеев Г.С. Экологическая геофизика. Иркутск: Полиграфическая фирма «Улисс», 1995. 215 с.
9. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань, 2008. 347 с.

10. Хисамов Р.С., Файзуллин Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки.–Казань:Изд-во«ФЭН» АН РТ, 2011, 228 с..

11. Z.M. Slepak New Opportunities of High-Resolution Gravimetry for the Studies of Subsurface Geology and Prediction of Oil Fields. – 14th International Multidisciplinary Scientific GeoConference on Science and Technologies in Geology Exploration and Mining. Volume1. Bulgaria, 2014. P. 743–750

12. Z.Slepak Efficiency of High-Precision Gravity Prospecting at Discovery of Oil Fields at Late Stage of Development. In Book: «Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences» Danis Nurgaliev, Natalia Khairullina Editors Practical and Theoretical Aspects of Geological Interpretation of Gravitational, Magnetic, and Electric Fields. 2019. P. 293–302.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Н.А. Ряполов, Н.Г. Федорова, Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, fng8@mail.ru

Преамбула

Современные взгляды на генезис и восполнение запасов углеводородов затрагивают вопрос надежности скважин, используемых при разработке месторождений.

Имеет ли практическое значение определение надежности скважин и что под этим понимается?

Практическое значение заключается в определении таких показателей надежности, как нормативный срок эксплуатации и продлеваемый (в рамках остаточного ресурса) срок безопасной эксплуатации скважин.

Если указанные показатели не определены как показатели надежности скважин, то их назначают. Как правило, назначаемые сроки меньше фактических и это приводит к увеличению затрат на содержание скважин, в частности, за счет количества экспертиз промышленной безопасности, которые должны проводиться при окончании назначенного отрезка времени независимо от технического состояния скважин.

В докладе (статье) рассмотрен алгоритм и результаты определения показателей надежности скважин подземных хранилищ газа (ПХГ).

Это убеждает в необходимости анализа надежности скважин месторождений, особенно с точки зрения восполняемости запасов углеводородов.

Термины и определения

Надежность – свойство скважины сохранять во времени способность к выполнению требуемых функций в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания.

Безопасность – свойство скважины при изготовлении и эксплуатации и в случае нарушения работоспособного состояния не создавать угрозу для жизни и здоровья людей, а также для окружающей среды.

Гамма-процентный ресурс – наработка, в течение которой скважина не достигнет предельного состояния с заданной вероятностью γ , выраженной в процентах.

1. Основная часть

1.1. О возможности применения классической теории к оценке надежности скважин

Надежность объектов определяется количественными значениями показателей, характеризующих ее (рассматриваемые) свойства [1, 2]. В рамках общей теории надежности значения показателей определяются с использованием статистических данных, поэтому область применения общей теории ограничена. Предметами ее исследования являются крупносерийные объекты, которые изготавливают и эксплуатируют в статистически однородных условиях. При этом сложные объекты представляют в виде совокупности отдельных элементов, соединенных между собой определенным образом (рис. 1).

Вероятность безотказной работы системы при этом будет рассчитываться по соответствующим формулам. Например, при последовательном соединении элементов, по формуле (1):

$$P(t) = P_1 \cdot P_2 \cdot \dots \cdot P_n = \prod_{i=1}^n P_i. \quad (1)$$

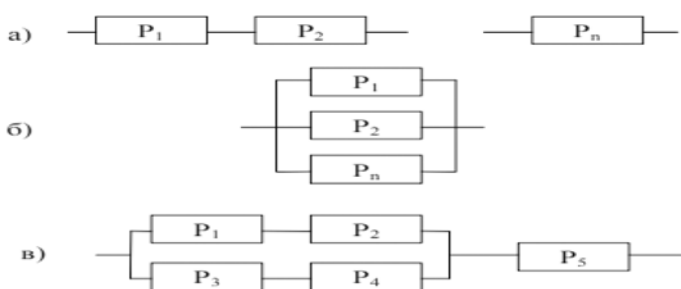


Рис. 1. Схемы представления сложного объекта в виде системы элементов с определенным видом соединения: а) последовательное; б) параллельное; в) смешанное; P_i – вероятность безотказной работы i -го элемента.

Сложность определения показателей надежности скважин заключается в следующем:

- скважины не являются изделиями массового производства;
- их невозможно представить в виде элементов с определенным типом соединений.

Поэтому для скважин неприменима классическая статистическая теория надежности.

Более общий подход к расчетной оценке надежности технических объектов заключается в том, что отказы рассматривают как результат взаимодействия объекта как физической системы с другими объектами и окружающей средой.

1.2. О методах получения количественных показателей надежности объекта

Для определения надежности объекта необходима информация об отказах его деталей, узлов, а также объекта в целом.

Основным источником получения информации о надежности являются различные испытания, например, ресурсные (заводские) и эксплуатационные в реальных условиях эксплуатации.

Отметим, что показатель надежности, оценка которого определяется по данным эксплуатации, называется эксплуатационным показателем надежности.

Как видно, надежность скважин можно установить эксплуатационному показателю надежности.

1.3. Пример 1. Определение эксплуатационного показателя надежности (гамма-процентного ресурса) скважин ПХГ

Подземные хранилища газа обычно сооружают на базе истощенных газовых месторождений, поэтому в нефтегазовой отрасли скважины ПХГ являются «долгожителями». Более того, это скважины, в течение срока службы которых не раз проводилась экспертиза промышленной безопасности. При этом устанавливались: фактический срок эксплуатации, техническое состояние и остаточный ресурс несущей конструкции (крепи) [3]; продлевался (или не продлевался) срок эксплуатации скважин [4].

Результаты, полученные при ЭПБ скважин, можно рассматривать как данные об эксплуатационной надежности скважин и использовать для определения их гамма-процентного срока службы.

Напомним, что гамма-процентный срок службы, т.е. срок безотказной работы объекта, обеспеченный с требуемой вероятностью γ .

Если рассматривать скважины, то для получения гамма-процентного срока службы необходимы данные об их фактических сроках эксплуатации и количестве отказов в наблюдаемых периодах. Количество отказов при этом будет соответствовать количеству скважин, срок эксплуатации которым не продлевался.

Выборка скважин при этом составляла восемьсот (800) шт., а срок их эксплуатации составлял от 30 до 50-ти и более лет.

В таблице 1 приведены используемые результаты ЭПБ скважин ПХГ за 2007–2011 гг. [5].

Таблица 1

Распределение количества скважин ПХГ по срокам продления безопасной эксплуатации

Срок продления эксплуатации	Количество скважин, %				
	Год проведения ЭПБ				
	2007	2008	2009	2010	2011
Полный срок продления	57,8%	55,2%	90,3%	81,1%	91,1%
Сокращенный срок продления	38,4%	41,0%	5,1%	16,2%	5,5%
Не продлено	3,8%	3,8%	4,6%	2,7%	3,4%

Из данных таблицы 1, видно, что процент количества скважин, срок эксплуатации которым не продлевается, был стабилен и в среднем составлял 4%. Существенно то, что причины, по которым он скважинам не продлевался, были разными, например:

- негерметичность эксплуатационной колонны;
- межколонные давления;
- межпластовые перетоки.

Несмотря на это скважины были отнесены к одной группе – группе отказавших.

Это допускается в практике инженерного анализа надежности. Используемый принцип называется принципом одинаковых последствий и состоит в том, что в состав общей классификационной группы могут включаться случайные события (отказы, повреждения и др.), которые приводят к одинаковым последствиям [6].

Срок эксплуатации скважин ПХГ, обеспечиваемый с вероятностью безотказной работы $\gamma = 96\%$, составил 42 года. Это фактический эксплуатационный показатель надежности скважин ПХГ, в соответствии с которым откорректирован назначаемый ранее срок их эксплуатации – 30 лет.

Вывод

Изучение надежности скважин позволяет откорректировать назначенный срок эксплуатации.

1.4 Пример 2. Продление срока безопасной эксплуатации скважин ПХГ

Прогнозирование надежности (продление срока безопасной эксплуатации) скважины требует создания сис-

темы ее надежности. При этом учитываются элементы, которые могут оказать влияние на надежность скважины в течение прогнозируемого срока эксплуатации.

Продление срока безопасной эксплуатации скважин ПХГ выполняется по следующему алгоритму [7].

- 1) Рассчитывается остаточный ресурса $T_{\text{ост}}$ несущей конструкции (выполняется аналитически [4]);
- 2) Составляется система надежности и рассчитывается коэффициент K надежности скважины (выполняется с использованием методов квалиметрии)

$$K = \frac{\sum_{i=1}^4 (a_i \cdot \delta_i) - 1}{2}, \quad (1)$$

где a_i – количественная оценка состояния элемента (характеризующих степень его надежности);

δ_i – коэффициент значимости объекта, входящего в систему надежности скважины (отражает влияние элемента на надежность скважины).

Элементы, входящие в систему надежности скважины, и их весовые коэффициенты приведены в таблице 2.

Таблица 2

Система надежности скважины ПХГ и весовые коэффициенты элементов

Элементы	Весовой коэффициент δ_i
Эксплуатационная колонна	0,35
Межколонное пространство	0,24
Приустьевой участок	0,1
Устьевое оборудование	0,31

Количественные оценки состояния элементов получают с использованием методологии нормированных коэффициентов [8].

В таблице 3 приведен пример описания характеристики состояния элемента, входящего в систему надежности скважины, степень его надежности и соответствующий код

Таблица 3

Характеристики состояния межколонного пространства, степень его надежности и соответствующий код

Характеристика состояния	Степень надежности	Код, a_s
Межколонные (и заколонное) давления имеют допускаемые значения. В течение трех предшествующих лет (последних трех циклов работы скважины на закачку-отбор) наблюдается динамика увеличения межколонных давлений и ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной.	Малая	1
Межколонные (и заколонное) давления имеют допускаемые значения. В течение трех предшествующих лет (последних трех циклов работы скважины на закачку – отбор) динамика увеличения межколонных (и заколонного) давлений и ухудшения сцепления цементного камня с эксплуатационной колонной отсутствует.	Средняя	2
Межколонные (и заколонное) давления отсутствуют. Межколонные пространства оборудованы приборами контроля межколонных давлений. Доступ с передачей информации в режиме реального времени.	Большая	3

- 3) Определяется коэффициент снижения остаточного ресурса скважины C .

В таблице 4 приведены значения коэффициента K , уровни надежности, соответствующие его значениям, и коэффициенты снижения остаточного ресурса скважин C .

- 5) Расчет продлеваемого срока безопасной эксплуатации $T_{\text{ост}}^B$ по формуле (2)

$$T_{\text{ост}}^B = T_{\text{ост}} \cdot C \quad (2)$$

Подчеркнем, что прогнозирование сроков безопасной эксплуатации выполняется с учетом условий эксплуатации, а также технического состояния несущей конструкции и объектов, входящих в систему надежности скважины.

Таблица 4

Коэффициент надежности и коэффициент снижения остаточного ресурса скважины

Коэффициент надежности скважины K	Уровень надежности скважины	Коэффициент снижения остаточного ресурса C
0,8–1,0	Очень высокая	0,9
0,64–0,8	Высокая	0,7
0,37–0,64	Средняя	0,5
0,2–0,37	Низкая	0,3
0,0–0,2	Очень низкая	0

Выводы

Анализ надежности скважин месторождений необходим и рационален, поскольку:

- будет способствовать повышению эффективности эксплуатации скважин;
- позволит разработать мероприятия по повышению их долговечности.

Заключение

В заключении отметим взаимосвязь надежности скважины с ее качеством и то, что надежность является эксплуатационным показателем качества скважины в целом.

Поэтому необходимым этапом в повышении надежности скважин является оценка качества завершенных строительством скважин.

Литература

1. Болотин, В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций [Текст] / В.В. Болотин. М.: Машиностроение, 1984. 321 с.
2. Чебоксаров А.Н. Основы теории надежности и диагностика: курс лекций / А.Н. Чебоксаров. Омск: СибАДИ, 2012. 76 с.
3. Регламент по проведению экспертизы промышленной безопасности скважин различного назначения подземных хранилищ газа и назначению (продлению) срока их безопасной эксплуатации: СТО Газпром 2-3.2-056-2006. М.: ООО «Газпром экспо», 2006. 54 с.
4. Инструкция по расчету долговечности и остаточного ресурса скважин: СТО Газпром 2-3.2-346-2009. М.: ООО «Газпром экспо», 2009. 36 с.
5. Шамшин В.И., Н.Г. Федорова, Дубенко В.Е. К определению сроков безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: 2014. № 3. С. 30–32.
6. Ефремов Л.В. Принцип одинаковых последствий и его применение при анализе надежности машин // Надежность и контроль качества. 1983. № 5. С.33–36.
7. Методика расчета сроков безопасной эксплуатации скважин подземного хранения газа СТО Газпром 2-3.5-770-2013. = стандарт организации / Разработан ОАО «Северо-Кавказский научно-исследоват. проект. ин-т природного газа». Введен впервые: Введен 2015-02-18. М.: ОАО «Газпром», 2015. IV, 12 с.; (Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»).
8. Методические рекомендации по оценке риска аварий гидротехнических сооружений водохранилищ и накопителей промышленных отходов: утв. ФГУП НИИ ВОДГЕО, 01.01.2001; согласованы МЧС России приказом № 9-4/09-644 от 14.08.2001. М., 2001.

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ФИКСИРОВАННОЙ ТРУБКИ ТОКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ЭЛЕМЕНТАХ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

К.А. Поташев, А.Б. Мазо

ФГАОУ ВО «Казанский федеральный университет», г. Казань, KPotashev@mail.ru

Моделирование сложных методов воздействия на нефтяной пласт, таких как вытеснение нефти растворами полимеров, ПАВ, кислотами, горячей водой и др., часто требует детального воспроизведения геологической структуры пласта и мелкомасштабных гидродинамических эффектов. Даже локальные трехмерные модели участков действия эффекта оказываются непригодными для прогнозных многовариантных расчетов ввиду чрезмерно большой размерности расчетной сетки, достигающей $10^{10} \div 10^{11}$ узлов. Одним из вариантов решения проблемы может быть использование модели фильтрации с фиксированной трубкой тока, позволяющей одновременно принципиально сократить вычислительные затраты и использовать сетки высокого разрешения [1–4]. Такие характеристики модели достигаются за счет разложения трехмерной задачи фильтрации на серию двумерных задач в вертикальных сечениях трубок тока. Подчеркнем, что модель фиксированной трубки тока не заменяет модель глобальной динамики заводнения, а дополняет ее, поскольку предназначена лишь для описания относительно краткосрочных локальных эффектов, при которых общая схема взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин на участке сохраняется.

В отечественной литературе первые изложения постановок основных задач фильтрации в недеформируемых трубках тока можно найти в работах [5–6]. В зарубежной литературе в качестве первых работ по применению метода трубок тока для моделирования разработки нефтяных пластов упоминаются статьи [7–9]. Согласно данному методу вся область заводнения покрывается небольшим числом трубок тока между каждой парой взаимодействующих нагнетательных и добывающих скважин. Границы трубок тока определяются по линиям тока, построенным из решения стационарной однофазной задачи, и считаются неизменными в течение всего процесса заводнения. Основным принципом данного метода, позволяющим на порядки ускорить решение задачи является построение аналитического решения одномерной задачи Баклея – Леверетта вдоль трубок тока. Обзор современного состояния метода трубок тока можно найти, например, в работах [10, 11].

Данная работа посвящена исследованию модели фильтрации с фиксированной трубкой тока, представлен-

ной в работах [1, 2, 4, 12]. Ее отличие от традиционных методик заключается в том, что трубка тока является двумерной, отражая характерное вертикальное сечение пласта. В данном поперечном сечении переменной ширины, соответствующей ширине трубки тока, решается двумерная задача двухфазной фильтрации на детальной расчетной сетке. Таким образом, в модели не вводятся упрощения, необходимые для построения аналитического решения задачи Баклея – Леверетта вдоль трубок тока.

В настоящей работе рассматривается вопрос о возможности построения всего одной эффективной трубки тока, которая бы полностью определяла взаимодействие пары нагнетательной и добывающей скважин, и могла быть использована в качестве готового шаблона для последующего моделирования геолого-технических мероприятий. При этом ширина трубки тока полагается неизменной (фиксированной). Оценивается погрешность определения показателей работы скважин из решения задачи двухфазной фильтрации в трубке тока и предлагается алгоритм построения эффективной трубки тока, минимизирующий данную погрешность.

Построение эффективной трубки тока продемонстрировано для типичных схем заводнения, описываемых взаимодействием одной пары добывающей и нагнетательной скважин: для прямой и обращенной семиточечной схемы, эквивалентной четырехточечной схеме заводнения, и смещенной однорядной схемы, эквивалентной пятиточечной схеме заводнения (рис. 1).

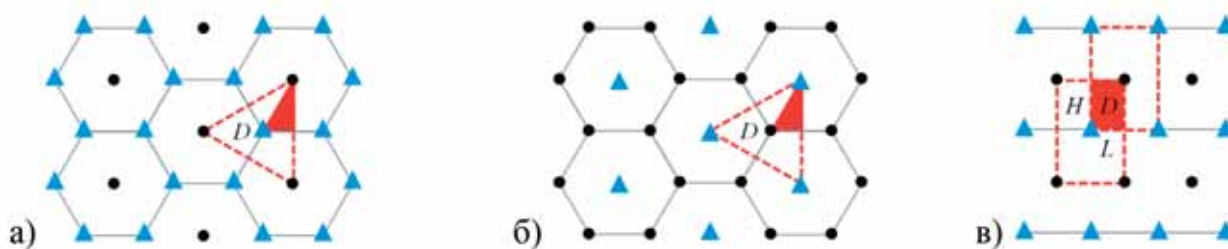


Рис. 1. Схемы расстановки скважин: а) семиточечная (аналог обращенной четырехточечной); б) обращенная семиточечная (аналог четырехточечной); в) смещенная однорядная (аналог стандартной (верхний элемент) и обращенной (нижний) пятиточечной); заливкой указана область ячеек периодичности элементов заводнения нефтяного пласта; ● – добывающие скважины; ▲ – нагнетательные скважины.

Имея целью исследовать принципиальную возможность и точность воспроизведения двухфазного фильтрационного взаимодействия нагнетательной и добывающей скважин с помощью одной фиксированной трубки тока, в данной работе рассматривается случай однородного нефтяного пласта постоянной толщины, вскрытого вертикальными совершенными скважинами, в пренебрежении капиллярными и гравитационными эффектами, а также сжимаемостью породы и флюидов. При таких условиях «точные» показатели работы скважин – дебит $q(t)$ и обводненность $F(t)$ – могут быть получены в результате решения двумерной задачи двухфазной фильтрации в области элемента заводнения на детальной расчетной сетке.

Для построения фиксированных в течение всего процесса заводнения пласта трубок тока используется серия N линий тока, построенных по векторному полю скорости фильтрации $\mathbf{u}(x, y)$, найденному из решения стационарной двумерной задачи однофазной фильтрации в области D ячейки периодичности схемы заводнения при начальном распределении насыщенности. Линии тока определяются как линии, касательная к которым в каждой точке направлена вдоль вектора скорости фильтрации $\mathbf{u}$. Каждая линия тока имеет свою длину λ_i ($i = 1..N$) и, согласно условию непроницаемости границы ∂D начинается (при $l = 0$) в нагнетательной скважине и заканчивается (при $l = \lambda_i$) в добывающей скважине. Вдоль каждой линии тока i можно построить отдельную трубку тока, которую в дальнейшем будем называть исходной (ИТТ), обладающую переменной относительной шириной $w_i(l) = 1/|\mathbf{u}(l)|$, $0 \leq l \leq \lambda_i$, $i = 1..N$.

Постановка задач двухфазной фильтрации в каждой исходной трубке тока $i = 1..N$ с неизменной в течение всего времени функцией относительной ширины $w_i(l)$ будет содержать уравнения для давления и насыщенности [1]. Удельный дебит добывающей скважины и ее обводненность в момент времени t можно приближенно вычислить по решениям в исходных трубках тока по формулам:

$$q(t) \approx 2\pi r_w \sum_{i=1}^N \alpha_i u_i(t, \lambda_i), \quad F(t) \approx \sum_{i=1}^N \alpha_i f(s_i(t, \lambda_i)) u_i(t, \lambda_i) / \sum_{i=1}^N \alpha_i u_i(t, \lambda_i),$$

где α_i – доля кругового контура скважины, на который приходится приток со стороны исходной трубки тока под номером i ; t – время; s – водонасыщенность; $\Phi = f_1 + K_\mu f_2$ – функция суммарной подвижности двухфазной смеси; $K_\mu = \mu_1/\mu_2 = 1$; $f = f_1/\Phi$ – функция Баклея-Леверетта; $f_1 = s^3$, $f_2 = (1-s)^3$ – функции относительных проницаемостей водной и нефтяной фаз.

Опишем способ замены всех исходных трубок тока одной фиксированной эффективной трубкой тока (ЭТТ), решение задачи двухфазной фильтрации вдоль которой позволяло бы определять показатели работы скважин с минимальной погрешностью.

Нормировка ИТТ по длине приведет к продольной координате $x = (l/\lambda_i) \in [0, 1]$. Относительную ширину $w(x)$ ЭТТ будем вычислять как линейную комбинацию:

$$w(x) = \sum_{i=1}^N \alpha_i w_i(x).$$

Вычисляя весь приток пластового флюида к добывающей скважине с помощью решения задачи двухфазной фильтрации вдоль ЭТТ, получим приближенный удельный дебит и обводненность скважины $q_E(t), F_E(t)$.

Будем полагать, что абсолютная и относительные фазовые проницаемости в ЭТТ остаются исходными. Тогда повышение точности приближения истинных показателей $q(t), F(t)$ величинами $q_E(t), F_E(t)$ будет обеспечиваться определением весовых коэффициентов α_i , минимизирующих функционал соответствующего отклонения.

Полагая, что влияние α_i отдельной ИТТ линейно убывает с ростом длины λ_i

$$\alpha_i = \alpha_0 - \alpha \lambda_i, \quad \alpha_0 = \left(1 + \alpha \sum_{i=1}^N \lambda_i\right) / N, \quad \alpha \geq 0,$$

задачу отыскания оптимальных значений коэффициентов α_i сведем к задаче одномерной минимизации с отысканием всего одного параметра α .

Ячейка периодичности элемента заводнения семиточечной схемы расстановки скважин аналогична ячейке обращенной четырехточечной схемы (рис. 1, а). Между добывающими скважинами задавалось расстояние $L=1$, радиус скважин был задан равным $r_w=0.001$. Структура линий тока и поле насыщенности, вне которых момент времени, показаны на рис. 2 а.

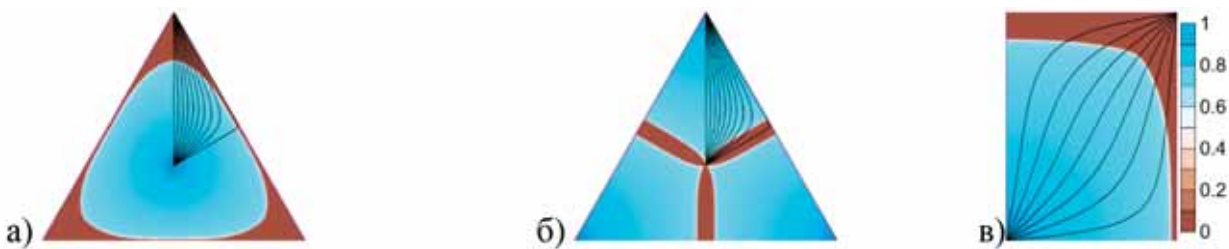


Рис. 2. Линии тока и пример распределения насыщенности в ячейках периодичности а) семиточечной, б) обращенной семиточечной; в) смещенной однорядной схем заводнения.

Построение ЭТТ выполнялось для наборов, содержащих разное число N ИТТ, равномерно покрывающих ячейку периодичности элемента заводнения D (рис. 1 а). Вид результирующей функции $w(x)$ ЭТТ позволил предложить ее упрощенную кусочно-линейную аппроксимацию $W(x) \approx w(x)/w_R$ для быстрых инженерных расчетов:

$$W(x) = \begin{cases} \omega + ax, & 0 \leq x < \xi, \\ 1 + b(1-x), & \xi \leq x < 1; \end{cases} \quad \begin{cases} \omega = w_L/w_R; \\ \xi = (b+1-\omega)/(a+b); \end{cases} \quad \begin{cases} a = w'(0)/w_R; \\ b = -w'(1)/w_R. \end{cases} \quad (1)$$

При построении функции $W(x)$ по формуле (1) (рис. 3, б) были определены следующие значения ее параметров: $\omega = 2$, $\alpha = a/(\lambda/r_w) = 2.052$, $\beta = b/(\lambda/r_w) = 0.906$.

На рис. 3 показано сравнение истинной динамики удельного дебита с результатами решения задачи в различных ИТТ. Динамика обводненности ведет себя аналогично. Использование ЭТТ или ее аппроксимации (1) приводит к значительному повышению точности вычисления функций $q(t), F(t)$ по сравнению с использованием любой из ИТТ.

Ячейка периодичности элемента заводнения обращенной семиточечной схемы расстановки скважин аналогична ячейке четырехточечной схемы (рис. 1, б). Структура линий тока и поле насыщенности в некоторый момент времени показаны на рис. 2 б.

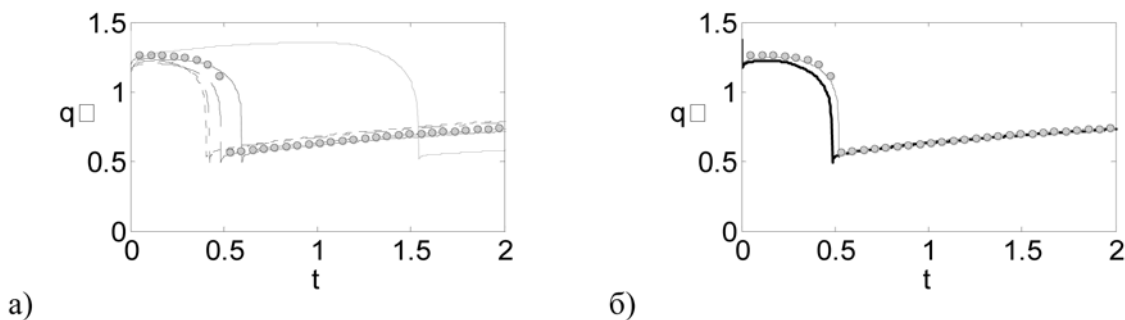


Рис. 3. Сравнение истинного (маркер) и вычисленного в трубках тока (линии) дебита: а) из решения задачи в каждой ИТТ при $N=5$; б) – из решения задачи в ЭТТ с исходной $w(x)$ (тонкая линия) и аппроксимацией $W(x)$ (линия двойной толщины).

Общие закономерности построения ЭТТ обращенной семиточечной схемы при различном числе ИТТ сохранились аналогичными случаю стандартной семиточечной схемы заводнения. Функция относительной ширины $w(x)$ ЭТТ и ее аппроксимация $W(x)$ в виде (1) с параметрами $\omega = 0.5, \alpha = 0.492, \beta = 0.952, \lambda = 0.61$ показаны на рис. 4. Использование ЭТТ или ее аппроксимации (1) по сравнению с использованием ИТТ снижает погрешность воспроизведения функций q, F при $N = 5$ в среднем в 2,5 раза.

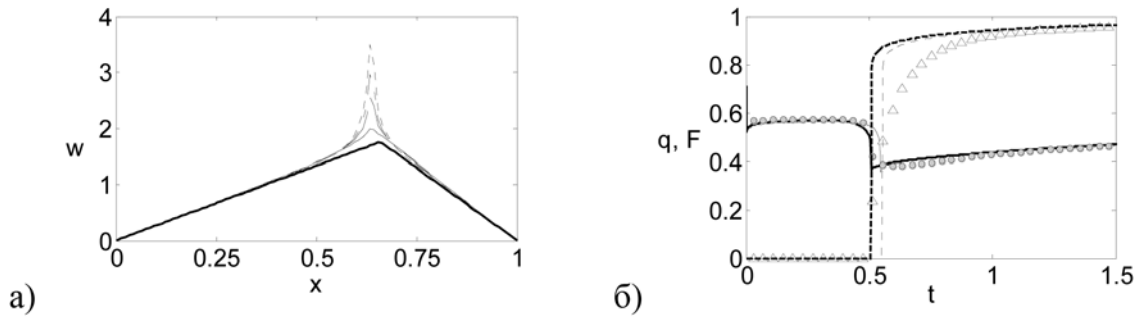


Рис. 4. Результаты построения ЭТТ для обращенной семиточечной схемы заводнения: а) w ЭТТ при $N=3, 5, 10, 120$ и W (линия двойной толщины); б) истинные q (●), F (▲) и вычисленные по ЭТТ q_E (сплошная), F_E (пунктир) с исходной w (тонкие линии) и аппроксимированной W (линии двойной толщины).

Прямоугольные ячейки периодичности D элемента заводнения смещенной однорядной схемы расстановки скважин аналогичны ячейкам стандартной и обращенной пятиточечных схем (рис. 1 в). Структура линий тока, построенных внутри области D и распределение в ней насыщенности на некоторый момент времени показаны на рис. 2 в.

Пусть ширина области D равна $L=1$; высоту области обозначим H . При произвольном отношении $\theta = L/H$ симметрия линий тока относительно диагонали, проходящей от нагнетательной скважины к добывающей, нарушается (рис. 2 в).

Согласно форме ЭТТ (рис. 5) был использован следующий вид аппроксимации

$$\frac{w(x)}{w_R} \approx W(x) = \begin{cases} 1 + x(h-1)/d, & 0 \leq x \leq d; \\ h, & d < x < 1-d; \\ 1 + (1-x)(h-1)/d, & 1-d \leq x \leq 1. \end{cases} \quad (2)$$

Коэффициенты d, h зависимости (2) отыскивались для каждого отношения θ .

Для построения ЭТТ по приближенной зависимости (2) при произвольном отношении сторон элемента заводнения D коэффициенты d, h были аппроксимированы функциями форм-фактора θ

$$4d = \ln \theta + 2; \quad 30\eta \equiv 30h/(\lambda/r_w) = 15\theta + 2. \quad (3)$$

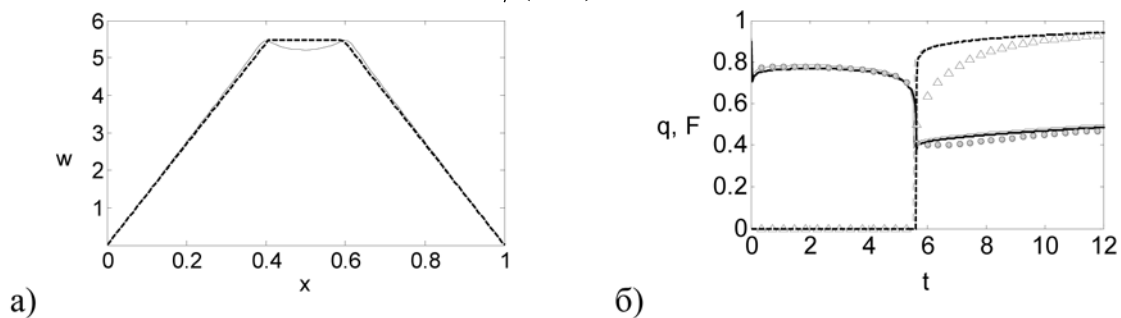


Рис. 5. Результаты построения ЭТТ для смещенной однорядной схемы заводнения при $\theta = 2/3$: а) w (сплошная линия) и W (штриховая линия); б) истинные q (●), F (▲) и вычисленные по ЭТТ q_E (сплошная), F_E (пунктир) с исходной w (тонкие линии) и аппроксимированной W (линии двойной толщины).

Зависимость входящей в (3) приведенной длины λ ЭТТ от форм-фактора θ аппроксимировалась функцией

$$2\lambda = 3\theta^{-2/3}. \quad (4)$$

Тестирование предложенных аппроксимаций (3), (4) для трех дополнительных значений форм-фактора $\theta = \{0.55, 0.6, 0.9\}$ продемонстрировало хорошее совпадение аппроксимированных и действительных значений коэффициентов d, η, λ . Средняя погрешность прогноза коэффициента d составила 0,8%, коэффициента η – 2,9% и величины λ – 0,27%.

Литература

1. Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока. Георесурсы. 2017. 19(1). С. 15–20.
2. Поташев К.А., Мазо А.Б., Рамазанов Р.Г., Булыгин Д.В. Анализ и проектирование разработки участка нефтяного пласта с использованием модели фиксированной трубки тока//Нефть. Газ. Новации. 2016. 187(4). С. 32–40.
3. Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Мазо А.Б., Поташев К.А., Рамазанов Р.Г. Tube Geo, версия 1.0. «Моделирование геолого-технических мероприятий методом трубок тока». Свидетельство о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2016611381 от 01.02.2016.
4. Мазо А.Б., Поташев К.А. Суперэлементы. Моделирование разработки нефтяных месторождений: Монография. М.: ИНФРА-М, 2020. 220 с.
5. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. М.: Гостоптехиздат, 1948. 416 с.
6. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 397 с.
7. Higgins R.V., Leighton A.J. Performance of Five-Spot Water Floods in Stratified Reservoirs Using Streamlines// SPE-57-MS. 1961. P. 1–12.
8. Higgins R.V., Leighton A.J. A Computer Method to Calculate Two Phase Flow in Any Irregularly Bounded Porous Medium//J. of Petroleum Technology. 1962. June. P. 679–683.
9. Martin J.C., Wegner R.E. Numerical Solution of Multiphase, Two-Dimensional Incompressible Flow Using Streamtube Relationships. SPE Journal. 1979. October. P. 313–323.
10. Thiele M.R. Modeling Multiphase Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes. PhD Dissertation, 1994, 217 p.
11. Al-Najem A.A., Siddiqui S., Soliman M., Yuen B. Streamline Simulation Technology: Evolution and Recent Trends// SPE Journal. 2012. SPE 160894. 22 p.
12. Spirina E.A., Potashev K.A., Mazo A.B. Evaluation of the reliability of the averaging over the reservoir thickness for the model with a fixed streamtube. Conf. Series: J. of Physics. 2019. 1158 042024. P. 1–6.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ СЕРНИСТО-ЩЕЛОЧНЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ UR2E! AAAOP (АКТИВИРУЕМАЯ УЛЬТРАЗВУКОМ СИСТЕМА ИНТЕНСИВНОГО ОКИСЛЕНИЯ ОЗОНОМ (ACOUSTICALLY ADVANCED OXIDATION PROCESS, AAA-OP))

М.А. Карякин

*Общество с ограниченной ответственностью «ЭНВИРО-ХЕМИ ГмбХ», г. Екатеринбург,
karjakin@enviro-chemie.ru*

Очистка сернисто-щелочных стоков является одной из самых сложных задач в нефтегазовой отрасли. Сложность заключается в очень высоких показателях химической потребности в кислороде, фенолов, меркаптанов, сульфидов и т.д. Типичные традиционные варианты очистки варьируются от отгонки паром и/или воздухом, от химического окисления до окисления при условии высокого давления и сжигания. Недостатками этих технологий являются высокая стоимость (капитальное строительство, эксплуатационные расходы), дополнительные этапы очистки ввиду некомплексной очистки и вопросы техники безопасности.

Данная работа представляет альтернативную технологию очистки, основанную на усовершенствованной системе окисления озоном. Рассматриваемая технология способна перевести токсичные вещества в нетоксичные, снизить концентрацию загрязняющих веществ до показателей, после которых можно подавать очищенный сток на дальнейшую доочистку.

Очистка сернисто-щелочных стоков достигается благодаря комбинации процессов обработки раствора звуковой энергией/ультразвуком (физическая) и инъекции озона (физико-химическая), которые осуществляются одновременно.

Прямое введение позволяет эффективно распространить звуковую энергию высокой плотности при минимальных энергозатратах. Кроме того, высокие частоты легко переносятся в раствор, поскольку нет зависимости от естественных частот материалов.

Одновременно с воздействием звуковых волн происходит растворение мельчайших пузырьков озона и проникновение их в водный раствор с помощью уникального устройства газо-массового трансфера Roturi.

Поскольку форма и поверхность устройства специальным образом оптимизированы так, чтобы предотвратить возникновение сильного сопротивления воды, в трубопроводе можно поддерживать высокие скорости потока при атмосферном давлении, дополнительно повышая эффективность растворения газа в жидкости.

Процесс осуществляется при естественном давлении и температуре окружающей среды, поэтому он безопасный, надежный и прост в управлении. Мы уверены и понимаем, что это очень важный аспект для нефтегазовой компании.

Высокоэффективный процесс растворения газа в комбинации с энергией звука позволяет снизить расход озона. Минимальные эксплуатационные затраты являются основным критерием для выбора метода очистки, поэтому мы считаем обязательным рассказать и рассчитать в каждом случае.



Рис. 1. up2e! Ультразвук HF 1000.



Рис. 2. Roturi® Система трансфера газа.

В отличие от традиционных методов, предлагаемая технология работает при температуре и давлении окружающей среды. Кроме того, что работа идет при данных безопасных условиях, оборудование оснащается дополнительными защитными системами, как например, контур охлаждения и система безопасного обращения с газом, что еще более повышает уровень безопасности установки.

В зависимости от химического состава сточных вод и требуемых концентраций загрязняющих веществ на выходе, состав оборудования и настройки активируемой ультразвуком системы интенсивного окисления озоном могут быть адаптированы к параметрам конкретного потока.

Вся технологическая линия очистных сооружений позволяет достичь требуемых предельно допустимых концентраций. Эксплуатационные расходы ААА-ОР в сравнении с традиционными методами значительно меньше и зависят от параметров потока, предельно допустимых концентраций и стоимости энергоресурсов. Благодаря компактному исполнению система занимает небольшую территорию.

Чтобы обеспечить максимальную гибкость и безопасность, процесс представлен в виде системы непрерывного действия. В технологическом процессе используются две или три накопительные емкости для стоков. В одной емкости сточные воды охлаждаются, пока в другой в это время обрабатываются. Третья емкость является резервной на время технического обслуживания или кратковременного превышения объема сточных вод (растворов). Весь процесс предусматривает цикл охлаждения.

Когда технологический процесс завершен и стоки готовы к сбросу, для активации нового процесса включается трехходовой клапан, соединяющий предварительно охлажденный резервуар с ААА-ОР. После опустошения первой емкости с обработанной водой, она снова заполняется стоками и начинается предварительное охлаждение – готовится к обработке следующая партия после завершения текущего цикла очистки.

Система спроектирована таким образом, чтобы можно было легко исключить циклы охлаждения ручным клапаном, если сернисто-щелочной сток не требует охлаждения.

Все блоки оборудованы системами вентиляции и кондиционирования, и адсорбционными осушителями, а также отверстиями для проветривания, чтобы предотвратить образование конденсата, с одной стороны, и гарантировать необходимую рабочую температуру, с другой.

В состав всех блоков входят газоанализаторы, определяющие значения угарного газа. Если величина угарного газа превышает допустимое значение, система автоматически выдувает воздух из контейнеров EnviModule. Этот воздух проходит через угольный фильтр, что предотвращает попадание опасных газов в атмосферу окружающей среды. О поломках и сбоях оповещает звуком сирена и визуально – лампа аварийной сигнализации. В случае критических неполадок, установка останавливается, продувается и выключается при контролируемых условиях. То же относится к случаям внезапного отключения электроэнергии (обеспечивается источником бесперебойного питания).

Все оборудование размещено в изолированных модулях со специальным напольным покрытием, устойчивым к кислотам, и с высокой устойчивостью к истиранию.

Более того, все модули EnviModule имеют дренажный канал и поддон, присоединенный к шлангу/насосу для откачивания протечек обратно в накопительную емкость.

При возникновении вопросов обслуживания и на случай чрезвычайных ситуаций, система управления позволяет «в реальном времени» оказывать поддержку с помощью встроенных камер видеонаблюдения. Обязательным условием для функционирования этой опции является подключение к сети Интернет через LAN / WLAN или GSM с достаточной скоростью передачи данных.

В целях безопасности эксплуатации и обслуживания очистных сооружений, в том числе циклов охлаждения, предусмотрены резервные насосы с повышенным запасом мощности и прочности.

Предусмотрено два контура для охлаждения и очистки. Один контур предназначен для предварительного охлаждения, второй – для процессов очистки.

Защитные фильтры обоих циклов охлаждения оборудованы дренажными клапанами.

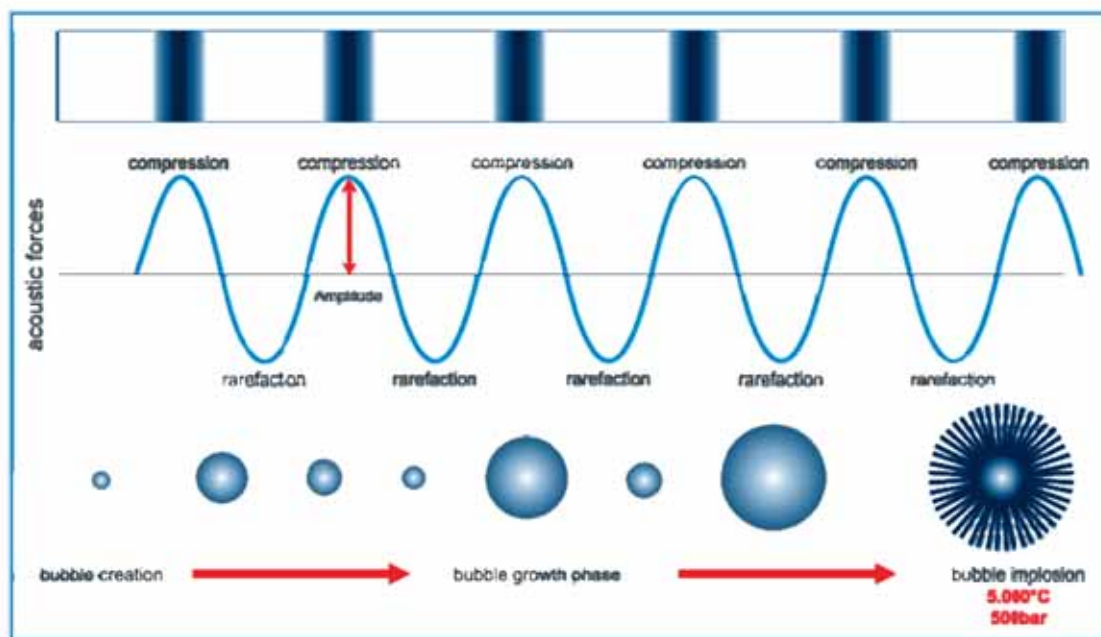


Рис. 3. Интенсивность звука и его эффект (имплюзия, взрыв вовнутрь).

Предварительно охлажденные сточные воды подаются на очистку. Кроме инъекции озона, которая осуществляется непосредственно во время очистки, любые другие реагенты дозируются в воду с напорной стороны после насосной станции.

Приготовление реагентов происходит в станциях приготовления и дозирования реагентов. Дозирование осуществляется мембранными насосами. Станции дозирования реагентов оснащаются запасными насосами. В случае выхода насоса из строя, нужно закрыть клапан вручную. Тогда можно включить в работу второй насос, а поломанный отправить на ремонт или заменить его другим без необходимости остановки процесса очистки.

Предварительно подготовленный поток далее поступает на активируемый ультразвуком процесс интенсивного окисления (AAA-OP).

Звуковые секции спроектированы с возможностью легкой замены. Кроме того, они защищены от протечек. В сочетании с возможностью перекрыть отдельные секции, процесс замены максимально быстрый, позволяет сократить время остановки до минимума. В сочетании с накопительными емкостями, простой практически исключены.

Точки инъекции газа имеют специальное покрытие для улучшения охлаждения и вентиляции, что гарантирует, что даже в случае поломки, протечки не происходят. Вместе с возможностью перекрыть секции трубопровода, обеспечивается быстрая замена, сокращения времени простоя до минимума.

В случае недостаточного уровня воды в трубопроводе, датчик отключает акустические блоки и точки дозирования озона во избежание их повреждения при работе без жидкости.

Количество озона равномерно распределяется по инжекторам. Управление массовым расходом газа, узлами распределения озона, а также генераторами озона очень гибкие. Генератор озона имеет свой собственный независимый цикл охлаждения и может работать либо с жидким кислородом, либо кислородом от генератора.

Распределение кислорода выполняет контроллер массового расхода. В случае выхода из строя инжектора газа, количество газа, максимум двух инжекторов, могут быть равномерно распределены между оставшимися инжекторами.

Генератор озона имеет трехстадийную систему защиты от проникновения жидкости (сточных вод): устройство контроля массового расхода газа/устройство распределения озона, соленоидный клапан и датчик обратного потока для каждой линии распределения озона.

Любой отходящий газ собирается и направляется в каталитическую систему. В случае выхода газа из системы, катализатор превращает его в неопасные вещества. Катализатор двухступенчатый, поэтому, когда одна система находится в работе, другая находится в режиме ожидания. Как только рабочему катализатору требуется регенерация, система автоматически переключается на катализатор в режиме ожидания, позволяя оператору заменить израсходованный катализатор.

По окончании процесса очистки стоки подаются обратно в накопительную емкость или емкость чистой воды. В зависимости от параметров потока и требований к очищенной воде, цикл очистки может повторяться несколько раз, пока не будут достигнуты требуемые показатели. Как только очищенный сток в накопительной емкости достигает необходимых требований/показателей, на обработку поступает предварительно охлажденный поток из второй емкости. Очищенная вода сбрасывается в канализацию или на существующие биологические очистные сооружения, после чего начинается новый цикл заполнения и предварительного охлаждения.

КАЧЕСТВО ЗАВЕРШЕННЫХ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИН И ЕГО ОЦЕНКА

А.А. Балдриян, Н.Г. Федорова, Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, fng8@mail.ru

Преамбула

Надежность объектов является эксплуатационным показателем их качества.

Существенно, что при этом принимается во внимание качество объектов в целом.

В полной мере это относится к скважинам. Надежность скважины определяется качеством скважины в целом, т.е. качеством, которым обладает завершенная строительством скважина.

О понятиях «качество строительства скважины» и «качество скважины»

На практике понятие «качество скважины» часто отождествляют с понятием «качество строительства скважины». Это не одно и то же, поскольку в первом случае оценивается качество выполнения отдельных этапов работ при строительстве скважины (в том числе, выполнение проектных требований). Во втором случае – оценивается качество объекта, полученного в результате строительства.

Отметим, что проблема повышения качества скважин имеет существенную материальную сторону. По данным [1] ежегодные расходы на поддержание требуемого технического состояния скважин (в основном герметичности) составляют до 20% от суммарных издержек добывающих предприятий.

Различны и цели получения указанных оценок.

Качество строительства оценивается преимущественно для расчетов Заказчика на строительство скважины с Подрядчиком [2].

Качество завершенных строительством скважин оценивается, если целью является получение долговечных, безопасных и дающих запланированные объемы продукции скважин. В [3] отмечалось, что задача определения качества скважин должна решаться в рамках разработки системы менеджмента качества, результатом которой должна являться скоординированная деятельность (участников строительства), направленная на получение скважин должного качества.

Основная часть

Программа «Технический предел»

До недавнего времени представлялось, что решение вопроса о качестве завершенной строительством скважины находится в тупике. Основным сдерживающим фактором было то, что в силу сложившихся в отрасли представлений за ненадлежащее качество скважины надо было найти и наказать (материально) виновников. Очевидно, что в большинстве случаев крайним оказался бы буровик (буровой подрядчик строительства скважины), со стороны которых идея об оценке качества завершенной строительством скважины вряд ли нашла бы поддержку.

Ситуация изменилась, когда в отрасли вызрела концепция о том, что повысить эффективность строительства в части качества скважин можно только в том случае, если:

- это становится стратегией предприятия;
- в достижении поставленной цели будут заинтересованы все участники процесса строительства скважин.

Конкретно, в ПАО «Газпромнефть» внедряется программа «Технический предел» [4], целью является строительство скважин при оптимальном сочетании цены и качества.

Схема достижения поставленной цели показана на рисунке 1.



Рис. 1. Схема действий компании, направленных на повышение качества завершенных строительством скважин.

Из рисунка 1 видно, что Проект (цикл строительства скважины) делится на составляющие, которые включают кроме обычных этапов (качественное планирование; подбор оптимальных технологий; выполнение запланированных работ) – *дополнительный* этап – анализ полученных результатов и получение соответствующих выводов (уроков) с тем, чтобы учесть их при проектировании и строительстве следующих скважин.

Пришло понимание того, что достижение поставленной цели возможно при:

- комплексном рассмотрении всех этапов создания скважины от разработки проектной документации до ее реализации. Так, и проект, и полученные результаты должны обсуждаться и анализироваться с привлечением всех участников строительства скважины, от геологов до буровой бригады,

- наличии мотивации (материальной заинтересованности участников в достижении поставленной цели).

Одним из основных моментов в программе «Технический предел» является построение композитной скважины (эталона), объединяющей лучший опыт выполнения отдельных операций при строительстве скважин (рис. 2). При этом выявляются слабые места реализованных проектов, непроизводительные траты времени и возможности для их уменьшения.

Но заметим, что построение композитной скважины не предусматривает оценку качества выполнения ее этапов и качества полученной скважины. Композитная скважина не имеет модели качества.

Цель, которую можно достичь, ориентируясь на композитную скважину, заключается в сокращении непроизводительного времени и соответственно сроков строительства скважин.

Это означает изменение цели программы «Технический предел», когда ставилась задача строительства скважин при оптимальном соотношении цены и качества. Практика внедрения программы подтверждает сказанное – при подведении итогов ее внедрения анализируется сокращение сроков строительства скважин [5].

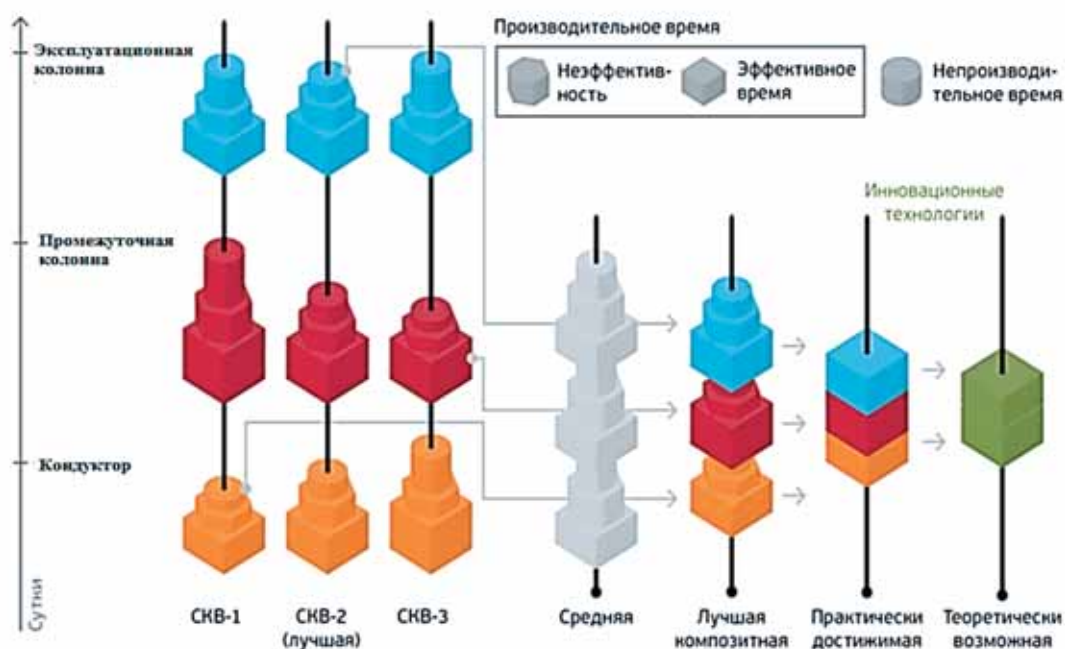


Рис. 2. Схема построения композитной скважины.

Отметим, что в основе принципа «Технического предела» лежит философия «кайдзен», применение которой позволило пройти путь компании «Тойота» от близкого банкротства до безусловного процветания. Одним из руководящих принципов является использование всех доступных методов и средств для обеспечения высочайшего качества продукции.

К оценке качества скважины

Скважина при оценке ее качества является объектом квалитрии. Оценка качества любого объекта при этом выполняется по следующей схеме:

- определение цели оценки;
- составление набора (номенклатуры) при оптимальном количестве показателей, определяющих качество объекта;
- установление базовых значений показателей;
- выбор метода (методов) оценки значений показателей качества реального объекта;
- сравнение фактических значений показателей качества объекта с базовыми, оценка уровня качества. Например, получение относительного показателя качества K_0 :

$$K_o = K_i / K_b, \quad (1)$$

где K_i – значение показателя качества оцениваемой продукции; K_b – значение базового показателя качества.

На этом этапе анализируется эффективность мероприятий, разработанных для повышения качества объекта, и вырабатываются новые для достижения поставленной цели.

В этой связи становится ясным, что если целью программы «Технический предел» является строительство скважин при оптимальном сочетании цены и качества, то поставленная цель будет достигнута при условии, что композитная скважина будет являться также базовой моделью качества.

Более того, только наличие модели позволит определить степень эффективности принимаемых мероприятий в части приближения качества скважин к эталону.

Предлагаемая схема строительства качественных скважин

1. Для конкретного объекта добычи углеводородов или ПХГ создается композитная скважина.

2. Разрабатывается модель качества композитной скважины.

Определяется ее структура, при которой, допустим, определяется качество выполнения отдельных этапов строительства скважины и качество завершённой строительством скважины. Это позволит проанализировать взаимосвязь качества выполнения отдельных этапов с качеством скважины в целом.

3. Создается набор показателей качества в соответствии с полученной структурой и формируются их базовые значения. Отметим, что базовые показатели качества композитной скважины должны быть реально достижимыми, а также характеризовать оптимальный уровень качества скважины на некоторый перспективный период.

4. Определяется способ расчета базового показателя качества K_b композитной скважины.

5. Разрабатываются методы получения количественных значений показателей качества в соответствии со структурой модели качества для реальных скважин.

6. Определяется метод сравнения фактических значений показателей качества скважины с базовыми.

Заключение

Как видно, оценка качества является необходимым этапом для достижения поставленной цели – строительства скважин при оптимальном сочетании цены и качества.

В этой связи подчеркнем, что надежность, безопасность, а также затраты на поддержание технического состояния скважин при эксплуатации, обеспечиваются не сокращением времени непроизводительных затрат при их строительстве, а именно качеством скважин.

Литература

1. Балаба В.И. Совершенствование управления качеством строительства скважин в ОАО «Газпром» [Текст] / В.И. Балаба, А.Н. Гноевых, А.А. Рябоконь [и др.] // Сервисные работы как направление повышения эффективности и качества строительства скважин: НТС. М.: ИРЦ Газпром, 2006. С. 34–50.
2. Методика оценки качества строительства скважин ОАО «Татнефть», РД 153-39.0-349-05. Бугульма: ТатНИПИнефть, 2005. 37 с.
3. Федорова Н.Г., Кишин В.И., Гасумов Р.А. и др. Разработка нормативных документов в области менеджмента качества скважин / Повышение эффективности строительства скважин на основе внедрения современных технических средств и технологий. Сб. научн. докладов НТС ОАО «Газпром» (20–24 сентября 2010 г., г. Кисловодск). М.: ООО «Газпром экспо», 2012. С.128–135.
4. София Зорина. «Газпромнефть» запускает масштабную программу повышения эффективности бурения // Сибирская нефть. 2015. № 7/124. С. 18–23.
5. В. Погадаев, А.О. Соболев В.А. Карсаков и др. Технический предел – проект повышения эффективности бурения // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 28–29.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

С.А. Калинин, О.А. Морозюк

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Центр исследования керна и пластовых флюидов (ЦИКуПФ), г. Кунгур, Stanislav.Kalinin@pnn.lukoil.com

Пермо-карбоновая залежь Усинского месторождения характеризуется чрезвычайно сложным строением нефтенасыщенного коллектора [1, с.294]. Многолетний опыт эксплуатации залежи свидетельствует о необходимости внедрения новых технологий. Возможным вариантом увеличения показателей разработки залежи является применение технологии комбинированной закачки теплоносителей и диоксида углерода (CO_2).

Растворение в нефти диоксида углерода способствует увеличению нефти в объеме, снижению вязкости и межфазного натяжения на границе «нефть- CO_2 » [2, с.229], что благоприятно сказывается на показателях разработки месторождения. Существуют, однако, и негативные эффекты, такие как: кинжальные прорывы закачиваемого газа в добывающие скважины, дестабилизация асфальтенов, коррозия нефтепромыслового оборудования и другие [3, с.98, 4, с.25]. Закачка CO_2 совместно с теплоносителем может способствовать проявлению синергетического эффекта за счет одновременного проявления множества процессов [5, с.16].

С учетом вышесказанного, при внедрении технологии комбинированного воздействия теплоносителями и диоксидом углерода, критически важными являются предварительные лабораторные исследования с целью изучения основных механизмов и получения исходной информации для гидродинамического моделирования.

В данной работе представлены результаты лабораторных исследований, целью которых являлась оценка эффективности диоксида углерода в качестве агента для повышения нефтеотдачи залежей высоковязкой нефти. Исследования включали в себя: подготовку моделей пластовых флюидов и керновых моделей пласта, выполнение PVT исследований рекомбинированной пробы нефти и ее смеси с диоксидом углерода в различных пропорциях и фильтрационных экспериментов на тонкой трубке методом «slim-tube» и керновом материале пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения.

Подготовительные работы

Подготовительные работы включали в себя приготовление моделей пластовых флюидов с определением их физико-химических свойств и формирование коллекции цилиндрических образцов керна пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения с определением их фильтрационно-емкостных свойств.

Для подготовки моделей пластовых флюидов использовались устьевые пробы нефти и попутно добываемой воды из скважин пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Пробы нефти предварительно очищались от механических примесей, дегазировались и обезвоживались. После чего создавалась рекомбинированная проба нефти путем растворения модельного газа (метана) в сосуде для рекомбинирования проб. Соответствие свойств полученной модели нефти свойствам реальной пластовой нефти залежи проверялось по результатам стандартного комплекса PVT исследований (таблица 1).

Таблица 1

Свойства пластовой нефти и ее модели.

Параметр	Пластовая нефть (по ПТД)	Модель нефти (по PVT)
Плотность, кг/м ³	923–960	949
Вязкость, мПа·с	710	705
Давление насыщения, МПа	6,3–9,5	6,2
Газонасыщенность, м ³ /т	17,6–26	17,4

Пробы попутно добываемой воды очищались от нефти и механических примесей, определялся ее минеральный состав и общая минерализация. Затем по известному минеральному составу создавалась 6-компонентная модель пластовой воды.

Подготовка образцов керна включала в себя определение геометрических размеров, проницаемости, объема пор и связанной водонасыщенности. После чего из полученной коллекции образцов компоновались 2 группы моделей пласта с различной газопроницаемостью и близкими длиной (около 300 мм), объемом пор (около 45 см³) и связанной водой (около 0,3 д. ед. для низкопроницаемых моделей и 0,22 – для высокопроницаемых), согласно таблице 2.

PVT исследования смесей рекомбинированной пробы нефти и CO_2

Целью данного этапа исследований являлось определение физико-химических свойств (ФХС) рекомбинированной пробы нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения и ее смесей с CO_2 при его различной мольной концентрации в различных термобарических условиях. Результаты исследований смеси рекомбинированной пробы нефти с CO_2 представлены на рисунке 1.

Матрица фильтрационных экспериментов

№ эксп.	Газопроницаемость модели, 10^{-3} мкм ²	Агент вытеснения	T, °C	P, МПа
1	46,29	Вода (базовый вариант)	23	8,5
2	56,37	CO ₂		
3	223,27	CO ₂		
4	45,84	Вода (базовый вариант)	35	8,5
5	48,79	CO ₂		
6	225,35	CO ₂		
7	45,13	Вода (базовый вариант)	150	8,5
8	46,43	CO ₂		
9	221,64	CO ₂		
10	44,09	Вода (базовый вариант)	200	10
11	45,56	CO ₂		
12	227,31	CO ₂		
13	40,82	Вода (базовый вариант)	200	12
14	47,70	CO ₂		
15	228,64	CO ₂		

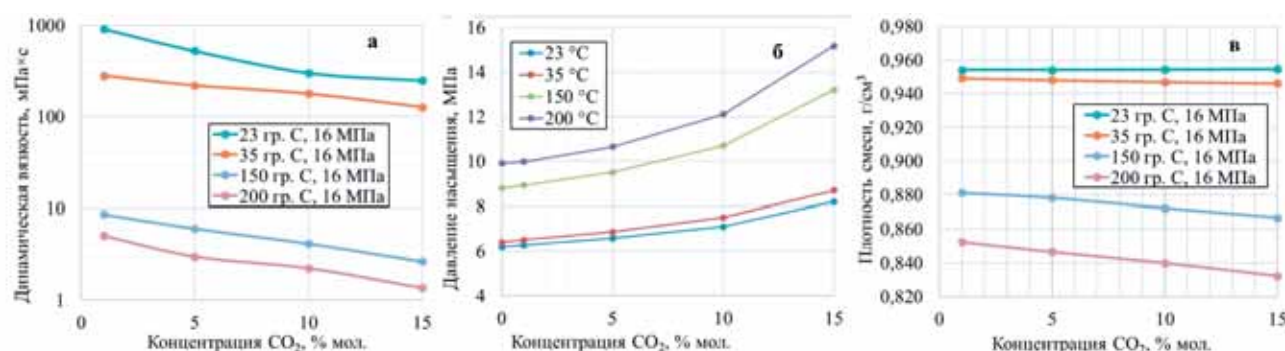


Рис. 1. Экспериментально полученные зависимости параметров смеси рекомбинированной пробы нефти и CO₂ от концентрации CO₂ при различных температурах: а – давления насыщения; б – динамической вязкости; в – плотности.

Как видно из рисунка 1 а, с ростом концентрации углекислого газа давление насыщения нелинейно увеличивается, причем с увеличением температуры увеличивается темп роста давления насыщения от концентрации CO₂, что видно по увеличению степени изгиба кривых. По мере растворения диоксида углерода в рекомбинированной пробе пластовой нефти происходит существенное снижение ее вязкости, что видно на рисунке 1 б. С увеличением концентрации CO₂ от 0 до 5% мол. вязкость резко снижается, при дальнейшем увеличении концентрации CO₂ до 15% мол. вязкость снижается менее интенсивно. Из рисунка 1 в следует, что растворение CO₂ в смеси практически не влияет на величину плотности смеси при температурах 23 и 35°C. С ростом температуры при увеличении доли углекислого газа в смеси плотность заметно снижается, причем чем выше температура, тем заметнее снижение плотности с ростом концентрации CO₂.

Оценка характера вытеснения нефти диоксидом углерода

Целью данных исследований являлось изучение характера вытеснения пластовой нефти диоксидом углерода при различных термобарических условиях, характерных для различных зон пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Эксперименты по вытеснению нефти выполнялись методом «slim-tube» [6, с. 161]. В рамках данного этапа исследований выполнено 16 экспериментов при различных термобарических условиях. Результаты экспериментов представлены на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, в исследуемом диапазоне пластовых условий достигается режим несмешивающегося вытеснения. При температуре 23°C были достигнуты наибольшие значения коэффициентов вытеснения нефти 79 и 73% при давлениях соответственно, 7 и 8,5 МПа, что соответствует условиям частично смешивающегося вытеснения. При повышении давления до 10–12 МПа происходит снижение $K_{вт}$, что, по всей видимости, связано с дестабилизацией асфальтенов при растворении CO₂ в нефти, а также с экстракцией наиболее легких компонентов

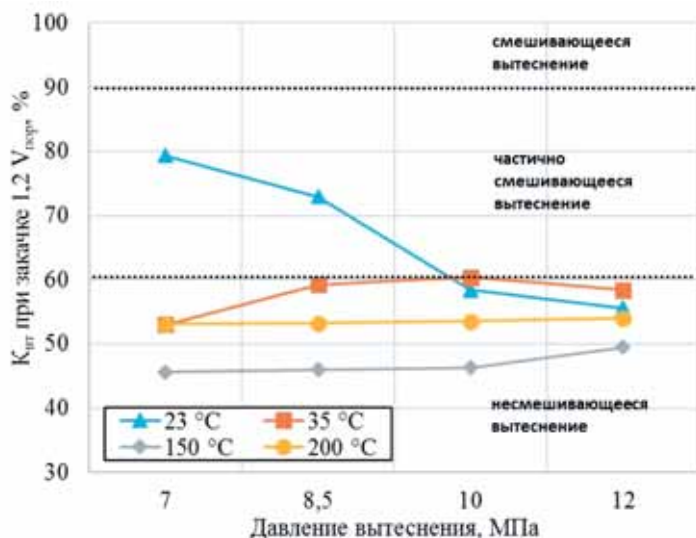


Рис. 2. Зависимости коэффициентов вытеснения нефти диоксидом углерода от давления при различных температурах, полученные методом «slim-tube».

из нефти. Данное предположение подтверждается результатами определения физико-химических свойств нефти, вытесненной диоксидом углерода, представленных в таблице 3.

Таблица 3

Физико-химические свойства проб нефти, отобранных в процессе эксперимента на тонкой трубке

Проба	Вязкость при 20°C, мПа·с	Плотность при 20°C, кг/м³	Содержание, % масс		
			парафинов	смол	асфальтенов
Исходная нефть	3799	950,3	0,58	30,39	10,15
После закачки CO ₂	125	935	0,31	20,26	6,16

Фильтрационные эксперименты на керне

В рамках исследований выполнено 15 экспериментов при различных термобарических условиях, соответствующих различным зонам пермо-карбонной залежи Усинского месторождения (таблица 2). Результаты выполненных экспериментов приведены на рисунках 3 и 4.

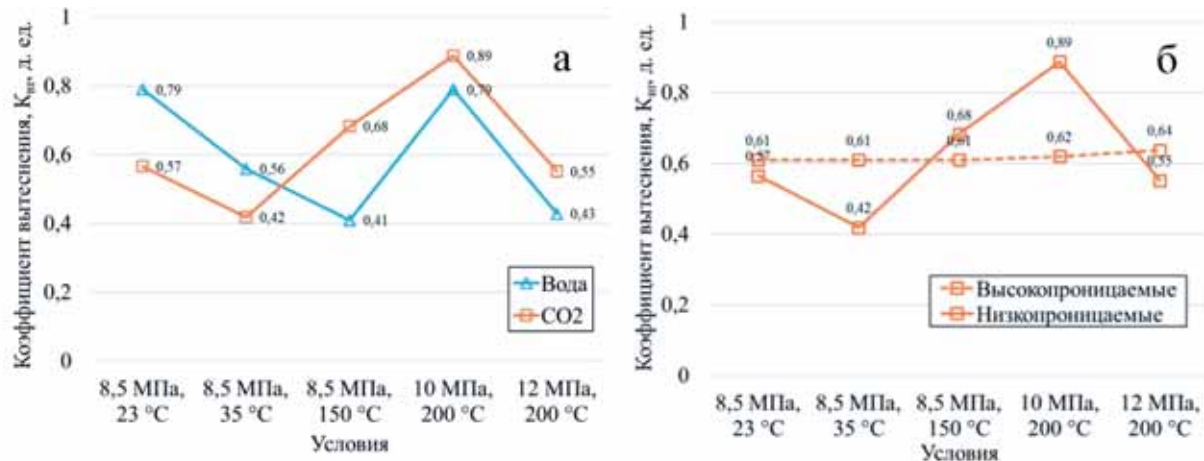


Рис. 3. Сопоставление коэффициентов вытеснения. а) влияние агента вытеснения, б) влияние газопроницаемости.

Из рисунка 3 а видно, что при температурах 23 и 35°C коэффициент вытеснения ($K_{вт}$) для воды превышает $K_{вт}$ для CO₂, что связано с ранними прорывами CO₂ из-за его высокой подвижности. Увеличение температуры приводит к повышению эффективности вытеснения нефти углекислотой – $K_{вт}$ нефти для CO₂ становится выше $K_{вт}$ нефти водой. Увеличение проницаемости пористой среды приводит к увеличению эффективности вытеснения нефти диоксидом углерода при низких температурах (рисунок 3. б), что связано с увеличением подвижности нефти, и, как следствие, с увеличением площади контакта CO₂ с нефтью, а также с его относительно высокой растворимостью в нефти. С ростом температуры эффективность вытеснения снижается, так как снижается растворимость CO₂ в нефти и увеличивается вероятность его прорыва сквозь модель.

Из рисунка 4 видно, что увеличение температуры вытеснения нефти углекислотой приводит к существенному снижению газонефтяного отношения (ГНО). При температурах 150–200 °C ГНО снижается в 5–10 раз, по сравнению с ГНО при 23 и 35°C. Снижение накопленного ГНО при высоких температурах объясняется не только



Рис. 4. Влияние проницаемости и термобарических условий на величину накопленного газонефтяного отношения при вытеснении нефти CO_2 .

увеличением количества извлеченной нефти, но и термодинамическими свойствами CO_2 (плотность сильно снижается с ростом температуры). Увеличение проницаемости породы приводит к существенному снижению ГНО при низких температурах, что обусловлено высокой растворимостью CO_2 в нефти. При высоких температурах проницаемость не влияет на величину ГНО.

Анализ результатов экспериментов показывает, что эффективность закачки CO_2 и теплоносителя зависит от двух разнонаправленных процессов. С одной стороны, чем ниже температура, тем в большей степени углекислый газ способен растворяться в пластовой нефти и изменять ее свойства. Однако при низкой температуре, и особенно при низкой проницаемости, CO_2 практически не фильтруется, что ограничивает масштабы процесса его растворения в высоковязкой нефти. С другой стороны, увеличение температуры способствует увеличению подвижности нефти, ускорению диффузии и увеличению площади контакта нефти с CO_2 , однако приводит к снижению его растворимости. Отсюда следует, что существует некоторый оптимум между объемом закачки теплоносителя и диоксида углерода, при котором будут одновременно проявляться факторы повышения нефтеотдачи как от теплоносителя, так и от диоксида углерода.

Выводы

- 1) Растворение CO_2 в пластовой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения возможно в небольшом количестве, тем не менее это может способствовать значительному снижению вязкости и плотности пластовой нефти.
- 2) Наиболее вероятным режимом вытеснения нефти диоксидом углерода в условиях пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения является режим несмешивающегося вытеснения. Изменение состава и свойств проб нефти в ходе эксперимента свидетельствует о возможности дестабилизации асфальтенов при закачке CO_2 в пластовых условиях.
- 3) В реальных пластовых условиях вытеснение нефти диоксидом углерода из пористой матрицы малоэффективно без предварительного прогрева залежи.
- 4) Увеличение подвижности нефти приводит к повышению эффективности вытеснения нефти диоксидом углерода – снижается ГНО и увеличивается $K_{\text{вт}}$.
- 5) Можно предположить, что существует некоторое оптимальное соотношение объема закачки теплоносителя и CO_2 , позволяющее повысить тепловую эффективность процесса теплового воздействия и показатели разработки залежи.

Литература

1. Рузин Л.М. и др. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 480 с.
2. Lake L. Fundamentals of Enhanced Oil Recovery. – Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2014. 489 p.
3. Zhang N., Wei M., Bai B. Statistical and analytical review of worldwide CO_2 immiscible field applications // Fuel. 2018. Vol 220. P. 89–100.
4. Глазова В.М., Рыжик В.М. Применение двуокиси углерода для повышения нефтеотдачи пластов за рубежом. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. 45 с.
5. Wan T., Wang X.J., Jing Z., Gao Y. Gas injection assisted steam huff-n-puff process for oil recovery from deep heavy oil reservoirs with low-permeability // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 185. № 2. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106613.
6. Yellig W.F., Metcalfe R.S. Determination and prediction of CO_2 Minimum Miscibility Pressures // Journal of Petroleum Technology. 1980. Vol. 32. № 1. P. 160–168. DOI: 10.2118/7477-PA.

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЗАО «АЛОЙЛ»

Р.В. Вафин, А.С. Егоров, И.А. Магзянов, И.И. Литвинов

ЗАО «Алойл», г. Бавлы, aloilpto@mail.ru

Технологическое развитие нефтегазовых компаний сопровождается резким ростом спроса на информацию, расширением масштабов использования информационных технологий. Этому благоприятствуют стремительное развитие информационных систем и новых направлений информационного производства, «облачные хранилища», «цифровые месторождения» и другие прогрессивные технологии. В совокупности они способны создать серьезный потенциал повышения эффективности функционирования компаний нефтегазового комплекса.

Для достижения высоких позиций в нефтяной отрасли компании должны повышать производительность и эффективность операций, сокращать издержки и рационализировать производство. Достижение этих целей должно сопровождаться максимальным извлечением выгод от использования новых ИТ технологий, повышением скорости и качества принимаемых решений, возможностями обработки и интерпретация огромных потоков информации.

В настоящее время ЗАО «Алойл» осуществляет свою деятельность в Республике Татарстан и Оренбургской области. На долю Татарстана приходится большая часть добываемой нефти, здесь ведется разработка самого старого месторождения компании, Алексеевского нефтяного месторождения, как раз на нем и реализована система Поддержания пластового давления с применением технологии водогазового воздействия на пласт (ППД). Система ППД в ЗАО «Алойл» реализована на Подгорном (Рисунок 1) и Алексеевском участках месторождения.

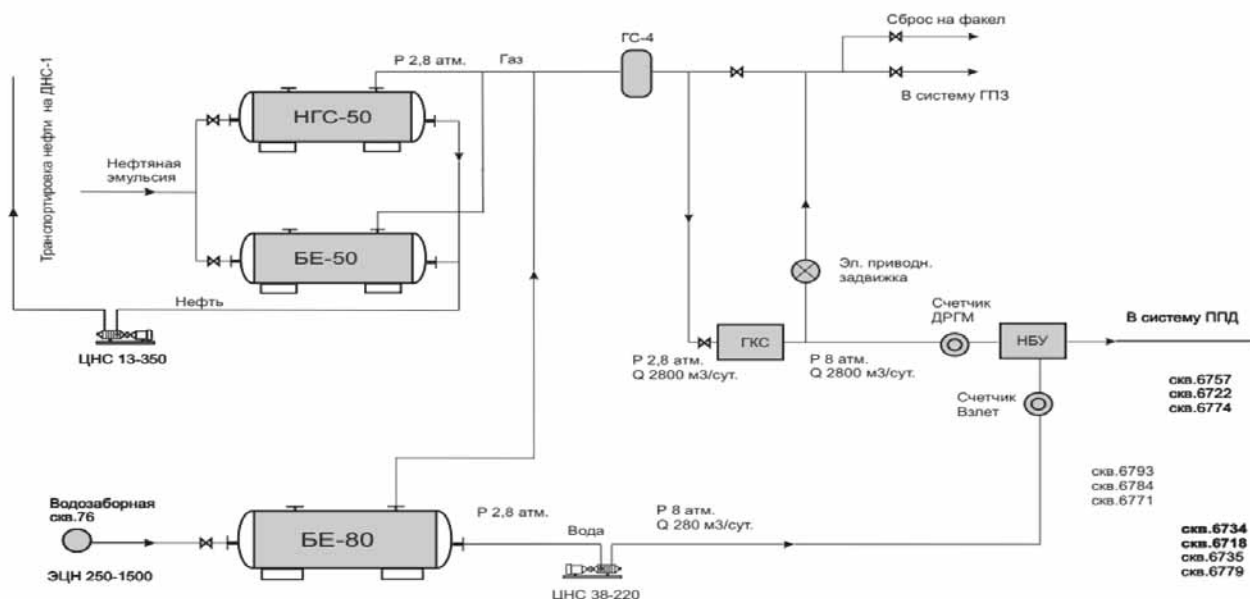
Объектом цифровизации стала существующая производственная цепочка системы ППД Подгорного участка. Для организации заводнения методом водогазового воздействия нами использовано следующее основное оборудование:

- Водозаборная скважина, оборудованная УЭЦН со станцией управления с частотным преобразователем.
- Нефтегазовый сепаратор НГС-80;
- Подпорный насос ЦНС-38.
- Газокомпрессорная станция.
- Насосно-бустерная установка.
- Нагнетательные скважины.

Вода с водозаборной скважины поступает на прием нефтегазосепаратора НГС-80 для дегазации. Дегазированная вода с НГС-80 самотеком поступает через фильтр на прием насоса ЦНС, который является подпорным для насосно-бустерной установки НБУ. Параллельно на ДНС-260 происходит дегазация поступающей водогазонефтяной эмульсии в сепараторе НГС-50. Выделившийся в сепараторе НГС-50 газ поступает в газовый сепаратор ГС-2 для осушки. Осушенный газ после ГС-2 подается в компрессор ГКС, который нагнетает газ в НБУ, для смешения с водой и закачки в продуктивные пласты.

Эффективная работа данной технологии позволила достичь с момента внедрения показателя накопленной добычи по Алексеевскому месторождению свыше 85 тысяч тонн по состоянию на 01.01.2020.

В последние годы в России окончательно закрепился тренд на цифровую трансформацию нефтегазовой отрасли. Именно поэтому в 2018 году наша компания наметила четкий курс на изменение существующих производственных процессов и их трансформацию в цифровой формат. Первым объектом цифровизации становится существующая производственная цепочка системы ППД Подгорного участка.



На каждой из восьми нагнетательных скважин Подгорного участка были установлены датчики давления, краны-шаровые с электроприводом и, конечно же, индивидуальные приборы учета воды. Организован вывод данных со всех средств измерений и контроля установленных на скважинах (рис. 2). При этом учет попутного газа ведется через единственный счетчик ДРГМ установленный на выкидной линии ГКС. И если узлы учета и датчики давлений для системы ППД оборудование не инновационное, то электроприводная арматура (рис. 3) на устье нагнетательных скважин нами применена впервые.

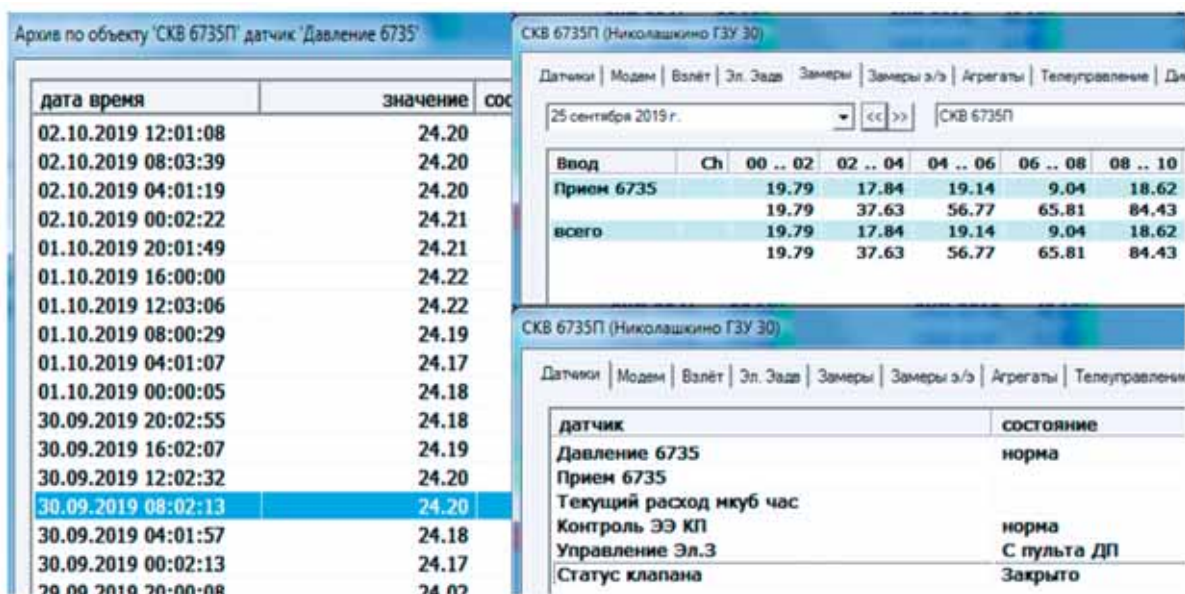


Рис. 2. Вывод информации со средств измерений.

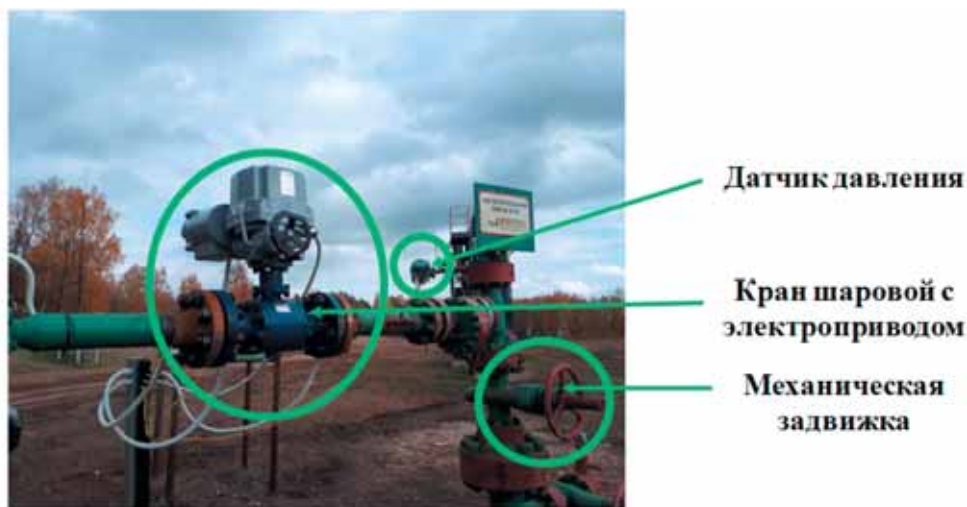


Рис. 3. Устьевая арматура нагнетательной скважины

Благодаря внедрению электроприводных задвижек и реализации удаленного управления технологическим оборудованием нам удалось в корне изменить старый производственный цикл и минимизировать в нем участие человека. На участке нами разработан следующий режим работы системы ППД.

Работа нагнетательного фонда осуществляется в циклическом режиме. По 4–5 суток работы в месяц каждой скважины. При этом основные процессы, которые подвергаются автоматизации, это открытие/закрытие задвижки на устье и контроль подачи попутного нефтяного газа в нагнетаемую воду. Открытие/закрытие устьевых задвижек происходит либо в автоматическом режиме (согласно заданному алгоритму работы, который в свою очередь основывается на заложенном на месяц режиме работы скважин), либо в ручном режиме, когда управление электроприводной арматурой выполняется через пульт диспетчера нефтепромысла. Работа каждой скважины условно разделена на две фазы: первая – закачка воды, вторая – закачка водогазовой смеси. Нагнетание воды без попутного нефтяного газа осуществляется перед каждым переключением скважин с целью исключения возможного роста давлений в системе водоводов. Циклическое переключение скважин происходит или по достижении заданных режимных значений закачки газа и воды в м³, или по часам работы скважины, в зависимости от поставленных задач. Предусмотрена возможность удаленного вмешательства профильного специалиста в заданный алгоритм

работы с целью его оперативного изменения по различным производственным причинам. Пуск и остановка основного технологического оборудования, газокompрессорной станции (ГКС) и насосно-бустерной установки (НБУ), осуществляются по заданным программным алгоритмам, тем самым подбирается необходимый для нагнетания рабочий агент.

Предусмотрены следующие виды сигналов с нагнетательных скважин:

1. «АВАРИЯ» останавливает НБУ и ГКС, происходит автоматическое закрытие открытых устьевых задвижек.

2. «Пуск/остановка». Позволяет контролировать производственный процесс закачки ВГС. При этом закрытие задвижки «предыдущей» и открытие «очередной» на скважинах происходит последовательно.

Ядром системы является взаимодействие программного обеспечения (рис. 4), позволяющего удаленно управлять необходимым оборудованием, SCADA-система, в которой описан алгоритм, предназначенный для обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления работы системы ППД и Телемеханика (АРМ диспетчера), отображающий весь автоматизированный процесс.

Так как грамотное построение работы системы поддержания пластового давления является ключевым аспектом эффективной разработки месторождения и обеспечения проектных показателей добычи нефти, необходимо не ограничиваться вышеописанными изменениями, а использовать возможности цифровизации системы ППД и привязать выходные формы параметров работы системы с созданием цифровой модели разрабатываемого месторождения.

Наша цель автоматизировать процесс подкачки замеров основных параметров работы нагнетательного фонда скважин в программный комплекс tNavigator, используемый для построения 3Д модели разрабатываемого месторождения. Это позволит нам решать следующие задачи:

- Более детально изучить влияние заводнения на реагирующий фонд добывающих скважин.
- Принимать более оперативные решения по компенсации закачки по каждой отдельной скважине.
- Отслеживать в режиме реального времени процесс заводнения залежи и участков, не вовлеченных в охват с целью выявления и устранения отклонений в работе нагнетательного и добывающего фондов скважин.

Вывод данных из программы управления и контроля системы ППД в удобный для программы Т-навигатор формат, позволит организовать оперативный прием и обработку им всех необходимых данных.

Для создания полноценного участка месторождения в цифровом формате необходимо совершенствовать и дополнять оборудование, установленное на добывающем фонде скважин эксплуатируемых штанговыми глубинными насосами (ШГНУ). Следующим этапом планируется создать необходимую инфраструктуру на добывающем фонде скважин Подгорного участка для удаленного сбора данных. Под этими словами подразумевается установка стационарных датчиков уровня и стационарных динамографов на каждой добывающей скважине, они позволят в режиме реального времени наблюдать за работой каждой из них.

Цель компании «Алойл» – оснастить каждую скважину и технологическое оборудование не только минимально достаточным набором средств измерений и автоматики, таких как частотный преобразователь, динамограф, расходомер, средства видеонаблюдения, но и линией высокоскоростной оптической связи, позволяющей передавать сигналы со всех скважин на один измерительно-вычислительный комплекс.

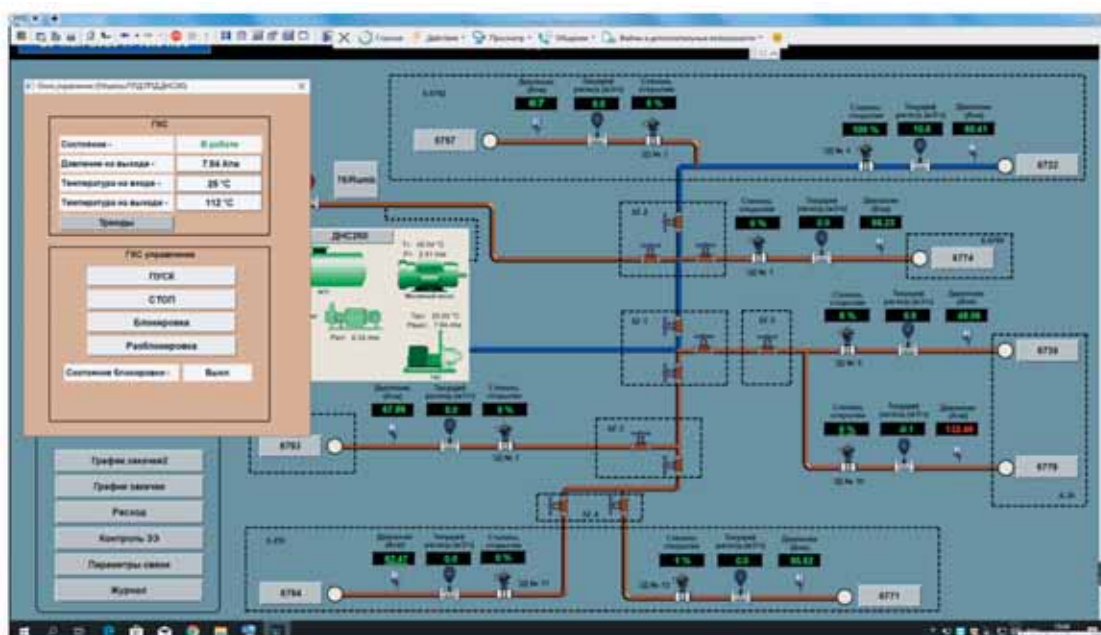


Рис. 4. Управление системой ППД.

Поэтапное объединение всех объектов нефтедобычи, от нагнетательной скважины до скважины добывающей, в единую информационную сеть позволит осуществлять контроль и управление объектами как с единого диспетчерского пункта, так и удаленно через сеть «интернет» в режиме реального времени.

Результаты внедрения цифровых систем на сегодняшний день являются вдохновляющими. Внедрение и дальнейшее развитие новейших технологий в области цифровизации позволит оптимизировать не только системы поддержания пластового давления, а ещё и по-новому организовать добычу нефти с применением прогрессивных программных алгоритмов, снизив возможные потери, связанные с человеческим фактором. В будущем реализация таких сложных систем откроет доступ к управлению процессом разработки «с ладони», то есть с мобильного устройства. Реализация цифровых систем приведет к снижению удельного количества обслуживающего персонала, на месторождениях, исключив практически полностью традиционные обходы, а также снизить количество выездов рабочего персонала для визуального контроля и запуска скважин.

ZERO-WASTE ENGINEERING: THE KEY TO SUSTAINABLE OIL AND GAS PRODUCTION

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova²

¹*President, Emertec Research and Development Ltd., Professor, Dalhousie University, Canada, profr.islam1@gmail.com,*

²*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, dilyara.yar@mail.ru*

EXTENDED ABSTRACT

The evolution of human civilization is synonymous with how it meets its energy needs. Few would dispute the human race has become progressively more civilized with time. Yet, for the first time in human history, an energy crisis has seized the entire globe and the very sustainability of this civilization itself has suddenly come into question. Only recently, the oil price tumbled to an unprecedented (for any commodity) negative territory. For the oil business, which is used to roller coaster rides in prices, this was a new low and highlights the need for a paradigm shift. The scenario has become more complex by invoking ‘climate change hysteria’, which is not based on science.

In this paper, a true paradigm shift is invoked by introducing zero-waste engineering in all aspects of petroleum resource development. It is shown that the proposed recovery mode is sustainable under all scenarios of oil prices. A number of novel sustainable technologies are outlined that would open opportunities for total sustainability for the entire range of petroleum fluids.

In recent years, Islam and his research group [1, 2] have demonstrated that current practices of oil and gas production operations are not sustainable. The principal impediment to sustainability is the introduction of synthetic chemicals, which are introduced at various levels of oil and gas production. Previously, it has been demonstrated that conventional ‘renewable’ technologies are less sustainable than conventional oil recovery and processing schemes [3, 4].

Sustainable petroleum operations development requires a sustainable supply of clean and affordable energy resources that do not cause negative environmental, economic, and social consequences. In addition, it should consider a holistic approach, for which the whole system will be considered instead of just one sector at a time. New technology should be efficient and functional far into the future in order to ensure true sustainability.

The process that has the biggest impact on the long-term sustainability of petroleum fluids is the refining (or gas processing for gas), in which artificial chemicals are introduced in various forms [5, 6]. In order to render the process sustainable, there has to be fundamental changes to the refining process. In our previous work, we have identified the following sources of toxicity in conventional petroleum refining:

- Use of toxic catalyst
- Use of artificial heat (e.g. combustion, electrical, nuclear)

The use of toxic catalysts contaminates the pathway irreversibly. These catalysts should be replaced with natural performance enhancers. In this proposed theme, research should be performed in order to introduce catalysts that are available in their natural state. This will make the process environmentally acceptable and will reduce the cost significantly.

When global efficiency is considered, artificial heating proves to be utterly inefficient. Recently, Khan and Islam [7] have demonstrated that direct heating with solar energy (enhanced by a parabolic collector) can be very effective and environmentally sustainable. They achieved up to 75% of global efficiency as compared to some 15% efficiency when solar energy is used through electricity conversion. Sustainability lies within achieving zero-waste scheme. A green supply chain framework is introduced to achieve sustainability in refining operations. With this model, the entire petroleum operation can be rendered sustainable.

In summary, sustainable production ensures exponential economic growth. Such production tactic, when coupled with sustainable economic models, offers a true paradigm shift in all aspects of economic development. A long-term approach involves environmental considerations before profit making. Enhanced Oil Recovery (EOR) is integral part of petroleum operations and a sustainable approach involves considering zero-waste approach in all aspects, including exploration, refining, drilling and production. Most importantly, however, rendering refinery zero-waste can help sustain the EOR process, due to optimization of the energy and mass cycle. By minimizing processing with artificial chemicals, great strides are made toward achieving both environmental and economic sustainability.

References

1. Islam, M.R., Chhetri, A.B., and Khan, M.M., 2010, Greening of Petroleum Operations, Wiley-Scrivener.
2. Islam, M.R. and Khan, M.M., 2019, The Science of Climate Change, Scrivener Wiley.
3. Islam, J.S. et al., 2018, Economics of Sustainable Energy, Scrivener-Wiley, 628 pp.
4. Islam, M.R., Islam, A.O. and Hossain, M.E., 2018a, Hydrocarbons in Basement Formation, Wiley-Scrivener.
5. Islam, M.R., 2014, Unconventional Gas Reservoirs, Elsevier.
6. Islam, M.R., 2020, Environmentally and Economically Sustainable Enhanced Oil Recovery, Wiley-Scrivener, 791 p.
7. Khan, M.M and Islam, M.R., 2016, Zero Waste Engineering: A New Era of Sustainable Technology Development, 2nd Edition, Scrivener Wiley.

БЕЗОТХОДНОЕ ПРОИЗВОДСТВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Профессор, Университета Далхаузи, Канада, profr.islam1@gmail.com, ²Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

Эволюция человеческой цивилизации является синонимом того, как она удовлетворяет свои энергетические потребности. Мало кто станет оспаривать, что человечество со временем становится все более цивилизованным. Тем не менее впервые в истории человечества энергетический кризис охватил весь земной шар и сама устойчивость этой цивилизации внезапно оказалась под вопросом. Только недавно цена на нефть упала в беспрецедентную (для любого товара) отрицательную зону. Для нефтяного бизнеса это был новый минимум, что подчеркивает необходимость смены парадигмы. Сценарий стал более сложным, вызвав «истерию изменения климата», которая не основана на науке.

В этой статье истинный сдвиг парадигмы вызван внедрением безотходной инженерии во всех аспектах разработки нефтяных ресурсов. Показано, что предлагаемый режим восстановления является устойчивым при всех сценариях цен на нефть. Ряд новых устойчивых технологий – это схемы, которые открывают возможности для полной устойчивости всего спектра нефтяных жидкостей.

В последние годы М.Р. Ислам и его исследовательская группа [1, 2] продемонстрировали, что нынешняя практика добычи нефти и газа не является устойчивой. Основным препятствием для устойчивости является внедрение синтетических химикатов, которые вводятся на различных уровнях добычи нефти и газа. Ранее было продемонстрировано, что традиционные «возобновляемые» технологии менее устойчивы, чем традиционные схемы добычи и переработки нефти [3, 4].

Устойчивое развитие нефтяных операций требует устойчивых поставок чистых и доступных энергетических ресурсов, которые не вызывают негативных экологических, экономических и социальных последствий. Кроме того, следует рассмотреть целостный подход, при котором будет рассматриваться вся система, а не только один сектор за один раз. Новые технологии должны быть эффективными и функциональными в будущем, чтобы обеспечить подлинную устойчивость.

Процесс, который оказывает наибольшее влияние на долговременную устойчивость нефтяных жидкостей – это очистка (или переработка газа), в которой искусственные химические вещества вводятся в различных формах [5, 6]. Чтобы сделать процесс устойчивым, необходимо внести фундаментальные изменения в процесс переработки. В нашей предыдущей работе мы определили следующие источники токсичности при обычной переработке нефти:

- Использование токсичного катализатора;
- Использование искусственного тепла (например, сжигание, электрическое, ядерное).

Использование токсичных катализаторов необратимо загрязняет путь. Эти катализаторы должны быть заменены естественными усилителями производительности. В этой предложенной теме следует провести исследование, чтобы представить катализаторы, которые доступны в их естественном состоянии. Это сделает процесс экологически приемлемым и значительно сократит затраты.

Когда рассматривается глобальная эффективность, искусственное отопление оказывается совершенно неэффективным. Недавно М.М. Хан и М.Р. Ислам [7] продемонстрировали, что прямой нагрев солнечной энергией (усиленный параболическим коллектором) может быть очень эффективным и экологически устойчивым. Они достигли до 75% глобальной эффективности по сравнению с 15% эффективности, когда солнечная энергия используется для преобразования электроэнергии. Устойчивость заключается в достижении схемы с нулевыми отходами. Внедрена зеленая структура цепочки поставок для достижения устойчивости в нефтепереработке. С этой моделью все нефтяные операции могут быть устойчивыми.

Таким образом, устойчивое производство обеспечивает экспоненциальный экономический рост. Такая производственная тактика в сочетании с устойчивыми экономическими моделями предлагает настоящий сдвиг парадигмы во всех аспектах экономического развития. Долгосрочный подход включает экологические соображения до получения прибыли. *Повышение нефтеотдачи* (EOR) является неотъемлемой частью нефтегазовых операций, и устойчивый подход предполагает рассмотрение безотходной инженерии во всех аспектах, включая разведку, переработку, бурение и добычу. Однако, что наиболее важно, отказ от переработки на заводе может помочь поддержать процесс EOR благодаря оптимизации энергетического и массового цикла. Минимизируя обработку искусственными химикатами, мы добились больших успехов в достижении экологической и экономической устойчивости.

Литература

1. Islam M.R., Chhetri A.B. and Khan M.M. 2010, Greening of Petroleum Operations, Wiley-Scrivener.
2. Islam M.R. and Khan M.M. 2019, The Science of Climate Change, Scrivener Wiley.
3. Islam J.S. et al. 2018, Economics of Sustainable Energy, Scrivener-Wiley, 628 p.
4. Islam M.R., Islam A.O. and Hossain M.E., 2018 a, Hydrocarbons in Basement Formation, Wiley-Scrivener.
5. Isla, M.R. 2014, Unconventional Gas Reservoirs, Elsevier.
6. Islam M.R. 2020, Environmentally and Economically Sustainable Enhanced Oil Recovery, Wiley-Scrivener, 791 pp.
7. Khan M.M and Islam M.R. 2016, Zero Waste Engineering: A New Era of Sustainable Technology Development, 2nd Edition, Scrivener Wiley.

MICROBIOALLY ENHANCED THERMALLY ENGINEERED OIL RECOVERY – EMERGING TECHNOLOGY AIMING TO REDUCE GREEN HOUSE GAS EMISSION AND CONVERTING MARGINAL INTO PROFITABLE PLAYS

Milovan Fustic^{1,2}, William D.L. Richardson², Emma Bell², Jianwei Chen², Carmen Li² and Casey R.J. Hubert²,

¹*School of Mining and Geosciences, Nazarbayev University, Nursultan, Kazakhstan, milovan.fustic@nu.edu.kz*

²*Department of Energy Bioengineering and Geomicrobiology, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada*

During Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) operations, temperature observation wells and Residual Saturation Tool (RST) logging reveal the occurrence of gas in conductively heated zones above the steam chamber. Microbiological analysis using 16S rRNA gene amplicon sequencing indicates that thermophilic endospore-forming bacteria although not dominant, are ubiquitous throughout the in situ microbial community in oil sands from Alberta, Canada. Increased temperature may activate these dormant thermophilic microbes, which could potentially produce different kinds of biogenic gas. Incubation of oil sands with organic substrates at 50°C led to fermentative and respiratory metabolism that can produce different biogenic gases. If generated in situ this gas could provide pressure drive to push mobilized bitumen in inclined heterolithic strata (IHS) along the low-permeable mudstone beds down to an amalgamated steam chamber [1].

Laboratory analysis shows that adding nutrients may significantly increase biogenic gas production and thus oil recovery. New technology, named Microbially Enhanced Thermally Engineered Oil Recovery (METEOR), injects nutrients into the IHS through existing or new wells [1].

This concept of activating dormant bacteria at high temperature for gas production is also applicable in thin non-commercial or marginally commercial, cold, shallow, heavy oil reservoirs. In thin pays, individual wells may serve as both injecting and producing wells in which case production would comprise three phases: i) nutrient and warm water injection; ii) reservoir soaking, viscosity reduction, and formation pressure build-up via biogenic gas generation in situ; and iii) production using natural pressure or submersible pumps. These cycles may repeat numerous times and unlike the known huff-and-puff techniques, do not require high pressure and competent caprocks.

METEOR may contribute to reducing the cost of production and greenhouse gas emission per barrel of produced bitumen in SAGD operations making oil sands more competitive and environmentally friendly. Additionally, METEOR shall enable the development currently uneconomical thin-pay heavy oil reservoirs worldwide.

Reference list:

Hubert, C., & Fustic, M. (2020). U.S. Patent No. 10,544,664. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ СКОМБИНИРОВАННЫЙ С ТЕРМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ - НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, НАПРАВЛЕННАЯ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ПЕРЕХОД ОТ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ К ПРИБЫЛЬНЫМ

Milovan Fustic^{1,2}, William D.L. Richardson², Emma Bell², Jianwei Chen², Carmen Li² and Casey R.J. Hubert²

¹*School of Mining and Geosciences, Nazarbayev University, Nursultan, Kazakhstan, milovan.fustic@nu.edu.kz*

²*Department of Energy Bioengineering and Geomicrobiology, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada*

При парогравитационном воздействии (SAGD) температурные измерения в скважине и каротаж насыщенности в пласте-коллекторе (RST) выявляют наличие газа в зонах кондуктивного прогрева над паровой камерой. Микробиологический анализ с использованием секвенирования ампликона гена 16S rRNA показывает, что термофильные эндоспорообразующие бактерии, хотя и не доминируют, но повсеместно распространены в микробном сообществе in situ в нефтеносных песках в Альберте, Канада. Повышение температуры может активировать эти спящие термофильные микробы, которые потенциально могут производить различные виды биогенного газа. Инкубация нефтеносных песков с органическими субстратами при 50°C привела к ферментативному и респираторному метаболизму, который может производить различные биогенные газы. Если генерация происходит на месте, этот газ мог бы обеспечить нужное давление, чтобы подтолкнуть подвижный битум в наклонных гетеролитических пластах (IHS) вдоль низкопроницаемых пластов аргиллитов вниз к объединенной паровой камере [1].

Лабораторный анализ показывает, что добавление питательных веществ может значительно увеличить производство биогенного газа и, следовательно, добычу нефти. Новая технология, получившая название Microbially Enhanced Thermally Engineered Oil Recovery (METEOR), вводит питательные вещества в IHS через существующие или новые скважины [1].

Эта концепция активации «спящих» бактерий при высокой температуре для добычи газа также применима в маломощных нерентабельных или малорентабельных, холодных, мелководных пластах с тяжелой нефтью. В маломощных пластах отдельные скважины могут служить как нагнетательными, так и добывающими скважинами, и в этом случае добыча будет состоять из трех фаз: i) закачка питательных веществ и теплой воды; ii) замачивание коллектора, снижение вязкости и повышение пластового давления за счет генерации биогенного газа на месте; и iii) добыча с использованием насосов естественного давления или погружных насосов. Эти циклы могут повторяться много раз и, в отличие от известных техник huff-and-puff, не требуют высокого давления и установленных покрышек.

METEOR может способствовать снижению себестоимости добычи и выбросов парниковых газов на баррель добытого битума при операциях SAGD, делая нефтеносные пески более конкурентоспособными и экологически безопасными. Кроме того, METEOR позволит разрабатывать в настоящее время экономически невыгодные маломощные залежи тяжелой нефти по всему миру.

Литература

1. *Hubert, C., & Fustic, M.* (2020). U.S. Patent No. 10,544,664. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office.

ОБСУЖДЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАТИЧНЫХ ВОПРОСОВ НА ОСНОВЕ ГЛУБИННО-КОРОВОЙ КОНЦЕПЦИИ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Арутюнян

Национальный политехнический университет Армении, г. Ереван, avhk@seua.am

Результаты исследований сейсмических и плотностных свойств горных пород, а также некоторых геодинамических процессов, протекающие при высоких давлениях и температурах, с учетом фактических геолого-геофизических данных, позволили представить новую концепцию по одновременному и совместному генезису землетрясений, геофлюидов, углеводородов, алмазоносных структур а также грязевых вулканов и месторождений благородных металлов. Основным источником всего указанного, по всем показателем, является дегидратация серпентинизированных пород, реликтов 3-его слоя океанической коры, на различных глубинах земной коры в разных регионах Земли [1-3]. Результаты многолетних исследований в обобщенном виде были представлены в виде таблицы (Рис.1).

На основании представленных публикаций предлагается обсудить некоторые актуальные проблематичные вопросы:

1. Нефть – вещество органического или неорганического происхождения?

Генезис углеводородов дискутируется почти 300 лет, со времен М.В. Ломоносова и Д.И. Менделеева и продолжается до настоящих дней. Сторонники органической гипотезы, основателем которого является М.В. Ломоносов считают, что углеводороды образуются вследствие метаморфизации органического вещества (И.М. Губкин, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, А.Е. Конторович и их идейные последователи). Сторонники неорганической (минеральной) гипотезы (Н.А. Кудрявцев, В.Б. Порфирьев, П.Н. Кропоткин, и их идейные последователи) считают, что углеводороды образуются в глубоких горизонтах Земли, в верхней мантии и по дегазационным трубкам мигрируют в верхние горизонты. Со временем сформировалась также гипотеза полигенеза, сторонники которого считают, что углеводороды в зависимости от геологических условий формируются как органическим, так и неорганическим путями (А.Н. Дмитриевский, Р.Х. Муслимов и др.).

Согласно органической гипотезы в осадках, накапливающихся на континентальных окраинах, всегда содержится органическое вещество. Иногда (как, например, в дельтах крупнейших рек) его концентрация достигает нескольких процентов, хотя обычно содержание органических веществ в таких осадках не превышает 1 %. По мере опускания континентальной окраины и постепенного её засыпания осадками нижние слои осадочной толщи уплотняются и прогреваются идущим снизу тепловым потоком. В результате осадки литифицируются (преобра-

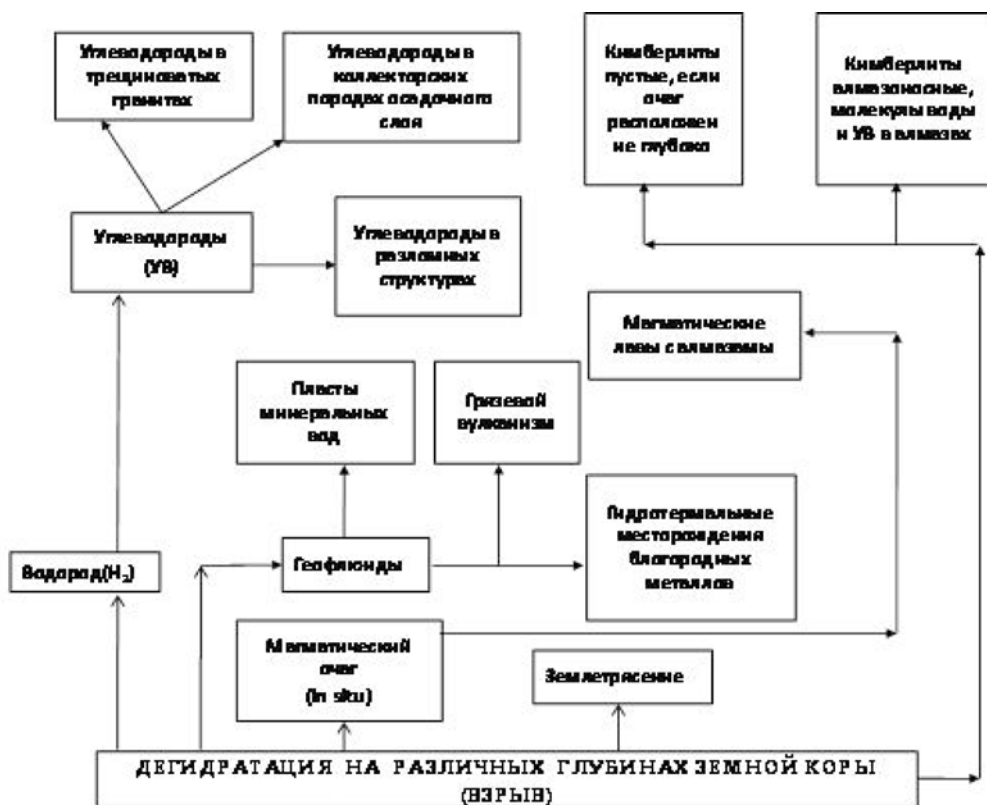


Рис.1. Дегидратация пород как источник формирования геоструктур и геодинамических процессов

зуются в осадочные породы), а содержащееся в них органическое вещество подвергается термоллизу и постепенно превращается в углеводороды [4] (рис.2-а).

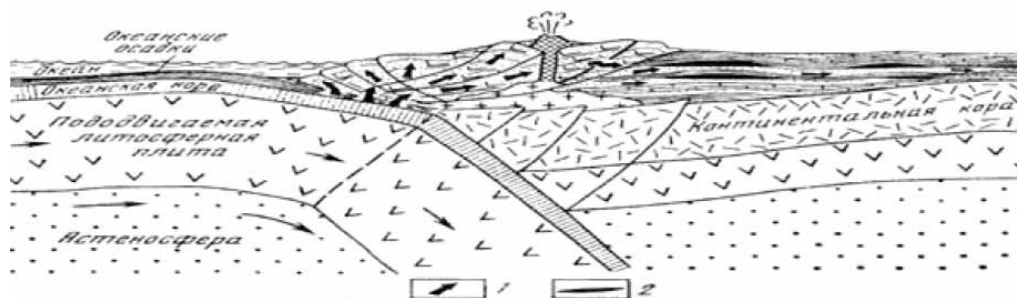


Рис. 2-а. Схематический разрез зоны надвига островной дуги на пассивную окраину континентальной платформы (Сорохтин О.Г. 2012-2020)

а — докембрийский фундамент континентальной платформы; б — фундамент островной дуги; в — породы океанической коры; г — осадочно-вулканогенная толща островной дуги; д — смятые осадки предгорного прогиба; 1-3 — осадочные горизонты разного возраста; стрелками показаны пути миграции углеводородов из зоны поддвига плит.

На представленной схеме мало вероятным является формирование магматического очага и структуры в пределах осадочных слоев на небольших глубинах.

Согласно предложенной нами концепции в представленной субдукционной зоне, на определенной глубине происходит дегидратация серпентинизированных пород 3-го слоя океанической коры (Рис.2-б), формирование магматического очага с выделением водорода, водородсодержащих продуктов и углеводородов. Далее происходит вулканизм, миграция указанных продуктов в верхние горизонты коры, смешивание их с углеводородами органического происхождения и накопление в породах обладающими коллекторскими свойствами. Представленный механизм является одним из примеров полигенеза углеводородов.

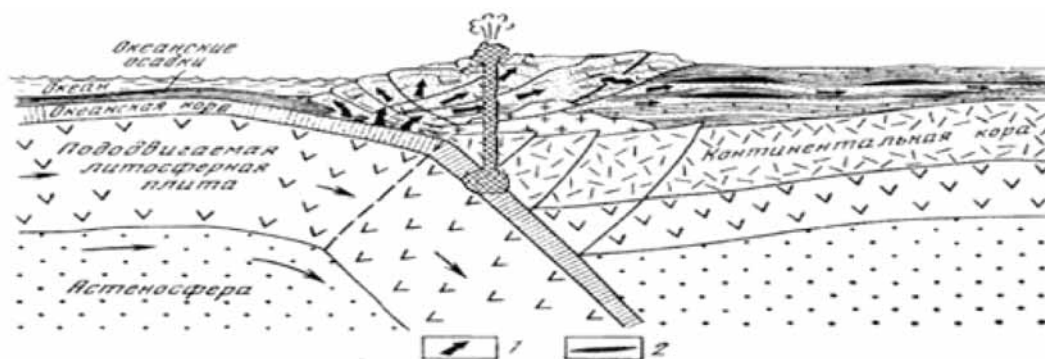


Рис. 2-б. Схематический разрез зоны надвига островной дуги на пассивную окраину континентальной платформы (Сорохтин О.Г. 2012-2020) с изменением магматической структуры (Арутюнян А.В. 2018)

На земле к таким структурам относятся современные зоны поддвига плит, активные окраины континентов, предгорные прогибы и др. (Рис.3).

2. Фундамент, как регионально нефтегазоперспективный комплекс.

В образованиях фундамента в мире открыто около 500 месторождений нефти и газа в том числе крупных и гигантских [5]. Рассматривается лучший мировой опыт по поиску и разработке месторождений в образованиях кристаллического фундамента. Представлены предпочтительные типы пород кристаллического фундамента для обнаружения нефтяных и газовых скоплений. По мнению автора, лучшими типами пород являются трещиноватые кварциты или граниты, так как они хрупкие и, следовательно, разрушаются оптимально. Исходя из мирового опыта приводятся рекомендации по исследованию кристаллического фундамента на нефть и газ и разработки залежей в нем.

Согласно предложенной нами концепции углеводороды образовавшиеся вследствие дегидратации ниже кристаллического фундамента, при миграции по разломным зонам через трещиноватые породы фундамента накапливаются, образуя залежи углеводородов.

3. Запасы УВ будут исчерпаны в ближайшем будущем?

В статье [2] представлен круговорот воды от океанической коры до континентальной: Океаническая вода проникает через вулканогенный базальтовый слой. Вода вступает в реакцию с пироксенитами верхней мантии, вследствие процесса серпентинизации образуется 3-й серпентинизированный слой океанической коры. Вследствие процесса серпентинизации по всей площади океанической коры возникают горизонтально направленные распирающие напряжения достигающие до 70% [6]. В акваториальной части происходит столкновение (коллизия)

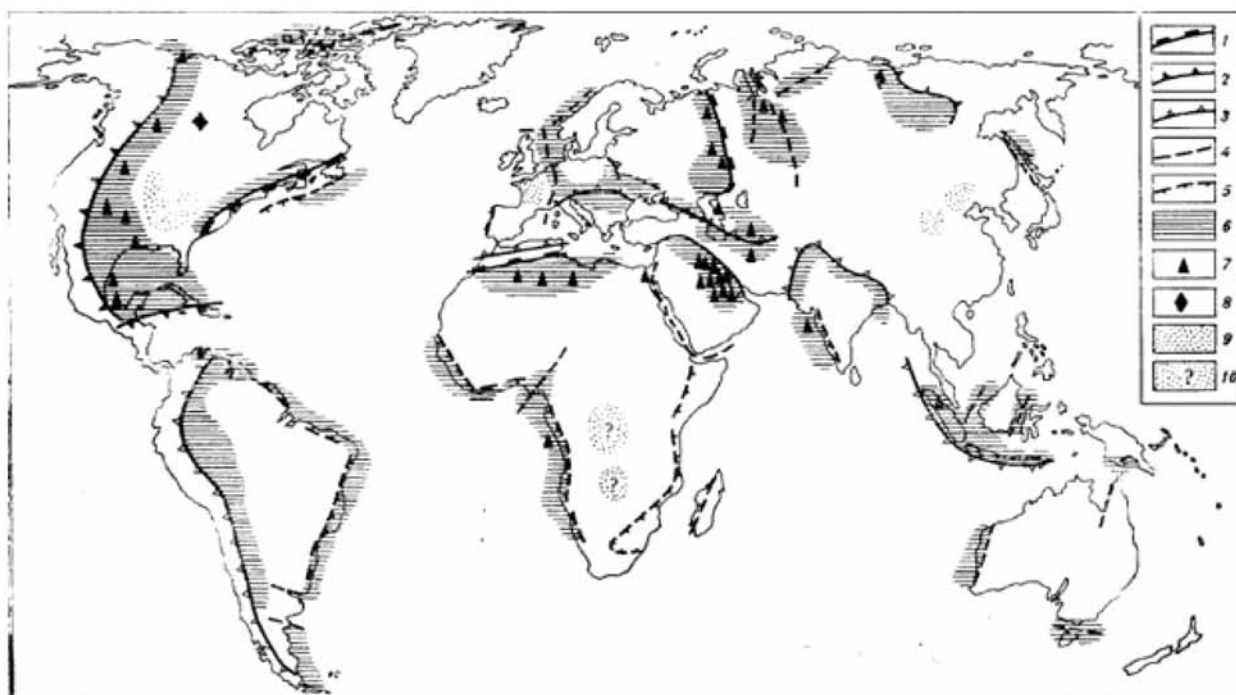


Рис. 3. Карта-схема размещения основных нефтегазоносных регионов земного шара по В.П. Гаврилову (1986): 1, 2, 3 — зоны поддвига плит соответственно палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов; 4 — некоторые внутриконтинентальные рифты; 5 — окраинно-континентальные рифты; 6 — нефтегазоносные регионы; 7 — крупные месторождения нефти и газа; 8 — месторождения битумов и тяжёлой нефти; 9 — внутриплатформенные нефтегазоносные впадины; 10 — то же, но предположительные.



Рис. 4. Бассейны, в которых доказаны продуктивность пород фундамента (Горюнов Е.Ю. 2019)

океанической коры с континентальным, вследствие происходит дегидратация серпентинизированных пород. На глубинах вследствие дегидратации выделяются геофлюиды, водород и водородосодержащие компоненты, которые вступают в реакцию с углеродосодержащими компонентами. В результате образуются углеводороды (УВ). Вследствие глобальных тектонических процессов в течении геологического времени, изменилась конфигурация океанов и континентов. Бесчисленное количество гигантских реликтов океанической коры законсервировались как в геосинклинальных так и в платформенных областях континентальной коры. Вследствие тектонических процессов а также регионального метаморфизма, происходит повышение давления и температуры, которое приводит к процессу дегидратации серпентинизированных пород как в платформенных так и в геосинклинальных областях земной коры. Таким образом круговорот воды от океанов (серпентинизация) до континентов (дегидратация) является непрерывным генерирующим УВ процессом.

4. Появление нефти в старых скважинах.

Миграция углеводородов из больших глубин, особенно при сейсмотектонических процессах, может произойти при длительном геологическом времени, при котором могут быть заполнены и старые нефтедобывающие скважины.

5. Какое практическое значение имеет генезис УВ?

Каждая концепция по генезису УВ имеет свои критерии, по которым предлагается проводить нефтеразведочные работы. Чем больше критериев по конкретной концепции тем выше результативность нефтеразведочных работ.

Кроме указанных проблематичных вопросов можно было представить еще ряд вопросов, что не возможно из-за ограничения объема тезисов.

Недавно вышла статья о процессе серпентинизации в земной коре Западной Сибири как основной источник генезиса углеводородов [7]. Предлагается провести сравнительный, дискуссионный анализ указанных публикаций [3, 7].

Предложенная концепция по генезису УВ предлагается к вниманию ведущим специалистам области и руководителям нефтеразведочных компаний.

Литература

1. Арутюнян А.В. О механизме формирования углеводородных компонентов в связи с эволюцией земной коры Малого Кавказа. Геология и разведка, Известия вузов Российской Федерации. 1999, N1, с. 141-146.
<https://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicoV09qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharing>
<https://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicoV09qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharing>
2. Арутюнян А. В. 2010. Земная кора Малого Кавказа, офиолиты, вулканизм, нефтегазоносность, сейсмичность. // Вестник ОНЗ РАН, 2, NZ6006. doi:10.2205/2010NZ000024, 2010.
<http://onznnews.wdcb.ru/publications/v02/2010NZ000024.pdf>
3. Арутюнян А.В. Океаническая вода как основной источник генезиса углеводородов, геофлюидов, алмазонасных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли. Геоинформатика 2018, N 3 (67), ст. 25-35. https://drive.google.com/file/d/1S0tP7kywF7RYvBrvC-lxr_bHaClQqCzX/view
4. Сорохтин О.Г. Тектоника литосферных плит и нефтегазоносность Земли. В книге Развитие Земли. 2012-2020.
5. Горюнов Е.Ю. Поисковые критерии нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. Экспозиция нефть газ, Октябрь 5 (72), 2019. DOI: 10.24411/2076-6785-2019-10055
6. Асланян А.Т., Арутюнян А.В. Становление срединно-океанических хребтов в свете экспериментальных исследований при высоких термобарических параметрах. Изв. АН Арм. ССР, Науки о Земле, 2, 1988. 6 стр. <https://docs.google.com/document/d/1yns61DFxhsSQ23q5KUSIWZDqcFdUjexv5lK1yEftBo/edit?usp=sharing>
7. Разницын Ю.Н., Гогоненков Г.Н., Загоровский Ю. А., Трафимов В.А., Федонкин М.А. Серпентинизация мантийных перидотитов как основной источник глубинных углеводородов Западно-Сибирского нефтегазонасного бассейна. Вестник Краунц. Науки о земле. 2020 № 1. Выпуск 45. DOI:10.31431/1816-5524-2020-1-45-66-88

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ АРМЕНИИ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ «ДЕГИДРАТАЦИЯ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЗЕМНОЙ КОРЫ КАК ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ»

© А.В. Арутюнян

Национальный политехнический университет Армении, г. Ереван, avhk@seua.am

По генезису углеводородов (УВ) главными гипотезами являются органическое и неорганическое происхождение, дискуссия которых продолжается до настоящих времен. С развитием методов исследований а также техники и технологий, формировались новые производные указанных гипотез. Одним из производных неорганической гипотезы является предложенная нами концепция, которая является результатом многолетних исследований сейсмических и плотностных свойств горных пород при высоких давлениях и температурах с учетом многочисленных геолого-геофизических профилей из разных регионов Земли. Уместно отметить, что не исключается генезис УВ как органическим так и неорганическим (глубинно мантийным) путями, так как полигенез отмечается во многих регионах Земли [1]. В этой связи отмечается, что каждая новая концепция обладает новыми критериями, зависящее от эволюции и геологического строения и других геолого – геофизических факторов выбранного региона. Из указанного вытекает, что каждый регион Земли характеризуется своими нефтегазоносными критериями, на основании которого предлагаются проекты по поисковым и разведочным работам. В настоящей публикации как объектом нефтеразведочных работ выбрана территория Армении на которой, согласно предложенной концепции, основными критериями являются:

1. Центральное – Армянский прогиб (впадина), который характеризуется вулканизмом, офиолитовыми поясами и глубинными разломами с СВ и ЮЗ. Согласно предложенной концепции магматические очаги на глубинах 40-45 км сформировались вследствие дегидратации серпентинизированных пород, подобно Прикаспийской и Фроловских впадин [2].
2. Слои с пониженными скоростями (СПС) на больших 40-50 км глубинах, обладающими низкой плотностью, высокой электропроводностью, намагниченностью и пластичностью (такими свойствами обладают серпентинизированные массы пород на различных горизонтах земной коры).
3. Глубинные разломы, по которым происходит миграция геофлюидов и углеводородов. Севанский и Вединский офиолитовые пояса с глубинными разломами примыкают центральному прогибу с СВ и ЮЗ.
4. Слои с пониженными скоростями (СПС), на сравнительно неглубоких горизонтах коры 4,0-12,0 км. Указанными свойствами обладают нефтегазоносные структуры, размещенные в трещиноватых гранодиоритах фундамента и в осадочных породах, обладающих коллекторскими свойствами.
5. Маломощные высокоскоростные покровные структуры 1,0-1,5 км над низкоскоростными структурами.
6. Периодичное поступление геофлюидов и УВ в пробуренных скважинах.
7. Наличие пластов минерализованных вод на глубинах 1,0-3,5 км земной коры.
8. Вулканизм на территории, предложенный как критерий нефтегазоносности Д.И. Менделеевым. Магматические очаги, согласно предложенной концепции, образуются вследствие дегидратации серпентинизированных пород (in situ).
9. Наличие соляных куполов в составе земной коры территории Армении. В некоторых последних публикациях отмечается о неорганическом генезисе солей и о их связи с углеводородными структурами.
10. Проявление углеводородов не промышленного значения в скважинах, на глубинах 3,0-3,5 км а также на поверхности, на источниках воды и в пористых породах.
11. На геоэлектрическом разрезе проявлены две взрывные структуры (по видимому вследствие дегидратации). Предлагается исследовать указанные структуры с точки зрения алмазаносности.

На территории Армении активные нефтеразведочные работы были проведены в 60-е и 80-е годы прошлого века. Пробурены 3-4 скважины глубиной 4-5 км. Залежи промышленного значения не выявлены. Признаки газа выявлены в Октемберянском районе на глубине 3,5 км, и нефти в Приереванском районе на той же глубине. За основу была принята органическая гипотеза генезиса углеводородов, однако достаточно богатый керогеносодержащий горизонт не был обнаружен. В 1970 году Ереванскому политехническому институту правительством Армении было поручено выявить особенности строения и состава земной коры на территории Армении, а также характер геодинамических процессов, протекающих на разных горизонтах коры.

С этой целью в 1970 году в Политехническом институте, в сотрудничестве с лабораторией высоких давлений Института Физики Земли АН России, была создана лаборатория Экспериментальной Сейсмоструктоники. В лаборатории, в кратчайший срок были исследованы сейсмические и плотностные свойства всех разновидностей горных пород из территории Армения. На основании полученных результатов был представлен петрофизический разрез и эволюция земной коры территории Армении [3-5]. Были исследованы также характер некоторых геодинамических процессов, в том числе полиморфные превращения в минералах и процесс дегидратации в серпентинитах, серпентинизированных ультрабазитах и амфиболитах [6-8]. Результаты исследований представлены в Геологических конгрессах и разных международных конференциях, опубликованы в передовых журналах разных стран.

После Спитакского землетрясения в 1988 году на территории Армении, специалистами разных стран проводились в большом объеме геолого-геофизические исследования. Интересным фактом было установлено наличие слоев с пониженными скоростями (на глубине 4-13 км, 35-50 км) и с повышенными скоростями (на глубинах 4-5

км, 22-35 км). Интересно отметить, что аналогичные результаты были получены и сотрудниками ВНИИГеофизика в 1974 году. После Спитакского землетрясения, сотрудниками Укргеология был проведен профиль МТЗ по той же линии. Интересным фактом является установление высокопроводимого слоя на подошве земной коры (5-20 Ом/м), а также низкопроводимых вертикально расположенных структур (50000 Ом/м).

Территория Армении, также как и многие другие континентальные регионы Земли, по данным многих известных специалистов, сформировалось вследствие закрытия океанической коры Тетис [9]. Реликты океанической коры на поверхности обнажаются на Северо-востоке озера Севан, а также в Вединском районе в офиолитовых поясах Армении.

Учитывая строение и состав океанической коры, многочисленные геолого-геофизические данные по территории Армении, результаты исследований горных пород при высоких термобарических условиях, нами был предложен петрофизический разрез земной коры. Линзообразная структура с пониженными скоростями на подошве земной коры была рассмотрена как серпентинизированный реликт океанической коры. Петрологические исследования [10] показали, что магматические очаги в основном расположены на глубинах 35-50 км т. е. в пределах серпентинизированной структуры.

Вследствие дегидратации серпентинизированных пород на глубине 35-50 км, выделяющиеся геофлюиды, водород и водородосодержащие компоненты, углеводороды, в смешанном состоянии, по глубинным разломам мигрировали в верхние горизонты коры и накопились в породах, обладающими коллекторскими свойствами. Такими структурами, по нашим представлениям, являются слои с пониженными скоростями сейсмических волн, расположенные на глубинах 4-13 км. Над указанными структурами расположен высокоскоростной маломощный слой мощностью 1-2 км, который является покровным слоем.

Структура под покровным слоем, расположенная на глубине 4-13 км, рассматривается нефтегазоносной, так как слой обладает всеми характеристиками нефтегазоносной структуры. Аналогичная структура расположена на северо-западной части разреза.

Предлагается над указанной структурой, современными геофизическими методами провести исследования с обхватом глубин 6-7 км на участке Арарат-Арташат, с целью выявления характера ундуляции поверхности, разделяющая покровный маломощный слой от структуры обладающей пониженными скоростями сейсмических волн. На основании полученных результатов определить точку и глубину заложения скважины.

Анализ изложенных результатов позволяет представить следующие выводы:

1. Реликты океанической коры, законсервированные на различных глубинах в различных регионах Земли, в том числе и на территории Армении, вследствие изменений тектонических условий претерпевают дегидратацию, которая сопровождается взрывом, выделением водорода, водородосодержащих компонентов, геофлюидов, углеводородов. Дегидратирующая масса пород превращается в магматический очаг (in situ). Подобные процессы на территории Армении происходили в Неоген-Четвертичное время.

2. Химические реакции между водородом и углеводородсодержащими компонентами приводили к генезису углеводородов.

3. Углеводороды и геофлюиды в смешанном состоянии по глубинным разломам мигрировали в верхние горизонты коры, накапливались как в трещиноватых гранитах а также и в осадочных слоях обладающими коллекторскими свойствами, образуя низкоскоростные слои на глубинах 4-13 км, характерные углеводородным месторождениям.

4. Вследствие огромного взрыва при дегидратации из углеводородсодержащих компонентов формируются кристаллы алмазов. На геоэлектрическом профиле зафиксированы две низкопроводимые (50000 ом/м) вертикально расположенные структуры, которые нами рассматриваются как трубки взрывов. Обсуждение генезиса алмазов в пределах земной коры является предметом отдельной статьи.

5. Процесс дегидратации считается причиной возникновения магматических очагов (in situ) и землетрясений различной интенсивности.

6. Законсервированные серпентинизированные реликты на различных глубинах земной коры в разных регионах Земли предлагается считать, природными водородными бомбами.

7. Геофлюиды и углеводороды при миграции вверх иногда встречаются с глинистыми породами, погруженные до глубины 20-25 км. Создаются грязевые очаги, из которых под влиянием тектонических процессов происходит их извержение. Тема обсуждения отдельной статьи

8. Формирование пластовых минерализованных вод в верхних слоях земной коры. На территории Армении обнаружены на глубинах 2,0-3,5 км. В некоторых из скважин зафиксирована периодическое поступление минерализованных вод.

9. При миграции вверх геофлюиды и углеводороды прихватывают и обогащаются различными минералами и благородными металлами, золота, серебра, платины и др., и в верхних горизонтах коры образуют месторождения гидротермального происхождения указанных металлов. Тема обсуждения отдельной статьи.

Приведенные результаты исследований являются основой предложить Правительству Армении и нефте-разведочным компаниям провести нефтегазразведочные работы на территории Армении, от результатов которого намного зависит развитие Народного хозяйства Республики Армения.

Литература

1. Арутюнян А.В. Океаническая вода как основной источник генезиса углеводородов, геофлюидов, алмазоносных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли. Геоинформатика 2018, N 3 (67), ст. 25-35.
https://drive.google.com/file/d/1SOtP7kywF7RYvBrvC-lxr_bHaC1QqCzX/view
2. Гарагаши И.А. Формирование зон проникновения глубинной нефти в верхние слои Земли. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. 5-е Кудрявцевские Чтения. Тезисы. Москва 2016.
3. Асланян А.Т., Арутюнян А.В. К вопросу о глубинном строении офиолитовых зон Малого Кавказа. Известия АН Арм. ССР, Науки о Земле, N5, 1988, ст. 54-58.
4. Арутюнян А.В. О механизме формирования углеводородных компонентов в связи с эволюцией земной коры Малого Кавказа. Геология и разведка, Известия вузов Российской Федерации, 1999, N1, с.141-146. <https://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicoV09qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharinghttps://docs.google.com/document/d/1INywnASQE3viVOoi5RKelicoV09qZMk0sHq3XRnpEmE/edit?usp=sharing>
5. Арутюнян А. В. Земная кора Малого Кавказа, офиолиты, вулканизм, нефтегазаносность, сейсмичность. // Вестник ОНЗ РАН, 2, NZ6006. doi: 10.2205/2010NZ000024, 2010.<http://onznnews.wdcb.ru/publications/v02/2010NZ000024.pdf>
6. Арутюнян А. В. Геофлюиды, нефть, вода, кимберлиты и алмаз: генезис и аккумуляция в земной коре (на примере Малого Кавказа). http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-3-2013/5_Arutunayn_1-3-2013.pdf
7. Арутюнян А.В. От серпентинизации до десерпентинизации или от океанической коры до горных хребтов и древних платформ. Тезисы, 3-е Кудрявцевские чтения. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти. Москва, ЦГЭ, 2014. <https://drive.google.com/open?id=0B3iWda0UzHQuTW5OSDJaUxCONc>
8. Арутюнян А.В. Дегидратация пород как источник генезиса геофлюидов, углеводородов, алмазоносных структур, грязевых вулканов и месторождений благородных металлов в различных регионах Земли. Журнал НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ 21ВЕК, N1 – 2017. <https://drive.google.com/open?id=0B3iWda0UzHQuU2gwa2lQd2MyTjQ>
9. Stampfli, G. M. Tethyan oceans. Tectonics and Magmatism in Turkey and the Surrounding Area. Published by The Geological Society, London No 173, 2000.
10. Гениаф Ю.С., Юханян А.К. – Ксенолиты и мегакристаллы в лавах Гегамского нагорья (Армения) // Физико-химические исследования продуктов глубинного магматизма. М.: Наука, 1982.

РОЛЬ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ФОРМИРОВАНИИ СТРУКТУРНОГО ПЛАНА И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СРЕДНЕГО КАСПИЯ

А.В. Бочкарев³, М.А. Сибилев¹, Н.В. Дорофеев^{2,3}, А.В. Лобусев³, В.А. Бочкарев³

¹ ПАО «ЛУКОЙЛ», г. Москва, ²ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ», г. Усинск, ³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, anatolybochkarev@gmail.com

Средне-Каспийский регион в структурно-тектоническом отношении является сложным гетерогенным образованием – местом сочленения двух разновозрастных платформ: древней докембрийской Восточно-Европейской (Русской) и молодой эпигерцинской Скифско-Туранской (рис.1). В пределах Каспийского моря вдоль границы сочленения по фундаменту сходятся Прикаспийская впадина (южные склоны Астраханского и Приморского сводов) и северные краевые надвижки кряжа Карпинского. К югу от зоны сочленения платформ размещается акватория Среднего Каспия, к северу – акватория Северного Каспия. Отсюда Средний и Северный Каспий различаются по строению, стратиграфическому набору осадочного чехла, возрасту, составу, истории развития и преобразованности пород фундамента.

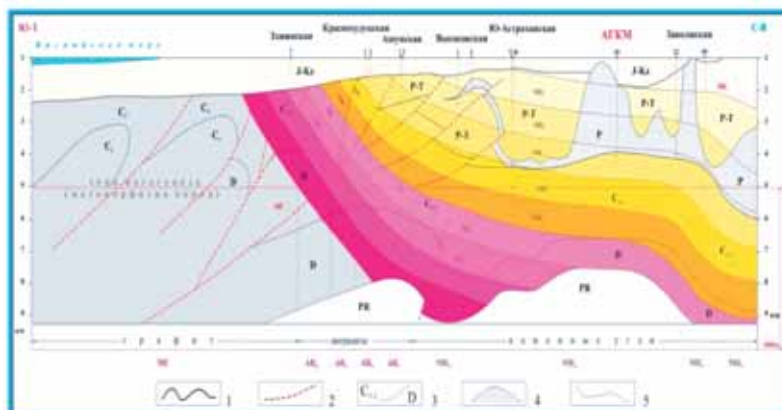


Рис. 1. Геолого-литогенетический профиль в зоне сочленения плит по линии Эджинская – Заволжская 1 – эрозионная поверхность; 2 – разрывные нарушения; 3 – стратиграфическая граница; 4 – соленосные образования; 5 – изореспленды, АГКМ – Астраханское газоконденсатное месторождение.

Тектонический облик территории Среднего Каспия формировался под влиянием герцинской и альпийской фаз складчатости. Герцинская фаза в пределах Среднего Каспия смяла палеозойские отложения в результате движения (Аравийской) литосферной плиты в северном направлении и размытый рельеф дислоцированных и метаморфизованных при сжатии палеозойских пород predetermined структурные планы последующей мезозойско-кайнозойской седиментации.



Рис. 2. Основные типовые формы структурных зон кряжа Карпинского (в поперечном сечении) для палеозойского основания (Открытый Донбасс) и осадочного чехла (юрско-меловые отложения Ракушечно-Широтного сложного вала в акватории Среднего и Северного Каспия).

В пределах кряжа Карпинского в зоне столкновения (коллизии) плит по шовной полосе формировались надвиговые системы в зоне мелкой складчатости (рис. 1, 2). В южной части кряжа Карпинского сильно преобразованные палеозойские породы сложились в крупные складки. На границах крупных тектонических элементов по фундаменту отмечаются региональные ретронадвиги, имеющие преимущественно южный наклон плоскости сместителя. На структурно-тектонических картах надвиги отображаются в виде протяженных субширотных сдвоенных зон тектонических разломов (рис. 3, 4). В результате отмечается асимметричность доюрских структурно-тектонических элементов – крутые, контролируемые разломами северные борта складок и более пологие южные.

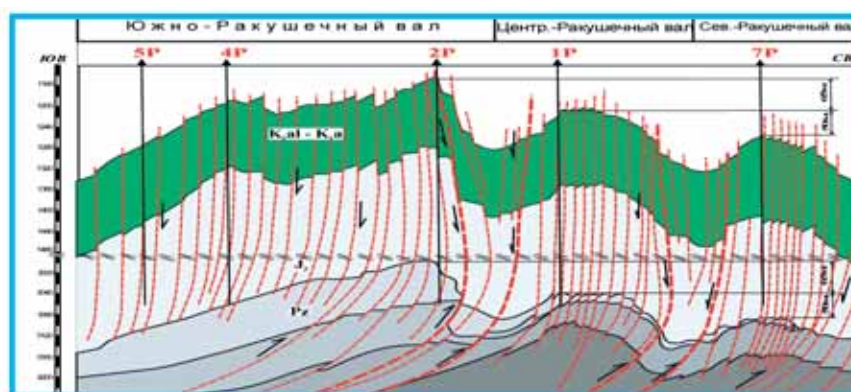


Рис. 3. Сводный поперечный интерпретационный сейсмогеологический профиль Ракушечно-Широтной зоны поднятий.

Структурный план размытой поверхности сложного по строению палеозойского основания отразился на конфигурации структурных элементов в отложениях платформенного покрова с основными особенностями простираия в них складчатых и разрывных элементов (рис. 2, 3). При этом по зонам дробления палеозойских надвигов и взбросов (формировавшихся в условиях сжатия пород) стали развиваться сбросо-сдвиги (растяжение пород) или реверсные разрывные нарушения (рис. 3, 4).

Палеозойские принадвиговые складки в юрско-меловых отложениях стали присбросовыми узкими линейными антиклиналями и синклиналями. На современных структурных планах МОГТ-3D оси линейных складок рассечены параллельными диагональными кулисами (оперяющие широтные сбросо-сдвиги амплитудой в основном 10...40 м), имеющие общую направленность по простираию (северо-запад – юго-восток) и особенно контрастные в сводовой части антиклиналей (рис. 4). Разломная система в пределах Ракушечно-Широтного вала состоит из вертикальных разрывных нарушений сбросового и сбросо-сдвигового типов малой протяженности (кулисы) по шарниру Южно-Ракушечной складки, которые имеют контрастный вид в виде структурной «пилы» и максимальные амплитуды смещения пород в плоскости сместителя нарушения (рис. 4). Такое строение указывало на то, что структурные планы юрско-меловых отложений в пределах вала унаследовали размытый рельеф фундамента и простираие палеозойских надвигов, взбросов и диагональных кулис, оперяющих Широтный сброс на северном склоне Южно-Ракушечной складки [1, 3].

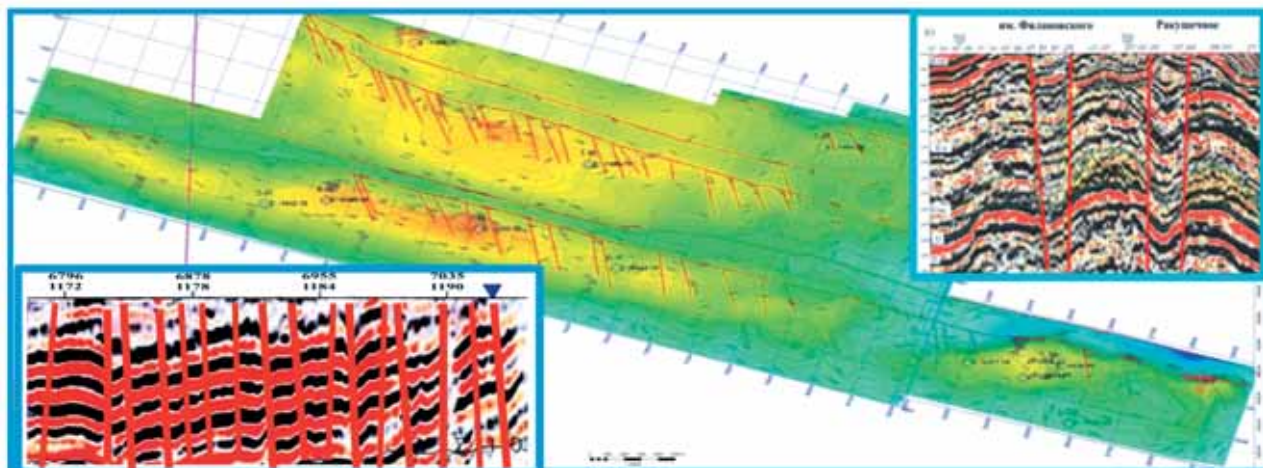


Рис. 4. Центрально-Ракушечный и Южно-Ракушечный валы, осложненные широтными сбросо-сдвигами, грабенами и оперяющими сбросо-сдвигами (кулисами).

Зоны дробления в плоскости сместителя нарушения представляют собой раздробленные породы длиной 1,5-2 м (рис. 5). Примыкающие к плоскости сместителя разрывного нарушения зоны дробления пород (супер-коллектор) обеспечивают вертикальную миграцию пластовых флюидов и формирование многопластового месторождения, тогда как каленная поверхность плоскости сместителя нарушения обеспечивает надежное латеральное экранирование пластовых скоплений по обе стороны от плоскости скольжения (экрана).

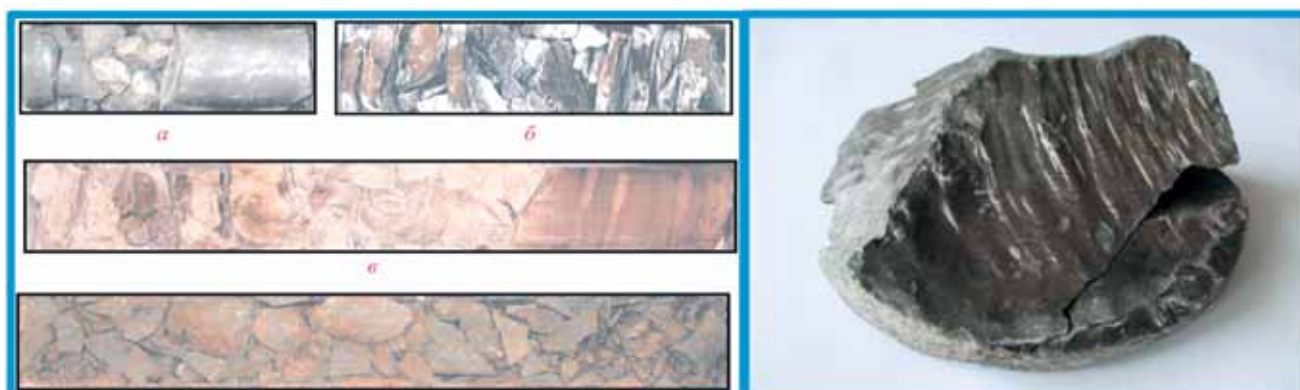


Рис. 5. Зоны дробления пород в скважинах Среднего Каспия: а – скв.1 – Ракушечная 1493,63... 1494,17 (доломиты); б – скв. 4 – Хвалынская 3055,4... 3056,0 (известняки); в – скв. 3 – Хвалынская 1874,07...1874,70 (известняки) (слева). Зеркала скольжения в образцах керн пород неомского и среднеюрского возраста из скважины 11 Ракушечная (справа).

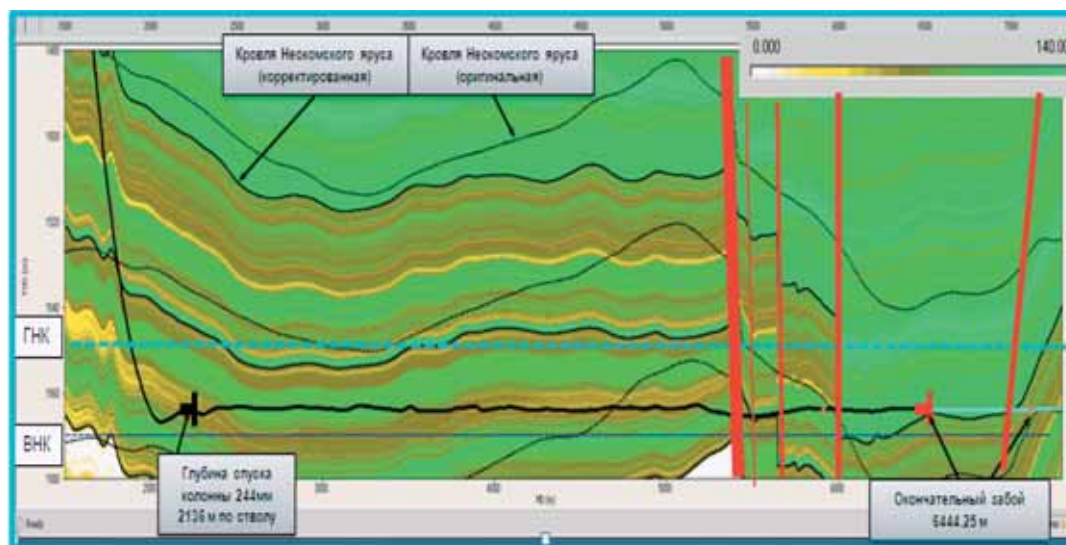


Рис. 5. Геологический разрез по аптско-неокомским отложениям в скважине № 114, вскрывшей Широтного сброса на отрезке от 5458 м до 6000 м. Установлено 3 разлома (на глубинах 5458 м, 5650 м, 5802 м по стволу), с амплитудой смещения 15 – 40 м.

Поперечные разрывные нарушения делят месторождения Среднего Каспия на разные по размеру и количеству блоков. В условиях недостаточной разрешающей способности сейсморазведки при изучении структуры разломно-блокового строения залежей важное значение приобрели горизонтальные стволы скважин эксплуатационного бурения, которые наряду с выделением разрывных нарушений, позволяют оценить гидродинамическую обстановку в каждом блоке (например, разные уровни ВНК и ГНК), зоны различной фазовой проницаемости пути фильтрационных потоков и так далее. Такие скважины позволили подтвердить не различимый сейсморазведкой Широ́тный сброс и одноименный прогиб (грабен) (рис. 5-7). Широ́тный сброс горизонтальными стволами установлен на месторождении им. Ю. Корчагина (скв.114) и прослеживается вдоль северного склона Южно-Ракушечной линейной протяженной складки (рис. 4). Он является северным ограничением для залежей месторождения им. Ю. Корчагина и В. Филановского и южным ограничением Широ́тного грабена (рис. 5-7).

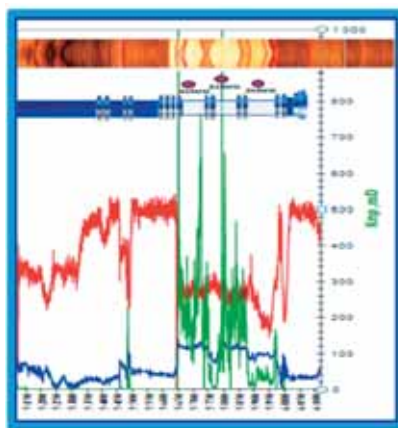


Рис. 6. Вскрытие скв. 114 Широ́тного сброса и заглинизированные низкопроницаемые отложения Широ́тного грабена.

По всему простира́нию Широ́тного сброса и крутого (более 6°) северного склона складки и залежей УВ фиксируется высокая и повышенная трещиноватость пород и быстрый рост газонасыщенности продукции. До и особенно после ввода месторождения им. Ю. Корчагина в разработку линии равных значений начального газового фактора обращены к системе широтных сбросо-сдвигов, отмечая тем самым, откуда поступают в пределы залежи углеводородные газы (рис. 7).

Грабены вдоль северных склонов складок установлены на большинстве месторождений. В разрезе отложений грабенов преобладает пелитовый материал и практически отсутствуют пласты-коллекторы (рис. 6). На месторождении им. В.Филановского были пробурены нагнетательные скважины (4Н, 7Н, 8Н) с горизонтальными стволами и с забоями в отложениях грабена. В одной из них (в скв. 8Н) проведены индикаторные исследования для проверки характера фильтрационных потоков пластовых флюидов в межскважинном (межблоковом) пространстве на месторождении. Часть фильтра на забое скважины 8Н оказалась в грабене в непроницаемых породах с низкой приемистостью, теряя в таких условиях свое назначение нагнетательной скважины. Трассер, закаченный в скв. 8Н, встретив непроницаемые породы грабена, внедрился в область наименьшего сопротивления Широ́тного сброса и распространился по высокоскоростным каналам зоны дробления пород в плоскости разрыва по всему северному склону складки. Поскольку на этом склоне пласты под крутым углом по всему северному склону складки.

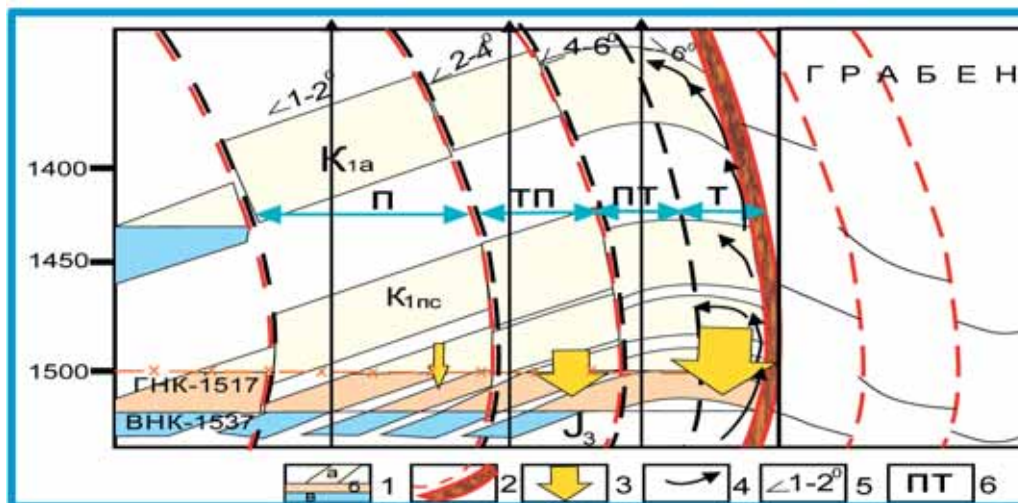


Рис.7. Принципиальная схема поступления УВГ со стороны Широ́тного сброса в ловушки и со стороны газовой шапки в нефтяную оторочку (месторождение им. Ю. Корчагина). 1 – разновозрастная нефтегазоконденсатная залежь: а – газовая шапка, б – нефтяная оторочка, в – подстилающая пластовая вода; 2 – сбросы; 3 – направление и интенсивность внедрения газа в нефтяную оторочку; 4 – вертикальная миграция УВГ по зоне дробления сброса и поступления в пласты-коллекторы; 5 – углы падения поверхности пласта; 6 – типы коллекторов: Т – трещинный; ПТ-порово-трещинный; ТП-трещинно-поровый; П-поровый по всему северному склону складки.

Поскольку на этом склоне пласты под крутым углом примыкают к Широ́тному сбросу, трассер не встречая препятствий, быстро проник по продуктивному пласту к скважинам, расположенным в северной части месторождения (рис. 7).

Блоковое строение залежей обусловило закономерное вертикальное смещение ВНК в западных и восточных блоках и отсутствие единого ВНК на месторождении. На границе укрупненных блоков эта разница может составлять десятки метров, как это уже установлено на месторождении им. В. Филановского, где переход от Цен-

трального блока (Б) к Восточному (А) и Западному (В) блокам происходит по системе ступенчатых сбросов с амплитудой смещения до 60 м, а в целом блоки А и В по отношению к блоку Б опущены на 120 м. Согласно данным плотностных имиджей на глубине 4510 м в скв.4Н было пересечено разрывное нарушение сбросового типа, предположительная амплитуда которого составляет около 12 м. Пересечение скважиной указанного нарушения прогнозировалось по данным сейсмоки.

В процессе бурения горизонтальной части скважины 108 встречены два тектонических нарушения в интервале глубин 5600...5900 м, вскрытие которых сопровождалось поглощением бурового раствора (рис. 2.51). Плоскости разломов сопровождаются зонами присбросовой трещиноватости, подтверждаемой материалами, свидетельствующими о высокой поглощаемости и повышенным газонасыщением нефти.

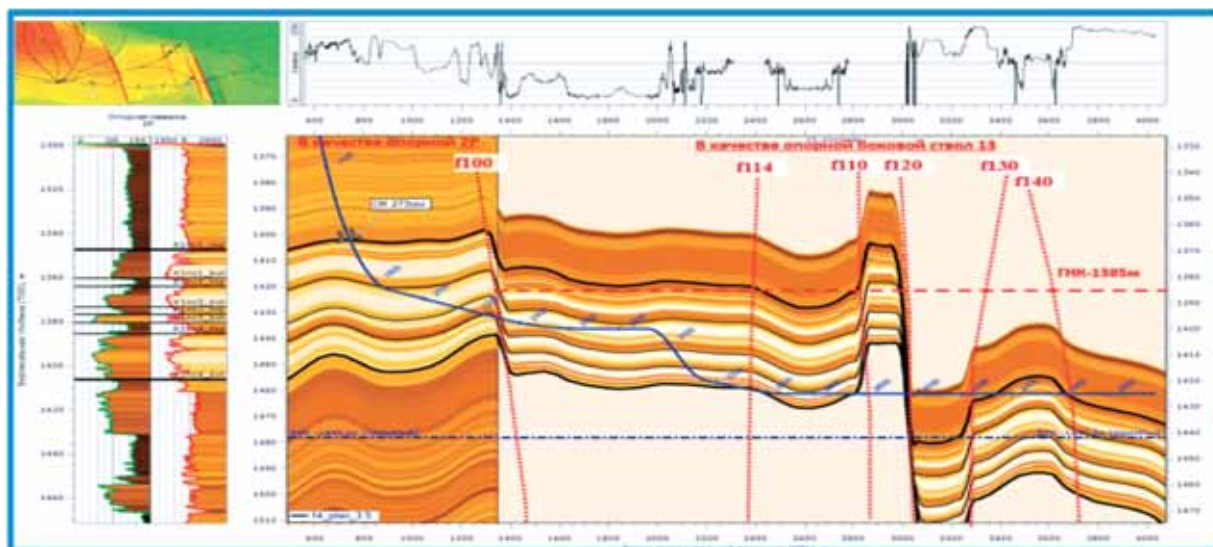


Рис. 8. Общий план геонавигации траектории горизонтальной секции скважины 105, вскрывшей серию разрывных нарушений по шарниру складки.

Для изучения зоны присбросовой трещиноватости используют скважинные исследования: по полному затуханию амплитуд акустических волн и всплеску кривых профиля притока. Зоны обособляются по сейсмическим данным с использованием технологии генетической инверсии, фиксирующей изменение литофизических свойств пород с пространственной детальностью в виде вертикальной присбросовой зоны (коридора) трещиноватости на временном разрезе 3D (П.Ф. Попова, 2011). Пример установления характера изменения пород, связанных с трещиноватостью пород по сейсмическим материалам и результатам бокового электрического каротажа в горизонтальной части ствола скв. 14 месторождения им. Ю. Корчагина, показан на рис. 7.

Литература

1. Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Сбросы и нефтегазоносность. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2016. – 428 с.
2. Калинина Е.А., Бочкарев А.В., Остроухов С.Б. Изменение свойств пород в приразломных зонах Ракушечно-Широтного зоны поднятий // Каротажник. – 2013. – № 2 (224). – С.29-39.
3. Лесной А.Н., Дорофеев Н.В. Роль разрывной тектоники в понимании особенностей строения, формирования и разработки морских месторождений Среднего Каспия // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений – 2017. – №3. – С. 22-33.

ГЕНЕРАЦИОННО-МИГРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА КАК ИСТОЧНИК ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

Н.В. Дорофеев¹, Р.Р. Зарипова²

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Nikita.Dorofeev@lukoil.com

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Zaripova.Rezeda@lukoil.com

В настоящее время, Северный Каспий уже успел прославиться своим нефтепромыслом. Такие открытые и разрабатываемые месторождения, как им. В. Филановского, Ю. Корчагина, а также планируемое к вводу месторождение им. В.И. Грайфера ориентированы на добычу нефти. Совокупная добыча по ним уже превысила 25 млн т.

Объектами данного исследования являются месторождения акватории Северного Каспия, в частности Ракушечно-Широтной зоны поднятий (РШЗП). В тектоническом плане район исследования включает в себя два структурных этажа: складчатый, метаморфизованный палеозойский фундамент и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол, поверхность которого моноклинально погружается в южном направлении. В целом РШЗП имеет субширотное простирание.

Основной нефтегазоматеринской толщей в пределах Северного Каспия является раннесреднеюрская толща песчано-глинистых отложений. Данные отложения относятся к паралической субугленосной формации, а следовательно, в их формировании принимало участие значительное количество органического вещества (ОВ) растительного происхождения. Геохимическими исследованиями подтверждается суждение о том, что концентрация ОВ в породах нижнесреднеюрской системы кратно превосходит нижележащие и покрывающие отложения.

В пределах центральной части Каспийского региона и, в частности, Ракушечно-Широтной зоны поднятий, потенциальная нефтегазоматеринская толща не вошла в главную зону нефтеобразования, следовательно не способна генерировать нефтяные углеводороды. Это суждение подтверждается геохимическими исследованиями и результатами бассейнового моделирования Каспийского региона (рис. 1).

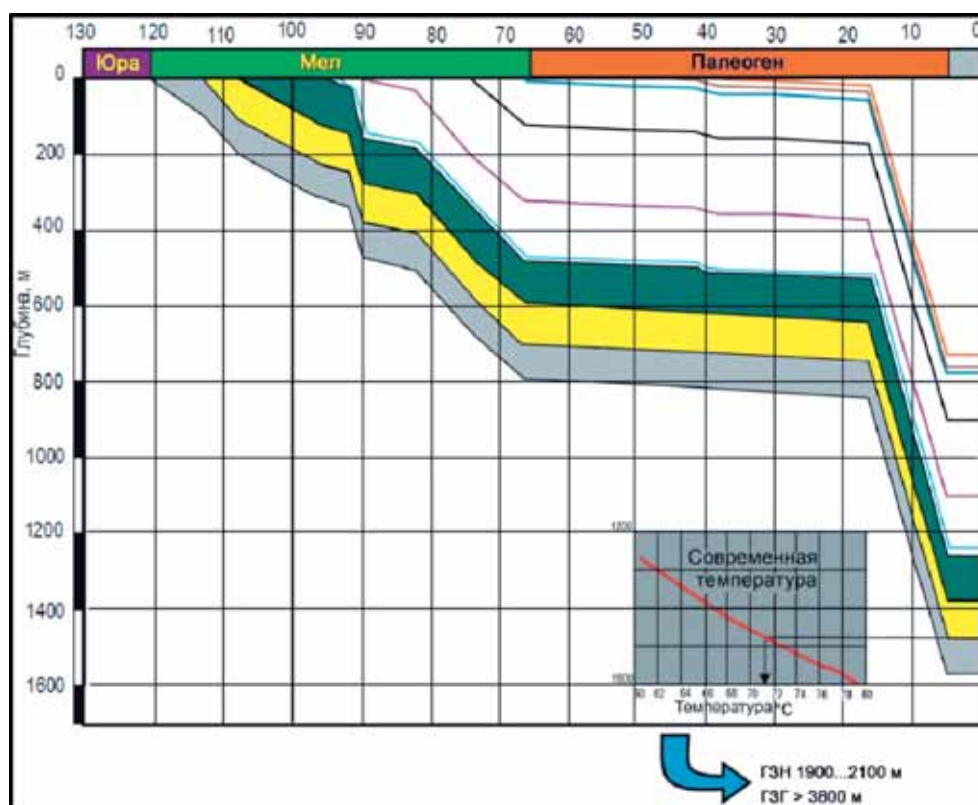


Рис. 1. График погружения меловых отложений в пределах Ракушечно-Широтной зоны поднятий.

В связи с этим, возникает вопрос: что является источником углеводородов (УВ) в северной части Каспийского региона? Наличие в районе исследования углеводородных флюидов объясняется результатом действия миграционных процессов из одновозрастных (раннесреднеюрских) отложений Терско-Каспийского прогиба, то есть южной, более погруженной части Каспийского региона. В названной зоне нефтегазоматеринская толща находится на больших глубинах, чем в пределах Северного Каспия, что обуславливает наличие необходимых термобарических условий для генерации углеводородов высокоуглеродистой толщей.

В настоящий момент времени нефтегазоматеринская толща в пределах Терско-Каспийского прогиба находится в главной зоне газообразования и соответственно является основным источником углеводородных газов (УВГ). Преобладание газообразных углеводородов над нефтяными в регионе исследования объясняется генети-

ческим типом ОВ материнской толщи. Вещество раннесреднеюрских глинистых отложений обладает преимущественно газоматеринским потенциалом [1, 4]. Согласно концепции формирования залежей региона осуществлялось в пределах единой юрско-меловой проточной генерационно-миграционно-аккумуляционной системы (генетическое единство зон генерации и накопления УВ) в два этапа: на первом происходило формирование нефтяных и нефтегазовых залежей, на втором этапе – их переформирование, разрушение и формирование газоконденсатных залежей. Миграция газообразных углеводородов в пределах рассматриваемой территории исследователями условно выделяется во второй этап истории формирования залежей [2, 3]. Кроме того, объектом исследования данной работы является факт современной миграции углеводородных газов в пределы уже существующих залежей, что объясняется активным подтоком УВГ из зон генерации.

Залежи углеводородов на рассматриваемой территории выявлены в отложениях средней и верхней юры, а также нижнего мела (неокомский надъярус геохронологической шкалы).

Продуктивный разрез месторождений Северного Каспия включает в себя как газонасыщенные, так и нефтенасыщенные пласты. Региональные особенности заполнения ловушек месторождений Северного Каспия показывают наличие молодой системы миграции газообразных углеводородов и внедрения их в залежи месторождений.

Стадия разведки месторождений позволила выделить зональность распространения залежей флюидов различного фазового состояния. Так, например, на месторождении им. Ю. Корчагина на основном объекте разработки наблюдается высокая газовая шапка с достаточно тонкой нефтяной оторочкой, далее по направлению от Терско-Каспийского прогиба в однообразных отложениях на месторождении им. В. Филановского открыта крупная нефтяная залежь с совсем небольшой газовой шапкой. Еще далее по направлению путей миграции (от Терско-Каспийского прогиба вдоль Ракушечно-Широтной зоны поднятий) на месторождении им. В.И. Грайфера – чистая нефть, еще выше, на Западно-Ракушечном месторождении – вода. Такая зональность объясняется этапностью формирования и миграции нефтяных и газовых УВ, а также региональным подъемом пород от Терско-Каспийского прогиба к РШЗП и в ее пределах [5].

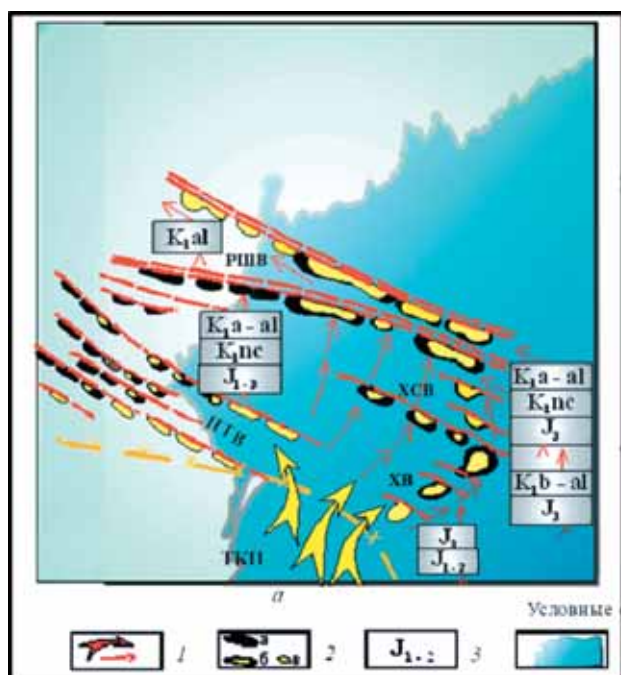


Рис. 2 – Схема миграционных потоков УВ второго этапа формирования залежей в юрско-меловых отложениях:
1 – направление миграции УВ; 2 – залежи; 3 – индексы пластов, по которым осуществлялась миграция УВ;
4 – линия берега Каспийского моря.

Подобная зональность объясняется двухэтапным формированием залежей УВ в пределах рассматриваемой территории. На первом этапе происходили генерация, миграция и аккумуляция нефтяных углеводородов, но последующее погружение материнской толщи привело к генерации преимущественно газообразных углеводородов и соответственно к процессу их миграции, в результате которой напор УВГ осуществляет отеснение нефтяных скоплений из уже сформированных ловушек к бортам прогиба в северные и северо-западные районы территории исследования [2, 3]. Схема миграционных потоков УВ второго этапа формирования залежей в юрско-меловых отложениях представлена на рисунке 2.

На стадии геологоразведки были выполнены региональные работы по доказательствам наличия ГМА системы и выдвинута гипотеза о наличии внедрения природного газа в нефтенасыщенные пласты (работы Бочкарева А.В., Ку克林ского А.Я., Дорофеева Н.В.) [2–4]. На стадии разработки можно точно доказать наличие системы ГМА и подтвердить гипотезу, выдвинутую ранее учеными.

Доказательством наличия системы ГМА и внедрения углеводородных газов может служить месторождение им. В. Филановского, где в процессе разработки выявляется все больше локальных газовых шапок (рис. 3).

Струйный поток углеводородной смеси, в которой доминирует УВГ, с юга по путям миграции внедряется в неокомскую нефтяную залежь, частично растворяясь в ней, и устремляется в соответствии с рельефом поверх-

ности пласта-коллектора к вершинам куполов, формируя в пиковых их частях газовые шапки. Нефть меняет свой состав и свойства, становится более легкой за счет растворения в ней части УВГ. В дальнейшем, по всей вероятности, объем неокомских газовых шапок растет до уровня достижения давления межпластового прорыва, после чего УВГ проникают через породы-неколлекторы посредством диффузионного потока в следующую группу пластов коллекторов в апте, где УВ дифференцируются: в нижней части размещается нефть, в верхней – аккумулируется газ. В процессе бурения при прохождении пород-неколлекторов отмечаются высокие и повышенные газопоказания [2, 3].

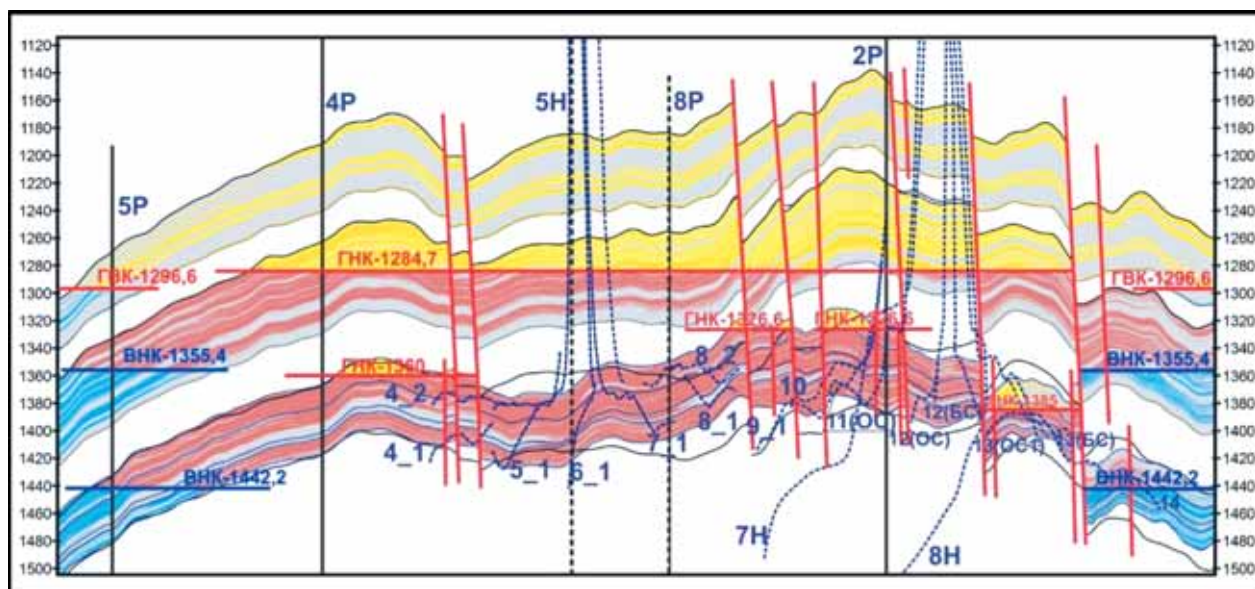


Рис. 3. Геологический разрез вдоль свода структуры месторождения им. В. Филановского с проекцией эксплуатационных скважин.

По всей вероятности, на втором этапе и в настоящее время происходит постоянный подток УВГ по отдельным миграционным путям к разным куполам западной неокомской залежи месторождения им. В. Филановского (в районе скважин №№ 4Р, 2Р, 13), где УВ дифференцируются в соответствии с составом различного фазового состояния, сдвигается фазовое равновесие в залежи, поступивший газ «не успевает» перераспределиться между куполами и в итоге формируются газовые шапки с разными ГНК (рис. 3) [3, 4].

Таким образом, второй этап формирования залежей, который продолжается по настоящее время, сильно повлиял на условия формирования, размещения, фазовое состояние залежей углеводородов Ракушечно-Широтной зоны поднятий. УВГ сыграли определяющую роль в переформировании современных залежей месторождений исследуемого региона, непрерывно поступая и прорываясь сквозь нефтяные оторочки в максимально повышенных частях месторождений. Данная модель объясняет образование газовых шапок с разными ГНК на отдельных куполах западной неокомской залежи месторождения им. В. Филановского.

Генерационно-миграционно-аккумуляционная теория может служить основанием прогнозирования зональности распределения залежей УВ различного фазового состояния. Кроме того, в недалеком будущем, разработав нефтяные части месторождения, человек своей деятельностью, возможно, ускорит формирование крупного газового промысла на юге РФ. Так, современные процессы миграции углеводородов могут привести к увеличению начальных геологических запасов газовых углеводородов конкретных залежей РШЗП.

Литература

1. Баженова О.К. и др. Геология и геохимия нефти и газа: второе издание / под ред. Соколова Б.А. М.: МГУ, 2000. 384 с.
2. Дорофеев Н.В., Бочкарев А.В., Остроухов С.Б., Калугин А.А. Формирование, переформирование и деградация нефтяных залежей Среднего Каспия// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. № 12. С. 4–10.
3. Дорофеев Н.В., Бочкарев А.В., Остроухов С.Б., Талдыкин С.А., Калугин А.А. Формирование газоконденсатных залежей Среднего Каспия// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. № 9. С.4–12.
4. Дорофеев Н.В., Бочкарев А.В., Симонова Е.Б., Филиппова П.Б. Строение, нефтегазоносность и риски освоения нижнемеловых отложений западной части Ракушечно-Широтной системы поднятий// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2015. № 6. С. 18–26.
5. Заключение о результатах комплексных гидродинамических исследований и анализа пластовых флюидов эксплуатационной скважины 8 месторождения им. В.Филановского (неокомский надъярус, интервал основного горизонтального ствола 2969,0–4092,0 м): отчет по договору №16V0574/16B0261 Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г.Волгограде; Рук. А.Н.Морошкин. г.Волгоград, 2017 г.

ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Н.С. Окнова

АО ВНИГРИ, Санкт-Петербург

Родоначальником теории абиогенного происхождения углеводородов является профессор Н.А. Кудрявцев, который разработал ее во ВНИГРИ. Н.А. Кудрявцев считал, что углеводороды образуются из небиологических источников углевода и водорода, находящихся в глубине земной коры и мантии [5].

В 90-х годах прошлого века на дне Баренцева моря были обнаружены кратеры разных размеров, до гигантских, диаметром более километра, имеющие широкое распространение. Норвежские ученые, исследовавшие кратеры с помощью комплекса геохимических методов, пришли к выводу, что их формирование связано с процессом освобождения метана из залежей газогидратов на шельфе арктических морей. В арктической зоне сосредоточены огромные запасы метана, заключенного в газовых гидратах. При повышении температуры и уменьшении давления гидраты разлагаются на газ и воду. Образование газа может приводить не только к освобождению метана вверх по системам разломов, но и к взрывным процессам. Объемы выбросов метана в атмосферу над шельфом арктических морей сопоставимы с объемами метана, выделяемыми всей остальной поверхностью Мирового океана. Метан – горючий газ, выбросы которого могут приводить к взрывам и возгораниям, представляющим серьезную опасность для сооружений. Пожары на нефтяных скважинах обычно связаны с выбросами метана. На полуостровах Ямал и Гыдан было зафиксировано образование нескольких взрывных кратеров значительных размеров. Норвежские ученые под руководством К. Андреассен [1] из Арктического университета Норвегии, в качестве объектов для изучения выбрали зону крупных кратеров на дне Баренцева моря к северу от острова Медвежий, где на сравнительно небольшой площади 440 кв. км сосредоточено более 100 кратеров диаметром от 300 до 1000 м и глубиной до 30 м. Многие из них обладают крутыми стенками. На дне кратеров обнаружены неуплотненные обломочные отложения мощностью до 2 м, которые образовались в результате взрывов. По флангам кратеров часто располагаются бугры пучения до 1100 м в диаметре и до 20 м высотой. В основном у них округлая или овальная форма с крутыми склонами и часто – плоская срезанная вершина. В зоне гигантских кратеров находятся многочисленные мелкие кратеры диаметром от 50 до 200 м. Акустическими методами в районе зафиксированы также более 600 газовых «факелов» – струй пузырьков газа шириной 50–200 м, поднимающихся в толще воды на расстояние до 200 м от морского дна. Смесь выбросов «факелов» на 97% состоит из метана. По оценкам авторов, площадь таких провинций только на шельфе арктических морей у берегов США, Канады, России и Северной Европы составляет 33 млн кв. км.

В Черном море есть зоны, обогащенные газами, постоянно находящиеся в движении, вспучивающиеся,рывающиеся вверх [3]. Это является иногда причиной возникновения на Черном море аномально высоких волн. В 1927 году мощный прорыв газа возник во время землетрясения в районе Ялты. Кроме разрушенных построек на южном берегу Крыма, наблюдались многочисленные пожары, охватившие море площадью несколько десятков километров, высотой около 600 метров. Пожар был связан с проходящей в момент землетрясения грозой. Возгорание метана в Черном море происходило от ударов молнии. Метановые выделения наблюдались преимущественно в районе разломов дна. Они обнаружены в украинской, румынской, болгарской, российской и грузинской зонах Черного моря [4]. У побережья Грузии местами на одном квадратном метре морского дна в сутки выделялось около 170 тысяч кубометров газа. Поля метановых газовыделений сейчас в Черном море в некоторых местах растягиваются почти на два километра, а газовые гидраты лежат на дне слоем мощностью до 6 метров. В настоящее время известно, что большая часть дна Мирового океана покрыта залежами газогидратов, связанными с выходами глубинных

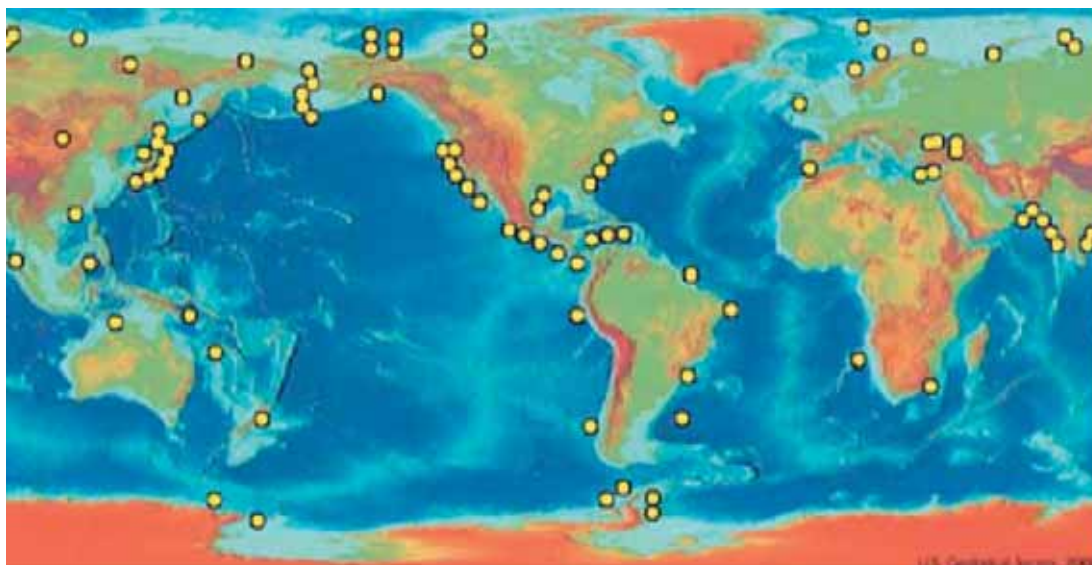


Рис. 1. Известные месторождения гидратов метана.

газовых струй метана. Эти многометровые слои содержат около 37% земных запасов природного газа. Общие ресурсы газогидратов оцениваются в $2 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$, а открытые к настоящему времени запасы газа традиционных месторождений на два порядка меньше и составляют $2 \cdot 10^{14} \text{ м}^3$ [2].

Месторождения нефти и газа формируются на окраинах океанов и палеоокеанов. Волго-Уральская провинция находится на окраине Уральского палеоокеана. По данным В.Е. Хаина и Б.А. Соколова, окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли [7]. Миграция залежей нефти и газа тесно связана с движением воды. Углеводороды практически всегда стремятся идти вверх. При наличии вверх по разрезу непрерывной пористой и проницаемой среды она осуществляется субвертикально. Газ метан переходит из формы газогидратов, которые, по сути, представляют собой переходную фазу от газообразного метана в жидкую нефть. Подобные процессы обусловлены дросселицией газового потока, по-другому – проявлением дроссельного эффекта Джоуля – Томпсона, который заключается в понижении давления газа при протекании через сужение проходного канала. В случае наличия непроницаемой крышки перемещение нефти и газа будет приобретать сублатеральный характер. Чаше миграция носит смешанный характер, когда зоны вертикальной и латеральной миграции ступенчато чередуются в разрезе. Максимальные расстояния, на которые мигрирует газ вместе с пластовыми водами, соизмеримы с протяженностью артезианских бассейнов и могут достигать нескольких сот километров (Западно-Сибирской НГБ). На платформенных территориях преобладает латеральная миграция нефти, в среднем она составляет около 150 км, иногда до 380 км, газа – до 340 км. Таким образом, по-видимому, метан из глубины бассейна при миграции перемещается в пласте-коллекторе в направлении максимального угла восстания пласта. В первой ловушке, встреченной мигрирующим газом, будет происходить его аккумуляция и в результате образуется залежь. Первая ловушка заполнится газом, вторая может быть заполнена нефтью и газом, третья – только нефтью. Далее по латерали изменяется плотность нефти. Например, в Волго-Уральской НГП в нижневизейском комплексе (рис. 2) легкие нефти распространены в Средне-Предуральской, Бузулукской и Нижне-Волжской НГО ($<0,82 \text{ г/см}^3$). Нефти с плотностью средней тяжести отмечаются на северном склоне Жигулевско-Пугачевского палеосвода ($0,82\text{--}0,87 \text{ г/см}^3$). Среднетяжелые и тяжелые нефти образуют ареал распространения на юго-восточных склонах Татарского и Пермско-Башкирского палеосводов, они занимают большую часть Южно-Татарской, Уфимской и Пермско-Башкирской НГО ($0,87\text{--}0,90 \text{ г/см}^3$). В северо-западной части Волго-Уральской антеклизы, на юго-востоке Верхне-Камской, северо-западе Южно-Татарской и юго-востоке Мелекесской НГО преобладают тяжелые нефти с плотностью более $0,90 \text{ г/см}^3$ [6]. Возможно, углеводороды имеют abiогенное происхождение, если метан образовался в результате геологических процессов на больших глубинах в океане.

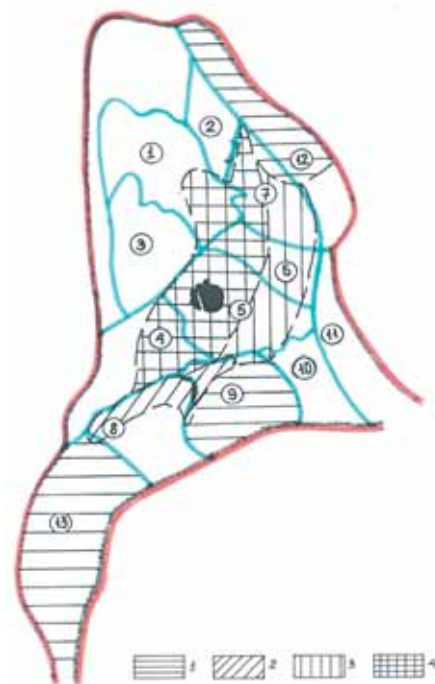


Рис.2. Свойства нефти в нижневизейских отложениях Волго-Уральской провинции. Плотность нефти: 1 – 0,80, 2 – 0,82–0,87; 3–0,87–0,90; 4– $>0,90 \text{ г/см}^3$. Цифры в кружках: 1-Верхнекамская НО, 2 – Прикамская НО, 3 – Северо-Татарская НО, 4 – Мелекесская НО, 5 – Южно-Татарская НО, 6 – Уфимская НО, 7 – Пермско-Башкирская НО, 8 – Средне-Волжская НО, 9-Бузулукская НГО, 10 – Оренбургская ГНО 11 – Южно-Предуральская ГНО, 12– Средне-Предуральская НГО, 13 – Нижневолжская НГО

Литература

1. Andreassen K., Hubbard A., Winsborrow M., Patton H., Vadakkepuliambatta S., Plaza-Faverola A., Gudlaugsson E., Serov P., Deryabin A., Mattingdal R., Mienert J., Vьnz S. Massive blow-out craters formed by hydrate-controlled methane expulsion from the Arctic seafloor // Science. 2017. V. 356. P. 948–953.
2. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтяных месторождений: теоретические аспекты и практическая значимость // Дегазация Земли: геодинамика, геофлюиды и их парагенезы. М.: Геос, 2008. С. 14–22.
3. Дмитриевский А.Н., Казьмин В.Г., Баланюк И.Е., Каракин А.В. Газовое дыхание Черноморской впадины // Газовая промышленность. 2000. № 4. С. 62–64.
4. Егоров В.Н., Артемов С.Б., Гулин С.Б. Метановые сипы в Черном море: средообразующая и экологическая роль. Севастополь, НПЦ «Экосистема-Гидрофизика». 2011. 405 с.
5. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти и газа. Л.: Недра. 1973. 216 с.
6. Окнова Н.С. Нефтегазоносность зон выклинивания терригенных коллекторов в нижневизейском комплексе Волго-Уральской провинции // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. СПб., ВНИГРИ. 2010. С. 186–193.
7. Хайн В.Е. Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли // Советская геология. 1984. № 7. С. 49–60.

ЕСТЕСТВЕННЫЙ СИНТЕЗ НЕФТИ ИЗ МОРСКОЙ ВОДЫ МЕХАНИЗМ ВОЗОБНОВЛЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЛАНЕТЫ

Н.Г. Черных¹, В.А. Ашурков²

¹АО «Гидроуглестрой» г. Новокузнецк, ngchernykh@mail.ru, ²ОАО «ЗанСибгеология» г. Новокузнецк

В контексте нашей концепции *Всеобъемлющей роли морской воды в геологических процессах* (образовании эндогенных полезных ископаемых) земной коры изложены представления по синтезу углеводородов и проблеме возобновления нефти [1].

Часто задают вопрос: как морская вода попадает в глубинные зоны земной коры, где происходит синтез нефти? *Механизм подачи морской воды* из океана в недра (*коровый волновод*) простой и весьма эффективный: ротационное (ускорение и замедление) движение Земли вокруг своей оси и гравитационные волны, возникающие в системе Луна – Земля – Солнце, создающие твердые приливы земной коры, достигающие 40 см, и приливы и отливы в океанах. При прохождении приливных волн земная кора деформируется – периодически сжимается и разжимается. В результате синхронно изменяется её микро – и макротрещинная структура. При этом установлено, что в период новолуния и полнолуния недра планеты максимально расширяются и затем в других фазах Луны максимально сжимаются. Таким образом, космос (взаимодействие трёх космических тел Луна, Земля, Солнце) создал на Земле «насос», закачивающий в недра морскую воду. Твёрдые приливы работают как в режиме нагнетания, так и в режиме «дегазации» – выноса вещества к поверхности. Во время расширения разломов и всевозможных трещин глубинные флюиды под напором, создаваемым избыточным давлением, мигрируют к поверхности.

Синтез неорганической нефти из морской воды в коровом волноводе. Естественный синтез происходит по следующему алгоритму [2]. Морская вода, заполнившая коровый волновод, в критических РТ-условиях термически диссоциирует – создаются атомарные водород и углерод. Последний образуется из растворённых в воде CO_2 , CO , других углеродсодержащих соединений. Обладая уникальными реакционными способностями (наличие свободных валентных связей), атомы углерода и водорода образуют радикалы: $-\text{CH}_3$, $-\text{CH}_2$, $-\text{CH}_3$ и CH_4 (метан), который создаёт: C_2H_6 , C_3H_8 , ... $\text{C}_{30}\text{H}_{62}$... $\text{C}_{32}\text{H}_{66}\text{OSN}$ (лёгкая нефть), ... $\text{C}_{37}\text{H}_{62}\text{SN}$ (тяжёлая нефть) ... $\text{C}_{45}\text{H}_{51}\text{O}_2\text{SN}$ (битум). Атомы углерода и водорода соединяясь между собой, образуют длинную цепь: $-\text{C}-\text{C}-\text{C}-\dots-\text{C}-$ каркас всех углеводородных соединений, составляющих нефть. Весь процесс синтеза от самого простого углеводородного соединения метана до самого сложного углеводородного «соединения» битума, детерминирован термобарическими условиями и катализаторами. В этих условиях образование атомов углерода и водорода, их взаимодействие сразу запускает синтез нефти, и пока не пройдут все каталитические реакции образования всех последовательностей углеводородных соединений, составляющих нефть, синтез не прекратится. В этом процессе метан – представитель углеводородных соединений класса *алканы* (насыщенные, предельные углеводороды) является базовым («нефтематеринским») углеводородным соединением создания в *каталитических* химических реакциях всей цепи сложных углеводородных последовательностей: алканы-цикланы-арены, составляющих нефть. Начало образования нефти углеводородное соединение CH_4 конечная часть – углеводородное «соединение» $\text{C}_{45}\text{H}_{51}\text{O}_2\text{SN}$ (эмпирическая условная формула битума).

Нефть – жидкий раствор сложнейшего химического состава на 90% составленный только атомами углерода и водорода. В нефти таких углеводородных соединений более 500. В нефти 5% – гетероатомные соединения: 250 сернистых, 85 кислородных и 30 азотистых, в которых один или несколько атомов углерода заменены на радикалы, содержащие серу, кислород и азот.

Идеология и весь ход синтеза нефти *только из атомов углерода и водорода* с физико-химической стороны убедительно обоснованы Р.Б. Сейфуль-Мулюковым в работе *Нефть и газ. Глубинная природа и её прикладное значение* [3]. Доказан синтез нефти в результате каталитических реакций из углерода, водорода, кислорода, серы и азота. Катализаторами химических реакций, по Сейфуль-Мулюкову, являются атомы, ионы, молекулы. В промышленных установках при синтезе нефтяных продуктов используют разные катализаторы: никель, кобальт, железо, и другие металлы переходной группы. При синтезе нефти из морской воды роль катализаторов отдаётся ионам металлов в ней растворённых. А растворены в ней все металлы.

У Р.Б. Сейфуль-Мулюкова в теории превращения атомов углерода и водорода в нефть не достаёт лишь *исходного вещества*, из которого образуются нужные для синтеза атомы. Мы эту проблему решили, предложив исходное вещество: морскую воду. Нужные атомы углерода и водорода появляются при диссоциации морской воды, возникающей в критических и надкритических условиях.

При высоком давлении все углеводородные соединения, составляющие «формулу» нефти, в коровом волноводе («бойлере») переходят в газообразное (парогазовое) состояние. При миграции по разрезу к поверхности при резком падении температуры и давления продуктивные нефтефлюиды (смесь газов) восстанавливаются в жидкость (нефть), формируя месторождения нефти и газа. Солёная вода морей в коровых волноводах превращается в пресную воду планеты, которая выносится вместе с нефтью или автономно, создавая пресные озёра типа Самотлора.

Движущей силой выноса углеводородных флюидов из зоны генерации к поверхности являются градиенты давления и температуры. Концентрированный массоперенос происходит в форме струйного потока, а неконцентрированный в виде фронтального надфоновго потока.

Р.Б. Сейфуль-Мулюков считает, что «генезис нефти – это... генезис атомов углерода и водорода, из которых она состоит» [3, с. 201]. В концепции: *нефть из морской воды* – атомы углерода и водорода рождаются из морской воды, следовательно, и нефть рождается из морской воды.

Формула образования нефти Сейфуль-Мулюкова Р.Б.: *генезис атомов углерода и водорода – генезис нефти* – краеугольный камень теории неорганического образования нефти. Морская вода в качестве источника образования нефти – второй краеугольный камень теории.

Тяжёлая нефть. Известно, что тяжелой нефти больше, чем обычной легкой нефти. Гигантские ресурсы её сосредоточены в Оринокском поясе в Венесуэле, в битуминозных песках Атобаска, Уобаска (Канада), в Оленёкском поясе Предверхоянья, Тимано-Печорском регионе (Россия). Тяжелая нефть в больших количествах установлена во многих нефтегазовых провинциях. Вот почему вопрос генезиса этой нефти крайне интересен. Считается, «что тяжелые фракции нефти образуются в результате испарения её легких составляющих и окисления в процессе гипергенеза» [4, с.371]. Такой взгляд на природу тяжелой нефти общепринят.

Вместе с тем, если исходить из того, что нефть – это *последовательность природных углеводородных соединений*, что не вызывает никаких сомнений, от самого простейшего нафтида метана до большого комплекса сложных углеводородных соединений, образовавшихся в каталитических реакциях углерода, водорода, серы, азота, кислорода и металлов [3], то мы должны тяжелую нефть (битумы) поставить последним звеном в углеводородной последовательности, составляющей нефть. Другими словами, тяжелая нефть – это *такая* первородная нефть. Образовалась она при *своих* (наиболее жёстких) термобарических (температуре и давлении) параметрах среды генерации (коровом волноводе). Доказательством тому, по нашему мнению, служит и то, что в битуме максимальная молекулярная масса (условная его формула – $C_{45}H_{51}O_2SN$), в нём намного больше углерода и меньше водорода, чем в «неоокисленной» нефти – $C_{32}H_{66}OSN$ [3]. При окислении обычной нефти, очевидно, углерод в ней увеличивается, а водород уменьшаться не может по определению, причём в таком количестве. Их количество устанавливается в процессе синтезирующих каталитических реакций. Это генетические параметры.

Природная тяжелая нефть, как и все другие углеводороды из зоны синтеза мигрирует в парогазовом флюиде к поверхности, где и восстанавливается «как есть» в своём первородном виде.

В связи с природой тяжелой нефти (битумов) – важна следующая информация. В Мексиканском заливе «подводные асфальтовые вулканы... и сейчас образуют битумы, по 20-30 млн. т. в год каждый. Этих вулканов сотни (Поливанов В.П., Аргументы Недели, №47, 2019, с.1). Этот факт – лучшее доказательство, что битумы не окисленная нефть, а равноправный член углеводородных последовательностей, составляющих нефть. Интересные данные по углеводородам Байкала. В воды озера выбрасывается жидкая нефть из многочисленных *битумных* построек. Такое явление можно объяснить только двумя отдельными актами внедрения углеводородов: сначала внедрилась тяжёлая нефть (битумы), затем по этим же каналам «пришла» лёгкая нефть, которая поступает и сейчас. Ещё факты. В Мёртвом море битум всплывает на поверхность воды со дна моря. Греки называли это море Асфальтовым. На острове Тринидат (район Венесуэлы) известны уникальные асфальтовые озёра. Это всё факты, свидетельствующие, что тяжелая нефть – это *такое* последнее (замыкающее) звено углеводородных последовательностей, составляющих нефть.

Проблема возобновления нефти. К настоящему времени уже набралось много убедительных данных, чтобы утверждать однозначно, что нефть образуется на наших глазах, то есть в современную геологическую эпоху. На наших глазах она образуется на Байкале, на Камчатке в кратере потухшего вулкана Узон, в гейзерах Исландии, в бассейне Гуаймас в центре Калифорнийского залива (США), установлены подтоки нефти в скважины Ромашкинского месторождения (Татарстан), Старо-Грозненского месторождения. В последнем с 1896 года нефть в полном объёме восстанавливалась дважды. Надо ещё добавить установленное современное просачивание нефти через дно океанов. Нефтяная плёнка на обширных просторах Мирового океана – это результат естественного просачивания (выноса) жидких углеводородов из недр, зафиксированных во многих регионах Аляски, Австралии, Канады, Мексики, Венесуэлы, США. По подсчётам учёных объём естественного поступления нефти в океаны лежит в пределах 0.2 – 2 миллиона тонн в год. Наиболее надёжная оценка – 200 тыс. т/год.

Нефтяное месторождение – это в геологическом понимании *вечноживущая* (миллионы лет) природная *флюидодинамическая* система, существующая за счёт постоянной подпитки (восполнения) новой нефти из недр планеты. Пока нефть будет генерироваться в зоне синтеза в земной коре из морской воды, а генерироваться она будет «вечно», восполнение будет продолжаться. Восполнение нефти в месторождения во времени – это синусоида с месячным периодом, который определяется в максимуме в полнолуние, когда Земля оказывается между Солнцем и Луной и испытывает наибольшие напряжения, когда приливные силы действуют на разрыв, когда все трещины и глубинные разломы расширяются, обеспечивая максимальный восходящий поток углеводородных флюидов в зону аккумуляции. В последнюю четверть нахождения Луны гравитационное воздействие на Землю падает – разломы (проводники флюидов) закрываются, уменьшается пористость горных пород, и углеводородные флюиды в месторождения не проникают или проникают в минимальном количестве. Этот циклический процесс восполнения фиксируется в вариациях дебита добычных скважин. Месячный цикл восполнения нефти определён месячным циклом природной закачки морской воды (исходного вещества) в зону химического синтеза продуктивных углеводородов (нефти). Итак, поскольку акт творения нефти в недрах Земли не прекращается, не прекращается и восполнение нефти во всех месторождениях мира. Это планетарное явление. В настоящее время скорость восполнения (пополнения) запасов нефти в практически выработанных на 80-90% крупнейших месторождений мира: Ромашкинском, Самотлор и др. ежегодно *увеличивается*. Нами это обосновывается тем фактом, что в наше время уровень моря (Мирового океана) растёт примерно на 3,5 мм/год. В XXI веке основной вклад дают, и будут давать тающие полярные щиты Гренландии, Антарктиды, Арктики. С 1992 по 2017 годы Арктика потеряла около *трёх триллионов тонн льда*. Потеря растёт за счёт течения льда с материков в океан, откола айсбергов, таяния ледяных шельфов и др.

Ранее было показано, что нефть Западно-Сибирской и Волго-Уральской провинций возникла из морской воды соответственно Карского и Баренцевого морей, проникшей по глубинным разломам в реакторную зону генерации. Синтез нефти в коровых волноводах этих провинций без всяких сомнений продолжается и сейчас. Рост уровня морей создаёт условия роста объёмов подачи исходного вещества (воды) в зону генерации, и в итоге – постоянное увеличение производства нефти и газа в недрах земной коры.

Итак, *рост уровня Мирового океана ведёт к росту воспроизводства нефти и газа на планете Земля. Чем не мировое открытие?* Как заметил Альберт Эйнштейн по поводу открытий: *Все знают, что это невозможно. Но вот приходит невежда, которому это неизвестно – он-то и делает открытие.* Побольше, бы нам таких «невежд».

Можно ли определить скорость восполнения нефти? Трудно, но можно. Во всяком случае уже сейчас для некоторых месторождений. Например, в Волго-Уральской нефтегазовой провинции установлены сотни месторождений нефти, в которых накопленная добыча превышает первоначальные геологические запасы. Имеется много месторождений, в которых, в силу простоты ловушек, первоначальные запасы подсчитаны точно. Разница между количеством нефти накопленной добычей и первоначальными запасами, отнесённое ко времени добычи, даст хотя бы некую «империческую» скорость восполнения. Накапливая данные можно подойти к реальной скорости воспроизводства. Она интересна как с научной, так и с практической стороны.

Для Ромашкинского месторождения нефти (Татарстан) с первоначальными запасами 710 миллионов тонн уже добыто 3 млрд т и добыча продолжается. Р.Х. Муслимов определил, что нефть восполняется со скоростью 2 млн т/год. Для таких крупных месторождений, как Ромашкинское, где неоднократно происходили доразведка, пересчет запасов, определить скорость восполнения нефти задача не простая.

Знать скорость восполнения запасов нефти в месторождениях крайне важно, поскольку надо знать ответ на вопрос: в какой степени восполнение запасов покрывает их изъятие в процессе добычи? Можно полагать, что скорость восполнения запасов в разных нефтегазовых провинциях мира может быть разная, разная и для разных месторождений. Не исключено, что у уникального месторождения Белый Тигр, месторождений Боливар, Аль Говар, Большой Бурган, Ромашкинское, Самотлор скорость возобновления запасов нефти будет больше, прежде всего потому, что эти месторождения созданы в крайне благоприятных условиях, которые определяются высокой генерационной способностью синтезирующих нефть очагов в недрах. Продуктивность очагов этих месторождений, по нашему мнению, всецело определяется существовавшим и существующим в настоящее время благоприятным режимом подачи в них исходного вещества – морской воды.

При установлении скорости восполнения запасов надо иметь в виду факт полного разрушения природной целостности первоначальной структуры месторождения (залежи) в результате интенсивных добычных работ. Закачка огромных объёмов воды в законтурное пространство для поднятия давления (дебита скважин), безусловно, нефтяное поле месторождения (ловушку) превратило в некий набор блоков, с полностью нарушенной системой перетоков нефти. Известно, что в законтурное пространство месторождения Аль-Говар в настоящее время закачивается «море» воды, что, в частности, свидетельствует о существенном истощении запасов.

При изучении феномена природного воспроизводства нефти крайне важно установить каналы подтока новой нефти в поле нефтяного месторождения. Скорее всего они в плане не должны быть большими по размерам. На что указывает тот факт, что высокодебитные скважины, скажем на Салымском месторождении, единичны и никогда не образуют некоего куста скважин. По-видимому, «каналы» подтока новой нефти – это трещины типа эндокливажа [4].

Литература

1. Черных Н.Г. Когда и как образуется нефть и в каком количестве. НТЖ Наука в нефтяной и газовой промышленности. №4. Тюмень. 2010г. с. 15-21
2. Ашурков В.А., Черных Н.Г. Основные нефтегазовые провинции мира в свете теории образования нефти и газа из морской воды. 7-Е Кудрявцевские чтения. М., 2019,
3. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ. Глубинная природа и её практическое значение. М., 2012, 212с.
4. Черных Н.Г. Закономерность образования нефти из морской воды в недрах земной коры и её количество. Новокузнецк, 2012. [www. ngchernykh.ru](http://www.ngchernykh.ru), заявка на открытие № ВВ-155 от 09.04.2012, 140с.

ВЛИЯНИЕ КРУГОВОРОТА МОРСКОЙ ВОДЫ НА ГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДОВ И РУДНЫХ ТЕЛ В НЕДРАХ ЗЕМЛИ, НА ГЛОБАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА

Н.Г. Черных

АО «Гидроуглестрой», г. Новокузнецк, ngchernykh@mail.ru

«Природа проста и не роскошествует излишними причинами» Исаак Ньютон

Известно, что наклон земной оси по отношению к плоскости эклиптики – 66,5 град., вращение Земли вокруг своей оси равняется суткам, Северный полюс Земли смещается на Восток и в 2000 году он сместился на 15 км., в последние годы до 55 км. в год.

Чтобы обеспечить жизнедеятельность на планете Земля при соответствующем климате, Земной шар устроен так, что 70% поверхности занимает морская вода. Ядро Земли вращается синхронно с Луной [1] и осуществляет один оборот в месяц, т. е. за 30 суток, а Земная Кора один оборот в сутки, и в местах срыва сплошности от Ядра до Земной Коры в Мантии от трения масс создается высокая температура – плавление. Тело Земли раскаляется, и чтобы не расплавилась совсем, не взорвалась, в места разрыва сплошности для охлаждения поступает морская вода при её круговороте.

Таким образом, осуществляется: строго определенный тепловой режим деятельности планеты Земля; постоянство её вращения вокруг своей оси; постоянство температуры в местах кипения воды в «бойлер-котле» с учетом давления. Упомянутая выше морская вода, занимающая 70 % суши Земли содержит в каждом кубометре 30-35

килограммов соли, часть которой после кипения остается в недрах Земли в основном в Северном полушарии, в т. ч. и образуемая пресная вода в местах замещения газа и нефти в соответствующих коллекторах. Это же явление происходит и в Южном полушарии, но в меньших объемах, что создает смещение суммарного центра тяжести планеты, наклон её к плоскости орбиты изменяется.

Химический состав морской воды приведён в таблице № 1, нефти – в таблице №2.

Табл.1

Химический состав морской воды	Химические элементы (по массе), в %
Кислород	85,7
Водород	10,8
Хлор	1,9
Натрий	1,05
Магний	0,1350
Сера	0,0885
Кальций	0,04
Калий	0,0380
Бром	0,0065
Углерод	0,0026

Табл.2

Название химических элементов (углеводородов)	Масса элементов, кг/куб.м.	Процентное содержание элементов, по массе
Углерод С	0,026	84
Водород Н	0,00393	12,7
Сера S	0,000124	0,40
Азот N	0,000526	1,7
Кислород О	0,000371	1,2
Итого – Нефть	0,0309	100,0

Входящие в состав углеводов и морской воды ингредиенты идентичны по своему составу, что предопределило взять в качестве источника образования нефти морскую воду, как главный решающий фактор, влияющий на образование промышленных скоплений углеводов (табл. 2. – калифорнийская нефть).

Как известно, в Северном Ледовитом океане (СЛО) поступает вода из трех источников, о чем автор этой статьи изложил еще в 2014 г. в газете «Промышленные ведомости» № 5 в статье «Углеводороды: образование и идентификация новых месторождений» [2], придя к выводу, что: «Общее количество морской воды, поступившей в недра Земли, равняется разнице между количеством воды поступившей в Северный Ледовитый океан и возвращенной обратно в Тихий и Атлантический, включая айсберги».

Так, же и в рубрике «Геология в мире», взятой из Википедии, статья «Воронка на Северном полюсе и тающая Арктика» на стр. 2/5 «Вода в СЛО поступает как бы через три «крана»: самый большой, с теплой водой, из Атлантики – 298 тыс. км³ в год; второй, с холодной водой, из Тихого океана через Берингов пролив – 35 тыс. км³ в год; третий – пресный сток рек Сибири и Аляски – 4 тыс. км³ в год. Итого, вливается ежегодно 338 тыс. км³ воды. А слив через Фареро-Шетландский канал – только 63 тыс. км³ в год. Других стоков нет, а между тем уровень воды в СЛО не увеличивается. Куда же уходит «лишняя» вода?

Не трудно определить, на сколько же увеличивается масса Северного полушария Земли если в ее недра поступает 275 тыс. км³ в год морской воды, которая с каждого м³ оставляет соль 30-35 кг. (соль – это вся периодическая таблица Д.И. Менделеева), т.к. из недр Земли вытекает только пресная вода (без соли).

Так, если в 1км³ или в 1 млрд. м³ содержится (при 30 кг/м³ соли) получим соответственно 30 млрд. кг или 30 млн. т. «соли», то при величине 275 тыс. км³ x 30 млн. т. будет 7250 млрд. т. в год, т. е. 7 трлн. 250 млрд. тонн минералов (соли) оседает в недрах Земли в основном в Северном полушарии, ежегодно увеличивая ее вес со смещением центра тяжести в сторону увеличения угла смещения к оси вращения планеты от круговорота морской воды на планете Земля, из них углеводороды составляют, с учетом, что из каждого м³ морской воды образуется в недрах Земли 0,03 кг только нефти [1] – 7млрд. 250 млн. т.

Пять лет назад подобное явление было между Аляской и Калифорнией. Температура воды в первом случае около 6°С, во втором – около 3°С.

Все вышеприведенные явления, происходящие на планете Земля объясняются одним фактором: работает подземный «бойлер – котел» в недрах Земли; для его охлаждения потребляется морская вода с образованием пресной воды, углеводов и рудных тел на планете Земля (рис. 1).

В авторской работе «О создании Вселенной, Центра Мира, Человека. (О роли Вселенной в возникновении жизни и всего прочего на Земле, в т. ч. углеводов и прочих полезных ископаемых)» был рассмотрен вселенский механизм функционирования Вселенной, Центра Мира и Человека на примере планетарного бойлера, Мирового океана – недр Земли и их функциональной связи [3], о которой иногда напоминают семь цветов радуги, отождествляющих продуцентное Мироздание (рис. 2).

Возвращаясь к теме настоящей статьи, автор в своей работе пришел к выводу, что в связи с изменением центра тяжести в полушариях Земного шара происходит поворот Северного полюса (географически) на восток. Центр тяжести меняется в связи с круговоротом морской воды, приносящей в недра Земли через систему «Бойлер – Котёл» углеводороды и рудные тела весом 7250 млрд. т. и эрозии поверхности Земли под действием стока пресной воды в виде рек, осадков, родников. Так, например, ежегодно смывается грунта в СЛО около 8 млрд. тонн, что так же ежегодно содействует изменению наклона Земли к плоскости вращения вокруг Солнца.

Бойлер работает непрерывно, и по мере переработки морской воды и создания паросоленной среды в недрах

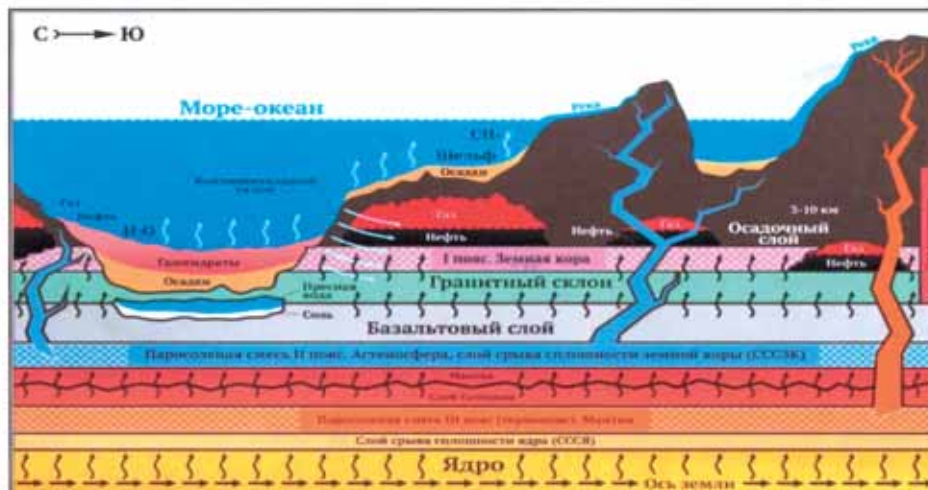


Рис. 1. Планетарный «Бойлер – котёл» (Черных Н.Г. – 2014)

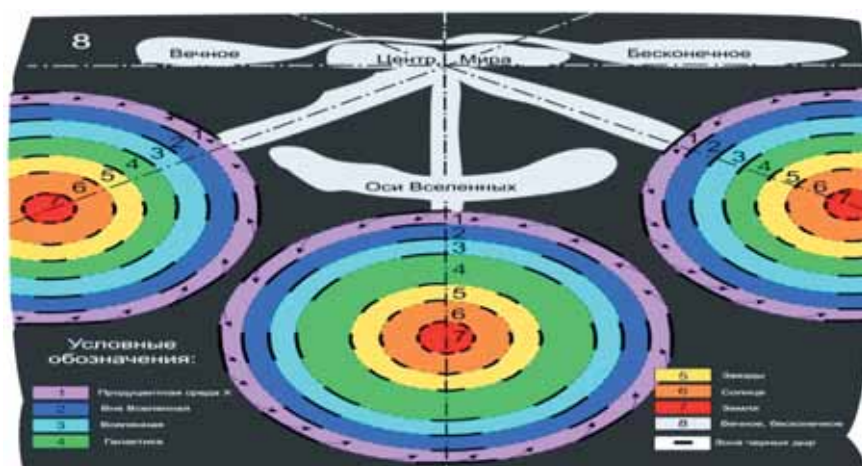


Рис. 2. Продуцентное Мироздание (Черных Н.Г. 2020 г.).

Земли до определенного давления, при которой «Клапан» открывается для выпуска «пара». Образуется среда с низким давлением, в которую устремляется морская вода, образуя воронку в СЛО и соответствующие «капли» в океанах. Режим циклично-постоянный, пока Человеком не осознанный, но вполне объяснимый.

Таким образом, закономерность изменения климата за счет только таяния ледников в одном месте Земного шара и намерзания в другом на основании потепления климата, что влечет якобы к смещению полюсов Земли, не объясняет сам факт потепления (похолодания) климата на планете, который пытаются климатологи списать на деятельность Человека, при сжигании углеводородов, угля и других горючих материалов, что является существенным недостатком в суждениях о глобальном потеплении климата на планете Земля.

Целью настоящей работы автора является устранение выявленных недостатков с образованием благоприятного климата для проживания людей и всего живого на планете Земля со стабильным образованием углеводородов в недрах Земли.

Поставленная цель достигается тем, что осуществляют: регулирование смещения полюсов Земли относительно оси её вращения за счёт изменения центра тяжести планеты Земля, Северного полушария относительно Южного, количеством круговорота морской воды, образуемых и извлекаемых углеводородов и рудных тел, и работающего непрерывно «бойлера-котла» в недрах Земли с оставлением минералов (соли) в количестве 30-35 кг из каждого кубического метра морской воды; управление количеством поверхностного грунта Земли, смываемого грунтовыми водами и реками в СЛО, в т. ч. и другие океаны; балансировку планеты путем создания искусственных сооружений в местах противоположных повышенной нагрузки Земной коры.

На рис.3 показана вариантная схема расположения планеты Земля в космическом пространстве; где схематично

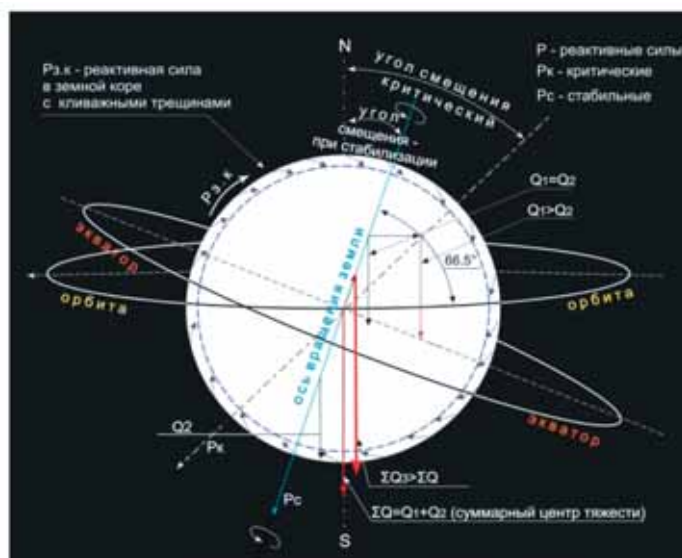


Рис. 3. Вариантная схема расположения планеты Земля в космическом пространстве.

показана планета Земля в положении, когда центр тяжести Северного полушария (ЦТСП) – Q_1 равен центру тяжести Южного полушария (ЦТЮП) – Q_2 , при этом вектор суммарного центра тяжести планеты (Σ ЦТП) – ΣQ равен центрам тяжести двух полушарий

Способ может быть реализован следующим образом: при выявлении признаков смещения оси вращения Земли по углу смещения на Северном полюсе с изменением климата, принимаются меры по недопущению критически возможного угла опрокидывания Земного шара с переполюсовкой путем сооружения плотины – шлюза в Беринговом проливе, что позволяет уменьшить приток морской воды в СЛО из Тихого океана, уменьшить количество морской воды, поступающей в недра Земли с оседанием соли (*углеводородов и рудных тел) при балансе сил в Северном и Южном полушариях.

Такой способ регулирования притока морской воды в СЛО позволит держать планету в уравновешенном состоянии, когда суммарный центр тяжести равен сумме центров тяжести двух полушарий при их равновесии, что благоприятствует стабилизации генезиса углеводородов (нефти и газа).

Но если все-таки ЦТСП окажется больше ЦТЮП при недостаточном соответствующего регулирования, дополнительно в противоположной части, к Южному полюсу сооружают противовес – контргруз, величина которого выявляется расчетным путем в прямой зависимости от величины смещения полюсов на наблюдаемой поверхности Земли. Необходимым условием стабилизации климата на планете Земля является равенство центра тяжести Северного полушария (ЦТСП) с центром тяжести Южного полушария (ЦТЮП) при этом суммарный центр тяжести планеты (Σ ЦТП) должен быть в точке пересечения оси вращения Земли с ее центром (см. рис.3).

При непринятии мер по стабилизации положения планеты в космическом пространстве угол смещения оси вращения достигнет критической величины и произойдет мгновенная переполюсовка на планете с ее опрокидыванием и возникновением всемирного потопа и смывание всей цивилизации на планете Земля.

И чтобы **Потопа** не произошло, человечеству наделенному **Разумом** надо срочно принимать меры по предотвращению катастрофы. До какого-то периода предки боролись с этим явлением, путем сооружения контргруза в виде пирамид активного действия, искусственных холмов и других сооружений, но видимо что-то помешало принять своевременные меры при очередной попытке опрокидывания, т.к. круговорот морской воды непрерывно функционировал, что привело к всемирному потопу на планете Земля и исчезновению цивилизации наших предков.

Происходит «кувырок». Но прежде планета Земля, занимая промежуточное положение, с изменением наклона оси вращения инициирует те или другие продуцентные явления, порождая такие явления как чума, холера или как в настоящее время коронавирус. С изменением наклона оси меняется положение Земли в Солнечной системе. Это надо учитывать, как следствие изменения климата, исчезновение и уменьшение углеводородов, пресной воды в той или другой части планеты, в частности, в бассейне Каспийского моря с рекой Волга и Индостан.

Таким образом, изучив труды как отечественных, так и зарубежных ученых [146] можно сделать следующие выводы с учетом, что на способ получения углеводородов и их количества автором получен патент РФ на изобретение ещё в 2014 году по заявке 2012 года [7], в котором углеводороды можно получить искусственным путём из морской воды в недрах Земли.

Выводы

1. Глобальное изменение климата на планете Земля с образованием углеводородов и рудных тел при круговороте морской воды в Северном и Южном полушариях с её бойлерной переработкой в недрах Земли, смещении полюсов из-за разности количества образуемых углеводородов и рудных тел в соответствующих полушариях из морской воды, местном перегреве Земной коры из-за недостатка охлаждающей жидкости, вибрации земной коры, эрозии речных стоков в соответствующих полушариях и антропогенном факторе от деятельности человека на планете Земля, можно регулировать тем, что в Северном полушарии приток морской воды, поступающий в Северный Ледовитый океан, уменьшают путём шлюзовых устройств, которые сооружают в протоках морской воды между материками и речных на материках, при этом в Южном полушарии, при необходимости, сооружают противовес – контргруз, в максимально приближенном расчетном месте к Южному полюсу до достижения необходимой для климата и углеводородов стабилизации положения полюсов на планете Земля.

2. Открытие явления реактивного вращения – движения космических тел с истечением газогелиевого вещества из водородной среды Х (вечного и бесконечного) и разработка на ее основе теории образования нефти и газа из морской воды как основа глубинного абиогенного планетарного их происхождения и разработки на ее основе новой парадигмы, радикально изменяет ситуацию по рождению всех химических элементов, в том числе нефти и газа. [8]

Литература

1. Черных Н.Г. «Почему Земля вращается вокруг Солнца и крутится вокруг своей оси?» С. 376-387. Сборник научных трудов «Мы с планетой Земля – транзитные пришельцы (космическая эпопея), дегазация с вращением Земли и генезис нефтегазовых и рудных месторождений при бойлерной переработке морской воды в недрах Земли». Новокузнецк, Полиграфист, 2019 – 428с.

2. Черных Н.Г. «Углеводороды: образование и идентификация новых месторождений» «Промышленные ведомости» № 5 2014 г.

3. Черных Н.Г. «О создании Вселенной, Центра Мира, Человека», НТЖ ГИАБ №9 2016г., с. 333-351 г. Москва, «Горная книга»
4. Ч. Дрейк, Дж. Имбри, Дж. Кнаус. К. Турекиан «Океан сам по себе и для нас» М. Прогресс, 1982.
5. Васильев В.Н. «Эволюция Вселенной» Соросов образовательный журнал 1996, № 2 с. 82-88.
6. Маракушев А. А. «Происхождение и эволюция Земли и других планет Солнечной системы» М. Наука, 1992, 207 с.
7. Патент РФ № 2513782 «Способ получения углеводородов – нефти и газа и их количество// Н. Г. Черных. Бюл. № 11. 2014.
8. Черных Н.Г. «Теория глубинного абиогенно-планетарного образования нефти и газа из морской воды». Сборник научных трудов [1] г. Новокузнецк, «Полиграфист», 2019г. с.292-343.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ – СОВРЕМЕННАЯ ТЕНДЕНЦИЯ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

**Е.Е. Андреева¹, А.С. Борисов^{1,2}, М.Я. Боровский³, С.Е. Валеева¹, И.Р. Фахрутдинов¹,
К.Ю. Колузаева¹**

¹Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г.Казань, aee8277@rambler.ru,

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, ³ООО «Геофизсервис», г.Казань

Экономическая нестабильность, наблюдаемая в мировой экономике в последние десятилетия, в той или иной степени затронула и многие аспекты нефтяной геологии. Меняющиеся запросы мирового топливно-энергетического комплекса, развитие новых технологий добычи углеводородного сырья – сланцевой нефти и газа, нефтебитумов, глубинных месторождений – изменили многие парадигмы поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений [1].

В постперестроечный период Россия столкнулась с острой проблемой восполнения разведанных запасов углеводородного сырья. Далеко в истории остался «романтичный» период советской геологии, связанный с бурным развитием научных и полевых исследований, бурением тысяч новых скважин, стабильным плановым финансированием, приведшим к открытиям крупнейших месторождений. Прирост запасов нефти и газа России в XXI веке обеспечивается в основном за счет открытия мелких скоплений углеводородного сырья в сложнопостроенных ловушках. В таких условиях комплексирование методов разведочной геофизики становится все более распространенной тенденцией изучения недр.

Основным геофизическим методом, обеспечивающим информационную базу разведочного бурения нефтеперспективных площадей, является сейсморазведка методом отраженных волн [2, 3]. Материалы так называемых «легких» геофизических методов, а это в первую очередь магниторазведка и гравиметрия, остаются недооцененными в большинстве случаев на этапе поисков и разведки нефтегазовых месторождений, особенно это касается Южно-Татарского свода, а также сложнопостроенных ловушек углеводородов в терригенных отложениях девона и нижних горизонтах карбона.

Комплексная интерпретация геофизических данных, а это в первую очередь показатели магниторазведки (поле ΔT_a), гравиразведки (поле Δg) и сейсморазведки, давно используется в разнообразных методиках прогнозирования залежей углеводородов [4, 5]. Многочисленные петрофизические исследования пород осадочного чехла и кристаллического фундамента Волго-Уральской нефтегазоносной провинции показывают возможные пространственные взаимосвязи геофизических параметров с наличием залежей углеводородов в нижних этажах (верхний девон, нижний карбон) осадочного чехла Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Практика геофизических исследований доказала, что высокоточная гравиметрия [6, 7, 8] способна не только выявлять и трассировать деструктивные зоны в фундаменте, но и достаточно эффективна при изучении антиклинальных ловушек, а также при непосредственном прогнозировании аномалий типа «залежь». В свою очередь магниторазведка в нефтегазоносных бассейнах находит применение при изучении вещественного состава фундамента, при выявлении и трассировании разрывных нарушений как в фундаменте, так и в перекрывающем осадочном чехле [9]. Многочисленные примеры применения магниторазведки для прогнозирования скоплений углеводородов, генетически связанных с зонами тектонической трещиноватости.

В условиях Южно-Татарского свода дизъюнктивная тектоника приводит, как правило, к существенному изменению литологии, коллекторских свойств и мощности пластов терригенного девона, что, в свою очередь, способствует формированию залежей углеводородов [10, 11, 12], находящихся свое отражение в аномалиях магнитного и гравитационного полей.

Зона трещиноватости представляет собой объем пород, характеризующихся дефицитом плотности, соответственно в локальном поле силы тяжести будет наблюдаться отрицательная аномалия Δg лок., а в магнитном поле – повышенные значения напряженности поля ΔT_a вдоль линии разрывного нарушения. На сейсмических временных разрезах в зонах разломов нарушается корреляция, наблюдается резкое изменение интервального времени прохождения между отражающими границами Д и А, а также присутствуют структурные локальные осложнения по горизонтам нижнего и среднего карбона (рис. 1).

Авторами выполнена комплексная интерпретация и анализ морфологических особенностей поведения сейсмических параметров $\Delta t_{ву}$, $\Delta t_{уд}$, $V_{ву}$, $V_{уд}$ по отдельным профилям хорошо разбуренной площади западного склона Южно-Татарского свода (рис. 1). Из потенциальных полей анализировались аэромагнитные данные (ΔT_a), а также результаты высокоточной гравиметрии $\Delta g_{лок}$. Были построены карты аномального магнитного поля, карта локального магнитного поля, карта аномального поля силы тяжести $\Delta g_{лок}$, а также структурная карта по поверхности саргаевского горизонта (рис.2).

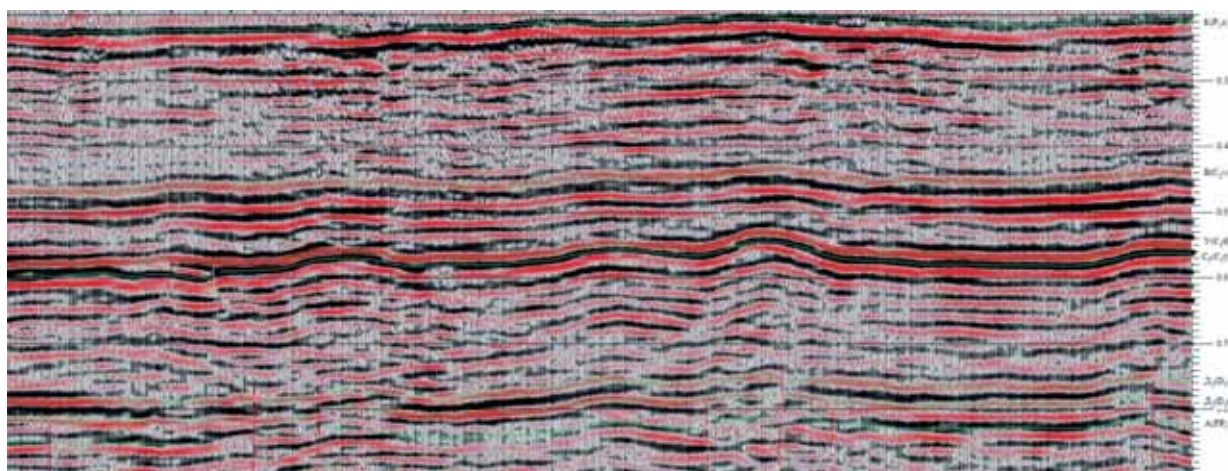


Рис. 1. Характер сейсмического волнового поля при наличии дизъюнктивных нарушений в кристаллическом фундаменте (отражающая граница A_{pr}).

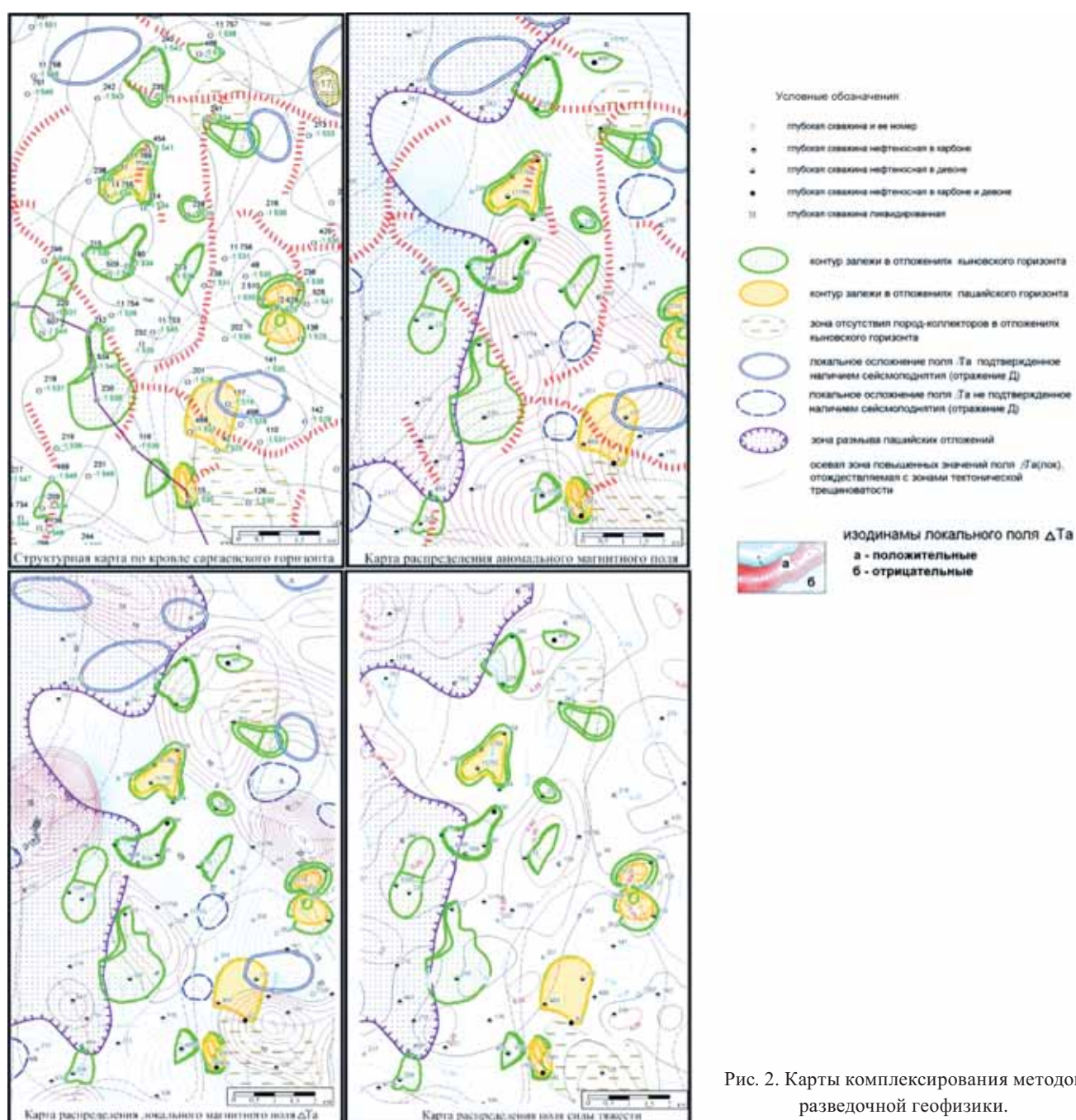


Рис. 2. Карты комплексирования методов разведочной геофизики.

Для определения корреляционных связей верхнедевонских известных залежей с геофизическими полями использовались данные глубокого бурения и ГИС по 50 скважинам, в их числе присутствовало 23 промышленно нефтеносных пашийских и кыновских разрезов, 15 разрезов без промышленной нефтеносности в пласте D_0 и 12 разрезов скважин без пластов-коллекторов D_0+D_1 .

Промышленно нефтеносные разрезы тяготеют к приподнятым участкам залегания поверхности кристаллического фундамента (рис. 2 а) и характеризуются относительно сокращенной мощностью толщи между поверхностью кристаллического фундамента и кровлей саргаевского горизонта. В гравимагнитных полях (рис. 2 г) промышленно нефтеносным толщам соответствуют преимущественно градиентные (переходные) и положительные поля. Вероятность обнаружения промышленно нефтеносных разрезов резко возрастает при наличии в локальном магнитном поле (рис. 2 в) отрицательных и положительных значений аномального магнитного поля ΔT_a (рис. 2 б). Локальными отрицательными осложнениями ΔT_a характеризуются 43% (10 из 23) кыновских нефтеносных разрезов скважин. Столь низкий эффект «узнаваемости» можно объяснить в основном тем, что на модельной площади не проводились целевые высокоточные магнитометрические исследования, без которых выделение залежей по магнитному полю является трудно разрешимой задачей [13].

Для нижнекаменноугольных залежей использовались разрезы 22 скважин, нефтеносные только в нижнекаменноугольных отложениях. Это же требование соблюдалось и при подборе 25 «пустых» (не нефтеносных) разрезов. Нефтеносные разрезы контролируются участками с преимущественно увеличенной мощностью отложений между кровлей саргаевского горизонта и отражающей границей «У» (рис. 1) тульского горизонта, где она в среднем на 21 м больше, чем на участках без нефти. Нефтеносные нижнекаменноугольные разрезы, как правило, фиксируются отрицательными магнитным и гравитационным полями (рис. 2 г), в которых вероятность их обнаружения возрастает соответственно в 3,0 и 1,4 раза.

Характерным для среднекаменноугольных залежей является крайне неравномерная разбуренность башкирско-верейских отложений по площади. Всего анализировалось 43 нефтеносных и 25 «пустых» разреза. Выявлено, что глубина залегания кровли верейского горизонта (отражающая граница В, рис.1) на нефтеносных разрезах в среднем на 20 м меньше, чем в разрезах без нефти. Нефтеносным разрезам отвечают преимущественно отрицательные локальные аномалии гравитационного поля (рис. 2 г). На участках распространения таких аномалий вероятность обнаружения нефти в среднекаменноугольных отложениях примерно в 4,5 раза выше, чем в нефтеносных. Частота обнаружения нефтеносных залежей в положительном поле ΔT_a (рис. 2 а) примерно в 1,7 раза выше, чем в отрицательном. При наличии локальных отрицательных осложнений магнитного поля (рис. 2 в) вероятность обнаружения нефтеносных залежей на участках отрицательных аномалий Δg (рис. 2 г) и положительных аномалий ΔT_a магнитного поля (рис. 2 б) возрастает более чем в 3 раза.

Заключение

Выявлены определенные пространственные взаимосвязи геофизических параметров с наличием скоплений углеводородов в нижних этажах (верхний девон, нижний карбон) осадочного покрова Южно-Татарского свода: большинство ловушек находятся в зонах положительных значений аномального магнитного поля и в зонах отрицательных значений локального магнитного поля (рис. 2).

При анализе распределения поля силы тяжести на территории западного склона ЮТС обращает на себя внимание факт практически повсеместного отсутствия нефтескоплений в пределах линейно-вытянутых интенсивных локальных (более 1 мГал) аномалий отрицательного знака. Большинство залежей приурочено к локальным аномалиям поля силы тяжести Δg , интенсивность которых изменяется от – 0,25 мГал до +0,25 мГал, т.е. располагается в переходной зоне (рис. 2 г).

Комплексная интерпретация данных магниторазведки (поле ΔT_a), гравиразведки (локальное поле Δg) и сейсморазведки, с учетом указанных выше пространственных взаимосвязей с нефтеносностью, дает основание оценивать вероятность наличия залежей нефти и обосновывать заложение рекомендуемых скважин. В случаях совпадения структурных планов каменноугольных и пермских отложений при заложении скважин на нижне- и среднекаменноугольные залежи возможно расхождение статистических гравитационных признаков нефтеносности с конкретными характеристиками точек потенциального разбуривания, обусловленное интегральным свойством поля силы тяжести.

Литература

1. Шмаль Г.И. Воспроизводство минерально-сырьевой базы – важнейшая задача государства и нефтяных компаний // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы «Международной научно-практической конференции». Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С. 4–6.
2. Пузырев Н.Н. Методы и объекты сейсмических исследований. Новосибирск. Изд-во СОРАН, НИЦ ОИГ-ГМ, 1997. 229 с.
3. Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазосную провинцию // Геотектоника. 2006. № 4. С. 3–20.

4. Комплексирование методов разведочной геофизики: Справочник геофизика. М.: Недра, 1984. 385 с.
5. Каратаев Г.И., Ватлин Б.П., Захарова Т.Л. Методика комплексной геологической интерпретации гравитационных и магнитных аномалий. Новосибирск: Изд-во «Наука» СО АН СССР, 1973.- 166 с.
6. Андреев Б.А., Клушин И.Г. Геологическое истолкование гравитационных аномалий. Л.: Гостоптехиздат, 1962. 495 с.
7. Андреев В.Н. Поиски залежей нефти в ловушках неантиклинального типа в Волго-Уральской нефтеносной провинции – резерв восполнения запасов промышленных категорий: Сб. научн. трудов. Ловушки углеводородов неантиклинального типа. М.: Изд-во ИГ и РГИ, 1982. С. 3-8.
8. Березкин В.М. Применение гравиразведки для поисков месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1973. 263 с.
9. Куликов Г.Н., Мавричев В.Г. Аэромагниторазведка на нефть и газ // Геофизика. 1995. № 2. С. 37–42.
10. Кудрявцев Н.А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения: Тр. ВНИГРИ. Л.: Гостоптехиздат, 1963. Вып. 215. 220 с.
11. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1998. 139 с.
12. Валяев Б.М. Роль разломов в нефтегазоаккумуляции // Разломы земной коры. М.: Наука, 1977. С. 43–45.
13. Волк В.Э., Зацепин Е.Н., Осипов В.А. Об использовании совместного корреляционного анализа гравимагнитных данных при решении задач структурной геологии // Геофизические методы разведки в Арктике. 1975. С. 91–96.

ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МИКРОГИДРОРАЗРЫВА НА НАСЫПНОЙ ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Я.Г. Аухатов ¹, Моджаба Резай Кечи ², Э.Ш. Агзамов ³

¹ ООО «Новая технология подземного ремонта», г. Ижевск, uap-89178823520@yandex.ru

² Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

³ ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань

Одним из перспективных направлений в области интенсификации добычи нефти является метод гидромеханического воздействия на призабойную зону с использованием эффекта имплозии [1, 2, 3]. Устройство спускают с таким расчетом, чтобы окна патрубка находились напротив выбранного интервала зоны перфорации [2]. Путем повышения давления на устье до 20–25 МПа за счет закачки жидкости в полость насосно-компрессорных труб НКТ разрывают мембрану, создавая в обрабатываемой зоне пласта (на уровне окон ловушки) гидравлический удар с давлением, превышающим горное давление вышележащих пород, обеспечивающим необходимые условия для расширения существующих или образования новых трещин в призабойной зоне пласта.

Предлагаемое устройство обеспечивает возможность (при сохранении статического давления в затрубном пространстве) повышать давление на устье (в НКТ) до 20–30 МПа, что позволяет достигнуть оптимального гидравлического удара в зоне пласта.

Данное устройство позволяет осуществить комплексную обработку скважины (закачку в пласт углеводородных растворителей, кислотных растворов и иных интенсифицирующих агентов) за однократный спуск глубинного оборудования.

Основные преимущества данной технологии: используется отечественная техника ЦА 320; не нарушается целостность цементного кольца выше и ниже зоны перфорации, что исключает возможность заколонных водоперетоков; радиус проникновения трещин до 25,0–50,0 м, в зависимости от геологического строения продуктивного пласта; операция осуществляется в любое время суток; гарантированное увеличение дебита после мини ГРП в несколько раз [2].

В последние годы термин «моделирование» в нефтяной научно-технической литературе прочно закрепился за компьютерным моделированием [3]. Моделирование процессов гидроразрыва пластов на физических моделях практически отсутствует. Нами была предпринята попытка изучить возможности моделирования гидроразрыва с использованием эффекта имплозии в физических моделях, созданных в лаборатории ООО «ЦСМРнефть». Для моделирования карбонатного пласта использовался помол кернов башкирского пласта Аканского месторождения. Для приготовления помола керн предварительно подвергался механическому дроблению. Из помола керна при помощи сит с разными размерами ячеек были отсеяны фракции песчаной, алевритовой и пелитовой размерности. Для насыпной физической модели мы взяли пелитовую фракцию, по ФЭС близкую коллекторским свойствам башкирского яруса. Линейная физическая насыпная модель, представляющая трубку из карболита, имела следующие значения:

площадь сечения модели 3,8 см²;
 длина модели.....50,0 см;
 проницаемость модели 100 мД.

Один конец трубки был подключен к вакуумному насосу, на другом конце создавалась подача воды под давлением. При помощи вакуумного насоса в модели была создана вакуумная среда, после открытия клапана подачи воды при давлении 0,3 атм происходит гидроудар. Дальнейшее определение проницаемости по воде показало очень высокую проницаемость порядка 3-х дарси, при этом намечался вынос тонкой пелитовой фракции. После

этого модель освобождалась от карбонатной пелитовой фракции в виде цилиндров. По истечении суток эти цилиндрики не рассыпались на терригенные фракции песка, а представляли собой как слабо литифицированные карбонатные породы. Разламывая цилиндр на отдельные цилиндры, мы обнаружили трещину параллельно линии фильтрации длиной 10 см со стороны подачи воды. Эта трещина представляет собой трещину гидроразрыва. Если при давлении 0,3 атм произошло образование трещины длиной 10 см, то можно предположить, что при давлении в 300 атм в нефтяных скважинах длина ее составит примерно 60 м. При пересчете следует учесть коэффициенты Юнга и Пуассона.

Минигидроразрыв терригенного пласта, представленный несцементированными песчаными породами, применяется в создании проппантового фильтра в призабойной зоне пласта [4]. В Нурлатской группе месторождений Татнефти нефтяные залежи приурочены к песчаным пластам бобриковского горизонта, сложенным слабыми породами, которые при разработке месторождения склонны к разрушению, что приводит к их интенсивному накоплению в забое скважин (Бурейкинская, Вишнево-Полянская и др.). Проблема выноса песка актуальна, поскольку этот процесс неизбежно приводит к росту затрат, необходимых для эксплуатации скважины. Основные последствия выноса песка: эрозия скважинного подземного и наземного оборудования; образование песчаных пробок, которое обуславливает снижение дебита скважины. На сегодняшний день наиболее перспективным направлением данной технологии является так называемый «frac pack» [4]. Суть его заключается в создании проппантовой набивки одновременно с проведением гидравлического разрыва пласта. Данная технология требует больших материальных затрат, поэтому посмотрим другую технологию с использованием бинарных смесей.

Нефтеотдача трещинно-пористых карбонатных коллекторов, содержащих нефть повышенной вязкости, обычно не превышает 4–5%. Новая технология повышения нефтеотдачи пластов с помощью бинарных смесей, содержащих минеральную (аммонийную) и органическую (моноэтаноламиннитрат) селитры, является перспективным направлением воздействия на пласт [5]. Одним из возможных путей дальнейшего повышения нефтеотдачи коллекторов в этом направлении может быть совмещение химических и механических методов воздействия на пласт, в частности, закачка в пласт бинарных смесей при помощи МГРП. Технология направлена не только на повышение проницаемости призабойной зоны пласта за счет растворения АСПО, но и на объемное термобарическое воздействие на удаленную зону продуктивного пласта, которое позволит вовлечь в разработку удаленные, слабо дренируемые участки залежи углеводородов.



Рис. 1. Трещина после гидроудара.

Данная технология позволяет улучшить проницаемость низкопроницаемых коллекторов за счет увеличения естественной и создание дополнительной сети трещин. Экзотермическая реакция разлагающегося бинарного состава способствует снижению вязкости пластовой нефти, а выделение большого количества газов разрушает когматацию призабойной и удаленной части коллектора. Это вместе позволит увеличить добычные возможности скважины и повысить нефтеотдачу трудноизвлекаемых и высоковязких коллекторов.

Данная технология предусматривает воздействие на призабойную и удаленную зоны продуктивного пласта нагнетанием в скважину реакционного термобарического бинарного раствора на основе неорганических солей минеральных кислот. После закачки раствора в пласте происходит термохимическое разложение бинарного состава, генерируется высокая температура (до 500°C) и давление (до 1000 атм), что способствует прогреву горной породы и созданию вторичной сети трещин в продуктивном пласте.

Для изучения этого процесса в физических моделях нами в качестве бинарной смеси была выбрана смесь нитрита натрия (NaNO_2) и нитрата аммония (NH_4NO_3). Проведенные исследования показали, что предварительное моделирование в физических моделях дает определенную информацию для использования их на практике (коксообразование, концентрация и объем реагентов). Коксование нефти является одним из перспективных методов борьбы с выносом песка при разработке месторождений химическими методами. Сущность способа крепления коксованием нефти состоит в получении кокса в пласте в качестве вяжущего материала за счет создания призабойной зоны высокой температуры.

Для очистки призабойной зоны и в борьбе с выносом песка в скважинах часто применяли магниевые контейнеры, которые при реакции с соляной кислотой создавали повышенные температуры. Недостатком этого метода является относительно малая глубина воздействия на призабойную зону. Используя МГРП, можно магниевыми гранулами заполнить трещины разрыва и с последующей закачкой соляной кислоты создать относительно высокие температуры до глубины 30–50 м от забоя скважины. В карбонатных коллекторах, представленных известняками, будут идти процессы доломитизации ($2\text{CaCO}_3 + \text{MgCl}_2 = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaCl}_2$). Вторичная доломитизация всегда сопровождается трещинообразованием, которое может обеспечить высокую проницаемость пород. Доломитизация приводит к увеличению объема пор в плотных известняках за счет изменения архитектуры пустотного пространства. Увеличивается не только пористость, но и проницаемость.

В старом фонде скважин, вскрывших коллекторы сложного строения, но не освоенных (нетрадиционные доманиковые отложения), испытание этих интервалов экономически целесообразно проводить предлагаемым методом, т.к. микрогидроразрыв пласта происходит в нужном интервале с точностью до 0,3 м.

После проведения операции на скважине по данной технологии в карбонатных и терригенных коллекторах необходимо создавать определенные градиенты депрессии на продуктивный пласт [6]. Трещины и капиллярные каналы (поры) блоков матрицы в равновесном состоянии создают непрерывную углеводородную фазу в единую флюидодинамическую систему. Считается, что трещины при депрессии более 5 МПа соизмеримы с капиллярными каналами.

Сверхинтенсивный (закритический) отбор флюидов из продуктивного пласта приводит к резкому нарушению фильтрационно-емкостных параметров резервуаров. Как правило, большой градиент депрессии на пласт (более 5 МПа) и высокие темпы отбора нефти (более 2 % от суммарного объема извлекаемых активных запасов) приводят к нарушению сбалансированного режима подпитки фильтрационных каналов (трещин) за счет флюидонасыщенной поровой матрицы (плотных блоков). При высоких градиентах депрессии связанная вода «отрывается» от стенок порового пространства коллектора (матрицы) и заполняет фильтрационные каналы. Вследствие этого уменьшается продуктивность скважин и увеличивается обводненность.

Литература

1. Попов А.А. Имплозия в процессах нефтедобычи. М.: Недра, 1996. 192 с.
2. Аухатов Я.Г. Селективный микрогидроарыв пласта ООО «НТПР»//Материалы Международ. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2011. С.55–56.
3. Волков Ю.А., В.М. Конюхов, Костерин А.В. и др. Математическое моделирование имплозионного воздействия на пласт. Казань: Изд-во «Плутон», 2004. 78 с.
4. Михайлов А.Г., Волгин В.А., Ягудин Р.А. и др. Комплексная защита скважинного оборудования при пескопроявлении в ООО «РН-Пурнефтегаз»//Территория нефтегаз. 2010. № 12. С. 84–89.
5. Александров Е.Н., Кузнецов Н.М., Козлов С.Н. и др. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 3. Ч. 1. С. 154–159. DOI: 10.18599/grs.18.3.2.
6. Запичалов Н.П., Аухатов Я.Г. Градиенты депрессии на продуктивный пласт в процессе разработки нефтяных месторождений // Материалы Международ. науч.-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. С. 62–65.

СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС И ЯФМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В.В. Баженов¹, Р.Н. Абдуллин¹, Б.Ф.Ахметов¹, О.П.Савунова¹, С.И. Петров²

¹ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, savunova@tngf.tatneft.ru

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, Sergey.Petrov@kpfu.ru

При оценке текущей нефтенасыщенности с использованием данных С/О-каротажа возникла необходимость понимания, в каких пределах должно изменяться значение K_n (С/О) в различных литологических разностях коллекторов. В общем случае в поровом пространстве содержится нефть и вода, которые могут находиться в свободном состоянии либо в неподвижном (остаточная нефть и связанная вода). Формализованно это так:

$$K_{\text{всв}} + K_{\text{в под}} + K_{\text{н под}} + K_{\text{он}} = 1, \quad (1)$$

где $K_{\text{всв}}$ – связанная вода, $K_{\text{он}}$ – остаточная нефть, $K_{\text{в под}}$ и $K_{\text{н под}}$ – подвижная вода и подвижная нефть соответственно.

Из данной формулы видно, что предельная нефтенасыщенность ($K_{\text{н пред}}$) или верхний предел нефтенасыщения коллектора оценивается выражением:

$$K_{\text{н пред}} = 1 - K_{\text{ов}} \quad (2)$$

где $K_{\text{ов}}$ – остаточная вода.

В соответствии с «Инструкцией по нормированию технологических потерь нефти на нефтегазодобывающих предприятиях нефтяных компаний Российской Федерации» (РД 153-39-018-97, Уфа – 1997 г.), «пластовая нефть – природная смесь углеводородов различных групп, находящихся в жидком состоянии, с примесью других (сернистых, азотистых, кислородных) соединений, залегающая в недрах земли». К единственному недостатку этого определения можно отнести то, что какая-то часть углеводородных соединений сорбирована поверхностью коллектора и не может считаться находящейся в жидком состоянии.

Следовательно, выделяются две основные составляющие пластовой нефти: подвижная нефть, которая гидродинамическим воздействием перемещается по пласту, часть ее может быть добыта с применением используемых технологий, и остаточная нефть, которая ко времени окончания разработки останется в тех или иных зонах пласта.

Остаточная нефть, в свою очередь, подразделяется на сорбированную и структурированную нефть, которая удерживается силами межмолекулярного взаимодействия на поверхности порового пространства («пленочная нефть») и нефть, оставшуюся в «целиках» («условно связанная нефть»).

Следовательно, нижний предел нефтенасыщенности – это содержание «пленочной нефти». «Условно связанная нефть» может быть извлечена с помощью изменения технологий извлечения нефти, по физико-химическим свойствам «условно связанная нефть» не отличается от подвижной нефти.

Таким образом, K_n (C/O) физически обоснованно может колебаться между $K_{n\text{пред}}$ и K_n («пленочной нефти»).

Реализация технологии построения флюидальных моделей.

Источниками информации о коллекторских свойствах и нефтенасыщенности пластов являются данные ГИС, лабораторные исследования образцов керн и свойств нефтей, результаты испытаний и эксплуатации пластов. Все эти данные сконцентрированы в отчетах по подсчету запасов.

Нами были собраны и изучены отчеты по подсчету запасов по следующим месторождениям ОАО «Удмурт-нефть»: Гремихинское, Ижевское, Красногорское, Кыркмасское, Лиственское, Лоз-Зурыанское, Мишкинское, Чутырско-Киенгопское. Все эти месторождения находятся на поздней стадии разработки. Эксплуатируются отложения, относящиеся к каширско-верейско-башкирскому возрасту, и бобриковско-турнейские коллекторы, которые представлены как терригенными, так и карбонатными породами. В основном гранулярный тип пород с небольшой кавернозностью в карбонатных разностях.

Авторами был разработан алгоритм по оценке компонентного состава флюида, насыщающего поровое пространство. Привлечение данных ГИС открытого ствола при соответствующей технологии интерпретации дает возможность построения флюидальной модели с оценками количеств связанной воды, подвижной воды и нефти, остаточной нефти, которая в свою очередь подразделяется на условно связанную и пленочную (не извлекаемую). Опираясь на флюидальную модель и текущей нефтенасыщенностью, можно оценить возможность извлечения нефти определенными воздействиями на пласт и обоснованно планировать мероприятия по повышению нефтеотдачи.

Также была разработана и опробована методика определения соотношения пластовой и закачиваемой воды по данным импульсного нейтронного каротажа (далее ИНК), импульсного нейтронного гамма каротажа спектрометрического (далее ИНГК-С) (C/O-каротаж) и гамма каротажа спектрометрического (далее ГК-С) с использованием данных ГИС открытого ствола для различных геолого-технологических условий. Методика основана на различии методов ИНК и ИНГК-С и получаемых по их данным коэффициентов нефтенасыщения. Как известно, метод ИНК становится неинформативным для разделения нефть – вода при минерализации пластовой воды менее 50 г/л. (Σа нефти – 22–24, Σа пресной воды – 22). Метод ИНГК-С не зависит от минерализации воды, поэтому полученный коэффициент нефтенасыщения принимается за основу. И технология сводится к следующему:

1. Если $K_{\text{нтэк}}(C/O) = K_{\text{нтэк}}(\text{ИНК})$ – пласт не заводнен;
2. Если $K_{\text{нтэк}}(C/O) < K_{\text{нтэк}}(\text{ИНК})$ – пласт заводнен пресной водой от закачки.

Методы определения $K_{\text{нтэк}}$ по ИНК и $K_{\text{нтэк}}$ по ИНГК-С.

Для определения характера насыщения пластов используются получаемые с помощью ИНК диффузионные параметры горных пород, важнейшим из которых является время жизни тепловых нейтронов τ (или макроскопическое сечение поглощения тепловых нейтронов Σа). Петрофизическое уравнение для Σа может быть представлено в виде:

$$\Sigma_a = \sum_{l=1}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \cdot K_e \cdot \Sigma_{ae} + K_n \cdot K_n \cdot \Sigma_{an} + K_n \cdot K_{\text{вн}} \Sigma_{авв} + K_n \cdot K_{\text{вз}} , \quad (3)$$

где $\sum_{l=1}^L V_l \cdot \Sigma_{al}$ – макроскопическое сечение твердой составляющей породы; $K_{\text{вп}}$ и $K_{\text{вз}}$ – составляющие доли пластовой и закачиваемой (или фильтрата ПЖ) вод, учитываемые при контрасте их минерализаций, а $\Sigma_{\text{авп}}$ и $\Sigma_{\text{авз}}$ – соответствующие сечения поглощения. Как видно из уравнения (3), при определении нефтенасыщенности должны быть известны пористость и компонентный состав твердой составляющей породы и корректно заданы соответствующие им значения сечений поглощения нейтронов. По методу ГК-С определяется компонентный состав глин, что немаловажно для правильного определения Σ.

Процедура определения K_n при этом сводится к вычислению двух опорных параметров:

$$1) \Sigma_{an}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \Sigma_n - \text{сечение нефтенасыщенной породы}, \quad (4)$$

$$2) \Sigma_{av}^0 = \sum_{l=2}^L V_l \cdot \Sigma_{al} + K_n \Sigma_v - \text{сечение водонасыщенной породы}, \quad (5)$$

$$\text{с помощью которых рассчитывается } K_n = \frac{\Sigma_{av}^0 - \Sigma_a(\text{ИНК})}{\Sigma_{av}^0 - \Sigma_{an}^0}. \quad (6)$$

Определение $K_{\text{нтэк}}$ по данным СО-каротажа (ИНГК-С) сводится к определению теоретических кривых CORw и CORn. Используя кривую отношений показаний замеренных величин CORi по скважине и нормализуя ее с теоретической кривой CORw по водонасыщенным пластам для компенсации мешающих факторов в комплексе с теоретической кривой CORn для полностью нефтенасыщенных пластов, можно количественно оценить коэффициент текущей нефтенасыщенности:

$$KH_{\text{нтэк}} = \frac{CORi - CORw}{CORn - CORw} \quad (7)$$

Согласно приведенному соотношению, полностью водонасыщенные пласты с $KH_{тек}=0\%$ будут отображаться совпадением измеренной кривой отношения COR с расчетной кривой COR_w , нефтенасыщенные пласты с $KH_{тек}=100\%$ – совпадением с расчетной кривой COR_n , все промежуточные соотношения рассматриваемых кривых будут определять текущий коэффициент нефтенасыщенности пород.

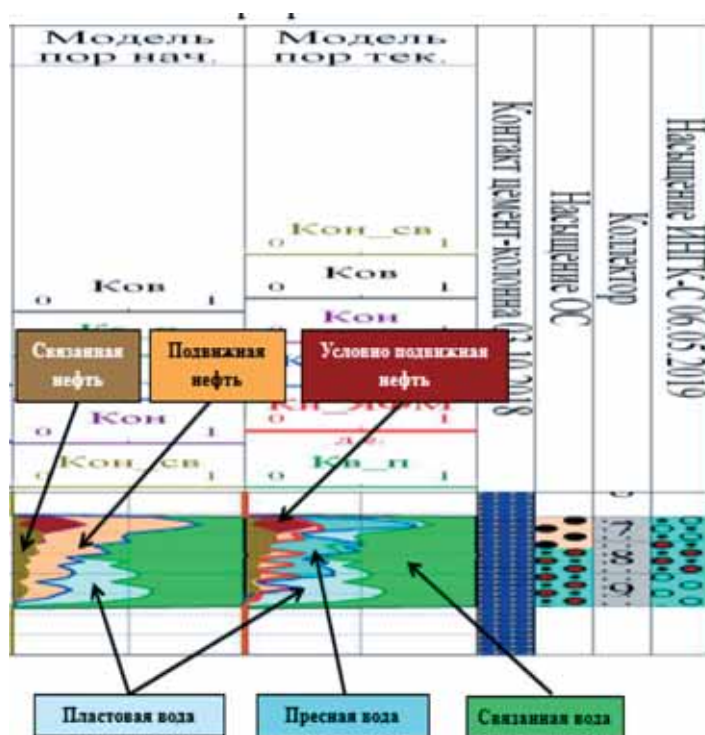


Рис. 1. Флюидальная модель порового пространства пласта.

На рис. 1 представлена флюидальная модель порового пространства на момент бурения и модель на момент исследования ИНК+ИНГК-С. На рисунке наглядно видно, как поменялась ситуация – подвижной нефти практически не осталось, пластовая вода сменилась пресной водой от закачки. Расклад по параметрам нефтенасыщения на начальный момент и текущий представлен в таблице 1.

В таблице 1. представлены следующие данные.

ПЛАСТ №7 – характер насыщения Вода+Нефть

K_n тек ЯФМ – 30%

Доля связанной нефти – 9%, доля условно подвижной нефти – 11%, доля подвижной нефти – 10%, доля подвижной пресной воды – 38%, доля подвижной минерализованной воды – 10%

Прогноз притока – ВОДА

Таблица 1.

№ п/п	Мощн., м	ФЕС		Кв прес., д.е.	Нефтенасыщенность, д.е.				Характер насыщения
		Кп общ. д.е	Ков, д.е.		Кн нач. УЭС	Кн неподв.		Кн тек ЯФМ	
						Кн условно подв.	Кн связ		
Башкирский ярус									
7	1.2	0.12	0.22	0.38	0.63	0.11	0.09	0.30	Вода + Нефть
8	1.6	0.11	0.38	0.42	0.32	0.00	0.08	0.13	Остаточная нефть
9	1.6	0.12	0.28	0.05	0.17	0.00	0.04	0.07	Вода

На рисунке 2 представлен пример обработки скважины терригенного разреза Мишкинского месторождения Республики Удмуртия. Обработка показала обводнение пластовой водой, что подтверждается данными опробования.

До ремонта: $Q_{ж} = 5 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 0,73 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Обв = 75\%$, $пл. = 1,177 \text{ г/см}^3$.

После ремонта: $Q_{ж} = 22 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 3,6 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Обв = 80\%$, $пл. = 1,167 \text{ г/см}^3$.

На рисунке 3 представлен пример обработки скважины карбонатного разреза башкирского яруса Мишкинского месторождения Республики Удмуртия. Обработка показала обводнение пресной водой, что подтверждается данными опробования.

До ремонта: $Q_{ж} = 5,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 2,42 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Обв = 56 \%$, $пл. = 1,17 \text{ г/см}^3$.

После ремонта: $Q_{ж} = 30 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_n = 3,3 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Обв = 89\%$, $пл. = 1,02 \text{ г/см}^3$.

Объем исследований по комплексу ГИС-ЯФМ:

2017 год (август–декабрь): 10 скважин;

2018 год: 78 скважин;

2019 год: 64 скважины;

2020 год (январь–февраль): 8 скважин.

Планируется использование данной технологии на месторождениях Узбекистана и Казахстана.

Выводы:

1. Основное преимущество методики заключается в количественном определении компонентного состава нефти и воды, находящихся в поровом пространстве коллектора.
2. Сопоставление модели текущей нефтенасыщенности с начальной флюидальной моделью позволяет не только определять наличие подвижной нефти в продуктивных коллекторах, но и оценивать ее количество на момент проведения исследований.
3. Использование сведений о текущем компонентном составе нефти, пластовой воды и закачиваемой воды с привлечением геолого-гидродинамической информации по объекту разработки позволит недропользователю более обоснованно планировать мероприятия по повышению нефтеотдачи, выбирать интервалы дострела, а также оценивать эффективность применяемых способов разработки и методов увеличения нефтеотдачи.

ВЗАИМОСВЯЗЬ СТРОЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

А.Р. Баратов, С.Е. Войтович

Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) ПАО «Татнефть», г. Казань

Основные положения идеи о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли

Еще в середине прошлого столетия П.Н. Кропоткин [6] опубликовал статью, в которой высказал идею о связи процессов нефтегазонакопления и глубинной дегазации Земли. Со временем накопились весомые аргументы в пользу глубинной природы нефти и газа, которым придавался генетический характер, и выявлено много интересных фактов [4]:

- масштабы современной и палеодегазации на три порядка величин превышают вероятные возможности генерации углеводородов в осадочных бассейнах;
- по данным изучения кернов льда Антарктиды и Гренландии стали известны грандиозные масштабы выноса углеводородных флюидов в атмосферу Земли и воды Мирового океана (сквозной углеводородной дегазации) в геологическом прошлом;
- установлен геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения нефтегазовых месторождений;
- получены принципиально новые свидетельства мантийной природы нефтей путем исследования в них спектров лантаноидов и платиноидов и многие другие данные в пользу ведущей роли эндогенных факторов в генезисе углеводородных флюидов.

В 90-х годах прошедшего столетия и первых двух десятилетиях нынешнего тысячелетия сторонниками абиогенной теории нефти высказаны доводы в пользу тождественности нефтегазовых залежей с разного рода флюидизированными очагами и установлены многочисленные факты активной роли глубинных флюидов в изменениях напряженного состояния горных пород, доказывалась взаимосвязь дегазации с эндогенными процессами глобального масштаба, в том числе сейсмическими. Эти заключения базировались в основном на данных глубокого бурения и геофизических исследований нефтегазоносных бассейнов в пределах континентов.

По мнению академика А.Н. Дмитриевского «... *Разработка идей углеводородной дегазации Земли привносит не только обновление теоретических основ нефтегазовой геологии и геохимии. Из этих идей вытекают важнейшие практические следствия, связанные с оценкой перспектив и прогнозом нефтегазоносности, с выбором новых направлений и со сменой стратегии поисков скоплений углеводородов*» [5].

Особенности строения глубинных горизонтов земной коры РТ

Современные представления о глубинных горизонтах земной коры в пределах Республики Татарстан в основном базируются на результатах геофизических работ, по отработанным геотраверсам «Татсейс-2003» [9] и «Гранит-1991» [3], включая материалы по сейсмическим «профилям-рассечкам», увязывающим линии геотраверсов с объектами глубокого и сверхглубокого бурения (скв. 20009, скв. 20000 и др.), и на комплексировании сейсмо-разведочных данных с результатами других видов геофизических работ.

Распределение геофизических полей

Гравитационное поле Южно-Татарского свода, судя по изданной Гравиметрической карте СССР М 1:2 500 000 в редукции Буге с плотностью промежуточного слоя $2,67 \text{ г/см}^3$ (1991), определяется значениями 15–25 мГал. Единственная на этом фоне отрицательная, но не интенсивная аномалия в окрестностях г. Альметьевск, в диапазоне значений от $-5,0$ до $+5,0$ мГал, имеет в плане эллипсоидальную форму.

По характеру распределения магнитного поля территория Южно-Татарского свода пространственно совпадает с Камским максимумом ($6\text{--}10,0$ нТл) Камско-Эмбинской аномалии, установленной при спутниковых съемках МАГСАТ. Магнитное поле этого же региона по результатам близповерхностных съемок выделяется в более широком спектре значений в интервале от $-1,0$ – $+1,0$ нТл до $+10$ нТл, что придает его структуре мозаичный облик.

Границы и мощность земной коры

По данным сейсмического профилирования земная кора, без учета осадочного чехла, в регионе состоит из трех консолидированных слоев: а) нижнего, гранулит-базитового; б) промежуточного, условно диоритового (инверсионного); в) верхнего, гранитно-метаморфического. В целом в Татарстане крупные тектонические структуры земной коры находят отражение в рельефе поверхности верхней мантии.

Поверхность **М** на территории Татарстана располагается на глубинах 35,0–43,5 км. Наибольшее погружение (до 40,0–43,5 км) подошвы коры характерно для Южно-Татарского свода (ЮТС), а приподнятое (35,0–38,0 км) залегание – для Северо-Татарского свода (СТС), Камско-Бельского авлакогена, Мелекесской впадины и Казанско-Кировского прогиба. К последним приурочено сокращение мощности консолидированной коры до 34,0–36,0 км. На ЮТС мощность кристаллической коры увеличивается до 40,0–41,5 км (рис.1).

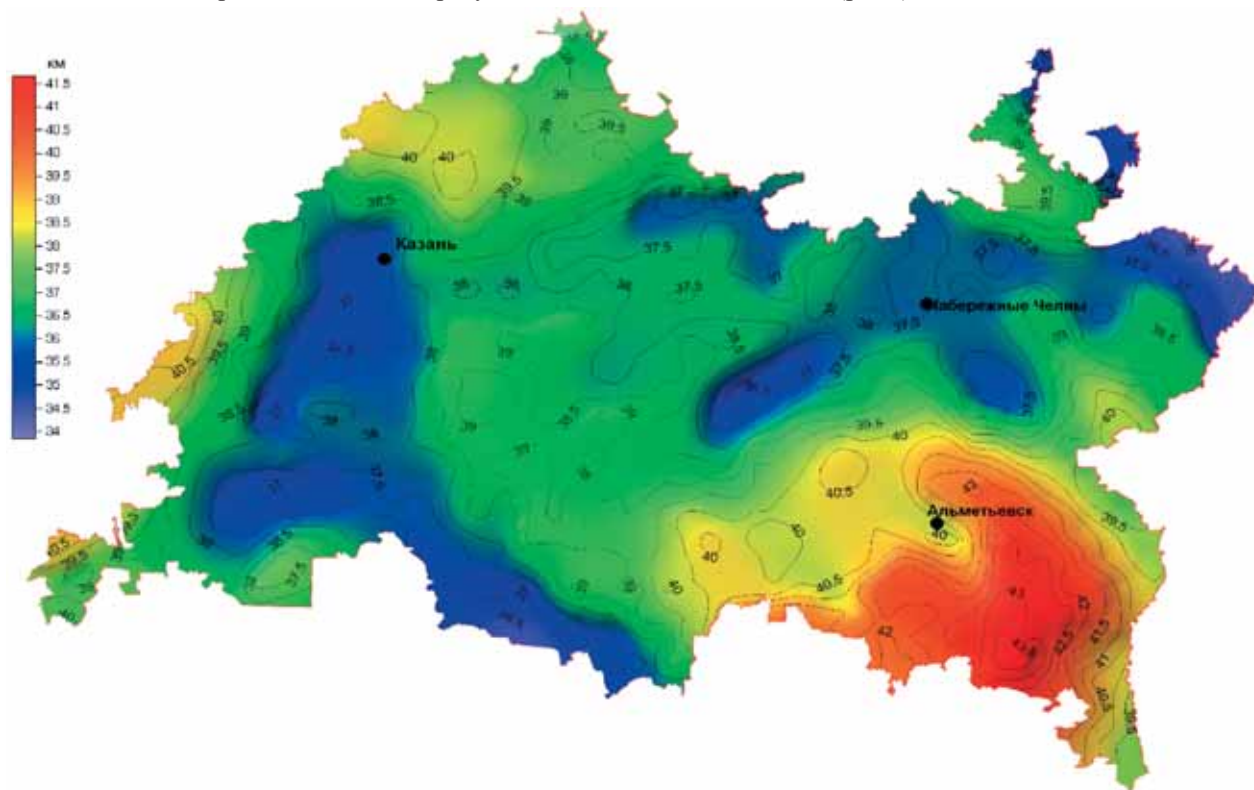


Рис. 1. Схема мощности консолидированной земной коры РТ (по Г.Е. Кузнецову, [7]).

Аномалии волнового поля глубинных горизонтов

Сейсморазведка МОГТ глубинной модификации является наиболее информативным методом изучения земных недр, определяющим наряду с результатами сверхглубокого бурения основу знаний о региональном строении территории. На территории РТ это новое направление геофизических исследований реализуется с 1993 г., и их постановка, несомненно, в парадигмах абиогенной теории нефти обозначена В.А. Трофимовым [9] следующим образом: «...**если нефтяные месторождения действительно имеют глубинную природу (а сверхглубокое и параметрическое бурение в Татарстане именно на этом в значительной степени и основывалось) и связаны с восходящими потоками углеводородных флюидов, то строение земной коры под этими месторождениями скорее всего будет отличаться от окружающих территорий.** ...».

Одной из основных задач этих работ стало выявление различий в строении земной коры в районе Ромашкинского месторождения и на землях, где нефтяные залежи не обнаружены. Полученные результаты свидетельствуют, что такие различия есть, в т.ч. и по наблюдаемым на сейсмических временных разрезах **динамическим аномалиям**. Так, на временных разрезах по геотраверсам «Гранит-1991» и «Татсейс-2003» и др. локальным региональным профилям юго-восток Татарстана как совокупная область нефтяных месторождений в осадочном чехле в нижней–«кристаллической части» земной коры – сопровождается мощными наклонными отражателями на времени 5–7 сек (ориентировочная глубина 15–20 км) и субвертикальными динамическими аномалиями (СДА), сужающимися вниз по интенсивности записи, до уровня аномалий первого типа [9]. В сопредельных с юго-востоком Татарстана территориях такие характерные сейсмогеологические объекты в глубоких горизонтах земной коры не фиксируются или отмечаются спорадически и с другими особенностями.

Большинство исследователей выявленные аномалии волнового поля глубинных горизонтов нефтегазоносных территорий отождествляют с тектоническими зонами листрической формы. Как отмечает академик Ю.Г. Леонов [8], листрические, выполаживающие вниз разрывы, могут быть разного масштаба и присутствовать на разных уровнях. Их характерными признаками являются крутые углы падения плоскости разлома (сейсмической границы) в «верхней хрупкой области» земной коры и постепенное его выполаживание в нижних, более пластич-

ных, слоях литосферы (включая горизонты верхней мантии) вплоть до полного «рассеивания очертаний» в местах зарождения (рис. 2).

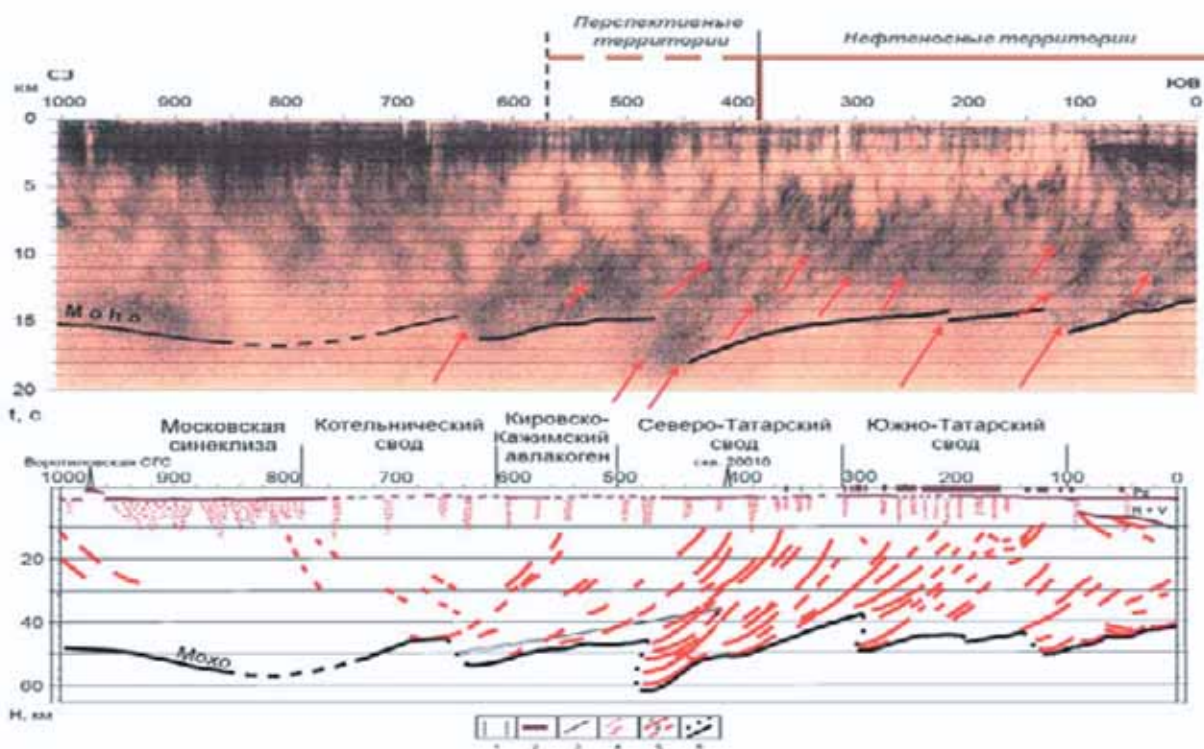


Рис. 2. Геотраверс «Татсейс» [9].

1 – границы тектонических элементов первого порядка; 2 – нефтяные месторождения; 3 – поверхность кристаллического фундамента; 4 – предполагаемые субвертикальные зоны деструкции; 5 – отражатели в консолидированной коре:
а) уверенные, б) неуверенные; 6 – подошва расслоенной зоны – возможная граница М.

Наиболее интенсивные наклонные отражатели (листрические разломы) образуются на участках, где граница Мохо интенсивно нарушена. Те же наклонные отражатели с уменьшением глубины в верхней части фундамента становятся почти вертикальными и фиксируются на сейсмических временных разрезах большей частью в виде субвертикальных динамических аномалий. В осадочном чехле последним соответствуют тектонические разрывы и флексуры.

Вырисовывающаяся картина дополняется данными гравиразведки, иллюстрирующими уменьшение поля силы тяжести над субвертикальными динамическими аномалиями, что подтверждает возможную нарушенность пород на этих участках. Все это может говорить о том, что по данным геофизических методов, прежде всего глубинной сейсморазведки МОГТ, так отображаются нефтеподводящие каналы, по которым происходит мантийный тепломассоперенос в различные уровни земной коры с присущими в ней изменениями [9].

На динамических сейсмических разрезах регионального профиля «Гранит-1991», пересекающего ЮТС с его крупными нефтяными месторождениями, отчетливо проявляется различие энергетического состояния локальных участков центральной части ЮТС и его флангов [3]. В центре свода земная кора и верхняя мантия содержат термодинамически активные участки с высоким уровнем концентрации внутренней энергии в среде. На уровне верхов мантии (80–120 км) выявлена высокоактивная область размером 100 x 120 км, которая формирует в вышележащей коре 3 разделенные в пространстве высокоактивные области меньших размеров.

Вертикаль из основного очага системы к дневной поверхности обладает максимальным энергетическим потоком. В геодинамической системе ЮТС «жало» системы проецируется в центр Алтунино-Шунаковского разлома в районе сверхглубокой скважины 20009. Независимые измерения температуры в глубоких скважинах ЮТС выявили здесь на глубине 2500 м температурную аномалию +15°C. Перепад температур в вертикальном сечении в центре аномалии сохраняется постоянным, что указывает на существование здесь устойчивого восходящего теплового потока (рис. 3). О повышенной динамической активности центральной части ЮТС («жала» геодинамической системы) также свидетельствует современная сейсмичность ЮТС с локализацией гипоцентров местных землетрясений в его сводовой части.

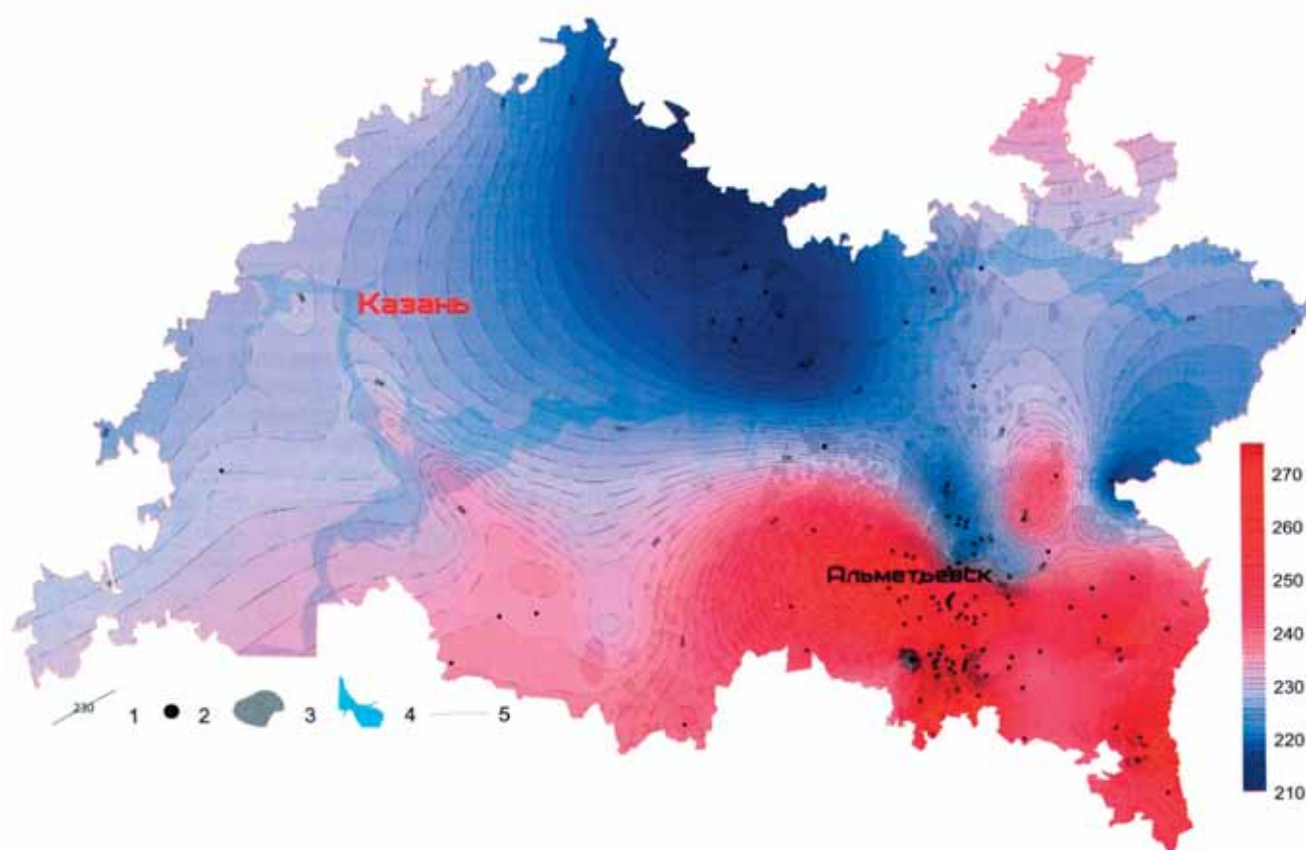


Рис. 3. Карта изотерм на абсолютной отметке 12000 м [10].

Формационное районирование фундамента

В Татарстане для формационного анализа по расчленению кристаллических толщ фундамента накоплен обширный материал в рамках Программы изучения глубинных недр республики. С 1973 по 2003 г. было пробурено 34 скважины с явно заметной проходкой по фундаменту, что позволило сформировать по фундаменту региона уникальный по содержанию и объему банк лабораторно-аналитических данных и параметров геофизических измерений, сохранивших свою кондиционность и востребованность по настоящее время.

Формационный подход расчленения «немых» архей-протерозойских кристаллических толщ позволил существенно видоизменить модель строения фундамента Южно-Татарского свода. Выделенный ряд ультраметаморфических и магматических формаций был упорядочен в рамках полихронного гетерогенного плутоно-мигматитового массива, для которого присущи явные признаки типоморфной крупной региональной купольной морфоструктуры. Таким образом, кристаллический массив фундамента на юго-востоке Татарстана в современных границах ЮТС был идентифицирован как Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол (рис.4). Возникновение подобных структур явно не стратиформного генезиса традиционно связывают с процессами палингенеза и анатексиса земной коры континентального типа, с первичным сиалическим средневзвешенным составом субстрата [2].

Структурно-формационная исключительность данного блока фундамента региона, по данным сейсморазведки, подчеркивается увеличенной до 40–41,5 км мощностью земной коры, нарушением границы Мохо, присутствием субвертикальных динамических аномалий в верхней «хрупкой» части земной коры, которые к низам коры трансформируются в листрические разломы (пологие), частично проникающие в верхнюю мантию. Для нефтеносных территорий эти признаки не характерны, и, напротив, в осадочном чехле над Южно-Татарским гранито-гнейсовым куполом локализовано крупнейшее Ромашкинское месторождение нефти.

В пределах соседних блоков земной коры – Северо-Татарского свода и Мелекесской впадины – кристаллический фундамент по имеющимся материалам геофизических исследований и глубокого бурения менее дифференцирован по вещественному составу слагающих его формаций и структуре сейсмического волнового поля. Земная кора в современных границах этих регионов имеет в целом сокращенную мощность от 34 до 38 км, там отсутствуют формации гранито-гнейсовых куполов, не характерны субвертикальные и пологие волновые отражатели, а граница Мохо фиксируется, с разной степенью уверенности, без явных сбросо-сдвиговых деформаций. Менее нефтеносным или практически «стерильным» оказывается и осадочный чехол этих структурно-тектонических элементов.

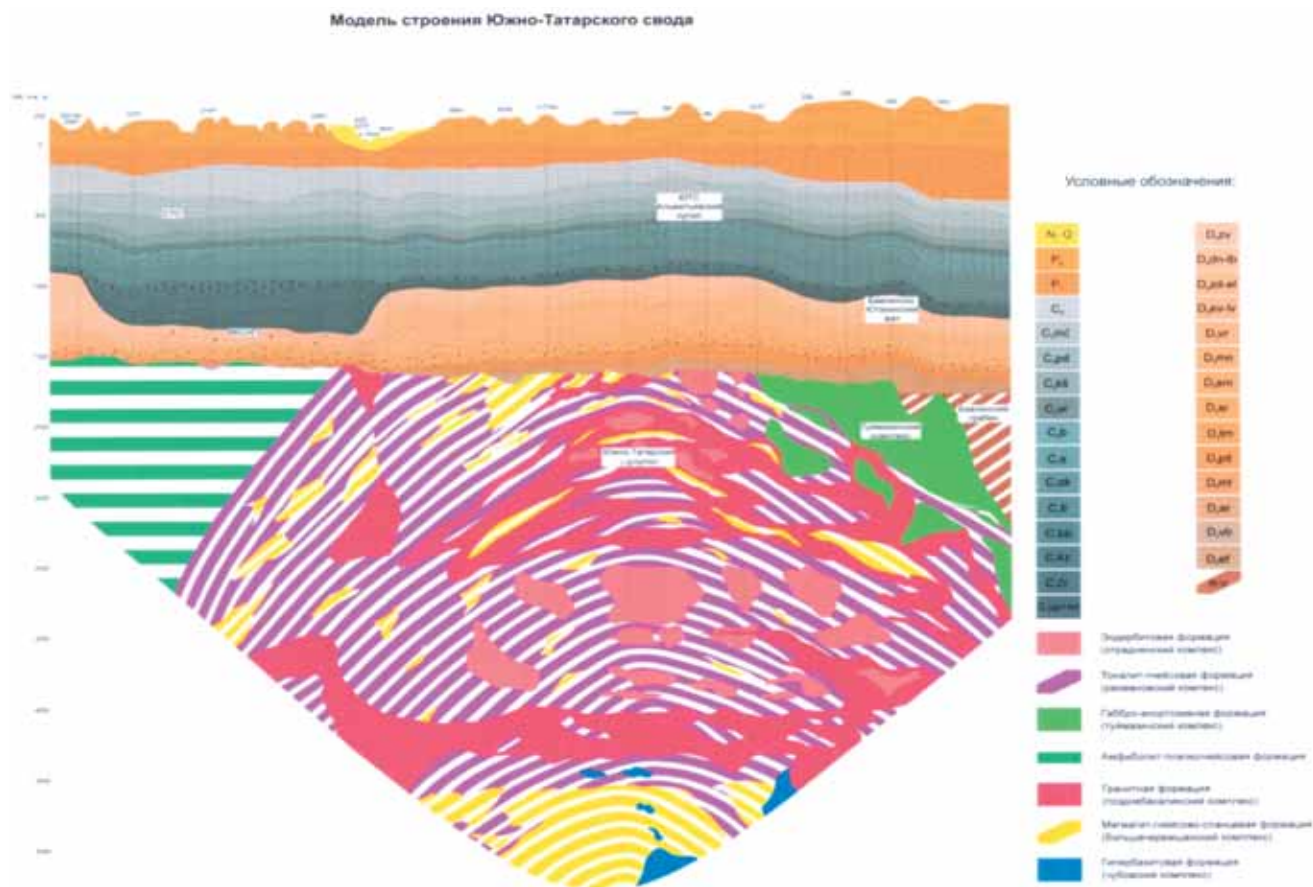


Рис. 4. Схематический геологический разрез юго-восточной части Татарстана [2].

Заключение

Реальные механизмы протекающих в мантии и коре процессов – область гипотез и догадок и поэтому вполне справедливы будут критические замечания к изложенной концепции для обоснования нефтегенерирующей роли фундамента. Для изучения фундамента на предмет его нефтеносности необходимо развивать альтернативные теоретические представления о происхождении и миграции нефти в глубинных горизонтах фундамента. Одной такой «рабочей» гипотезой может стать модель энергостокковой системы как основной генерирующей структуры мантийно-корового теплопереноса, контролирующей размещение нефтеносных районов. Главным звеном данной модели является то, что однажды возникшая тепловая и структурная аномалия, созданная подъемом мантийного астенолита, в дальнейшем служит благоприятной средой для повторного и многократного возобновления процессов массотеплопередачи, именно на данном участке литосферы, а не на новом месте. По принципу «экономии энергии» в коре возникают относительно устойчивые в пространстве и времени структуры, характеризующиеся повышенным расходом тепловой энергии, обеспечивающей процессы магмообразования, мобилизацию и транспортировку флюидопотоков [1]. Очевидно, что астенолитовые поднятия определяют постархейский структурный план региона и оказывают благоприятное влияние на реализацию интенсивно направленного стока энергии в вышележащие горизонты земной коры. С приведенных позиций Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол, пространственно контролирующий нефтеносный район Татарстан, находится на гребне астенолитового диапира, в фокусе энергостокковой системы [2].

Литература

1. Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е., Янишин А.Л. Основные типы и механизмы образования структур на литосферных плитах. Статья 1. Континентальные платформы//Бюл. МОИП. Отдел геол. 1979. Т. 54. Вып. 2. С. 8–30.
2. Гатиятуллин Н.С., Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009-Новоелховской)//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. №11(12). С. 29–36.
3. Геотраверс «ГРАНИТ»: Восточно-Европейская платформа – Урал – Западная Сибирь (строение земной коры по результатам комплексных геолого-геофизических исследований) /Под ред. С.Н. Кашубина. Екатеринбург:

Главное управление природных ресурсов и охраны окружающей среды МПР России по Свердловской области, ФГУП «Баженовская геофизическая экспедиция», 2002. 312 с.

4. Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы//Материалы Всерос. конф., 22–25 апреля 2008 г. М.: ГЕОС, 2008. С. 3–6.

5. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Углеводородная ветвь дегазации в исследованиях по проблеме «Дегазация Земли» // Дегазация Земли: геофлюиды, нефть, газ и их парагенезы//Материалы Всерос. конф. 22–25 апреля 2008 г. М.: ГЕОС, 2008. С. 3–6.

6. Кропоткин П.Н. Проблемы происхождения нефти//Советская геология, сб. 47. 1955. С. 104–125.

7. Кузнецов Г.Е. Глубинное строение и геодинамика недр Республики Татарстан // Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы//Материалы Первой Всерос. конф. 10–15 ноября 1997 г. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. С. 35–50.

8. Леонов Ю.Г. Платформенная тектоника в свете представлений о тектонической расслоенности земной коры//Геотектоника. 1991. № 6. С. 3–20.

9. Трофимов В.А. Глубинные региональные сейсморазведочные исследования МОГТ нефтегазоносных территорий. М.: ГЕОС, 2014. 202 с.

10. Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергеман М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан)//Георесурсы. 2008. 3 (26). С. 10–12.

КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ

А.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов

Институт «ТатНИПИнефть»

В компании ПАО «Татнефть» большое внимание уделяется поиску и внедрению новых технологических решений, способных продлить рентабельную разработку месторождений, регулируя выработку неоднородных нефтеносных коллекторов (сложнопостроенных объектов) за счет частичного или полного отключения обводненных высокопроницаемых пластов или блокирования водопроводящих трещин. Одним из способов достижения этой цели является проведение работ по ограничению водопритока в добывающие скважины, с целью уменьшения добычи попутной воды – снижения (стабилизации) обводненности добываемой продукции.

Обводнение добывающих скважин может происходить по целому ряду причин – это и разница в подвижности нефти и вытесняющего агента – воды, закачиваемой с целью поддержания пластового давления; геологическая неоднородность пласта, наличие в разрезе нефтяного коллектора высокопроницаемых интервалов, по которым происходит первоочередное продвижение фронта контурных или закачиваемых вод. Также причинами обводнения добываемой продукции скважин может быть образование конуса подошвенной воды, наличие межпластовых перетоков между продуктивным коллектором, вскрытым эксплуатационным фильтром, и смежными обводненными или водонасыщенными пластами из-за отсутствия выдержанной по площади непроницаемой перемычки, развитой системы вертикальных трещин или наличия разломов.

Уменьшить негативное влияние этих факторов на показатели разработки месторождений, снизить (стабилизировать) обводненность добываемой продукции и интенсифицировать добычу нефти позволяют, широко применяемые в нефтяной отрасли технологии физико-химического воздействия на пласты. Воздействие может осуществляться как со стороны нагнетательных, так и со стороны добывающих скважин. Такой подход в компании применяется при разработке терригенных коллекторов, однако, в отложениях карбона далеко не всегда удается создать эффективную систему поддержания пластового давления (отсутствие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами или «мгновенный» прорыв закачиваемой воды по развитой системе трещин), на таких объектах часто единственным способом борьбы с обводнением скважин является проведение водоизоляционных работ (ВИР) через добывающий фонд.

В институте «ТатНИПИнефть» в середине 2000-х годов был разработан комплекс гелеобразующих составов и технологических решений для ограничения водопритока в добывающие скважины, основанный на применении высокопрочных полимерных систем (технология ВПСД) уже в первые годы применения доказавший свою эффективность [1–4].

В зависимости от геолого-физических условий применения комплекс технологий ВПСД реализуется путем закачки в пласт композиции, включающей полимеры различного происхождения (химического синтеза, растительного или микробиологического), индукторы гелеобразования, а также в отдельных случаях предусмотрено применение наполнителей. В зависимости от реагентов, применяемых в составе, к основному названию добавлялся индекс: полиакриламид (ПАА), гуаровая камедь (ГУАР) и т.д.

В 2011 году специалистами нефтегазодобывающего управления «Ленингорскнефть» и отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть» было принято решение о применении технологии на сложнопостроенных объектах разработки НГДУ. На первом этапе основным горизонтом для применения был определен протвинский горизонт серпуховского яруса и башкирский ярус 303 залежи Ромашкинского месторождения.

По физико-литологическим характеристикам породы-коллекторы протвинского горизонта серпуховского

яруса относятся к коллекторам порово-трещинного, порово-кавернозно-трещинного типам. Участки пористо-кавернозных образований приурочены к зонам развитой сети макро- и микротрещин, раскрытость которых составляет до 0,5 мм.

Нефтенасыщенными являются пористые и проницаемые разности известняков и доломитов, развитые в основном в верхней части яруса. По площади они не выдержаны и часто замещаются плотными разностями, что обуславливает сложность строения залежей. Средняя пористость равна 15,9% (изменяется в пределах от 9% до 20%), нефтенасыщенность равна 0,79 (изменяется от 0,51 до 0,90), проницаемость определена по керновым данным и составляет 0,065 мкм², среднее значение общей толщины составило 40,0 м при интервалах изменения от 30,0 до 50,0 м, нефтенасыщенной – 5,6 м (изменяется от 1,0 до 17,0 м), а эффективной – 12,0 м (изменения в пределах от 5,0 до 20,0 м).

В связи с тем что основные объекты применения для ограничения водопритока – это отложения карбона с развитой системой трещин, специалистами было принято решение о применении технологии ВПСД (Гуар) – композиции на основе двух полимеров различного происхождения, обладающей наилучшими прочностными характеристиками на сдвиг. Кроме того, были проведены исследования влияния состава пластовой воды и воды для приготовления полимерных композиций на процесс гелеобразования, показавший стабильную устойчивость, образующихся гелевых систем в условиях промышленной реализации технологического процесса [5].

В 2011 году специалистами нефтегазодобывающего управления «Ленингорскнефть» и отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть» было принято решение о применении технологии на сложно-построенных объектах разработки НГДУ. Всего технология была реализована через 153 добывающие скважины НГДУ, на 01.05.2020 дополнительно добыто 109,3 тыс. т нефти. Удельная технологическая эффективность применения технологии составила в среднем 714,5 т/скв. Дополнительная добыча нефти на 1 т закачанного полимера в среднем составила свыше 1100 т, при средней стоимости одной обработки 462 тыс. руб.

На рисунке 1 представлена текущая дополнительная добыча нефти по скважинам в процентах от общей реализации в НГДУ.

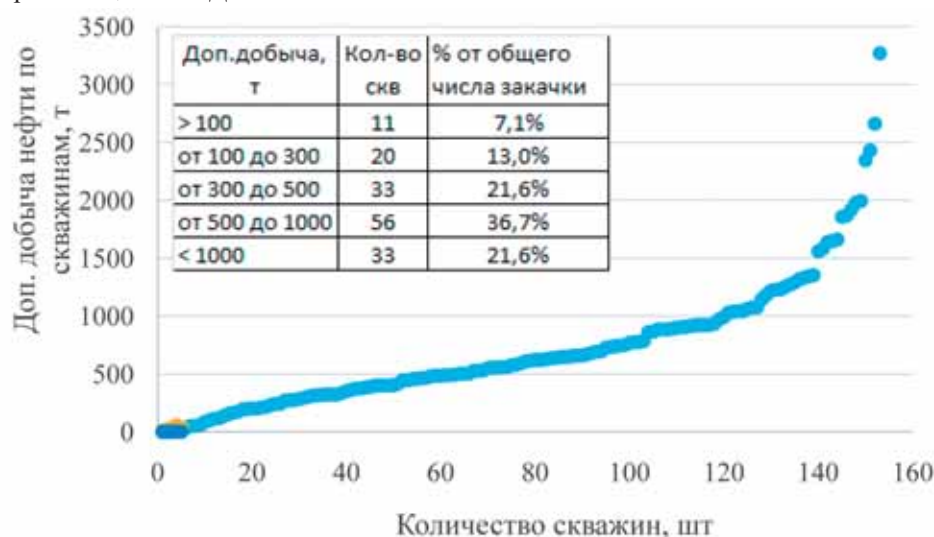


Рис. 1. Текущая дополнительная добыча нефти по скважинам в процентах от общей реализации в НГДУ.

Как видно из рисунка в 58% скважин значение дополнительной добычи составило более 500 т, что является высоким показателем при реализации технологических процессов через добывающий фонд.

Для примера на рисунке 2 показана динамика работы одной из добывающих скважин до и после закачки технологии ВПСД (Гуар).

В таблице 1 представлены обобщенные значения каждого определяемого параметра (дебита нефти и обводненности продукции), с привязкой к продуктивному горизонту, причем над чертой указан диапазон изменения параметра, а под чертой – его среднее значение. По результатам проведенного анализа можно сделать вывод о достаточно высокой технологической успешности технологии в условиях применения в НГДУ в отложениях карбона. В среднем достигается значительное сокращение обводненности продукции скважин и большой прирост дебита нефти.

Таким образом, анализируя опыт применения комплекса технологических решений для ограничения притока воды в добывающие скважины ВПСД НГДУ «Ленингорскнефть», можно сделать уверенный вывод о том, что правильный выбор состава, в зависимости от горно-геологических условий применения, является основным фактором, определяющим эффективность промышленной реализации технологий ограничения притока воды в добывающих скважинах. Совместная работа специалистов науки и производства, выбор гелеобразующего состава с использованием гуара (ВПСД (Гуар)), позволили достичь значимых результатов по увеличению эффективности разработки сложнопостроенных отложений карбона.

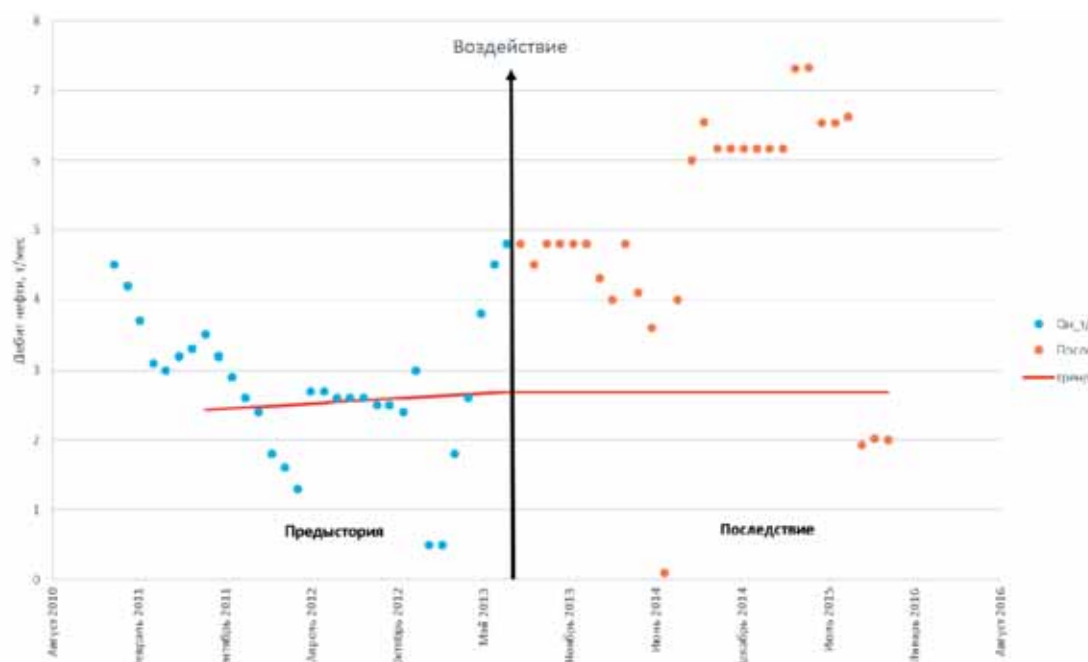


Рис. 2. Динамика добычи нефти до и после применения технологии ВПСД (Гуар) по методике «прямого счета».

Таблица 1

Результаты анализа закачки ВПСД (Гуар) по горизонтам

Параметр Пласт	ВПСД (Гуар)			
	Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %	
	до	после	до	после
C_1^{bb+rd}	$\underline{0-6,0}$ 0,926	$\underline{0,2-6,3}$ 2,81	$\underline{74,0-99,2}$ 94,6	$\underline{10,5-98,3}$ 68,2
D_1D_0	$\underline{0-0,1}$ 0,1	$\underline{1,7-1,9}$ 1,8	$\underline{98,4-99,0}$ 98,7	$\underline{79,9-83,2}$ 81,5
C_1^{pr}	$\underline{0-1,9}$ 0,1	$\underline{0-8,4}$ 2,524	$\underline{52,7-99,1}$ 96,6	$\underline{11,0-98,6}$ 64,08
C_2^b	$\underline{0-0,6}$ 0,12	$\underline{0,3-6,2}$ 2,613	$\underline{91,0-99,1}$ 98,1	$\underline{8,9-90,9}$ 58,26

Литература

1. Пат. 2382185 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22, С 09 К 8/90. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающих скважинах (варианты) [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой Ант.Н., Золотухина В.С., Латыпов Р.Р., Рахимова Ш.Г., Хисамов Р.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2009107789/03; заявл. 04.03.09; опубл. 20.02.10, Бюл. № 5.
2. Разработка и опыт применения новых высокопрочных полимерных систем для ограничения водопритока в добывающие скважины [Текст] / М.И. Амерханов, Ант.Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, В.С. Золотухина, В.Н. Лакомкин, О.И. Афанасьева // Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию ОАО «Татнефть», г. Казань, 8–10 сент. 2010 г. Казань: Фэн, 2010. С. 19–22.
3. Результаты применения технологии ограничения водопритока в добывающие скважины с использованием высокопрочных полимерных систем [Текст] / М.И. Амерханов, Ант.Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, А.Р. Разумов, В.И. Белов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. Вып. 80. С. 134–138.
4. Результаты применения комплекса технологий ВПСД для ограничения водопритока в добывающие скважины / Ант. Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, Э.П. Васильев, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2017. Вып. 85. С. 264–272.
5. Исследование влияния состава воды, используемой для приготовления полимерных композиций в промысловых условиях на процесс гелеобразования и стабильность геля / Ш.Г. Рахимова, Ант.Н. Береговой, Н.А. Князева, О.М. Андриянова // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 28–31.

МЕХАНИЗМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили

Институт проблем нефти и газа РАН г. Москва, ubgt@mail.ru

Нефть и газ относятся к числу важнейших невозобновляемых полезных ископаемых, освоение которых должно эффективно использоваться всеми государственно-коммерческими структурами общества.

Эффективность освоения запасов природных углеводородов может быть определена только на основе их технико-экономической оценки. Совершенно очевидно, что ни одна нефтяная компания не будет разрабатывать нерентабельные запасы. В связи с этим все большую значимость приобретает применение эффективных методов аналитических исследований в области технико-экономической оценки разработки месторождений нефти и газа.

С этой целью разработан комплексный научно-методический подход к экономической оценке запасов природных углеводородов в автоматизированном режиме, учитывающий все инвестиционные циклы нефтегазовых проектов.

В него входят экономические методики оценки извлекаемых запасов природных углеводородов как на стадии геологоразведки (экспресс-метод), так и на этапе составления технологических схем и проектов разработки месторождений нефти и газа (динамический метод) [1, 2].

При наличии исходной геолого-технологической информации, представляемой в динамике по годам разработки месторождений, применяются прогнозные модели экономической оценки в автоматизированном режиме [1, 2]. Модель основывается на информации, полученной на стадии гидродинамических расчетов. На этом этапе строятся динамические модели технико-экономических вычислений по вариантам разработки. В технико-экономическую оценку обычно включаются технологические варианты разработки, отличающиеся:

- 1) плотностью сетки скважин;
- 2) порядком и темпами разбуривания;
- 3) методами воздействия на залежь;
- 4) уровнями добываемой нефти и жидкости;
- 5) вводом из бурения добывающих и нагнетательных скважин;
- 6) объемом закачиваемой воды, реагентов;
- 7) способами эксплуатации и др.

Экономические вычисления предусматривают расчет в динамике выручки, капитальных и эксплуатационных затрат, налогов в составе себестоимости и в цене, а также определения основных оценочных критериев: чистого дисконтированного дохода, внутренней нормы рентабельности, индекса доходности инвестиций и срока окупаемости затрат.

Все варианты систем разработки подвергаются технико-экономической оценке по годам, этапам разработки, а также в целом за проектный срок с учетом особенностей сбыта продукции (внешнего и внутреннего рынка). В дальнейшем осуществляется технико-экономическое обоснование методов воздействия на пласты с целью наиболее эффективного извлечения из недр запасов природных углеводородов [1, 2].

Разработанные экономические методики послужили основой для создания отраслевой системы, способной настраиваться на различные алгоритмы расчета технико-экономических показателей с применением базы знаний предметной области в виде двудольных семантических сетей [3, 4].

Система проста в использовании и может интегрироваться с современными САПР по разработке месторождений.

Используемые в этой системе технологии соответствуют концептуальным основам интегрированных интеллектуальных информационных систем, обеспечивающих активное взаимодействие инженеров-системотехников с экспертами-прикладниками. При этом появляется возможность осуществлять весь процесс оптимизации с использованием прикладных баз знаний (БЗ), связанных с технологическими и экономическими базами данных (БД).

Применяемые функциональные семантические сети являются формой представления экспертных знаний для проведения и оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. Их можно представить в виде взаимосвязанных семантических графов (подсетей), которые обладают большой выразительностью, и, кроме того, с их помощью можно сформировать некоторую исходную базу для дальнейшего накопления знаний эксперта о решаемой задаче.

Структура сетей состоит из взаимосвязанных отдельных блоков. Каждый блок соответствует определенному классу, включающему множества семантических подсетей. При этом подсети содержат возможные варианты расчета технико-экономического показателя, указанного в блоке. Семантические сети явились основой для создания проблемно ориентированной базы знаний проблемной области, под которой понимаются расчетные модели технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений нефти и газа. База знаний связана с базой данных технико-экономических показателей. В базу данных входят нормативные экономические показатели и прогнозные технологические данные по вариантам разработки месторождений нефти и газа.

Технико-экономическая оценка нефтегазовых инвестиционных проектов предусматривает определение финансовой оценки месторождений природных углеводородов с максимизацией основных критериев эффективности. С учетом указанной цели проблемным остается выбор или синтез необходимой экономической модели на множестве имеющихся расчетных математических алгоритмов. Одним из возможных подходов для решения вышеуказанной задачи является применение интеллектуальных алгоритмов обработки экспертной информации с целью синтеза необходимой расчетной программы. Под интеллектуальными алгоритмами будем понимать управляющую структуру, входящую в автоматизированную систему, которая выполняет последовательность преобразований и операций на конечном множестве расчетных моделей с целью генерации расчетного кода и выбора оптимального варианта разработки месторождения.

Рассмотрим модель интеллектуального алгоритма для проведения оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. Пусть дана некоторая многокритериальная функция (*целевая функция*), зависящая от набора переменных – исходных геолого-технологических и экономических данных по вариантам разработки месторождений. Под переменными будем также понимать множество расчетных моделей, связанных с технологическими и экономическими данными. Эти модели представляются в виде двудольных семантических сетей – когнитивных карт, составляющих базу знаний предметной области.

Состав и содержание исходных данных может меняться во времени. При этом под аргументами многокритериальной функции будем понимать следующие критерии оценки: поток денежной наличности (CF), чистый дисконтированный доход инвестора (ЧДД), прибыль (П) и внутренняя норма рентабельности инвестиционного проекта (IRR). Зададим целевую функцию

$$F(CF, ЧДД, П, IRR) \rightarrow \max (1)$$

Предполагается, что целью задачи является формирование программного кода на основе интерпретации когнитивных карт семантической сети.

Значимость моделей определяется системой на основании целевой функции. На вход системы поступает множество исходных данных и расчетных технико-экономических моделей. Генерация расчетного кода происходит по алгоритму паросочетаний и алгоритма поиска в глубину. Переход на определенный уровень иерархии осуществляется до тех пор, пока структура модели не станет явной.

Результатом экономической оценки в автоматизированном режиме является выявление наиболее рационального варианта разработки месторождения, отвечающего критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно полного извлечения из пластов запасов нефти при соблюдении требований экологии, охраны недр и окружающей среды.

На рисунке 1 показана структура интеллектуального интерфейса.

Диалоговый интерфейс системы позволяет собирать, обрабатывать, хранить, анализировать и интерпретировать информацию об инвестиционном проекте с целью его технико-экономической оценки. Через интерфейс осуществляется доступ к *входной* информации (БД, БЗ, инструкции, шаблоны данных) и выходной информации в виде отчетных форм и пр. Обработанная системой информация в наглядной форме посылается пользователю-эксперту (лицу или лицам, принимающим решения) через посредничество инженера-системотехника. В системе существует механизм обратной связи, который контролируется экспертом, инженером-системотехником и программистом. Итерационный процесс принятия решений по инвестиционному проекту приводит пользователей системы к оптимальным и взаимосогласованным решениям на основании заложенных в систему технико-экономических моделей.

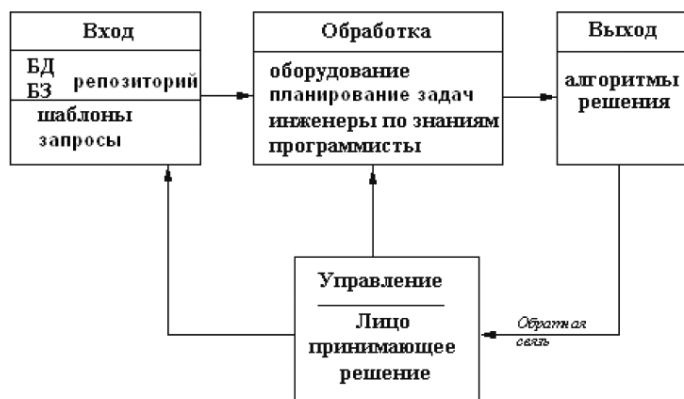


Рис. 1. Структура диалогового интерфейса.

По способу формирования решения система относится к классу аналитических систем, предполагающих выбор решений из множества известных альтернатив. При этом предполагается, что в процессе поиска решения последовательность формируемых ситуаций (алгоритмов) не оборвется до получения решения. По способу учета временного признака система решает задачи при изменяемых в процессе решения данных и знаниях с целью пересмотра в процессе решения полученных ранее результатов, а по виду используемых данных обрабатывает прогнозную технико-экономическую информацию. По числу используемых источников знаний система сориентирована на множество источников, которые являются альтернативными (множество миров) или дополняющими друг друга (кооперирующими).

На рисунке 2 представлена структура автоматизированной системы. Представим основные этапы работы системы.



Рис. 2. Структура автоматизированной системы.

На первом шаге с помощью планировщика вычислений производится обращение к базе данных, из которой считываются ссылки имен исходных данных. На втором шаге осуществляется обращение к библиотеке расчетных алгоритмов и устанавливаются связи с нелинейными процедурами. Планировщик вычислений анализирует эту информацию. Далее идет обращение к базе знаний и на основе алгоритмов сочетания пар и поиска в глубину выбираются те модели, которые необходимы для решения задачи. Затем автоматически формируется программный код, содержащий имена исходных переменных и расчетный алгоритм. Алгоритм сохраняется в виде файла на диск компьютера. На следующем шаге управление передается подсистеме проведения расчетов, которая внедряет программный код в систему электронных таблиц и производит расчет.

Актуальным является то, что система может быть применена для формирования оптимальных расчетов, на основании разработанного экономико-методического подхода, что в период цифровизации экономики и реформирования нефтегазодобывающего сектора России является крайне важным.

Доклад подготовлен по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академий наук на 2013–2021 годы. Раздел 9. Науки о Земле; направления фундаментальных исследований: 131. Геология месторождений углеводородного сырья, фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа, научные основы формирования сырьевой базы традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья и 132. Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья, в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)» № AAAA-A19-119013190038-2.

Литература

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. М.: Наука, 2006. 134 с.
2. Богаткина Ю.Г., Пономарева И.А., Еремин Н.А. Применение информационных технологий для экономической оценки нефтегазовых инвестиционных проектов. М.: Макс Пресс, 2017. 148 с.
3. Поспелов Г.С. Искусственный интеллект – основа новой информационной технологии. М: Наука, 1988. 280 с.
4. Трахтенгерц Э.А., Степин Ю.П., Андреев А.Ф. Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности. М.: СИНТЕГ, 2005. 592 с.

ЦИФРОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАК ИНСТРУМЕНТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Борисов^{1,2}, Abd Al Salam Al Khder¹, Е.М. Нуриева¹, Yousef Ibrahim¹

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, basgeo49@mail.ru

² Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

Наблюдаемая волатильность на современном мировом рынке нефтепродуктов, обусловленная в значительной степени проблемами глобализации и пандемией коронавируса, наносит определенный отпечаток на формирование новых парадигм в нефтяной геологии, главенствующую роль в которых, несомненно, играет развитие теории происхождения нефти и переоценка процессов формирования месторождений [1].

Шок, испытанный нефтяными биржами 20 апреля 2020 года от отрицательных цен (минус 37 \$ за баррель нефти!), требует пересмотра стратегии освоения не только месторождений сланцевой нефти [2], битумных залежей, но и традиционных месторождений с применяемыми технологиями вторичных и третичных методов воздействия на коллекторы [3]. Волатильность цены на нефть приводит к неустойчивости экономических параметров моделей и схем применения вторичных и третичных методов воздействия на коллекторы.

Существенные изменения за последние десятилетия наблюдаются в концепции поисков, разведки и разработки месторождений нефти [2]. Принципиально иную роль приобретают экономические аспекты освоения месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки [4]. В частности, к таковым относятся большинство месторождений Волго-Уральской НГП [5, 6] и Сирийской Арабской Республики [7].

Месторождения поздних стадий разработки, эксплуатируются, как правило, в течение нескольких десятилетий по геологическим моделям, созданным в период ввода месторождения в эксплуатацию. Актуализация схем разработки, осуществляемая на основе геолого-геофизической информации вновь пробуренных эксплуатационных скважин, как правило, не влечет за собой переоценку первоначальных геологических запасов месторождений. Моделирование месторождений с учетом их перестроения на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами [8] – явление крайне редкое в практике нефтедобычи.

В представленной работе на примере месторождения SAB Сирийской Арабской Республики показана значимость переоценки первоначальных геологических запасов месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки.

Для введенного в 1990-е годы в промышленную эксплуатацию нефтяное месторождение SAB Сирийской Арабской Республики [9] были определены, по данным разведочного и эксплуатационного бурения, начальные геологические запасы товарной нефти (НГЗТН). По опубликованным сведениям в Ежегодном международном обзоре запасов нефти (апрель 2004) средние цифры НГЗТН месторождения составляют 152,7 млн баррелей.

Представленное в докладе современное геологическое моделирование [10] месторождения SAB было выполнено на базе детального изучения петрофизических свойств коллекторов, литофациального анализа и уточненного тектонического строения с целью корректной геолого-экономической оценки надежности и рисков для извлекаемых запасов. В качестве инструмента моделирования использовался программный комплекс Petrel [11], калькулятор в модуле моделирования свойств, каротажные диаграммы и данные петрофизических измерений образцов керна.

На рисунке 1 представлена полученная 3 D модель распределения нефтегазонасыщенности по месторождению SAB. В соответствии с геологическими данными и на основе интерпретации сейсмических материалов, месторождение SAB разделено на три отдельных блока (Блок 101, Блок 102 и Блок 103), нефтенасыщенность коллекторов в которых весьма неравномерна (рис. 1).

Расчеты, определяющие начальные геологических нефтяные запасы, проводились для каждого блока месторождения SAB по всем дискретным трехмерным статическим моделям параметров (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.) с использованием полученных в процессе моделирования значений.

Рассчитанные по модельным данным общие объемы нефтеносных пород (ОНП) приведены в таблице 1.

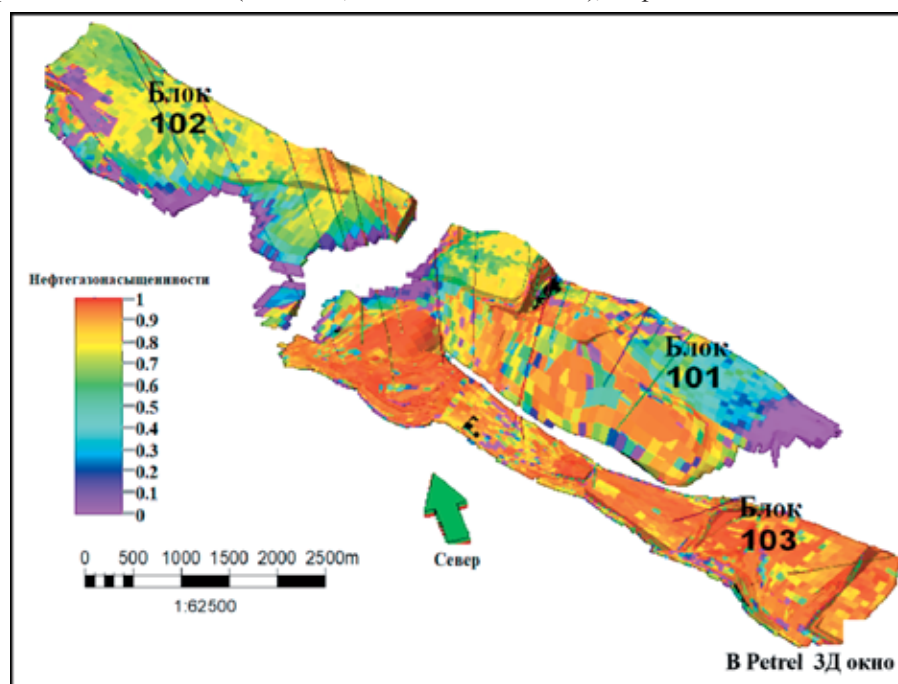


Рис. 1. 3 D модель распределения нефтегазонасыщенности по блокам 101/102/103 месторождения SAB.

Общий объем нефтеносных пород месторождения SAB

Блок	ОНП (км ³)		
	низкий	средний	высокий
Блок-101	295	373	475
Блок-102	334	403	516
Блок-103	343	375	457

Построенные статические модели нефтеносных толщ трех основных блоков месторождения SAB позволяют произвести перерасчет ранее определенных начальных геологических запасов товарной нефти с использованием детерминированного подхода [12].

Рассчитанные по новым моделям начальные геологические запасы товарной нефти (таблица 2) для Блока 101 составляют в среднем 48,9 млн баррелей с разбросом в пределах 36,7–62,4 млн баррелей. Это означает, что прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти уменьшились на 4,7 млн баррелей по сравнению с данными, приведенными в Ежегодном обзоре запасов нефти.

Таблица 2

Перерасчет начальных геологических запасов товарной нефти, месторождение SAB

НГЗТН Месторож- дения SAB	НГЗТН (млн баррелей) апрель 2004			Пересчитанные НГЗТН (млн баррелей)			Разброс (млн баррелей)		
	минималь- ный прогноз	в среднем	максималь- ный прогноз	минималь- ный прогноз	в среднем	макси- мальный прогноз	минималь- ный прогноз	в среднем	макси- мальный прогноз
Блок-101	36.3	53.6	79.8	36.7	48.9	62.4	+0.4	-4.7	-17.4
Блок-102	32.8	53.4	69.7	29.9	37.7	50.1	-2.9	-15.7	-19.6
Блок-103	37.7	45.7	59.0	40.1	48.2	59.0	+2.4	+2.5	0
Всего	106.8	152.7	208.5	106.7	134.8	171.5	-0.1	-17.9	-37.0

Пересчитанные прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти для Блока 102 составляют около 37,7 млн баррелей с разбросом в пределах 29,9–50,1 млн баррелей (максимальный прогноз). Это означает, что прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти уменьшились на 15,7 млн баррелей по сравнению с ранее утвержденными данными (таблица 2).

Пересчитанные прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти для Блока 103 составляют около 48,2 млн баррелей с разбросом в пределах 40,1 (минимальный прогноз) – 59,0 млн баррелей (максимальный прогноз). Это означает, что прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти увеличились на 2,5 млн баррелей по сравнению с данными, приведенными в Ежегодном обзоре запасов нефти (таблица 2).

Можно сделать вывод, что общие прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти по всему месторождению SAB, рассчитанные по новым данным геологического моделирования, составляют в среднем 134,8 млн баррелей с разбросом в пределах 106,7–171,5 млн баррелей. Это означает, что общие прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти уменьшились в среднем на 17,9 млн баррелей по сравнению с данными, приведенными в Ежегодном обзоре запасов нефти (апрель 2004), (таблица 2). Таким образом, в процентном выражении это составляет около 12%, что крайне важно при оценке экономических параметров дальнейшей разработки данного месторождения.

Основной объем нефти месторождения SAB находится в пласте Нижний SERJ, тогда как в пластах Верхний и Нижний MUS, Верхний SERJ содержится лишь небольшая доля (22%) от общих начальных геологических запасов товарной нефти (рис. 2). Подобное распределение объемов с учетом рассчитанного 12%-го уменьшения НГЗТН требует соответствующей корректировки поздней стадии разработки месторождения.

Полученные цифры минимальных значений НГЗТН, средние и максимальные, представленные в таблице 2, основаны на построенных дискретных моделях каждого блока с использованием детерминированного подхода. Для проверки достоверности построенных дискретных моделей был применен также вероятностный подход методом Монте-Карло [13]. В этом случае каждый подсчетный параметр (общий объем нефтеносных пород, коэффициент открытой пористости, коэффициент нефтенасыщенности, пересчетный коэффициент, плотность нефти в стандартных условиях) для объемного метода оценки запасов нефти рассматривается как случайная величина, а значение запасов – как функция этих случайных параметров.

Выполненный расчет с использованием вероятностного подхода («грубый метод Монте-Карло») показал, что общие прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти по всему месторождению SAB в этом случае в среднем составляют 138,8 млн баррелей с разбросом в пределах 107–171 млн баррелей. Это означает,

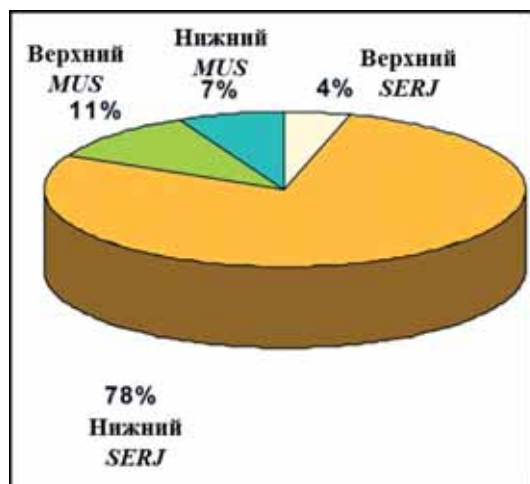


Рис. 2. Распределение прогнозных начальных геологических запасов товарной нефти месторождения SAB.

что общие прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти, рассчитанные по данным моделирования, уменьшились на 13,9 млн баррелей по сравнению с данными, приведенными в Ежегодном обзоре запасов нефти (апрель 2004).

Заключение

Полученная новая вероятностная оценка общих прогнозных начальных геологических запасов товарной нефти по всему месторождению SAB, выполненная на основе новых аналитических данных и построенных дискретных моделях, предполагает уменьшение запасов в среднем на 17,9 млн баррелей по сравнению с ранними, более оптимистическими цифрами, приведенными в Ежегодном обзоре запасов нефти (апрель 2004). Вновь рассчитанные общие прогнозные начальные геологические запасы товарной нефти по всему месторождению SAB составляют в среднем 134,8 млн баррелей с разбросом в пределах 106,7–171,5 млн баррелей. Полученная более актуальная оценка начальных геологических запасов месторождения SAB в процентном выражении примерно на 12% меньше ранее принятых цифр, что крайне важно для оценки экономических параметров и актуализации стратегии дальнейшей разработки данного месторождения.

Литература

1. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений / Р.Х. Муслимов, В.А. Трофимов, И.Н. Плотникова, Р.Р. Ибатуллин, Е.Ю. Горюнов // Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. 264 с.
2. Борисов А.С. Возможности разведочной геофизики при поисках и разведке углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан / Борисов А.С., Боровский М.Я., Плотникова И.Н. // Материалы Международной науч.-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы». – Казань, 2014. С. 173–176.
3. Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2009. 727 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) / Р.Х. Муслимов. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. 750 с.
5. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 т. / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. Казань: Изд-во ФЭН Академии наук РТ, 2007. Т. 1. 316 с.
6. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. В 2 т. / Под ред. проф. Р.Х. Муслимова. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. Т. 2. 524 с.
7. Al-Otri M. Evaluation of hydrocarbon potentials of the sedimentary basins in Syria. Evaluation of hydrocarbon potential in Arab sedimentary basins / M. Al-Otri, H. Ayed // E'cole Nationale Supérieure des pétroles et des Moteurs. France, 1999. Vol. 5. P. 215–366.
8. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Моделирование разработки нефтяных месторождений с учетом их перестроения на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 56–60.
9. Structure and evolution of the petroliferous Euphrates graben system, southeast Syria / R. Litak, M. Barazangi, G. Brew, T. Sawaf, A. Al-Imam, W. Al-Youssef // AAPG The American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 1998. Vol. 82. № 6. P. 1173–1190.
10. Закревский, К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО ИПЦ Маска, 2009.
11. Schlumberger, «Petrel Introduction Course,» Seismic-to-Simulation Software petrel introduction course, 2015.
12. Порохов Г.С. Математические методы моделирования в геологии. Санкт-Петербургский государственный горный институт, Санкт-Петербург, 2006. 223 с.
13. Алтунин А.Е. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях / А.Е. Алтунин, М.В. Семухин. Тюмень: Изд-во Тюмен. гос. уни-та, 2005. 220 с.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНЖИНИРИНГ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ВЕРХНЕЙ ТОЛЩЕ – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский, В.И. Богатов, В.Н. Филимонов, Е.Г. Фахрутдинов

ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru

В старых нефтедобывающих районах привлекает внимание верхняя карбонатно-терригенная толща, служащая [1, 2] резервом восполнения ресурсов углеводородов. К этому интервалу осадочных пород приурочены нетрадиционные источники углеводородного сырья, каковыми являются природные битумы и сверхвязкая нефть. Верхние звенья осадочного чехла характеризуются [1, 4, 13, 16] наличием водоносных горизонтов, используемых для водоснабжения нефтепромысловых регионов. Приповерхностные слои содержат [10, 11] общераспространенные полезные ископаемые, широко применяемые в народном хозяйстве, в частности, при строительстве скважин различного целевого назначения. В верхней части разреза (ВЧР) происходят активные экзогенные (карсто- и оползнеобразования) и техногенные (антропогенные) процессы, связанные с разработкой различных ископаемых, в том числе нефти и газа.

Отличительная черта строения верхних звеньев осадочного чехла – значительная изменчивость физических свойств горных пород как в вертикальном, так и латеральном направлениях. Такая неоднородность ВЧР создает [4] серьезные проблемы при изучении геофизическими методами глубоких горизонтов осадочного чехла и кристаллического фундамента. В то же время особенности строения и состава пород ВЧР могут указывать на наличие скоплений углеводородов и других полезных ископаемых в средних и нижних интервалах геологического разреза. В этой связи детальное изучение различных аспектов структуры и состава ВЧР нефтеперспективных регионов способствует [2, 4] получению информации, необходимой для решения целого ряда геологических и технологических задач.

Технологический инжиниринг требует применения геофизических исследований скважин на всех этапах и стадиях геологоразведочных и эксплуатационных работ. Реализация новой парадигмы развития нефтегазовой геологии предусматривает изучение как продуктивной, так и надпродуктивной толщ.

В настоящее время при изучении месторождений природных битумов (сверхвязких нефтей) уфимского терригенного комплекса применяются следующие методы геофизических исследований скважин [2, 3, 8, 9, 12, 14]:

- нейтронный каротаж (нейтронный гамма и компенсационно-нейтронный методы);
- гамма-каротаж;
- резистивиметрия;
- КС, ПС;
- индукционный каротаж;
- кавернометрия;
- боковой каротаж.

Методы НГК, ГК, КНК используются для получения информации об емкостных характеристиках коллекторов и расчленениях разреза. Кавернометрия и резистивиметрия призваны отражать технологические условия проведения каротажа и дают данные о диаметре скважины и сопротивлении промывочной жидкости. Электрометрия, в состав которой входят ПС, КС, БК, ИК, применяется для оценок удельного сопротивления пластов и характера их насыщенности.

При формальном подходе к данному набору методов ГИС комплекс должен решать [2, 3, 9, 12, 14] основные задачи нефтепромысловой геофизики:

- выделение пластов и оценка их коллекторских свойств (K_p , $K_{гп}$);
- оценка по значениям удельного сопротивления пласта коэффициента битумонасыщенности $K_{бит}$.

Значительные трудности [2, 4, 12, 14] возникают при прогнозировании вероятных причин обводнения продукции битумных скважин, которые для отложений уфимского яруса И.М. Климусин связывает с наличием водоносных прослоев и линз, залегающих в пределах битумонасыщенной части залежи. Предполагается возможное совместное залегание битума и свободной воды в поровом объеме коллектора.

А.И. Томашевская выделяет в качестве негативных причин, наряду с вышеуказанными, поступление воды по нарушениям в цементном камне или по зазору между цементным кольцом и породой из-за отсутствия надежного сцепления цемента с битумонасыщенными песчаниками. Такие случаи имеют место при испытании битумонасыщенных коллекторов в обсаженных скважинах, когда бурением вскрыты и нижележащие битумоводосодержащие и водоносные песчаники. Как правило, к подошве залежи возрастает трещиноватость пород, улучшается связь с подошвенными водами, которые дают притоки воды.

Для повышения эффективности работ при освоении битумных залежей, получения достоверных сведений об особенностях геологического строения и вследствие этого оптимального выбора объектов для испытаний и эксплуатации предлагается [2, 4, 5, 6, 12, 14] использовать данные межскважинной томографии. Метод основан на изучении упругих характеристик горных пород в пространстве между скважинами и связи их с физическими характеристиками среды путем сейсмического просвечивания межскважинного пространства.

Положительный опыт применения метода межскважинной сейсмотомографии (А.Г. Болгаров, А.П. Поляков,

2000; А.Г. Болгаров, 2002) для решения различных задач в области инженерной геологии, результаты опробования в условиях нефтегазовых месторождений Башкортостана и за рубежом являются предпосылкой эффективного использования метода для изучения строения месторождений сверхвязких нефтей Татарстана и контроля их разработки.

Перспективны совместное изучение кинематических и динамических параметров продольных и поперечных волн, распространяющихся в межскважинной среде, и расчет упруго-деформационных характеристик, позволяющих оценить коллекторские свойства битумосодержащих песчаников, тектонические и структурные особенности месторождений природных битумов, определить битумо-, водо- и газонасыщенность. Большими возможностями обладает межскважинное просвечивание при контроле за фронтом выработки продуктивного пласта горизонтальными скважинами.

Целесообразен поиск дополнительных источников информации о наличии скоплений сверхвязких нефтей в верхней части геологического разреза нефтеперспективных территорий.

Ф.Ф. Ахмадишиным, А.Я. Сулеймановым, Г.Л. Мусаевым предложено [7] поиск углеводородов в пермских отложениях осуществлять при бурении глубоких скважин. Рассматривается комплекс методов ГИС применительно к особенностям конструкции этих скважин. Отмечается, что используемая конструкция в интервале пермских отложений предусматривает кондуктор, который имеет критический диаметр (0,4 м) для проведения геофизических исследований скважин. Авторами [7] приведен пример геофизических исследований скважин в пермских отложениях Одиночного поднятия Соколкинского месторождения. В поисковой скважине 1057 в интервале 0–310 м до спуска в скважину 323,9 мм колонны кондуктора осуществлен каротаж в масштабе 1:200 следующими методами: инклинометрия, ГК, ННК, КС, ПС, БК, ИК, АК, кавернометрия, резистиветметрия и ЯМК.

По материалам ГИС выделены терригенные и карбонатные коллекторы, для которых определены петрофизические свойства. Указано, что проведенный набор методов недостаточен для выделения интервалов насыщенных углеводородами (УВ). Для определения коэффициентов нефте- и газонасыщенности следует дополнить [7] комплекс ГИС следующими методами: гамма-спектрометрией (ГК-С), гамма-гамма плотностным (ГГК_{пл}), углерод-кислородным (С/О каротаж). Рекомендуются, чтобы диаметр скважины при каротаже не превышал 215,9 мм. Предлагается в интервале пермских отложений бурить долотом 215,9 мм, провести вышеуказанный дополненный комплекс ГИС, с последующим расширением диаметра ствола скважины долотом 393,7 мм и обсадить кондуктором (323,9 мм) для продолжения бурения на нижележащие отложения.

Таким образом, можно будет получать важную информацию о насыщении пермских отложений углеводородами и определять коллекторские свойства выделенных интервалов.

Как известно [2], на ранних этапах выбора рационального комплекса ГИС на природные битумы апробировался для определения коэффициента нефтебитумонасыщения волновой диэлектрический каротаж (ВДК). Результаты опытно-методических работ на территории РТ свидетельствуют о достаточно высокой эффективности метода. Впоследствии ввиду отсутствия серийной аппаратуры [2] ВДК был исключен из комплекса. Для качественного выделения обводненных интервалов и повышения точности оценки битумонасыщения по данным ГИС в зоне ВБК (при низком битумонасыщении) целесообразно применение волнового диэлектрического метода [2, 12, 14].

Перспективно использование ядерно-физических методов в модификации гамма-спектрометрии ГК-С [8] и углерод-кислородного С/О каротажа [9].

В настоящее время актуален контроль за разработкой месторождений природных битумов и высоковязких нефтей. Существенно определение характера текущей и остаточной битумонасыщенности продуктивных коллекторов. Все большее значение для решения этой проблемы придается методу ИНГК-С и его модификации – углерод-кислородному каротажу (С/О-каротаж) [9].

Основная традиционная задача С/О-каротажа – разделение разрабатываемых терригенных коллекторов на нефтеносные и обводненные разности. Опыт применения С/О-каротажа как нового для терригенных битумонасыщенных коллекторов показывает [9] принципиальную возможность количественного определения коэффициента текущего битумонасыщения. Для успешного решения задачи контроля за выработкой запасов битумов (сверхвязких нефтей) в терригенных коллекторах с использованием ядерно-физических методов необходима их адаптация и тщательная петрофизическая настройка к геолого-технологическим условиям месторождений этих полезных ископаемых РТ.

Таким образом, на современном этапе для продуктивной толщи выделяются [12, 14] пути повышения эффективности геофизических исследований скважин на природные битумы (сверхвязкие нефти):

- успешное апробирование и широкое внедрение современной технологии межскважинной томографии позволит повысить эффективность геологоразведочных работ как на стадии подготовки, так и в процессах разработки месторождений природных битумов;
- разработка рационального комплекса ГИС для получения важной информации в иных горно-технологических условиях (скважины глубокого бурения);
- внедрение «новых» методов ГИС, опробованных на небольшом числе эталонных объектов и успешно применяющихся при изучении традиционных нефтей (гамма-спектрометрия, С/О-каротаж, ВИКИЗ, ВДК и др).

Территории деятельности нефтедобывающих компаний относятся к регионам с большой техногенной нагрузкой на экосистему. Здесь, как правило, расположено большое количество опасных в экологическом отношении произ-

водств, таких как товарные парки, ДНС, КНС, ГЗУ, глубокие скважины различного назначения, сеть трубопроводов. Очаги техногенного загрязнения подземных и поверхностных вод действуют на протяжении длительного времени (в Урало-Поволжье с 50-х гг. XX в.). Особенно важно предусмотреть и выявить негативные последствия нарушения конструктивных обязательств, предусмотренных проектами строительства скважин в верхней части разреза.

Природоохранная деятельность в районах разработки нефтяных месторождений предусматривает [1, 2, 4, 10, 11, 13, 15, 16] контроль за чистотой и сохранностью естественных запасов пресных вод. Большое внимание уделяется состоянию пластов, содержащих пресную воду и находящихся в пределах приповерхностной части разреза перекрытой кондуктором. Некачественное цементирование кондуктора в процессе строительства скважины создает предпосылки для возникновения межпластовых перетоков, следствием которых может быть:

- загрязнение и осолонение пресноводных пластов при прорыве вверх минерализованных вод из разрабатываемого интервала (восходящий переток);
- потери запасов пресных вод при их перетекании в нижележащие высокоминерализованные водоносные горизонты (нисходящий переток).

Выявление и определение направления межпластовых заколонных перетоков относится к важнейшим задачам контроля за разработкой нефтегазовых месторождений.

Для непосредственного выявления перетоков жидкости и газа по заколонному пространству во время исследований используются [1, 15] термические, радиоактивные и акустические методы. Термометрия – наиболее распространенный и информативный метод по выявлению заколонных перетоков. Однако, имеются трудности, не позволяющие однозначно определить интервал межпластового заколонного перетока в условиях скважины многоколонной конструкции в верхней части разреза. Это связано [1] со сложным характером теплового поля в интервале заколонного движения, разнообразием проявления температурных эффектов в скважине, различием в условиях проведения измерений.

Для повышения информативности и достоверности решения задачи диагностики заколонной среды в условиях скважины многоколонной конструкции в системе скважина-пласт разработана технология нестационарной термометрии для геолого-технологических условий верхней части разреза Волго-Уральского нефтегазового бассейна. Подробно методика нестационарной термометрии для диагностики заколонной среды скважин в верхней части разреза изложена в диссертационном обобщении В.В. Баженова [1]. Технологии и техника геофизических исследований скважин в приповерхностной (надпродуктивной) толще обстоятельно изложены [16] в методическом руководстве по каротажу гидрогеологических скважин.

В СМИ отмечается [11] «Исчерпаемые ресурсы – это не только углеводороды, леса или пресная вода; Земле грозит дефицит песка: спрос на него быстро растет, а запасы сокращаются». Так, в старом нефтедобывающем районе Российской Федерации – Татарстане, доля песчаных пород в общем объеме общераспространенных полезных ископаемых составляет 7-8%.

Причины дефицита песка – урбанизация и индустриализация / *Источник: Johannes Schwaerzler // CC0.* Песок превосходит по добыче и применению все ископаемые виды топлива и биомассу. В общем, после воздуха и воды это наиболее используемый человечеством природный ресурс. Три года назад сотрудники Программы ООН по окружающей среде (UNEP) пришли к выводу, что добыча песка и гравия «очень сильно превосходит темпы его природного возобновления» [11]. Бесконтрольная добыча песка вредит природе и самому человеку / *Источник: Anastasiya Malova // CC0.*

Комплексы, и технологии геофизических исследований скважин на песчаные и песчано-гравийные полезные ископаемые даны в соответствующих инструктивных требованиях и справочных пособиях [10, 13, 15, 16].

Технологический инжиниринг геофизических исследований скважин в верхней толще служит составной частью новой парадигмы развития нефтегазовой геологии.

Литература

1. Баженов В.В. Разработка методики нестационарной термометрии для диагностики заколонной среды в верхней части разреза скважин: на примере месторождений Республики Татарстан: дис. ... соискание уч. степени к.т.н. / Баженов Владимир Валентинович. Уфа: БГУ, 2007. 173 с.
2. Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2007. 247 с.
3. Новая технология определения емкостных свойств и коэффициента битумонасыщенности терригенных отложений уфимского яруса / Р.Н.Абдуллин, А.Р.Рахматуллина // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: Междунар. науч.-практ. конф. Казань: «Фэн» АН РТ, 2012. С. 35–37.
4. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. Казань: Изд-во ФЭН АН РТ, 2011. 228 с.
5. Детализация геологического строения битумных залежей / М.Я. Боровский, А.Г. Болгаров, И.Н. Файзуллин, С.И. Петров [и др.] // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии: Междунар. науч.-практ. конференция. СПб: ВНИГРИ, 2007. С. 301–304.

6. О возможности использования сейсмотомографии для выявления особенностей геологического строения битумных залежей / М.Я. Боровский, А.А. Ефимов, И.Н. Файзуллин, С.И. Петров [и др.] // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: Сб. докл. науч.-технич. конф., посвящ. 60-летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. С. 91–93.
7. Ахмадишин Ф.Ф. Поиск высоковязких нефтей в пермских отложениях при бурении глубоких скважин / Ф.Ф. Ахмадишин, А.Я. Сулейманов, Г.Л. Мусаев // Сб. науч. тр. Института ТатНИПИнефть, 82 вып. 2014 г. С. 240–242.
8. Кожевников Д.А., Лазуткина Н.Е., Петров Г.А. и др. Гамма-спектрометрия в комплексе ГИС при изучении битумных месторождений Татарстана // Геофизика. 2001. № 4. С. 82–86.
9. Особенности интерпретации комплекса ядерно-физических методов ГИС и перспективы его применения на месторождениях природных битумов высоковязких нефтей Республики Татарстан / Ахметов Б.Ф., Баженов В.В., Лимонова Л.И., Абдуллина Д.Р. // Геофизические, геохимические и петрофизические исследования и геологическое моделирование при поиске, разведке и контроле эксплуатации нефтегазовых месторождений: Труды междунар. науч.-практ. конф. (1–4 октября 2013 г., г. Бугульма, Республика Татарстан). М.: ВНИИгеосистем, 2013. С. 29–36.
10. Инструкция по проведению геофизических исследований рудных скважин. МЭПР РФ. 2000.
11. Боровский М.Я. Исчерпаемые ресурсы – не только пресная вода и углеводороды: Земле грозит дефицит песка / Боровский М.Я., Богатов В.И. // Сб. тр. IX Междунар. конгресса «Чистая вода. Казань». 19–21 сентября 2018 г. Казань: ООО «Новое знание», 2018. С.83–86.
12. Боровский М.Я. Геофизические исследования скважин в процессах освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, Р.З. Мухаметшин, В.Н. Филимонов, С.И. Петров, В.И. Богатов // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 45-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. Казань, 2018. С.92–93.
13. Боровский М.Я. Геофизические исследования в гидрогеологических скважинах / М.Я. Боровский, В.И. Богатов, В.Н. Филимонов, С.И. Петров // VII междунар. конгресс «Чистая вода. Казань». Казань: «Новое знание», 2016. С. 84–89.
14. Петров С.И., Мухаметшин Р.З., Борисов А.С., Боровский М.Я. Направления модельных работ в геофизических исследованиях скважин для повышения эффективности информационного обеспечения процессов освоения месторождений сверхвязкой нефти // Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений: материалы междунар. науч.-практ. конф. Казань: Слово, 2018. С.323–326.
15. Электроразведка: Справочник геофизика. М.: Недра, 1979. 518 с.
16. Методическое руководство по каротажу гидрогеологических скважин / Г.Е. Яковлев, М.Я. Боровский, С.И. Поляков, и др. // НПО «Репер». Казань. 2007. 135 с.

**РОЛЬ В.П. СТЕПАНОВА В СТАНОВЛЕНИИ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ГЕОЛОГИИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)**

М.Я. Боровский, В.И. Богатов

ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru

В 2020 году исполняется 90 лет со дня рождения ученого геофизика – выдающегося представителя Казанской геологической школы, доктора геолого-минералогических наук, Заслуженного геолога Республики Татарстан, основателя династии геофизиков – Владимира Павловича Степанова (1.10.1930 – 14.05.2004).

Более полувека связано с его научной и производственной деятельностью в структурных подразделениях треста «Татнефтегеофизика» и ПО «Татнефть». В 1954 г. В.П. Степанов был принят в Казанскую геофизическую экспедицию в качестве геофизика-оператора гравиметрической партии. В 1962 г. он назначается начальником только что созданной тематической партии. Под руководством В.П. Степанова осуществлялось обобщение результатов геофизических работ, проводившихся на территории Татарии и отдельных участках сопредельных регионов. В 1983 г. Владимира Павловича приглашают в Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (ТатНИПИнефть), где он впервые формирует лабораторию «Тектоники и геофизики». С 1994 г. по май 2004 г. В.П. Степанов – в составе научно-производственного центра «Геодинамика» Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть». В круг его научных интересов входит решение вопросов геодинамики, прогнозирование землетрясений, сейсмическая безопасность региона, районирование территории по степени активности экзогенных геологических процессов.



Подробно производственная и научная деятельность ученого дана [1–6] в биографических очерках.

В научных изысканиях В.П. Степанов стремился к детальнейшему изучению геологического строения, выявлению малоамплитудных и малоразмерных объектов, перспективных на углеводороды. Особое внимание ученый уделял картированию разрывных нарушений различного ранга, каналов и путей миграции и поступлению (подтока, подпитки) из недр в кристаллический фундамент и осадочный чехол нефтегазосодержащих флюидов, радиоактивных и рудосодержащих растворов.

Владимир Павлович выделял различные формы проявления диастрофизма земной коры. По его представлениям (1982–2005), «Под кольцевыми и линейными глубинными разломами понимают ослабленные структурные зоны повышенной трещиноватости и деформации земной коры, морфологически выраженные длительно формирующимися субвертикальными поверхностями тектонического перемещения горных масс». Кроме того, В.П. Степанов и В.П. Боронин подчеркивали (1981), что термин «разлом» служит для обозначения участков с повышенной минерализацией или повышенной трещиноватостью, разрывов с неустановленным характером перемещения их крыльев, тектонических глубинных структур».

Доктор геолого-минералогических наук широко использовал систему критериев для выделения и картирования тектонических нарушений по данным грави-магниторазведки: границы участков специфической морфологии геомагнитного поля и поля силы тяжести; зоны высоких горизонтальных градиентов (магнитные и гравитационные ступени); крутое и резкое ограничение магнитных аномалий. Изучение структуры геофизических полей позволяет в ряде случаев определить характер тектонических подвижек по разломным зонам.

Для выявления особенностей осадочного покрова, поиска небольших (мелких и мельчайших: по Р.Х. Муслимову, 2019; А.Э. Конторовичу, В.Р. Лившицу, 2018) месторождений рядом исследователей, в том числе В.П. Степановым, было инициировано с 1970-х годов проведение на территории центральных районов Волго-Уральского бассейна высокоточных гравиметрических и магнитометрических измерений. По В.П. Степанову, «Аэромагнитные и гравиразведочные работы выполнены в масштабе 1:25 000 с сечением изолиний соответственно через 2–5 нТл и 0,2–0,5 мГал. Высокоточные, гравиметрические съемки с плотностью наблюдений 10–12 координатных точек на 1 км² и точностью аномальных значений 0,06–0,08 мГал позволяют получать карты аномалий силы тяжести с сечением изоаномал через 0,2 мГал. Такие карты несут большую геологическую информацию для решения задач структурной геологии: трассирования тектонических нарушений, выявление блокового строения фундамента, картирования поднятий рифогенного типа и ведения прямых поисков углеводородного сырья.

Для повышения геологической эффективности поисков скоплений углеводородов В.П. Степановым было предложено на нефтеперспективных площадях Урало-Поволжья внедрить технологию «ГОНГ» (гравиметрическое обнаружение нефти и газа). Для ознакомления и внедрения в производственный процесс Владимиром Пав-

ловичем в Казанской геофизической экспедиции в конце 70-х начале 80-х годах прошлого века организован цикл лекций с участием автора теории «ГОНГ» к.т.н И.Н. Михайлова (г. Москва).

Специализированная геофизическая технология «ГОНГ», основанная на высокоразрешающей способности точных гравиметрических наблюдений, позволяет выявлять аномалии типа «залежь», наиболее перспективные для постановки более затратных методов (сейсморазведка, глубокое бурение).

При анализе изучаются профили Δg с целью нахождения нарушения «гладкости» поля, то есть зоны резкой смены градиента. При этом положительные аномалии считаются обусловленными структурным фактором, а отрицательные – возможным нефтесодержанием коллекторов. Наиболее перспективным участкам соответствуют положительные аномалии, осложненные в центре локальными минимумами. Выделенные перспективные участки подвергаются последующей отбраковке (определение аномалий, связанных с рельефом местности и неогеновыми отложениями, карстом). В результате интерпретации данных гравиметрической съемки строится прогнозная карта локальных структур и контуров нефтеносности.

В настоящее время технология «ГОНГ» широко используется при поисках и разведке скоплений углеводородов различного типа в регионах б. СССР.

В 90-х годах прошлого столетия В.П. Степанов с сотрудниками выявил новые структурные зоны осадочного чехла Татарстана – *ЛИСТРИЧЕСКИЕ РАЗЛОМЫ*. Отмечено «...что структурам горизонтального сжатия, образованным по листрическим поверхностям, ранее не придавалось значения, а несоответствие структурных планов объяснялось процессами многочисленных денудаций отдельных горизонтов и седиментационным «раздувом» мощностей осадков или колебательным движением разного знака фиксированного толка».

На базе представлений о природе листрических разломов В.П. Степановым, Р.Х. Муслимовым и др. разработан «Способ разведки нефтяных и газовых месторождений» для определения оптимального положения разведочных и эксплуатационных скважин. На основе комплекса исследований определяют направление листрических, ковшеобразных разломов от кристаллического фундамента по всей осадочной толще до верхнего картируемого горизонта и бурят наклонно-направленную разведочную скважину параллельно листрическому разлому, заложив ее в своде верхнего картируемого поднятия.

Широта и глубина исследований В.П. Степанова отражена в приводимом ниже списке основных научных трудов.

Список основных научных трудов В.П.Степанова

1. *Степанов В.П.* К вопросу о природе гравитационно-магнитных аномалий северной Татарии и прилегающих районов Удмуртии и Кировской области // Татарская нефть. Альметьевск, 1958. № 4. С. 10–14.
2. *Степанов В.П.* Геологическая интерпретация магнитных аномалий в условиях Татарской АССР // Материалы первой конференции молодых научных работников г. Казани. АН СССР: Секция геологическая. Казань, 1959. С. 83–88.
3. *Степанов В.П.* Магнитное аномальное поле Татарской АССР и его связь с геологическим строением // Известия АН СССР: Сер. геофизическая, 1960. № 5. С. 720–724.
4. *Степанов В.П.* О тектонике фундамента юго-восточной части Марийской АССР и Кировской области // Геология нефти и газа. 1960. № 9. С. 3941.
5. *Степанов В.П., Евграфов Н.С., Андреев В.Б.* Некоторые результаты наземных магнитометрических работ на территории Татарии // Геология нефти и газа, 1961. № 11. С. 56–59.
6. *Степанов В.П.* Об определении плотности пород, расположенных вблизи дневной поверхности при детальной гравиметрической разведке // Разведка и охрана недр. 1964. № 10. С. 39–12.
7. *Степанов В.П.* Тектоническое строение кристаллического фундамента Татарской АССР и прилегающих районов Марийской, Удмуртской АССР и Кировской области по данным геофизики и глубокого бурения // Дисс. канд. геол.-мин. наук. Москва: Московский ин-т нефтехимической и газовой промышленности, 1965 (диссертация представлена к защите).
8. *Степанов В.П., Кензин Ф.А., Сурков А.Д.* Тектоническое строение Северного купола Татарского свода по результатам геофизической разведки // Геология нефти и газа. 1965. № 9. С. 29–33.
9. *Степанов В.П., Субханкулова Д.Г.* Интерпретация аномалий U_{zzz} над вертикальными и наклонными пластами, намагниченными вертикально // Новое в полевой геофизической разведке на нефть и газ: Серия нефтегазовая геология и геофизика. 1965. С. 97–101.
10. *Степанов В.П., Братухина Р.Е.* Определение горизонтальной мощности и интенсивности намагничения горных пород по аномалиям U_{zzz} вертикальных пластов, намагниченных вертикально // Нефтегазовая геология и геофизика. 1966. № 2. С. 35–36.
11. *Кензин Ф.А., Аничкина М.К., Степанов В.П.* О поисках структур кристаллического фундамента гравиметрией // Нефтегазовая геология и геофизика. 1967. № 8. С. 24–29.
12. *Степанов В.П.* Применение детальных магнитных и гравиметрических съемок к изучению структурно-морфологического строения докембрийского фундамента (на примере Татарского свода и прилегающих районов) // Дис. ... канд. геол.-мин. наук. Москва: ВНИИГеофизика, 1968. 129 с.

13. Кензин Ф.А., Степанов В.П., Халабуда Э.П. Кристаллический фундамент Татарской АССР по данным крупномасштабного геологического картирования (на примере Нижнекамского нефтеносного района) //kSH
14. Обработка карт аномалий силы тяжести для геологической интерпретации с применением электронной цифровой машины Урал-1 / В.П. Степанов, Н.Г. Соколова, В.В. Дорофеев, Г.А. Бахтизин // Нефтегазовая геология и геофизика. 1968. № 1. С. 38–43.
15. Кензин Ф.А., Тимошенков Э.Ф., Степанов В.П. Структура поверхности кристаллического фундамента северо-западной части территории Татарской АССР // Советская геология. 1969. № 7. С. 51–59.
16. Степанов В.П., Дорофеев В.В., Стефанов И.Н. Вычисление и трансформация аномалий силы тяжести с переменной плотностью промежуточного слоя при помощи электронных цифровых машин // Разведочная геофизика. 1970. Вып. 37. С. 72–81.
17. Степанов В.П., Кензин Ф.А. Изучение блокового строения кристаллического фундамента статистическим методом обработки результатов детальных гравиметрических и аэромагнитных съемок // Нефтегазовая геология и геофизика: ВНИИОЭНГ. 1970. Вып. 1. С. 713.
18. Степанов В.П., Кензин Ф.А. Перспективы геофизических работ в Чувашской АССР // Геология нефти и газа. 1970. № 5. С. 57–60.
19. Халабуда Э.П., Кензин Ф.А., Степанов В.П. Перспективы и направления геофизических работ в Камско-Кинельской системе прогибов // Геология нефти и газа. 1972. № 2. С. 25–29.
20. Березкин В.М., Пушкина Л.Я., Степанов В.П. Определение плотности поверхностных пород Татарии по данным сейсмокаротажа структурных скважин // Разведочная геофизика. 1974. Вып. 63. С. 103–106.
21. Мансурова Р.Е., Степанов В.П. О применении аэромагнитных данных для изучения структурно-морфологического строения фундамента платформенных областей // Геология: Сб. аспирантских работ. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1974. С. 45–55.
22. Степанов В.П. Геологическая интерпретация магнитных аномалий методом корреляции // Нефтепоисковые геофизические исследования на территории Татарии. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1974. С. 86–93.
23. Тимошенков Э.Ф., Степанов В.П. Татарский свод (Татарская АССР) // Физические свойства осадочного чехла Восточно-Европейской платформы / Под ред. Н.В. Подобы и М.Л. Озерской. М.: Недра, 1975. С. 179–187.
24. Степанов В.П., Кензин Ф.А. Применение комплекса геофизических исследований для изучения тектоники кристаллического фундамента западных областей Русской платформы // Разведочная геофизика. 1976. Вып. 72. С. 131–139.
25. Березкин В.М., Докучаева Н.А., Степанов В.П. Вычисление гравитационного влияния рыхлых отложений по данным многомерного регрессионного анализа // Разведочная геофизика. 1977. Вып. 76. С. 102–107.
26. Перспективы нефтеносности северо-востока Татарии / Е.П. Грунис, Б.Л. Гольштейн, Г.М. Донов, В.П. Степанов, Б.В. Семакин // Нефтегазовая геология и геофизика. 1977. № 10. С. 22–26.
27. Тимошенков Э.Ф., Степанов В.П., Грунис Е.Б. Структура поверхности кристаллического фундамента Шарлыкского выступа // Геология нефти и газа. 1978. № 1. С. 71–75.
28. Степанов В.П., Богатов В.И. Применение грави- и электроразведки для изучения геологического строения прибортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов // Геология нефти и газа. 1979. № 11. С. 25–30.
29. Грунис Е.Б., Степанов В.П., Тимошенков Э.Ф. Результаты применения геофизических исследований при картировании поверхности кристаллического фундамента Куйбышевской области // Геология нефти и газа. 1980. № 1. С. 49–53.
30. Мустафина И.Ф., Степанов В.П. Применение результатов электрического и сейсмического каротажа для изучения плотности горных пород в прибортовых зонах // Нефтегазовая геология и геофизика. 1980. Вып. 3. С. 31–36.
31. О связи рифогенных поднятий с кольцевыми структурами земной коры / В.П. Степанов, В.П. Боронин, В.И. Богатов, Н.А. Докучаева, М.К. Аничкина // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Сб. научн. тр. Пермь, 1981. С. 111–119.
32. Распределение плотностей пород осадочного чехла в Татарии и возможности поисков локальных структур гравиразведкой в Камско-Кинельской системе прогибов / С.С. Эллерн, В.П. Степанов, Э.П. Халабуда, В.В. Дорофеев // Изв. высш. учеб. завед.: Геология и разведка. 1981. № 1. С. 12–18.
33. Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л. Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии / Под ред. В.П. Боронина. Казань: Изд-во КГУ, 1982. 200 с.
34. Степанов В.П., Богатов В.И., Докучаева Н.А. Кольцевые вулcano-тектонические структуры Татарии – новый объект поисков месторождений нефти // Геология нефти и газа. 1982. № 2. С.36–42.
35. Степанов В.П., Боронин В.П., Докучаева Н.А., Богатов В.И., Степанов А.В. Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы /Под ред. В. П. Боронина. Казань: Изд-во КГУ, 1983. 98 с.
36. Stepanov V. P., Bogatov V. I., Dokuchayeva N. A. Volcano-tectonic ring structures of Tatarstan: a new target in the search for oil // International Geology Review. 1983. V. 25. № 1. P. 79–84.
37. Об определении плотности по минералогическому составу пород / М.К. Аничкина, В.П. Боронин, В.П. Степанов, Б.Г. Яковлев // Геофизические методы поисков и разведки рудных и нерудных месторождений: Межвузов. тем. сб. Свердловск, 1985. С. 48–51.

38. Степанов В.П., Боронин В.П. О выявлении рифогенных поднятий методами гравиразведки и магнито-разведки // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб. научн. тр. Пермь, 1985. С. 16–19.
39. Боронин В.П., Гольштейн Б.Л., Степанов В.П., Семакин Б.В., Халабуда Э.П. Геофизические поиски рифогенных залежей нефти / Под ред. В.П.Боронина. Казань: Изд-во КГУ, 1986. 183 с.
40. Новые геолого-геофизические данные о Бавлинских надвигах / М.А. Камалетдинов, В.П. Степанов, И.Х. Кавеев, В.И. Богатов, Д.В. Постников // Докембрий и палеозой Южного Урала: Сб. научн. трудов: Изд. АН БФАН СССР. Уфа, 1986. С. 93–96.
41. Близеев А.Б., Муслимов Р.Х., Степанов В.П. Перспективы выявления газовых залежей в зонах разломов на северо-востоке Татарии // Нефтегазовая геология и геофизика. 1987. № 6. С. 6–10.
42. Муслимов Р.Х., Степанов В.П., Абдуллин Н.Г. Геологическое строение кристаллического фундамента Татарии и перспективы его дальнейшего изучения // Пути повышения геолого-разведочных работ в ТАССР: Тр. ТатНИПИнефть. Бугульма, 1987. Вып. 60. С. 6–20.
43. Порода-коллекторы кристаллического фундамента Татарии / А.Б. Близеев, К.Н. Доронкин, В.П. Степанов, Р.Х. Муслимов // Геология нефти и газа. – 1987.-№7.-С. 30-34.
44. Близеев А.Б., Боронин В.П., Степанов В.П. Петрографическая характеристика архейско-протерозойских образований Южно-Татарского свода // Геолого-геофизические исследования и разработки. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1988. С. 64–73.
45. Боронин В.П., Близеев А.Б., Степанов В.П. О выделении аномалиеобразующих объектов в разрезе глубокой скважины в Татарии // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб. научн. трудов. Пермь, 1988. С. 85–89
46. Неволин Н.В., Козлова Е.В., Березина Г.А., Степанов В.П. и др. Геофизическая характеристика и тектоника нефтегазоносных провинций Средней Азии и Европейской части СССР / Под ред. Н.В. Неволлина. М.: Недра, 1988. 189 с.
47. Выявление нефтегазоносных структур сейсморазведкой МОГТ при несоответствии структурных планов а сложных сейсмогеологических условиях / В.П. Степанов, Л.П. Павлова, С.Ю. Ненароков, Н.Г. Абдуллин, В.В. Дорофеев // Тат. межотраслевой территор. центр научн.-техн. инф. и пропаганды: Информационный листок № 311–88. Казань, 1988.
48. Прогнозирование локальных поднятий и их нефтегазоносности на склонах Южно-Татарского свода / В.П. Степанов, Н.Г. Абдуллин, Ю.А. Власов, Р.Х. Муслимов//Геология нефти и газа. 1988. № 2. С. 34–37.
49. Степанов В.П. Структура поверхности Акташско-Ново-Елховского валообразного поднятия // Геологические и технологические особенности заложения Ново-Елховской сверхглубокой скв. 20009: Тез. докл. научн.-тех. конференции. Альметьевск, 1988. С. 16–20.
50. Степанов В.П., Абдуллин Н.Г., Степанов И.В. О возможности генерации нефти и газа в зонах поддвига плит // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений: Тр. ТатНИПИнефть. Бугульма, 1988. Вып. 62. С. 134–145.
51. Кавеев И.Х., Степанов В.П., Булгаков В.Ю. Тектонические особенности зоны местных землетрясений Татарского свода // Шарьирование и геологические процессы: Тез. докл. научн. сессии Ин-та геологии БНЦ УРО АН СССР. Уфа, 1989. С. 17–18.
52. Муслимов Р.Х., Ненароков С.Ю., Степанов В.П. Связь залежей нефти и газа с докембрийским фундаментом // Исследования и разработки по неорганическому направлению нефтяной геологии (Кудрявцевские чтения): Тр. ВНИГРИ. Л., 1989. С. 128–136.
53. О надвиговой природе Кандызского блока фундамента / А.Б. Близеев, Л.П. Павлова, Н.С. Гатиятуллин, В.П. Степанов // Шарьирование и геологические процессы: Тез. докл. научн. сессии Ин-та геологии БНЦ УРО АН СССР. Уфа, 1989. С. 15–16.
54. Близеев А.Б., Боронин В.П., Степанов В.П. Выделение пород-коллекторов по данным термических исследований в глубоких скважинах Татарского свода // Геофизические исследования в Татарии и сопредельных областях. Изд-во Казанского ун-та, 1990.-С. 138-144.
55. Близеев А.Б., Степанов В.П. Анализ эмпирических законов распределения плотности метаморфических образований Татарского свода // Докембрий Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1990. С. 66–72.
56. Камалетдинов М.А., Степанов В.П., Жуков И.М., Кавеев И.Х., Постников Д.В. Шарьяжно-надвиговая тектоника Волго-Уральской области. /Под ред. Т.Т.Казанцева М.: Наука, 1990. 149 с.
57. Листрические разломы новые структурные зоны осадочного чехла Татарии / В.П. Степанов, Л.П. Павлова, Н.Г. Абдуллин, С.Ю. Ненароков // Геология нефти и газа. 1990. № 8. С. 6–10.
58. Павлова Л.П., Степанов В.П., Шайхутдинов Р.С. Влияние рельефа фундамента на размещение пород-коллекторов и ловушек нефти в отложениях среднего девона восточной Татарии // Геоморфология. Изд. АН СССР, 1990. № 1. С. 68–71.
59. Разуплотненные, трещиноватые породы фундамента коллекторы нефти и газа на больших глубинах / А.Б. Близеев, В.П. Степанов, Р.Н. Дияшев, В.Г. Изотов // Докембрий Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1990. С. 39–45.

60. Степанов В.П. Геологическое строение кристаллического фундамента Татарии по данным бурения и геофизической разведки // Докембрий востока Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1990. С. 15–29.
61. Степанов В.П. Кристаллический фундамент северной части Куйбышевской области по данным геолого-геофизического картирования // Докембрий Русской плиты. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1990. С. 56–66.
62. Степанов В.П., Павлова Л.П., Абдуллин Н.Г. Тектоническое строение и перспективы нефтеносности Улеминского вала // Геология нефти и газа. 1990. № 4. С. 14–17.
63. Степанов В.П., Степанов И.В. Уральский палеорифт генератор нефти и газа в Татарии и Башкирии // Тектоника, палеомагнетизм и магнетизм горных пород: Сб. научн. тр. Уфа: Изд-во БНЦ УРО АН СССР, 1990. С. 50–58.
64. Кавеев И.Х., Степанов В.П. Изучение глубинных неоднородностей и нефтегазосности складчатого фундамента // Докембрий востока Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1991. С. 33–41.
65. Степанов В.П. Взаимосвязь залежей нефти и газа в Татарии с разломами фундамента // Докембрий Русской плиты. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1991. С. 52–61.
66. Сейсмическая неоднородность надвигов фундамента Татарского свода Восточно-Европейской платформы / М.А. Камалетдинов, И.Х. Кавеев, В.А. Трофимов, В.П. Степанов // Шарьирование и геологические процессы: УНЦ РАН: Ин-т Геологии. Уфа, 1992. С. 130–135.
67. Степанов В.П., Баранов В.В., Степанов А.В. Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарстана с нефтепоисковыми целями // Геоинформатика. 1995. № 3. С. 64–68.
68. Геолого-геофизическое обоснование сейсмогенных зон Татарстана / В.П. Степанов, К.М. Мирзоев, Р.Х. Муслимов, Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов // Недра Поволжья и Прикаспия. Саратов, 1996. Вып.13. С. 67–73.
69. Способ разведки нефтяных и газовых месторождений / Р.Н. Дияшев, Р.Х. Муслимов, В.П. Степанов, В.В. Дорофеев // Патент на изобретение № 2066470: Описание изобретения к патенту Российской Федерации: ВНИИПИ. М., 1996. С. 1–8.
70. Важнейшие разломы и сейсмичность территории Татарстана / В.П. Степанов, К.М. Мирзоев, Е.А. Тарасов, Р.Н. Гатиятуллин, А.В. Степанов, И.В. Степанов // Современные проблемы шарьяжно-надвиговой тектоники: Тез. докл. научн. сессии: УНЦ РАН: Ин-т Геологии. Уфа, 1997. С. 102–105.
71. Важнейшие разломы и сейсмичность территории Татарстана / В.П. Степанов, К.М. Мирзоев, Е.А. Тарасов, Р.Н. Гатиятуллин, А.В. Степанов, И.В. Степанов // Мониторинг геологической среды: эндогенные и экзогенные процессы: Первая Всероссийская конференция: Тез. докладов. Казань, 1997. С. 29.
72. Основные сейсмогенерирующие разломы Татарстана как объекты мониторинга землетрясений / К.М. Мирзоев, В.П. Степанов, А.В. Степанов, И.В. Степанов, Р.Н. Гатиятуллин // Мониторинг. 1997. № 3. С. 55–61.
73. Важнейшие разломы и сейсмичность территории Татарстана / В.П. Степанов, К.М. Мирзоев, Е.А. Тарасов, Р.Н. Гатиятуллин, А.В. Степанов, И.В. Степанов // Известия отделения наук о земле и экологии: АН Республ. Башкортостан. Уфа, 1998. № 3. С. 126–135.
74. Возбужденная сейсмичность Ромашкинского месторождения нефти в Татарстане / К.М. Мирзоев, В.П. Степанов, Р.Н. Гатиятуллин, А.А. Лукк, С.Л. Юнга // Геодинамика и геоэкология: Материалы междунар. конф. Архангельск, 1999. С. 254–256.
75. Основные принципы трассирования активных разломов территории Татарстана по комплексу геолого-геофизических данных / В.П. Степанов, К.М. Мирзоев, Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, Р.Н. Гатиятуллин, А.В. Степанов // Геодинамика и геоэкология: Материалы междунар. конф. Архангельск, 1999. С. 346–347.
76. Степанов В.П. Разломная тектоника кристаллического фундамента восточной части Волжско-Камской антеклизы и ее взаимоотношение со структурой осадочных толщ (по данным геолого-геофизических методов) // Дисс. докт. геол.-мин. наук. Казань: КГУ, 2002. 487 с.
77. Степанов В.П. Гравиметрические и магнитометрические съемки в Татарстане: история и направления работ // Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан; Сборник статей, посвященный 15-летию РГГП «Татарстангеология» / Под ред. В.Н. Соколова, М.Я. Боровского, Р.Х. Сунгатуллина. Казань, Изд-во КГУ, 2002. С. 128–132.
78. Степанов В.П., Степанов И.В. Изучение петрографического состава пород кристаллического фундамента Татарстана по отношению значений величин их магнитной восприимчивости и плотности // Сборник статей, посвященный 15-летию РГГП «Татарстангеология» / Под редакцией В.Н. Соколова, М.Я. Боровского, Р.Х. Сунгатуллина. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2002.
79. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника / Под ред. Б.В. Бурова, Н.К. Есауловой, В.С. Губоревой. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
80. Степанов В.П., Якимов А.С., Боровский М.Я., Богатов В.И., Степанов А.В., Степанов И.В. Прогнозирование надвиговых зон магнито-, грави- и электроразведкой. Геология нефти и газа. 2003. № 5. С. 52–57.
81. Степанов В.П., Якимов А.С., Боровский М.Я., Степанов А.В., Степанов И.В., Богатов В.И. О новых путях поисков структур в осадочном чехле Южно-Татарского свода. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 7. С. 29–30.
82. Степанов В.П., Мирзоев К.М., Степанов А.В. Методические основы построения карт глобальной трещи-

новатости земной коры способом детальной обработки данных магнитных аномалий на примере Татарстана /Под ред. Р.Х. Муслимова, Н.С. Гатиятуллина. Казань: Изд-во «Плутон», 2005. 84 с.

83. Степанов В.П., Степанов А.В., Степанов И.В. Методология изучения кристаллического фундамента и осадочного чехла Волжско-Камской антеклизы по комплексу геолого-геофизических данных / Под ред. М. Я. Боровского. Казань: Изд-во «Плутон», 2005. 428.

Оценивая роль доктора геолого-минералогических наук Владимира Павловича Степанова в становлении новой парадигмы развития нефтегазовой геологии, можно сказать, что все разработки ученого были направлены на повышение эффективности изучения особенностей геолого-геофизического строения, выявление каналов миграции нефтегазосодержащих флюидов (зоны подтока, подпитки) и поиск мелких и мельчайших объектов, перспективных на углеводороды.

Литература

1. Степанов В.П. Гравиметрические и магнитометрические съемки в Татарстане: история и направления работ // Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан: Сборник статей, посвященный 15-летию РГГП «Татарстангеология» /Под ред. В.Н. Соколова, М.Я. Боровского. Р.Х. Сунгатуллина. Казань: Изд-во КГУ, 2002. С. 128–132.

2. Памяти Владимира Павловича Степанова // Георесурсы 1(18), 2006. С. 48.

3. Боровский М.Я. Владимир Павлович Степанов – выдающийся представитель Казанской геофизической школы // Сборник статей, посвященный 60-летию ООО «ТНГ-Казаньгеофизика». 2014.

4. Боровский М.Я., Богатов В.И. Полевая геофизика в гидрогеоэкологических исследованиях и поисках полезных ископаемых в Республике Татарстан // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Сборник научных трудов. Пермь, 2019. С. 51–58.

5. Боровский М.Я., Богатов В.И. В.П. СТЕПАНОВ более полувека в геофизических изысканиях // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики Сборник научных трудов. Пермь, 2019. С. 59–65.

6. Боровский М.Я., Богатов В.И. Наш земляк Владимир Павлович Степанов – новатор геофизического изучения кристаллического фундамента Волжско-Камской антеклизы // Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента: Материалы Международной науч. практ. конф. Казань: Изд-во «Ихлас», 2019. С.144–146.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА НА ЭТАПАХ РАЗВИТИЯ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский¹, А.С. Борисов², С.В. Шакуро³, В.И. Богатов¹, В.Н. Филимонов¹, Е.Г. Фахрутдинов²

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, micbor1913@mail.ru

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород

Технологический инжиниринг освоения месторождений углеводородов требует применения методов геофизической разведки от подготовки к разработке, в том числе с применением МУН, до контроля за процессами эксплуатации и на стадии консервации объекта. Целесообразны рационально-рентабельные комплексы геофизических методов на различных этапах геологоразведочного цикла.

Эффективная разработка месторождений нефти и природных битумов с применением горизонтальных скважин (ГС) обуславливает необходимость наиболее полного представления о геологическом строении объекта (месторождения, участка, залежи). Сложность выбора мест заложения и определения направления проходки горизонтальных и наклонных стволов значительно возрастает на малоизученных участках и требует привлечения большего объема информации. Высокая стоимость геолого-геофизических исследований, осуществляющих информационное обеспечение различных этапов и стадий освоения нефтяных месторождений с применением горизонтальных технологий, а также значительная техногенная нагрузка на природную среду обуславливают целесообразность поиска инновационных решений.

Принятие верного управленческого решения возможно на базе оптимизации бурения ГС, которая обеспечивается [1,2,3,4] за счет:

1. Максимального выявления неоднородностей геологического разреза (разломы, зоны трещиноватости, врезь, карст и т.д.);
2. Уточнения и детализации контуров нефтебитумоносности;
3. Повышения достоверности картирования поверхности основных целевых горизонтов и границ литологического замещения продуктивных пластов.

Решение первой задачи, как показано ранее [Боровский, Мухаметшин, 1998; 1,2,3,4], может быть осуществлено на основе использования традиционных геофизических методов, проводимых с максимально плотной сетью наблюдений.

- Сейсморазведка 3D, 2D (сеть 3–4 пог.км/км²) – картирование каменноугольных эрозионных врезов, зон повышенной трещиноватости осадочного покрова, разломов фундамента.
- Высокоточная гравиметрия (сеть 50Ч50-100 м) – трассирование зон интенсивной трещиноватости, неогенные врезы.
- Аэрокосмогеологические исследования.
- Перспективно [1,4,5,6] использование недорогих малоглубинных геофизических методов, в частности, электроразведки в модификации круговых вертикальных электрических зондирований, электротомографии, сейсморазведки методами преломленных волн и ОГТ.

Следующий аспект – детализация контуров нефтеносности – базируется на нетрадиционной методологии.

– Сочетание геофизических и геохимических методов (ГГХМ). Физико-геологические предпосылки впервые обоснованы Р.С. Сейфуллиным и И.В. Хавензон (1973) и получили научно-практическое развитие в исследованиях Э.К. Швыдкина и его учеников. Комплекс, включающий высокоточную магниторазведку, электроразведку естественных потенциалов, геохимию солей металлов и углеводородных газов, реализован в Татарском геологоразведочном управлении и ООО «ТНГ-Казаньгеофизика» при оценке нефтеперспективности площадей и объектов для выбора мест заложения вертикальных скважин.

– Использование данных высокоточной гравиразведки с рассмотрением [1,2,3,4,7] тонкой структуры распределения поля силы тяжести.

– Уточнение контуров залежей нефти с помощью [8] (ТГРУ ПАО «Татнефть») нейрокомпьютерной системы «НЕЙРОСЕЙСМ».

Решение третьей задачи – повышение достоверности структурных построений – обеспечивается за счет выполнения вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Повышение разрешающей способности исследований в 3–5 раз по сравнению с наземной сейсморазведкой позволяет [2,7] прослеживать границы между основными целевыми горизонтами, выявлять малоразмерные ловушки, надежно выделять тектонические нарушения. Важное преимущество неперодольного ВСП (НВСП) – возможность проведения работ в сжатые сроки и практически по любым направлениям от скважины, что позволяет оперативно корректировать точки заложения последующих скважин. Выполненные на территории Татарстана исследования методом ВСП показали [2,7] их высокую эффективность.

В современных условиях в связи с необходимостью повышения эффективности выработки запасов нефти целесообразна следующая концепция геолого-геофизической подготовки нефтяных месторождений к горизонтальному бурению:

1. Постановка сейсморазведочных работ 3D, высокоточных гравиметрических наблюдений, аэрокосмогеологических исследований, методов малоглубинной геофизики.
2. Проведение комплекса ГГХМ; переинтерпретация данных МОГТ с использованием искусственных нейросетей и других передовых методик.
3. Выбор из имеющихся или бурение новых скважин для постановки ВСП; проведение вертикального сейсмопрофилирования.
4. Комплексная интерпретация данных для выбора оптимальной траектории проводки горизонтальной скважины.

Одним из наиболее успешных технологических решений, применяемых для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородного сырья, служит гидравлический разрыв продуктивного пласта (ГРП, фрекинг). Данный процесс сопровождается [9,10,11] активным антропогенным вмешательством в геологическую среду, приводящим в ряде случаев к негативным последствиям.

Производство ГРП требует концентрации на ограниченной по площадным размерам территории большого количества автотранспорта с большой грузоподъемностью, а также различного оборудования. Вес отдельных единиц техники достигает 25 тонн. Одновременно на участке работ по проведению ГРП может находиться более двадцати тягачей, иногда складывается значительное количество веществ, необходимых для гидравлического разрыва. Наличие мощной техногенной нагрузки на недра способствует активизации опасных геологических явлений: просадки грунта, формирование оползневых и карстоопасных массивов, усиление эрозионной деятельности и др. Необходима предварительная оценка территории с целью прогнозов техногенного изменения геологической среды и его масштабов.

Существенна концепция оценки поверхностных условий мест производства гидравлического разрыва пласта для своевременного принятия и осуществления мер по предотвращению негативных последствий рассматриваемого цикла (ГРП, фрекинг) геологоразведочных и эксплуатационных работ. Для оптимального размещения объектов обустройства и производства ГРП просматриваются два аспекта [1,4,5,11,12,13]:

1. Изучение инженерно-геологических характеристик, в том числе сейсмическое микрорайонирование, для определения геодинамической (геомеханической) устойчивости массивов горных пород;
2. Оценка природной защищенности территории (участка, района) с целью определения фильтрационной способности приповерхностных слоев геологического разреза изучаемого массива, с выделением водоохраных зон.

В ряде регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции накоплен [5,9,10] огромный опыт по прогнозированию и проведению мероприятий по экологической безопасности, уменьшению или исключению негативных последствий процессов освоения нефтяных месторождений, в том числе и на поздней стадии разработки. Значительную помощь для своевременного осуществления мероприятий с позиций экологической безопасности, прогнозирования негативных последствий геологоразведочного процесса оказывают [5,9,10] оперативные, мало-затратные, экологически приемлемые геофизические методы разведки.

Для нефтедобывающих регионов разработаны методические основы оценки естественной защищенности недр (прежде всего, имеются в виду горизонты пресных подземных вод) как «снизу», так и «сверху» по геофизическим данным. Предложены [5,9,10] геофизические комплексы и технологии для выявления источников и ореолов загрязнения геологической среды.

Важной задачей является определение реальных параметров трещины или трещиноватой зоны, полученной в результате проведения гидроразрыва. Оценка размера и характера развития трещины в пласте в процессе производства ГРП с последующим обобщением таких данных по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на последующих объектах, что позволит уменьшить непроизводительные затраты.

При решении этой задачи целесообразно комплексирование геофизических методов. Предлагается отслеживать образование систем трещин с помощью микросейсмических исследований, высокоразрешающей электроразведки и высокоточных гравиметрических измерений. Применение методов гравиметрии и электроразведки позволяет обеспечить [11,12] плотную систему наблюдений в плане, в частности, соответствующую нормативным показателям съемок масштаба 1:10 000-1:5 000 и крупнее, а также высокую детальность сведений об особенностях геологического разреза, что особенно важно для изучения процессов воздействия гидроразрыва на продуктивный пласт.

При решении вопросов определения конфигурации зон растрескивания коллекторов и окружающих пород, происходящих при закачке в пласт жидкости и пропанта под большим давлением, целесообразно проведение полевых геофизических измерений в профилно-площадном варианте. Наблюдения осуществляются по прямолинейным профилям, пересекающим объекты прогнозирования вкрест простирания.

Работы выполняются в два этапа [4,11,12]:

1. Регистрация фоновых геофизических полей до проведения гидроразрыва пласта;
2. Определение изменений геофизических полей, произошедших после проведения гидроразрыва.

На этапе количественной интерпретации производится геологическое истолкование полученных гравиметрических и электроразведочных материалов для корректировки траектории проходки горизонтальной скважины: наличие разломных нарушений вдоль ствола скважины существенно снижает возможности геонавигации; большое значение имеет прогнозирование зон вероятного поглощения промывочной жидкости. Используются технологии, предложенные З.М. Слепаком (высокоточная гравиразведка) [14,15] и А.Г. Небратом, В.В. Сочельниковым (высокорастворяющая электроразведка) [13].

Современное аппаратно-методическое и интерпретационное обеспечение позволяет использовать геофизическую разведку на прорывных направлениях нефтегазовой геологии и геофизики, то есть способствует практической реализации основных постулатов новой парадигмы нефтегазовой геологии.

Литература

1. Боровский М.Я., Успенский Б.В., Валеева С.Е. Методические основы подготовки нефтяных месторождений к горизонтальному бурению // Горизонтальные скважины. 2017. Казань, 15–19 мая 2017 г.
2. Якимов А.С., Боровский М.Я., Либерман В.Б. и др. Методология геофизического обеспечения освоения нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 6. С. 10–11.
3. Боровский М.Я. Внедрение геофизической технологии оптимизации систем разработки месторождений углеводородного сырья – составная часть инновационного проектирования // Георесурсы. 2014. № 1 (56). С. 19–23.
4. Боровский М.Я., Шакуро С.В., Морозов М.В., Богатов В.И., Борисов А.С. Горизонтальные скважины: геолого-геофизическая подготовка месторождений к применению методов увеличения нефтеотдачи // Труды Междунар. геолого-геофизич. конф. «ГеоЕвразия 2018. – Современные методы изучения и освоения недр Евразии» [сборник]. Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. С.336-342.
5. Боровский М.Я., Богатов В.И., Шакуро С.В. Эколого-геофизическое прогнозирование поверхностных условий мест производства гидравлического разрыва пласта // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Девятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича // Материалы конференции. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН. 2017. С. 88–92.
6. Боровский М.Я., Богатов В.И., Филимонов В.Н., Шакуро С.В. Малоглубинная геофизика на этапах освоения месторождений углеводородов горизонтальными скважинами // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Слово». 2017. С. 143–147.

7. *Амиров А.Н., Якимов А.С., Успенский Б.В., Боровский М.Я.* Возможности вертикального сейсмического профилирования при геологоразведочных работах на нефть и газ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2001. № 9. С. 37–38.

8. *Куликов С.А., Тарасов Е.А.* Результаты практического применения нейротехнологии прогнозирования залежей нефти в Татарстане // М., Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1998. Вып.3. С. 29–33.

9. *Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нургалиев Д.К.* Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты. Казань: Экоцентр. 1996.

10. *Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г.* Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. // Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2016.

11. *Боровский М.Я., Богатов В.И.* Высокоточная гравиразведка при сопровождении процессов гидроразрыва продуктивного пласта // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. (23–24 ноября 2017 г.) / гл. ред. В.И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. 2017. С.42–47.

12. *Боровский М.Я., Небрат А.Г., Богатов В.И.* Повышение эффективности оценки результатов гидроразрыва в карбонатных пластах: высокоразрешающая электроразведка // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Слово», 2017. С. 143–147.

13. *Небрат А.Г., Сочельников В.В.* Электроразведка методом становления поля для поляризующихся сред // Геофизика. 1998. № 6. С. 27–30.

14. *Слепак З.М.* Гравиразведка. Новые технологии прогнозирования нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2015, 168 с.

15. *Слепак З.М.* Геолого-геофизические исследования при решении задач нефтяной геологии с целью повышения результативности бурения горизонтальных скважин // Горизонтальные скважины. 2017. Казань, 15–19 мая 2017 г.

ТЕХНОГЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ – РЕЗЕРВ ОБЪЕКТОВ РЕАЛИЗАЦИИ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский¹, В.И. Богатов¹, А.С. Борисов², С.В. Шакуро³

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, michor1913@mail.ru

²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород

Расширение диапазона объектов, перспективных для изучения и дальнейшей добычи углеводородов служит одной из основ любой парадигмы развития нефтегазодобывающего сегмента экономики. Принимается во внимание вероятность уменьшения затрат средств и времени на процесс освоения, возможность максимального приближения к центрам обработки и переработки сырья, наличия людских резервов инфраструктуры, то есть урбанизированные и селитебные территории.

Существенный интерес имеют дополнительные (альтернативные) источники углеводородного сырья в виде техногенных залежей, к которым относятся свалочные накопления (полигоны твердых бытовых отходов (ТБО), свалки различного происхождения) – источники биогаза и линзы нефтепродуктов.

1. Свалочный газ (биогаз) – побочный продукт анаэробного разложения органических веществ отходов. По теплоте сгорания 1 м³ биогаза эквивалентен 0,8 м³ природного газа, 0,7 кг мазута или 1,5 кг дров, что дает основание говорить о целесообразности извлечения биогаза на полигонах ТБО (У.А. Баданова, О.А. Савватеева, С.П. Каплина, 2014).

Одним из важных секторов возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире является производство и энергетическое использование биогаза. «Лидером в производстве биогаза по праву можно считать Евросоюз в целом и Германию, в частности. Общее производство биогаза в ЕС в 2010 г. составило 10,9 млн т н.э. (эквивалент 13,5 млрд м³ природного газа), из них 6,7 млн т н.э. – произведено в Германии. При этом прирост по отношению к 2009 г. составил 31,3%» (Г.Г. Гелетука, П.П. Кучерук, Ю.Б. Матвеев, 2013).

2. Имеются достаточные предпосылки для переработки извлеченных нефтепродуктов из глубинных загрязнений, включая линзы и донные отложения (Ю.Н. Китаев, 2015).

В нефтеамбарах, прудах-накопителях, на территориях под нефтебазами и другими объектами скопилось отходов нефти и нефтепродуктов в пересчете на стандартную нефть марки URALS не менее 600 млн т (А.П. Хаустов, 2015).

Как видно, имеются резервы по освоению нетрадиционных скоплений углеводородов, к которым относятся техногенные источники в виде свалочного газа (биогаза) и нефтепродуктов. С распределением этих видов горючих «ископаемых» тесно связан и экологический аспект.

Ниже рассмотрим возможности эколого-геофизического изучения техногенных месторождений углеводородного сырья.

Свалочный газ. В Российской Федерации ежегодно образуется (А.С. Кузьмичев и др.,) [2] около 7 млрд т

отходов, из которых используется лишь 2 млрд т, или 28,6%. На территории страны в отвалах и хранилищах накоплено около 80 млрд. т только твердых отходов.

Рядом организаций рассматриваются (А.С. Кузьмичев и др.) [1, 2] реальности и перспективы энергетического использования свалочного газа.

В 2011 году в Европейском Союзе 56,7% биогаза произведено на биогазовых установках, использующих в качестве сырья отходы агропромышленного комплекса (АПК) и специально выращенное растительное сырье. Около трети биогаза (31,3%) получено на полигонах ТБО. Оставшаяся часть (12%) произведена на станциях очистки сточных вод. Биогаз полигонов ТБО играет главную роль в Великобритании, Франции, Италии и Испании, в то время как биогаз из сельскохозяйственных отходов и растительного сырья доминирует в Германии, Нидерландах, Чехии, Австрии, Бельгии, Дании и Восточной Европе. Биогаз преимущественно используется для производства электроэнергии и/или тепла. Доминирующая часть полезного использования энергии биогаза приходится на производство электроэнергии. В 2011 году производство электроэнергии из биогаза в Евросоюзе возросло по сравнению с 2010 годом на 18,4% и достигло 35,9 ТВт/ч [1, 2].

По определению [1] «Биогаз – горючий газ, образующийся при анаэробном метановом сбраживании биомассы и состоящий преимущественно из метана (55...75%), двуокиси углерода (25...45%) и примесей сероводорода, аммиака, оксидов азота и других продуктов (менее 1%)». В качестве сырья для производства биогаза могут использоваться как органические агропромышленные или бытовые отходы, так и растительное сырье – силос кукурузы, травяной силос, зерно и силос злаковых культур.

Свалочный газ негативно влияет на окружающую среду. Выделяются следующие факторы: загрязнение атмосферного воздуха; содержание огромного количества токсичных и вредных веществ, крайне опасных для здоровья и жизни людей; биогаз оказывает губительное воздействие на растительный покров вокруг полигона и на его поверхности; в отсутствии управления его образованием и сбором происходит разрушение тела полигона вследствие сброса давления газа внутри него; свалочный газ является парниковым газом.

По мнению А.С. Кузьмичева и др. «Именно добыча и дальнейшее использование газа полигонов являются наиболее приемлемыми, перспективными и обоснованными с экологической и экономической точек зрения» [2].

В скоплениях отходов активно протекает процесс окисления, сопровождающийся непрерывным выделением газов биологического происхождения, преимущественно метана, угарного и углекислого газов. Даже в сильные морозы зимой температура тела свалки не опускается ниже +30°С. Из-за опасности самовозгорания, на некоторых свалках в больших городах регулярно дежурят пожарные команды. В контуре свалки опасно бурить скважины, забивать в грунт металлические электроды и даже копать заступом, поскольку эти воздействия могут привести к взрыву скопившихся внутри газов [2].

Для ряда регионов Российской Федерации разработаны [2, 3, 4] рациональные комплексы геофизических методов изучения свалок и полигонов твердых бытовых отходов. Минимально-достаточный набор геофизических исследований установлен [4] для объектов Хакасии и Красноярского края. По экспериментальным данным геофизический комплекс включает электроразведку ВЭЗ, СЭП, ЕП в сочетании с газовой съемкой.

Для определения тенденции развития загрязнения окружающей среды сформулирована стадийность геофизических исследований свалок и полигонов твердых бытовых отходов [2, 3].

Существенна [2, 3] последовательность применения геофизических методов:

1. Предварительная оценка территории для прогнозирования санитарно-экологической обстановки и выбора оптимального расположения санкционированных свалок и полигонов ТБО, районирование земель по признаку чувствительности горных пород к различным видам загрязнения. Целевое назначение эколого-геофизических работ данной стадии – предотвращение или уменьшение негативных последствий влияния физико-химических процессов на окружающую среду. Имеются случаи (Г.В. Мамонова, В.В. Толмачев, 1997) строительства крупных полигонов промышленно-бытовых отходов в зонах интенсивного развития карстовых явлений.

2. Определение нарушенных состояний недр и природы. Исследования проводятся в режиме мониторинга. Цель геофизического мониторинга – получение разносторонней информации о строении геологической среды и влиянии на литосферное пространство и атмосферу, техногенно-природной нагрузки. Решается важнейшая задача – оценка тенденций развития загрязнения с течением времени. При этом определяются границы распространения загрязнения и количественные показатели, характеризующие степень воздействия загрязнителей на окружающую среду.

Для каждого этапа используются определенные геофизические технологии и комплексы.

Нефтепродукты. Техногенные месторождения нефтепродуктов с извлекаемыми объемами в сотни, тысячи и более кубических метров формируются в районе нефтебаз, нефтехранилищ, нефтеперерабатывающих заводов, находящихся в эксплуатации достаточно длительный срок. Как правило, скопления представляют компактные линзы поллютантов, формирующиеся у зеркала вод первого от поверхности водоносного горизонта и мигрирующие по его уклону, частично «размазываясь» как в плане, так и по вертикали в пределах зоны аэрации.

Залежи нефтепродуктов представляют коммерческий интерес, поскольку в благоприятных условиях большая часть продукта – бензина (смеси бензинов) или керосина может быть извлечена и переработана. Легкие нефтепродукты, такие как бензин, дизельное и авиационное топливо, попадая в верхние слои геологического разреза, в силу своей высокой подвижности легко проникают вниз сквозь зону аэрации и, являясь жидкостями легче воды,

скапливаются в районе уровневой поверхности грунтовых вод. Ареал распространения загрязнения включает три принципиально различные по условиям нахождения нефтепродуктов зоны: донорскую, транзитную и вторичного накопления, которые могут быть проявлены в разной степени, что приводит к широкому разнообразию условий и целей исследования площадей, загрязненных нефтепродуктами.

Донорская зона. Приурочена к постоянным сооружениям как нефтебазы и нефтеперерабатывающие заводы, или залповым источникам поступления загрязнителя в грунт. В условиях слабопроницаемого разреза донорская зона характеризуется максимальными запасами нефтепродуктов, хотя их механическое извлечение может быть проблематичным. В высокопроницаемых грунтах донорская зона может быть проявлена слабо или существенно смещена вниз по потоку грунтовых вод относительно исторических источников загрязнения.

Транзитная зона. Нефтепродукты как в растворенном виде, так и в виде самостоятельной свободной фазы имеют тенденцию к миграции с потоком грунтовых вод вниз по уклону уровневой поверхности полного водонасыщения в сторону местного базиса эрозии – ручья, реки, озера, моря. Поскольку коэффициент фильтрации в отношении нефтепродуктов растет пропорционально степени насыщения ими породы, их миграция в условиях естественной гетерогенной среды происходит не единым фронтом, а отдельными рукавами, которые контролируются зонами даже незначительного увеличения проницаемости [5].

Зона вторичного накопления. Наблюдается в прибрежной линии водоемов или вдоль других природных барьеров. В отличие от транзитной зоны, где интервалы максимального насыщения нефтепродуктами линейно вытянуты в направлении миграции, в зонах вторичного накопления часто образуется ортогональная каналам миграции непрерывная протяженная полоса, в пределах которой фиксируется значимая мощность свободной фазы нефтепродуктов. Существование зон вторичного накопления предопределяет залповые выбросы загрязнителя в водоемы в период резких колебаний уровня воды и нередко, высокую эффективность прибрежных систем извлечения нефтепродуктов.

Задачи геофизических исследований: изучение геологических и гидрогеологических условий; оконтуривание в плане и разрезе участков, загрязненных нефтепродуктами; оценка запасов нефтепродуктов.

Возможности газогеохимических и геофизических методов базируются [5–7] на определенных физико-химических и геологических предпосылках.

Интенсивность газогеохимических аномалий определяется рядом независимых факторов. В зоне развития линзы нефтепродуктов, при ее неглубоком залегании, состав почвенного газа существенно отличается от фонового за счет присутствия как собственно углеводородных газов, так и продуктов естественной биodeградации загрязнителей: в аэробных условиях – CO_2 , в анаэробных условиях – CH_4 [4]. В местах дислокации «старого» нефтепродуктового загрязнения в почвенном воздухе присутствуют те же компоненты, но в несколько иных пропорциях – здесь преобладает углекислый газ как продукт аэробной биodeградации. Аномальные содержания в почвенном воздухе углекислого газа также характерны для участков загрязнения тяжелыми нефтепродуктами, поскольку последние практически не образуют летучих фракций. Вместе с тем на интенсивность газовых аномалий, наблюдаемых в грунтах, залегающих над участками развития нефтепродуктового загрязнения, существенное влияние оказывает проницаемость зоны аэрации [4]. На заглинизированных участках аномалии могут быть существенно ослаблены или не регистрироваться вовсе. Поэтому данные газогеохимических исследований следует рассматривать в комплексе с результатами других геофизических методов.

Методы электроразведки, в первую очередь электроразведывание, используются как для изучения геологических и гидрогеологических условий территории, так и для непосредственного картирования нефтепродуктового загрязнения. В условиях песчано-глинистого разреза при наличии опорных данных по результатам опытных откачек (наливов) на основе материалов количественной интерпретации данных электроразведывания возможен расчет коэффициентов фильтрации водовмещающих пород и пород зоны аэрации. Полученные результаты служат основой для выделения каналов миграции нефтепродуктов в транзитной зоне и прогноза динамики загрязнения на площади работ.

Участки сосредоточения нефтепродуктов отмечаются в поле электросопротивления как низкоомные аномалии. Тот факт, что нефтепродукты, являясь в чистом виде изоляторами, в естественных природных условиях снижают удельное электросопротивление грунтов, имеет несколько объяснений. Во-первых, в большинстве случаев вещество, слагающее тело линзы, является не чистым нефтепродуктом, а его водной эмульсией, которая сама по себе на фоне сухих пород зоны аэрации не является высокоомным объектом. Во-вторых, активные процессы аэробной и анаэробной биodeградации нефтепродуктов, протекающие в естественных условиях, приводят к образованию и накоплению как в пределах интервалов в разной степени насыщенных нефтепродуктами, так и зоне аэрации над ними органических и неорганических (угольной) кислот и их солей [5], существенно снижающих электросопротивление породы.

Методы инженерной сейсморазведки, в частности, сейсморазведывание методом преломленных волн (МПВ), незаменимы при картировании положения уровня грунтовых вод и его уклонов, что позволяет определить глубину до возможных скоплений гравитационно-подвижных нефтепродуктов и спрогнозировать их динамику. Кроме того, на подавляющем большинстве исследованных объектов, характеризующихся существенной мощностью линз, отмечено, что преломляющая граница, фиксируемая МПВ на участках развития нефтепродуктового загрязнения, соответствует не кровле линзы, а ее подошве, то есть границе раздела нефтепродукты – вода. Это

наблюдение позволяет при благоприятных условиях использовать данные сейсморазведки МПВ для оценки запасов нефтепродуктов. В ряде случаев, интервалы разреза, загрязненные нефтепродуктами, характеризуются снижением прочностных и деформационных характеристик грунтов, что позволяет применить для их локализации методы, нацеленные на изучение скорости распространения сдвиговых волн, в частности MASW.

Из геофизических методов, ориентированных на изучение акваторий, наибольшее применение при геоэкологических исследованиях находят (С.З. Козак, 2002) резистивиметрия и термометрия – измерение электропроводности и температуры вод поверхностных водотоков. По сравнению с поверхностными, грунтовые воды характеризуются повышенной минерализацией и характерной температурой 5...7°C. Измерения температуры и электропроводности (условной минерализации) придонного слоя воды в непосредственной близости от берега позволяют по наличию и интенсивности аномалий обоих параметров выявить места разгрузки грунтовых вод, выносящих нефтепродукты, и оценить интенсивность фильтрации.

Свалочный газ и нефтепродукты представляют существенный резерв в общей системе нетрадиционных источников углеводородного сырья. Эффективное освоение этих видов горючих полезных ископаемых может быть осуществлено на основе геофизического изучения геологических и гидрогеологических условий их залегания. Существенна своевременная оценка экологической обстановки территории распространения техногенных месторождений. Все это соответствует реализации новой парадигмы развития нефтегазовой геологии.

Литература

1. Гелетуха Г.Г. и др. Перспективы производства и использования биогаза в Украине / Г.Г. Гелетуха, П.П. Кучерук, Ю.Б. Матвеев и др. // Промышленная теплотехника. 2013. № 6. С. 81.
2. Боровский М.Я. Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты / М.Я. Боровский // Материалы IX Межрегиональной науч.-практ. конф. «Промышленная экология и безопасность». Журнал ЭиПБ. № 1–2. 2014. С.9–12.
3. Боровский М.Я. Методология геофизической оценки влияния полигонов и свалок твердых отходов на окружающую среду / М.Я. Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы XXXVI Сессии Международного семинара имени Д.Г. Успенского, г. Казань, 26–31 января 2009 г. Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 2009. С. 69–72.
4. Пустозеров М.Г. Возможности геофизических методов при изучении свалок твердых отходов / М.Г. Пустозеров // Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология, геоэкология. 2002. № 2. С. 182–191.
5. Шакуро С.В. и др. Обнаружение и локализация техногенного нефтепродуктового загрязнения с использованием геофизических методов / С.В. Шакуро, М.Я. Боровский, В.И. Богатов, В.Н. Филимонов // Сборник трудов VI Международного Конгресса «Чистая вода. Казань» 25–27 марта 2015 г.: науч. изд. Казань: типогр. ООО «Куранты», 2015. С. 209–213.
6. Шакуро С.В. Применение геофизических методов при изучении техногенных линз нефтепродуктов / С.В. Шакуро // Разведка и охрана недр. 2005. № 8. С. 24–26.
7. Шакуро С.В., Боровский М.Я. Геофизическая оценка площадей, загрязненных нефтепродуктами, на урбанизированных территориях / С.В. Шакуро, М.Я. Боровский // Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан. Труды X Международного симпозиума, Казань, 1–3 декабря 2009 г. Казань: Изд-во Печатный салон «Онегин», 2009. С. 202–212.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВНЕДРЕНИЯ И СОПРОВОЖДЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Д.В. Булыгин¹, Р.Г. Рамазанов², Р.Р. Ганиев³

¹ООО «Актуальные технологии» г. Казань, buligindv1952@mail.ru

²ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова»

³ Казанский (Приволжский) федеральный университет

В практике составления проектных документов с начала 2000 г. активно внедряются цифровые технологии, включающие специализированные программные продукты, базы данных, приборное оборудование, способное регистрировать и передавать информацию в режиме онлайн. Внедрение и сопровождение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) требуют масштабной цифровизации всех общепринятых стандартных технологических операций, которые включают: подбор участков, проектирование, оценку эффективности работ, определение влияния условий применения и поиск решений по модернизации технологии применения малообъемных оторочек и их дизайну. В статье предлагается концепция единого информационного пространства, которая позволит объединить все элементы сложной системы в рамках одного программного продукта.

1. Концепция цифровизации процесса внедрения ПОТ. Основанием для проведения работ по проведению ПОТ является договор (тендер) между нефтегазодобывающей компанией (заказчиком) и исполнителем (подрядчиком). В нем определяются количество скважино-операций и объемы внедрения потокоотклоняющих композиций. Перед выполнением работ составляется документ, в котором закладываются основные технологические решения и

ожидаемые результаты по пластам и участкам выбранного месторождения. Для каждого нефтяного и нефтегазового месторождения с периодичностью 1 раз в 5 лет составляется проект разработки. В проекте отражаются геологическое строение месторождения и залежей, свойства пластовых флюидов, начальные и извлекаемые запасы нефти и газа и их распределение по зонам пласта, анализ текущего состояния разработки и эффективность применяемой технологии разработки. Мини-проект, в отличие от полноценного проекта, должен составляться ежегодно с учетом новых условий тендера. Это заставляет внедряющую организацию оперативно предлагать новые проектные решения.

Главный недостаток существующей концепции состоит в подборе объектов (скважин) только для точечного воздействия, что не обеспечивает увеличения коэффициента охвата пласта заводнением. Кроме того, не учитывается структура остаточных запасов нефти на участках планирования ГТМ, что также снижает эффективность различных методов воздействия на пласт. Предлагается новая технология подбора объектов, основанная на выборе не отдельных скважин, а на концентрации проводимых работ в областях с высокими остаточными запасами нефти. Эти участки рассматриваются в качестве перспективных объектов для проведения потокоотклоняющих технологий с различным механизмом действия эффекта. Возникающие вопросы по подбору участков для проведения ПОТ и выбору дизайна оторочек должны решаться на основе комплексной программы по применению потокоотклоняющих технологий. Для составления мини-проекта предложено использовать программный комплекс Stream-Project или его аналога. Реализация бизнес-процесса влечет пересмотр и совершенствование всех технологических операций. Единая информационная основа включает Базу данных проекта, которая дополнена новыми разделами, связанными с применением ПФП. Они получили название базы фактов и Базы знаний.

2. База данных для проектирования ПОТ. База данных проекта включает собственно Базу данных, Базу фактов и базу знаний. Расширение традиционной архитектуры позволяет организовать работу специализированных программных модулей, используемых для проектирования потокоотклоняющих технологий. База данных принадлежит месторождению в целом и включает набор стандартных сведений по геологии, историческую информацию по добыче нефти и воды, ГДИС и пр. База фактов ПОТ – содержит сведения по эффективности конкретных технологий ПФП, отсутствующие в обычной базе данных, но необходимые для проектирования и мониторинга методов ПНП. Данные готовятся целевым образом для реализации текущего проекта. База знаний ПОТ – содержит теоретические знания по объекту, которые строятся на основе переработанных фактов и записываются в Базу данных проекта в виде зависимостей между параметрами. Сюда относится определение стабильности композиции ПОТ в пластовых условиях месторождения. Для этого рассчитываются аналитические зависимости скорости сдвига от динамической вязкости исходных составов ПОТ. Исследования структурно-механических и реологических свойств гелеобразующих составов проводятся при заданной пластовой температуре для определения отсутствия роста подвижности и снижения прочности в пластовых условиях. На водонасыщенных образцах керна исследуется влияние на проницаемость блокирующей способности различных потокоотклоняющих составов. На образцах керна, помещенных в кернодержатель фильтрационной установки, моделируются термобарические условия реального эксплуатационного объекта. Испытания проводятся при пластовой температуре и давлении в режиме постоянного расхода – изменяющихся перепадов давления. Измеряются такие параметры как градиент давления закачки воды, проницаемость по воде, коэффициент снижения проницаемости в результате закачки гелеобразующих систем, начальный градиент давления сдвига и фактор остаточного сопротивления. Данные приводятся раздельно для высоко- и низкопроницаемых образцов.

Помимо данных лабораторных испытаний в Базу фактов и Базу знаний заносятся сведения по технологии закачки и выходу трассирующих индикаторов в добывающих скважинах. Эти данные используются для уточнения наличия и параметров техногенных каналов фильтрации по данным гидродинамического моделирования. Поскольку вязкость раствора и оптимальная концентрация реагента сильно зависят от температуры и минерализации пластовых и закачиваемых вод, то в базу фактов загружаются также сведения по химическому составу пластовых и закачиваемых вод. Интеграция всей имеющейся информации в одной информационной среде позволяет сформировать Базу знаний и использовать ее для построения статистических и гидродинамических моделей [1].

3. Выделение реагирующих скважин на применение ПОТ. По данным анализа эффективности применения шитых полимерных систем (СПС) на месторождении Каламкас за период с 2014 по 2018 г. закачка СПС осуществлена в 314 нагнетательных скважин, расположенных в пределах площадных элементов заводнения. Общее количество реагирующих окружающих скважин составляет 1666. Положительный эффект в виде увеличения текущей добычи нефти получен только в 49,1% скважин. Аналогичная реакция скважин на применение нескольких видов полимерных композиций для перераспределения фильтрационных потоков отмечена в работе А.Ж. Абитовой по месторождению Узень [2], где дополнительная добыча нефти на скважину в среднем составила от 1,7 до 2,2 т/сут, а из 311 окружающих скважин отреагировали на закачку только 171, что составило 55% от общего количества скважин. В работах, посвященных прогнозу и анализу эффективности ПОТ, обычно ограничиваются только суммарными эффектами по участкам, а сведений по количеству реагирующих скважин не приводится. Нужно понимать, что если прогнозировать эффективность с учетом всего фонда реагирующих скважин без дифференциации по причинам отсутствия эффекта, то достоверность оценки эффективности и прогноза будет низкой и колебаться в пределах 50%. Наиболее распространенной причиной отсутствия эффекта от проведения ПОТ ряд исследователей видят в несоответствии участков критериям применимости, причем число таких критериев может достигать 20 [3]. Считается, что важнейшими критериями являются геологические, такие как, например,

плохая корреляция разрезов нагнетательной и добывающих скважин [4]. При подборе объектов рекомендуется исключить из числа реагирующих скважины и участки с отсутствием корреляции пропластков. В силу большого числа критериев в условиях неопределенности исходных данных подбор участков (скрининг) часто представляет невыполнимую задачу. К часто встречающимся причинам отсутствия эффекта можно отнести наличие скважин с растущей динамикой добычи нефти или же высокой дисперсией дебитов нефти, воды и жидкости на периоде обучения. Отдельную группу составляют скважины с высокой обводненностью продукции скважин по техническим причинам. Все эти скважины предлагается исключать из анализа и прогноза. Для повышения точности прогноза показателей разработки требуется создание системы фильтров, позволяющих исключать из числа реагирующих скважины с заведомым отсутствием эффекта.

Другой причиной отсутствия положительной реакции на проведение ПОТ является несоответствие реагирующих скважин, выделенных по геометрии ячеек заводнения, фактическим зонам влияния закачки (ЗВЗ). На рис. 1 показаны реагирующие скважины, выделенные по геометрии ячеек заводнения (показаны зелеными стрелками) и зонам влияния закачки (выделены цветом по каждой зоне ЗВЗ).



Рис. 1. Несоответствие реагирующих скважин по ЗВЗ и геометрии ячеек заводнения.

Стандартные подходы к анализу промысловых данных не позволяют учесть факторы, влияющие на получение технологического эффекта поскольку влияние геологических факторов проявляется не непосредственно через геологические условия, а опосредованно, через гидродинамические эффекты. Очевидно, требуется расширить перечень гидродинамических параметров, на которых основан механизм перераспределения потоков, для чего принято решение об использовании имеющихся геологических и фильтрационных моделей. В качестве дополнительных источников информации об объекте воздействия и реагирующих скважинах привлекаются также модели энергетического состояния. Затем осуществлялся переход к задаче двухфазной фильтрации методом фиксированных трубок тока, позволяющий проводить краткосрочные многовариантные прогнозы по ячейкам заводнения.

Несоответствие реагирующих скважин, выделенных по ЗВЗ и по геометрии ячеек заводнения можно объяснить следующим образом. Если геологическое строение и параметры пластов в пределах геометрической ячейки заводнения будут одинаковы, то конфигурация потоков будет повторять геометрию ячеек заводнения. На практике всегда существует значительная геологическая неоднородность, которая существенно влияет на эффективную толщину, проницаемость и другие параметры пластов. Поскольку часть ячеек могут быть не замкнутыми по причине наличия бездействующих скважин, а будут зависеть от направления и интенсивности фильтрационных потоков, то список реагирующих скважин должен определяться исходя из решения гидродинамической задачи. Отметим, что от перечня реагирующих скважин зависит и форма кривых обводнения и вид уравнений регрессии, используемых для анализа. Таким образом, имеется два подхода к обоснованию списка реагирующих скважин. Один, когда перечень устанавливается специалистами нефтедобывающих компаний, другой – по данным моделирования. Статистические методы оценки и прогноза эффективности методов ПФП могут с равным успехом использоваться как в первом, так и во втором случае.

4. Выбор методического подхода и ограничения. Для достижения тактических и стратегических целей внедрения ПОТ нужно решить ряд взаимосвязанных задач в рамках единого бизнес-процесса. К ним относятся следующие этапы:

- подбор участков, включающий анализ информации об геолого-промысловых условиях применения и соответствие их критериям применимости;
- прогноз эффективности ПОТ с учетом свойств и объемов закачки гелевых композиций в зависимости от параметров пласта;
- оценка эффективности с учетом опыта применения ПОТ на большом количестве объектов;
- составление мини-проекта комплексного внедрения выбранной технологии ПОТ с обоснованием перспективных участков, объемов закачки и ожидаемой технико-экономической эффективности работ.

Любая из этих задач может быть решена статистическими методами или с помощью гидродинамического

моделирования. Указанные задачи положены в основу архитектуры программного продукта для сопровождения потокоотклоняющих технологий с привлечением готовых геологических и гидродинамических моделей и интегрированных Баз данных.

Статистические методы анализа детально рассмотрены в работах [5, 6]. Большинство из них базируются либо на характеристиках вытеснения, либо на анализе динамики работы скважин до и после применения метода. Но статистические методы анализа решают только одну задачу – это определение оптимального вида статистической зависимости для базового варианта. Далее оценка дополнительной добычи проводится на основе фактических данных. К преимуществам статистических методов анализа можно отнести возможность накопления информации за длительные периоды внедрения потокоотклоняющих технологий в виде структурированной базы данных. При наличии больших объемов выборки повышается достоверность расчетов за счет увеличения количества пластов, месторождений и расширения периода анализа. Статистический метод применяется, когда необходимо вести ежемесячную отчетную документацию по дополнительной добыче нефти в соответствии с утвержденным планом-графиком применения метода по конкретным объектам и объемам внедрения. Необходимо понимать, что при расчетах статистическими методами по отдельным участкам имеют место отрицательные эффекты. Они могут быть связаны с несоответствием критериям применимости технологии, участками с растущей добычей и другими причинами. Для исключения этих участков из обучающей совокупности требуется система фильтров. К недостаткам статистического подхода следует отнести невозможность учета различных объемов закачки и физико-химических свойств гелеобразующих составов. На рис.3 в качестве примера показана экранная форма работы программы в режиме анализа эффективности ранее проведенных работ.

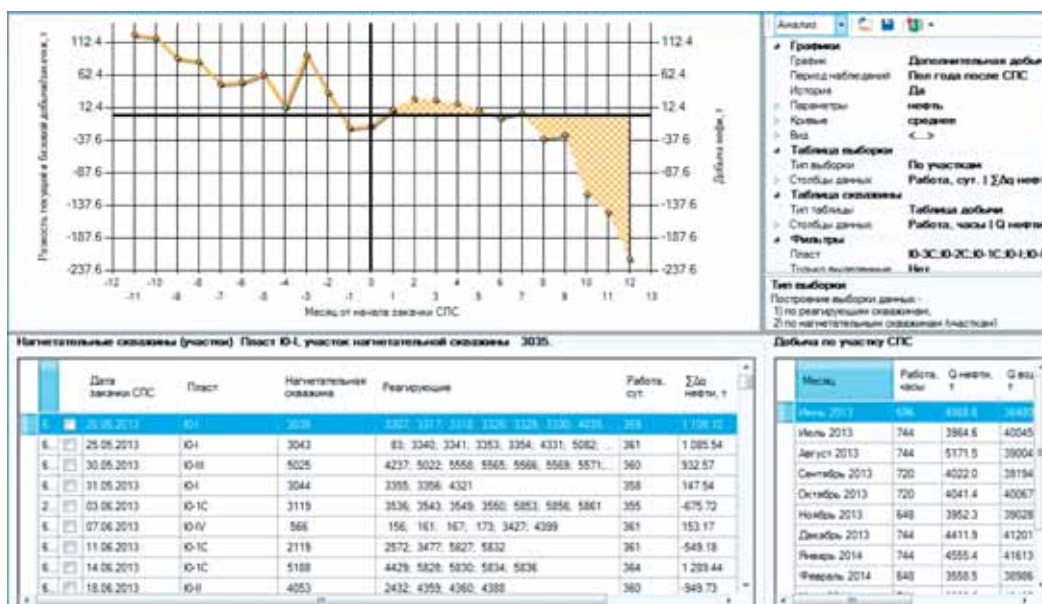


Рис.2. Анализ эффективности ранее проведенных работ.

Оценка технологической эффективности гидродинамическими методами основана на применении секторных моделей или расчета на эталонных участках, который, по сути, является комбинированным методом. На первый план здесь выходят данные лабораторных испытаний на керновом материале и определения физико-химических составов реагентов. Гидродинамический метод расчетов выгоден, когда необходимо уточнить объем и оптимальные свойства реагентов, включая вязкость, изменение фильтрационного сопротивления по высоко- и низкопроницаемым интервалам пласта с учетом техногенных каналов фильтрации [7, 8]. Пример экранной формы работы программного комплекса в режиме прогноза эффективности СПС по участку гидродинамическими методами с учетом направления и фильтрационно-емкостных характеристик техногенных каналов фильтрации представлен на рис. 3.

В нефтедобывающих и сервисных компаниях отдельные элементы внедрения и сопровождения методов ПФП представлены в виде разрозненных участков работ. Как показывает практика, они реализованы либо с использованием стандартных офисных приложений в ручном режиме, либо в виде компьютерных программ, базирующихся на упрощенных методиках расчетов. Создание экспертных систем для инженерного проектирования малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи решают проблему цифровизации процесса внедрения и сопровождения потокоотклоняющих технологий. Предлагаемая в статье технология внедрения и сопровождения ПОТ позволяет нивелировать влияние неопределенностей и рисков и значительно повысить эффективность.

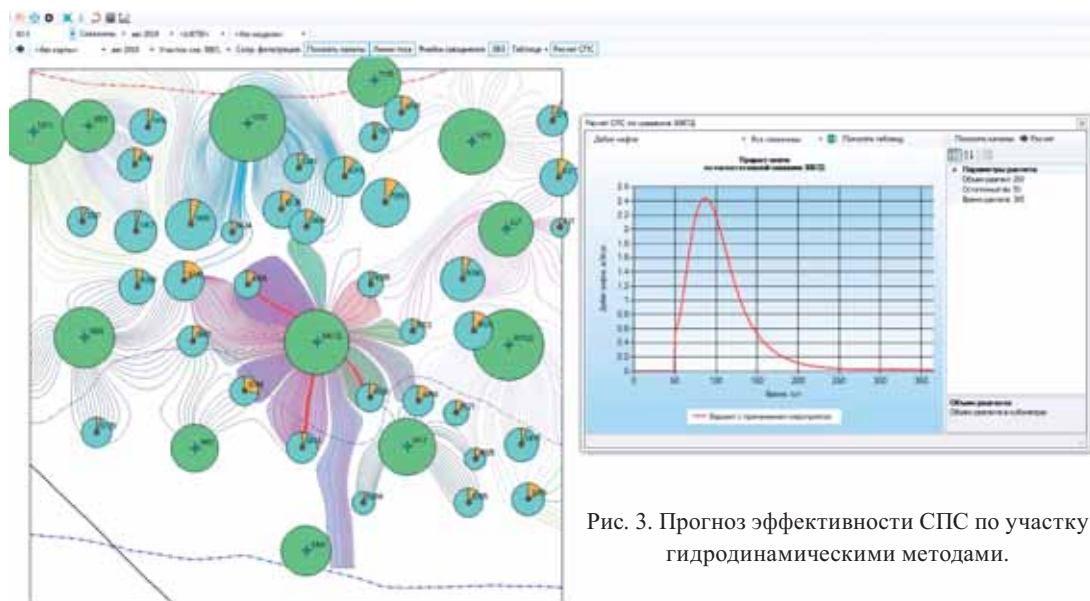


Рис. 3. Прогноз эффективности СПС по участку гидродинамическими методами.

Литература

1. Булыгин Д.В., Энгельс А.А. Статистические и гидродинамические методы анализа эффективности сшитых полимерных систем. В кн. «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». Материалы междунар. науч.-практ. конф., г. Актау. КазНИПИМунайгаз, 2019. С. 174–181.
2. Абитова А.Ж. Опыт применения потокоотклоняющей технологии на месторождении «Узень». г. Баку//Научные труды Изд-ва НИПИ «Нефтегаз» Государственной нефтяной компании Азербайджанской Республики. 2014 г. С. 43–51.
3. Инженерное проектирование малообъемных химических методов увеличения нефтеотдачи с учетом геолого-промысловых условий пласта / Ю.В. Земцов, Э.В. Емельянов, В.В. Мазаев, А.А. Чусовитин // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 7. С. 38–43.
4. Нурпеисов Н.Н., Мухамеджанов М.А. Потокоотклоняющие технологии заводнения на нефтяных месторождениях Западного Казахстана. Известия НАН РК. Серия геологическая. 2008. № 5. С.58–63.
5. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань: Изд-во «Фэн», 2005. 688 с.
6. Токарев М.А., Чинаров А.С. Статистические методы прогноза нефтеотдачи и оценки эффективности воздействия на пласт. Уфа: ООО «Монография». 2007. 96 с.
7. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Рамазанов Р.Г. Определение техногенных каналов фильтрации для подбора объектов применения сшитых полимерных систем // Нефть. Газ. Новации, 2019. № 1. С.60–63.
8. Булыгин Д.В., Николаев А.Н., Рамазанов Р.Г. К вопросу учета геологических условий при проектировании потокоотклоняющих технологий // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 9. С.59–63.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Д.З. Валиев, Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Института геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань, valievdz@bk.ru

Современный этап эксплуатации нефтяных месторождений России характеризуется ростом количества осложняющих факторов, одним из которых является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования. Органические отложения образуются на всех стадиях добычи, транспорта и подготовки нефти: в призабойной зоне пласта, на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ), на стенках трубопроводов при транспортировке нефти, на дне резервуаров для хранения нефти и т.д. Образование отложений является негативным явлением, которое к закупориванию пор пласта и снижению его фильтрационных характеристик, зависанию насосных штанг, уменьшению полезного сечения НКТ и, как следствие, значительно снижает добычу нефти, увеличивает расход электроэнергии при механизированном способе добычи и приводит к повышенному износу оборудования [1].

Промысловые исследования в условиях АО «Оренбургнефть» показали, что характер распределения парафиновых отложений в трубах различного диаметра примерно одинаков [2]. Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500–900 м и достигает максимума на глубине 50–200 м от устья скважины, затем уменьшается до толщины 1–2 мм в области устья (рисунок 1).

При эксплуатации различных нефтяных месторождений глубина начала парафиноотложений меняется в широких пределах. Так, при эксплуатации нефтяных месторождений в Пермской области глубина образования АСПО достигает 1000 м, в ПАО «Татнефть» – 1200–1250 м, в ПАО АНК «Башнефть» – 400–1700 м, на месторождениях Южного Мангышлака – 1000–1100 м. На нефтяных месторождениях Западной Сибири АСПО замечены в интервале глубин 300–1400 м, а при эксплуатации скважин валанжинских отложений на Уренгойском газоконденсатном нефтяном месторождении – 800–1600 м [3].

На поздней стадии разработки площадей Ромашкинского месторождения при повышенной обводненности продукции и охлаждении продуктивных пластов происходят существенные изменения в механизме образования АСПО, составе и свойствах отложений. На основе анализа и статистической обработки промыслового материала установлено, что чем больше обводненность, тем больше содержание смолистых и асфальтеновых компонентов. С увеличением массового содержания воды и нефти в составе отложений при увеличении обводненности изменяется консистенция отложений: они становятся более пластичными и мазеподобными с более плотной упаковкой. Процесс выпадения АСПО сдвигается вниз по скважине; если раньше массовое выпадение АСПО наблюдалось в интервалах 200–600 м, то теперь отложения наблюдаются ближе к насосному оборудованию, в самом насосе и даже в призабойной зоне пласта. С учетом этого существенно должны меняться основные подходы в борьбе с отложениями промыслового парафина.

АСПО образуются во многих скважинах с низкой обводненностью нефти, доля которых от общего количества скважин составляет 32%. Второе место по частоте образования АСПО занимают скважины, имеющие обводненность от 50 до 90%. Характерной особенностью формирования АСПО в таких скважинах является их образование не только в НКТ, но и в насосном оборудовании (более 50% ремонтов). АСПО в колонне НКТ образуются в основном в скважинах с низкой и высокой (от 60 до 80%) обводненностью. Большинство таких скважин (95%) оборудовано штанговыми насосами, из них 54 % имеют диаметр плунжера 44 мм, а 31% – 32 мм. Около 47% скважин с АСПО в насосах имеют обводненность продукции выше 60%, в то время как всего 28% таких скважин – низкую обводненность.

Методы, применяемые для борьбы с отложениями в нефтепромысловом оборудовании определяются конкретными условиями месторождения и предполагают два направления, это: предотвращение образования и удаление уже сформировавшихся отложений [4]. Схема классификации методов борьбы с отложениями АСПО представлена на рисунке 2.

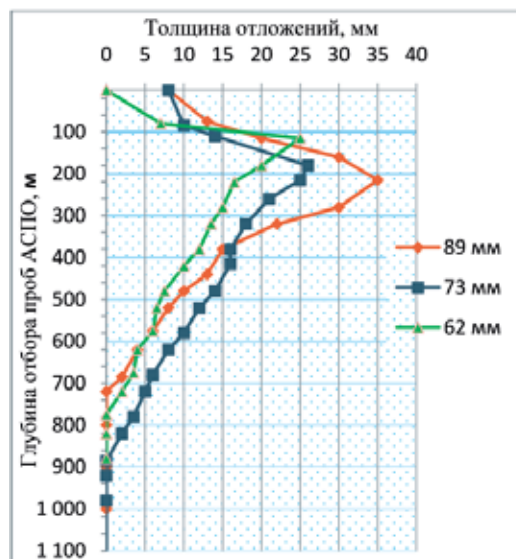


Рис. 1. Отложение АСПО по глубине скважины: диаметр труб: 1 – 89 мм; 2 – 73 мм; 3 – 62 мм.



Рис. 2. Схема классификации методов борьбы с отложениями АСП-В.

К мероприятиям по предупреждению (предотвращению) образования отложений относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электромагнитных полей). К мероприятиям по удалению АСПО относятся: тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители) [5].

Как показывает практика, наиболее эффективным является предупреждение АСПО, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти. Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО, но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

На сегодняшний день наиболее широкое применение нашли химические методы. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть – поверхность металла трубы, нефть – дисперсная фаза [6].

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В таблице 1 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих АСПО.

Таблица 1

Классификация реагентов, предотвращающих образование парафиноотложений.

Тип реагента	Активная основа	Ограничения по применению	Способ подачи / Область применения
Депрессорные присадки к нефтям	Полимерные вещества: – сополимеры этилена с полярными мономерами (винилацетатом, алкил (мет)акрилатом); – полиолефины и их модификации; – полимеры алкил (мет)акрилатов; – полимеры – производные малеиновой и фумаровой кислот.	– Необходимо вводить при температуре нефти выше температуры плавления парафина; – Высокая температура застывания реагента; – Обводненность добываемой нефти не более 15%; – Эффективность действия снижается при суммарном содержании САВ в нефти выше содержания парафинов.	Постоянное дозирование в товарной форме Транспортировка нефти с установки подготовки нефти и по магистральным трубопроводам.
Модификаторы	полярные, аминные группы полимеры.	– Необходимо вводить при температуре нефти выше температуры плавления парафина; – Высокая температура застывания реагента; – Обводненность добываемой нефти не более 15 %; – Эффективность действия снижается при суммарном содержании САВ в нефти выше содержания парафинов.	Постоянное дозирование в товарной форме Транспортировка нефти с установки подготовки нефти и по магистральным трубопроводам.
Ингибиторы парафиноотложений моющего (детергентного) диспергирующего действия	Малорастворимые амины; Алкилортофосфаты; Алкилсульфонаты; Жирные кислоты и их соли; Соли металлов; Соли высших СЖК; Силикатно-сульфенольные растворы; Сульфатированный щелочной лигнин; Нефте-маслорастворимые неионогенные, катионные и анионные ПАВ.	- Необходимость подачи реагента в область до температуры насыщения нефти парафином; – Низкая депрессорная эффективность;	Постоянное или периодическое дозирование в товарной форме. Реагенты могут применяться в растворенном виде в горячей воде для термохимических обработок скважин и трубопроводов Скважинная добыча и перекачка обводненной нефти.
Ингибиторы парафиноотложений смачивающего (гидрофилизирующего) действия	Многочисленные смеси водорастворимых ПАВ; Полиакриамид; Кислые органические фосфаты; Силикаты щелочных металлов.	- Низкий эффект на безводных и низкообводненных нефтях; – Требуется предварительная очистка скважины и трубопровода от имеющихся парафино- и солеотложений.	Постоянное или периодическое дозирование в товарной форме Скважинная добыча и перекачка обводненной нефти.

В последнее время все больше исследований посвящено созданию многокомпонентных композиций различных ингибиторов АСПО с синергетическим ингибирующим эффектом, возникающим при смешении реагентов различной химической природы. Для парафинистых и высокопарафинистых нефтей перспективным является создание реагента, обладающего одновременно депрессорными и моюще-диспергирующими свойствами, на основе полимеров в сочетании с ПАВ. Комплексный ингибитор, с одной стороны, работает в объеме нефтяной системы, блокируя рост кристаллов парафиновых углеводородов, с другой стороны, как моющая присадка – на поверхности раздела фаз нефтяная система – холодная поверхность. При этом присадка образует на поверхности монослой защитной пленки, препятствующей адгезии парафина [1].

Ко всем ингибиторам парафиноотложений, независимо от принципа их действия, предъявляются следующие технологические требования: реагент не должен повышать устойчивость ВНЭ, не должен ухудшать степень подготовки промысловой нефти и воды для заводнения; должен сохранять свои свойства при транспортировке и в течение периода хранения сроком не менее 1 года; не должен вызывать коррозию труб и оборудования, предназначенных для его транспортировки, хранения и перекачки.

Обработка скважин ингибиторами парафиноотложений может осуществляться как постоянно, посредством специального дозирочного оборудования, так и периодически, как в товарной форме, так и в виде водных растворов (гидрофобизаторы). При обработке добывающихся скважин возможно осуществлять обработку призабойной зоны пласта, подачу реагента на прием насоса и на устье скважины.

Общим недостатком практически всех используемых для удаления АСПО составов является избирательность растворения, как правило, они не обеспечивают достаточной эффективности растворения при высоком содержании как САВ, так и парафинов. Поэтому поиск новых реагентов-ингибиторов и удалителей АСПО остается по-прежнему актуальным.

Также одним из перспективных методов является совместное использование нескольких способов воздействия на нефтяные дисперсные системы, например химических с физическими методами. Акустические способы борьбы с отложениями представлены вибрационными методами, используемыми на практике как для предотвращения, так и для удаления АСПО. Они позволяют создавать высоко-(ультразвуковые) и низкочастотные колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб. Основные физико-химические эффекты, которые возникают в жидкости под действием акустических полей, обусловлены главным образом нелинейными эффектами, из которых наиболее важным является кавитация [7].

Таким образом, проблема образования АСПО приобретает более серьезные масштабы в связи с переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки. Решая данную проблему нужно руководствоваться общими подходами, а именно выяснить причины возникновения данных отложений. Зная свойства и состав углеводородов, их термические и гидродинамические условия в продуктивном пласте и правильно подобрав методы борьбы с АСПО можно будет избежать износа нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, что в свою очередь уменьшит число ремонтов и простоев скважин, продлит срок службы оборудования, снизит себестоимость добычи нефти.

Литература

1. Миллер В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): дис. ... канд. техн. наук: 02.00.13 / Миллер Вероника Константиновна. Москва, 2016. 196 с.
2. Тронов В.П. Об условиях формирования АСПО на поздней стадии разработки / В.П. Тронов, А. И. Гуськов, Г. М. Мельников // Проблемы нефтегазового комплекса России. Горное дело: Тез. докл. Междунар. науч.-техн. конф. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998 С. 106–108.
3. Гуторов, Ю.А. Управление реологическими свойствами углеводородов в пластовых условиях / Ю.А. Гуторов, А.Ю. Гуторов // Октябрьск: РКНТЦ, 2015. 365 с.
4. Валиев Д.З. Анализ современного состояния проблемы предотвращения образования и утилизации отложений асфальтосмолопарафиновых веществ в нефтяной отрасли / Д.З. Валиев, А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 2 (69) . С. 28–32.
5. Valiev D.Z. Regulating temperature of oil saturation with paraffins to avoid asphaltene, resin and paraffin substances deposition during oil production / D.Z. Valiev, R.A. Kemalov, A.F. Kemalov // IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci. 2019. Vol. 282. Conf.1. doi:10.1088/1755-1315/282/1/012023.
6. Иванова Л.В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С.268–284.
7. Волкова Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина // Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. 136 с.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА И НАСЫЩАЮЩИХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

А.Т. Габдрахманов

Государственное бюджетное образовательное учреждение «Альметьевский государственный нефтяной институт», *artur.t.gabdrahmanov@gmail.com*

В данной работе представлены результаты анализа состава и свойств углеводородов, выделенных из керна, карбонатных и прилегающих к ним отложений с интервала 1631,2–1774,8 м.

Анализ выполнен на основе результатов термогравиметрических исследований насыщенного керна, хроматографических, оптических экспериментальных исследований выделенных из керна жидких углеводородов согласно методикам, приведенным в [1–4], с использованием методов математической статистики.

Были проведены исследования 13 образцов керна из различных интервалов 4 скважин анализируемого месторождения: ***2, ***7, ***3, **1*. В таблице 1 приведены данные по анализируемым образцам керна в порядке возрастания глубины отбора.

Таблица 1

Основные сведения об анализируемых фрагментах керна

Номер образца	Номер скважины	Краткая литологическая характеристика
23	***3	Кремнисто-известковая порода
44	***3	Известняк кремнистый
68	**1*	Известково-кремнистая порода
71	***3	Доломит
107	**1*	Аргиллит
121	**1*	Доломит с кораллами
51	***2	Сланец доломит-слюдистый
47	***7	Кремнисто-известковая порода
62	***2	Известково-кремнистая порода
95	***2	Доломит с кораллами
100	***2	Доломит с кораллами нефтенасыщенный
71	***7	Доломит
109a	***7	Аргиллит известковистый

На рисунке 1 представлены фотографии проанализированных фрагментов кернов.

Определение состава нефти и процессов, протекающих в них при нагревании, по заданной программе были проведены на термогравиметрическом анализаторе с пределами допускаемой относительной погрешности измерений массы $\pm 1\%$ и с пределами допускаемой относительной погрешности измерения температуры в интервале температур от 30 до 770 К, равными $\pm 1,5\%$. Хроматографические исследования нефти были проведены на газожидкостном хроматографе с пламенно-ионизационным детектором, с возможностью программно задавать скорость нагрева от $-250^\circ\text{C}/\text{мин}$ до $+250^\circ\text{C}/\text{мин}$, с пределом детектирования 1,5 пг по (додекану). Спектральный диапазон спектрофотометра составляет 190–1100 нм, пределы его допускаемых значений абсолютной погрешности по шкале длины волны $\pm 0,3$ нм, а пределы допускаемой абсолютной погрешности по коэффициенту пропускания $\pm 1\%$.

В процессе термогравиметрического анализа углеводородов образцы керна были подвергнуты нагреву до 700°C , зафиксирована потеря массы на нескольких стадиях термических процессов: первая стадия (до 100°C) – испарение воды и легких компонентов; вторая (от 100°C до 380°C) – зона испарения легких углеводородов и зона низкотемпературного окисления; третья (от 380°C до 500°C) – образование кокса; четвертая (от 500°C до 700°C) – зона высокотемпературного окисления. Анализ данных показал, что наибольшие потери массы наблюдаются на четвертой стадии и составили в среднем 7,83%. На третьей стадии потеря массы составляет в среднем для анализируемых образцов 5,29%, а на второй – 1,27%. Наибольшая потеря массы наблюдалась у образцов № 23 (31,51%), № 47 (44,34%), № 68 (43,84%).

Из образцов были экстрагированы углеводороды, которые проанализированы хроматографическим и спектрофотометрическим способами. По хроматограммам рассчитаны следующие показатели: отношение содержания алканов изостроения к содержанию алканов нормального строения ($\Sigma i/\Sigma n$); Π/Φ – отношение пристана к фитану; K_i – изопреноидный коэффициент; значение коэффициента В, характеризующего соотношение легких и тяжелых изоалканов; значение коэффициента D, характеризующего соотношение легких и тяжелых нормальных алканов. Хроматографические исследования показали отсутствие углеводородов в образцах керна № 44, № 95, № 109a, что, как показано в таблице 1, согласуется с результатами спектрофотометрических исследований.

В результате экспериментов были подобраны оптимальные концентрации растворов для анализа, чтобы полученные значения поглощения соответствовали рабочей области работы спектрофотометра, и проанализированы следующие оптические характеристики:



Фрагмент образца керна №23



Фрагмент образца керна №44



Фрагмент образца керна №68



Фрагмент образца керна
№71(скв. ***3)



Фрагмент образца керна
№107



Фрагмент образца керна
№121



Фрагмент образца керна №51



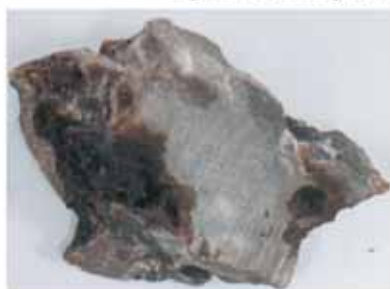
Фрагмент образца керна №47



Фрагмент образца керна №62



Фрагмент образца керна №95



Фрагмент образца керна
№100



Фрагмент образца керна
№71(скв. ***7)



Фрагмент образца керна
№109а

Рис. 1. Фотографии проанализированных фрагментов керна.

- коэффициенты светопоглощения при длинах волн 410 нм и 570 нм, коррелирующие с содержанием ванадилпорфиринов;
- коэффициенты светопоглощения при длинах волн 540 нм и 630 нм для возможности сравнительного анализа с другими исследованиями;
- соотношение поглощения при длине волны 465 нм к поглощению при 665 нм – D465/D665, характеризующее содержание асфальтенов [2, 5, 6];
- соотношение поглощения в ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490)/(D590D665), коррелирующее с содержанием ароматических соединений [2, 5, 6].

Также в таблице 1 представлены данные по значениям поглощения при максимуме и минимуме функции поглощения от длины волны. Полосы поглощения при длинах волн 410 нм и 570 нм, обнаруженные в результате спектрофотометрических исследований, например, в углеводородах образцов керна № 23, № 107, № 110, № 51, № 62, № 95, № 100, свидетельствуют о наличии ванадилпорфиринов. Наиболее интересные результаты получены по образцам №23, № 71, № 51, № 62, № 107, № 121, № 47, № 71 (скв. ***7), №100, №68, содержащие наибольшее количество хромофорных соединений, растворимых в органическом растворителе.

По мнению автора, очень важно отметить, что у доломитов и аргиллитов есть несогласование результатов термических исследований образца горной породы с оптическими характеристиками экстрагированных флюидов, что вызвано особенностью этих горных пород.

Таблица 2

Результаты количественного и качественного анализа углеводородов в проанализированных образцах кернов

Номер образца	№ 23	№ 44	№ 71 (скв. ***3)	№ 51	№ 62	№ 95	№ 107	№ 121	№ 47	№ 71 (скв. ***7)	№ 109a	№ 100	№ 68
Интервал	1631,2-1637,2	1637,2-1643,2	1643,1-1649,2	1725,2-1731,2	1731,2-1737,2	1747,2-1751,2	1654,2-1660,2	1654,2-1660,2	1726,1-1732,1	1757,0-1759,8	1771,8-1774,8	1747,2-1751,8	1642,2-1648,2
I Испарение воды и легких компонентов, Δm_1 , (%)	0,01	0	0,01	0	0	0	0,05	0	0,08	0	0,79	0	0,02
II Зона испарения легких углеводородов и НТО, Δm_2 , (%)	3,49	0	0,48	1,86	0,89	0,01	1,28	0,46	3,15	0,92	0,69	0,04	3,19
III Зона образования кокса (ОК), Δm_3 , (%)	16,13	0	0,86	6,23	4,62	0,2	5,05	0,46	15,15	1,95	2,26	0,65	15,15
IV Зона ВТОДм4 (%)	11,88	3,29	3,25	4,93	5,88	2,95	2,9	3,31	25,56	4,26	4,15	4,01	25,48
Всего потери массы, (%)	31,51	3,29	4,6	13,02	11,39	3,16	9,28	4,23	44,34	7,13	7,89	4,7	43,84
Остаточная масса, (%)	68,49	96,71	96,4	86,98	88,61	96,84	90,72	95,77	55,66	92,87	92,11	95,3	56,16
B	7,88	0	4,73	6,71	11,71	0	12,08	2,96	6,87	3,21	0	3,46	26,49
D	1,46	0	1,06	1,76	3,2	0	1,67	0,5	1,57	0,78	0	0,57	4,22
«i»/»n	0,95	0	0,66	0,63	0,56	0	0,75	0,52	0,77	0,5	0	0,59	0,92
П/Ф, усл.ед.	1,89	0	0,91	0,95	0,6	0	0,53	0,54	0,31	0,54	0	0,71	1,05
Ki	0,2	0	0,317	0,296	0,255	0	0,418	0,847	0,532	0,464	0	0,555	0,211
Ксп при 410, 1/см	2170	108	3959	15325	10499	483	1598	3059	15062	11191	198	2947	3055
Ксп при 540, 1/см	143	12	486	4759	1104	77	154	470	1777	1902	46	498	320
Ксп при 630, 1/см	46	4	193	1979	359	39	39	197	656	826	31	241	111
Минимум D(л)	1712	104	3820	15170	10107	416	1498	2965	12865	10841	193	2863	2943
Максимум D(л)	2174	154	4190	15411	10499	483	2189	3318	15247	12849	234	3087	3793
D465/D670	15,44	7	8,23	6,9	11,93	5,45	16	7,64	8,06	7,25	3	5,64	11,7
D440D490/(D590D670)	90,98	27,5	34,12	23,97	59,07	16,36	93,26	29,96	28,84	27,94	7,11	19,01	64,17

Надо отметить, что значения величин потери массы в зоне испарения воды и легких компонентов (зона I) не имеют значимой корреляционной связи ни с одним из анализируемых параметров. Часто можно наблюдать значимую корреляционную связь параметров внутри одной группы – хроматографических и спектрофотометрических, но за исключением термических. Также часто отмечается взаимосвязь между значениями параметров, полученных в результате хроматографических исследований и лабораторных исследований по определению состава нефти и процессов, протекающих в них при нагревании по заданной программе. Установлена значимая прямая корреляционная связь между спектральным коэффициентом D465/D670 и отношением содержания алканов изостроения

к содержанию алканов нормального строения (коэффициент линейной корреляции $r^2=0,70$, а ранговой 0,82). То же характерно для коэффициента $D440D490/(D590D670)$, но в чуть меньшей степени ($r^2=0,67$ и 0,81). Результаты исследований показывают, что не всегда один тип исследований может заменить применение другого – есть необходимость именно в проведении комплексных исследований. В некоторых случаях в результате проведенных исследований был раскрыт потенциал нефте-битумопродуктивности тех или иных отложений. Несмотря на то что к началу анализа образцы керн продолжительное время находились на открытом воздухе и большая часть легких углеводородов могла испариться к началу анализа в процессе продолжительного пребывания в кернохранилище, а оставшаяся часть могла в той или иной мере окислиться, наибольшую потерю массы при термических исследованиях показал образец №68 с наибольшим содержанием легких компонентов как изоалканов, так и нормальных алканов. Это было поводом для анализа возможной корреляционной зависимости всей выборки проанализированных образцов керн. Анализ показал значимый вклад легких фракций изоалканов и легких фракций нормальных алканов при термических преобразованиях, то есть в процессе хранения, доставки в лабораторию и при пробоподготовке не произошло существенной потери легких компонентов углеводородов кернового материала.

Литература

1. Насыбуллин, А.В. Методика определения состава углеводородов и процессов, протекающих в них при нагревании по заданной программе. 04-12-ФЗП 0019-1 ПМТСН /А.В. Насыбуллин, Л.И. Гарипова. Альметьевск, 2018. 15 с.
2. Евдокимов, И.Н. Возможности оптических методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений: Монография / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев. М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ». 2007. 228 с.
3. Гуськова, И.А. Методика спектрофотометрических исследований углеводородов доманиковых отложений. 04-12-ФЗП 0195 – 12 МФ Д./И.А. Гуськова, И.И. Маннанов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, Г.Р. Юсупова, А.Т. Габдрахманов. Альметьевск, 2017. 12 с.
4. Гуськова, И.А. Методика хроматографических исследований углеводородов, экстрагированных из образца, извлеченного из нефтенасыщенного керн. 04-12-ФЗП 0195-06 МНХ/И.А. Гуськова, И.И. Маннанов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, Г.Р. Юсупова, В.А. Саяхов, И.М. Ишкулов, Е.В. Леванова. Альметьевск, 2017. 12 с.
5. Габдрахманов, А.Т. Изучение изменения оптических характеристик углеводородов для оценки возможности подпитки углеводородами из глубин Земли / А.Т. Габдрахманов // Материалы Междунар. науч.-практ. конф. «Углеводородный и минерально-сырьевой потенциал кристаллического фундамента». Казань. 2019. С.168–171.
6. Хисамов, Р.С. Сравнительный анализ неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе экспериментальных исследований / Р.С. Хисамов, И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов, В.А. Саяхов, Е.С. Охотникова. Нефтяное хозяйство. 2019. № 10. С. 48–52.
7. Габдрахманов, А.Т. Применение комплексного анализа спектров видимого оптического поглощения нефти для контроля процессов воздействия на пласты. Специальность 25.00.17. Диссертационная работа на соискание ученой степени кандидата технических наук.

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ

Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань, zagidullina_aliy@mail.ru

Обострение проблемы энергосбережения заметно повысило интерес к освоению природных битумов. В Республике Татарстан сосредоточены значительные запасы природных битумов и высоковязких нефтей, которые в будущем могут стать альтернативой обычным нефтям и внести существенный вклад в производство нефтепродуктов, расширяя их ассортимент.

При разработке нефтяных и битумных залежей все чаще используются методы воздействия на пласт и призабойную зону. Исследования и накопленный опыт свидетельствуют, что интегрированное воздействие (включая волновое в качестве составляющей) обеспечивает повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений за счет интенсификации процессов в поровом пространстве [1].

Природные битумы (ПБ) представляют собой совокупность органических соединений, являющихся продуктами превращения нефтей, обладающих первичной углеводородной основой и имеющих твердую и вязкую консистенцию. ПБ характеризуются также повышенным (иногда – до 90–95%) содержанием асфальто-смолистых компонентов, вязкостью от 1–2 до 1000 Па·с, плотностью более 0,965 г/см³. Наличие в ПБ помимо углеводородов других ценных компонентов, например, редкоземельных элементов, позволяет рассматривать их в качестве многоцелевого комплексного полезного ископаемого, которое может быть использовано для получения: топливно-энергетических продуктов (газообразных, жидких, твердых); нефтехимических и химических продуктов (смазочные, лакокрасочные, изоляционные материалы, сера и т.д.); металлосодержащих продуктов; биостимуляторов; строительного и дорожно-строительного сырья. Превалирующая часть (71%) сосредоточена в Волго-Уральском регионе [2, 3].

Опытно-промышленные работы по освоению месторождений ПБ начаты в РТ с 1978 года на Мордово-Кармальском и с 1987 года – на Ашальчинском месторождениях. Мордово-Кармальское месторождение ПБ расположено в западной части Лениногорского района Республики Татарстан (рис. 4.1). Месторождение находится в 1,5 км к северо-востоку от деревни Мордовская Кармалка.

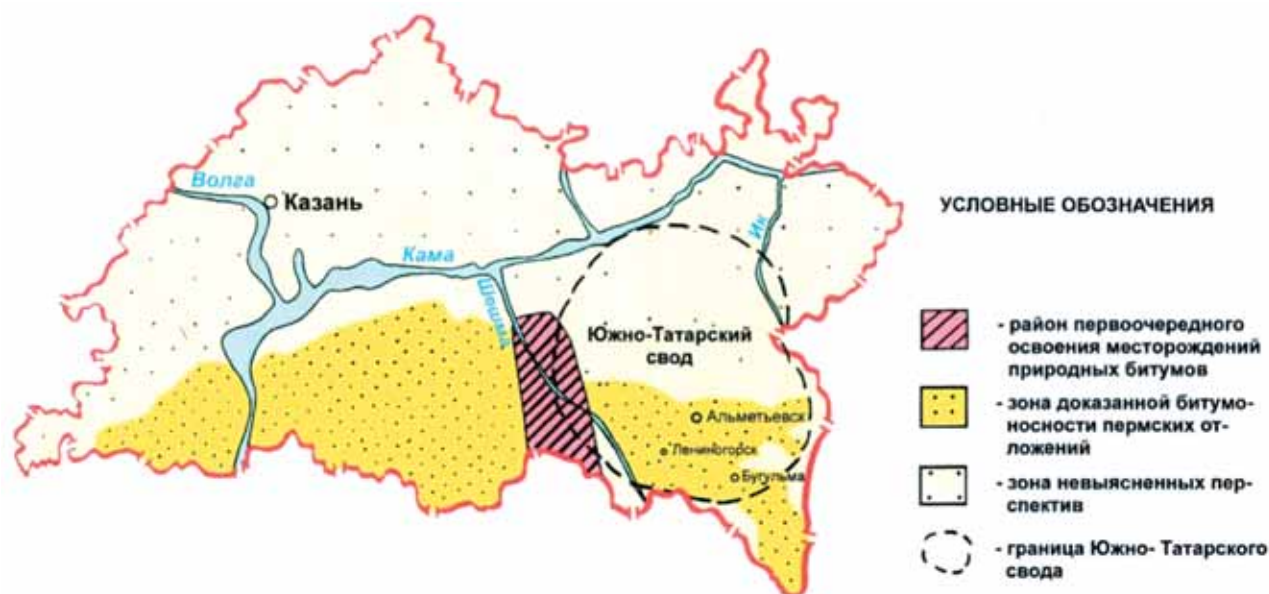


Рис. 1. Зона геологоразведочных работ поиска природных битумов Республики Татарстан.

В тектоническом отношении Мордово-Кармальское месторождение ПБ располагается в пределах западного склона Южно-Татарского свода. По типу месторождение относится к пластово-сводовым. Промышленно битумоносными являются отложения уфимского яруса верхней перми, литологически представленные рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками, обладающими высокими фильтрационно-емкостными свойствами: пористость коллектора находится в пределах от 26 до 31%, проницаемость в подавляющем большинстве случаев изменяется в пределах 0,05–3,0 мкм².

Залежи битумов на Северном и на Южном поднятиях являются самостоятельными. Они разделены узким прогибом, в пределах которого объемная битумонасыщенность коллекторов песчаной пачки составляет 35–45%. Глубина залегания продуктивных отложений изменяется от 60 м до 170 м, толщина битумонасыщенного пласта достигает 22,6 м. Основная зона битумонасыщения представлена практически песками, слабо спрессованными давлением вышележащих отложений, и приурочена к сводовым и присводовым частям поднятий. К периферии залежей происходит их полное выклинивание. Глинистость отложений зоны изменяется от 2,5 до 6%, карбонатность – от 2 до 10% масс. Пористость коллекторов очень высока и по данным анализа кернов более 80% всех исследованных образцов из этой части песчаной пачки имеют пористость свыше 30%, преобладающая проницаемость отложений зоны составляет более 0,5 мкм². Битумонасыщенность этой зоны меняется от 7,5 до 18,8% масс, с преобладанием значений от 9,5 до 12% масс [3, 4].

Для анализа эффективности интегрированного (совмещение волнового с внутрипластовым горением) воздействия одномодульным излучателем были выбраны 2 участка Мордово-Кармальского месторождения (№ 320 и № 276).

На основе гидромеханической модели авторы работы [5] сформировали три уровня волнового воздействия на нефтяные коллекторы: поровый (частота воздействия 10⁵–10⁶ Гц); структурный (частота воздействия 10³–10⁴ Гц); пластовый (частота воздействия 10–100 Гц). Авторами установлено, что спектр шума фильтрационного потока не зависит или слабо зависит от вязкости, плотности и скорости течения флюида. При этом движущаяся жидкость выступает в качестве возбудителя звуковых колебаний. Флуктуации давления в потоке имеют широкий спектр. Упругий пористый скелет пласта поглощает энергию тех колебаний, частота которых является «резонансной» по отношению к колебаниям скелета коллектора. Исследование волновых характеристик продуктивного пласта определяющих диапазон частот акустического воздействия на уровне структурного влияния, соответствует частотному диапазону фильтрационного потока, равному – 10³–10⁴ Гц. Протяженность области структурного влияния акустического воздействия составляет при этом от одного до нескольких десятков метров.

В выбранном диапазоне частот колебаний (1000–3000 Гц) совмещение их с внутрипластовым горением на промысле ранее не проводилось.

В процессе обвязки устьевой арматуры нагнетательной скважины предусматривается подача воздуха на забой по насосно-компрессорной трубе 1 (НКТ) через излучатель 4. Схема обвязки устья скважины приведена на рисунке 2. Излучатель с фильтром 3 устанавливается на нижнем конце НКТ через переходник; НКТ в рабочем положении опускается в нагнетательную скважину 2. Общая длина опущенной НКТ определяется необходимой глу-

биной установки излучателя: последний размещается, например, в зоне наибольшей приемистости пласта. Давление подачи воздуха на входе и на выходе из излучателя контролируется показаниями манометров M_2 и M_3 (забой скважины). При этом расход воздуха определяется по значениям давления перед и за расходным соплом, которые регистрируются манометрами M_1 и M_2 соответственно.

В процессе проведения промысловых испытаний производятся следующие измерения: дебита скважин по битуму, расхода извлекаемой продукции, обводненности продукции, давления воздуха на забое нагнетательной скважины, расход воздуха, нагнетаемого в скважину.

В соответствии с поставленной задачей апробация одномодульного излучателя колебаний давления была выполнена на участках 276 и 320 этого месторождения. Одномодульный излучатель представляет собой устройство, в котором основная гармоника акустических колебаний давления генерируется струей, взаимодействующей периодически с клиновидным разделителем с частотой, соответствующей собственной частоте резонансных камер. Подобное устройство обеспечивает снижение материальных затрат на 30-50% на изготовление в сравнении с 2-х модульным вариантом [5, 6].

Участок 276. Результаты исследований, полученные с использованием излучателей, состоящих из одного или двух модулей, свидетельствуют о росте суточного дебита по битуму добывающих скважин. Дебит скважин в отсутствие волнового воздействия находится на уровне ~0,2. Таким образом, максимальный прирост относительного значения добычи битума составил на этом участке ~305% для одномодульного излучателя и ~426% для излучателя, состоящего из 2-х модулей. В первом случае испытания проведены при относительных значениях расхода воздуха, не соответствующих оптимальному, равному 1. Однако это позволило включить в разработку с августа добывающую скважину № 294, ранее не действовавшую. При этом температура пласта составляла 10–18°C, что соответствовало приближению высокотемпературной зоны, обеспечивающей существенное снижение вязкости битума и, как следствие, возрастание дебита углеводородов.

Основным фактором, влияющим на добычу природного битума при интегрированном воздействии, является расход воздуха. При этом оптимальный режим соответствует расходу воздуха, при котором процесс горения в пласте протекает при близком к стехиометрическому соотношению горючего и окислителя. Дальнейшее увеличение относительного значения суточного расхода воздуха (свыше 1–1,1) приводит вследствие его избытка к снижению дебита извлекаемой продукции. Начиная с некоторых значений расхода воздуха, определяющим фактором может стать уже увеличение давления в пласте за счет большого количества поданного в продуктивный пласт воздуха. Основная задача исследования сводилась к получению большей информации на сходных по расходу воздуха режимах работы нагнетательной скважины № 276.

Величина другого параметра – пластового давления в значительной мере, как показали ранее выполненные испытания, влияет на дебит скважин. Значения давления на забое в последнем цикле равны 0,47–0,6 МПа (избыточного), что свидетельствует о сравнительно низком значении пластового давления (ранее достигалось значение до ~0,8 МПа). Значения температуры пласта в добывающих скважинах 275 и 294 в ходе испытаний менялись в пределах 43–82°C и 10–18°C соответственно. При повышении температуры, как правило, снижается вязкость битума и, как следствие, достигаются высокие значения дебита битума. Исследование нефтяной компоненты продуктов, извлеченных из скважин элементов с интегрированным термоволновым воздействием, показало изменение ее химического состава. Соответственно изменению фракционного состава нефтяной компоненты меняется и ее плотность. Одной из основных проблем при освоении битумных месторождений тепловыми методами является образование высоковязких эмульсий типа «вода в нефти».

Участок 320. Общий характер зависимости дебита битума от среднесуточного расхода воздуха при интегрированном воздействии аналогичен зависимости на участке № 276 с выраженным максимумом дебита. Максимальное значение дебита скважин по битуму на участке составляет ~3,6 т/сут при объемном расходе подачи воздуха в нагнетательную скважину ~10,3 тыс. м³/сут. Это значение дебита превышает полученные данные на участке в отсутствие интегрированного воздействия на ~54%. Однако применение двухмодульного варианта излучателя (вместо одномодульного) вряд ли можно считать целесообразным. По всей видимости, определяющим фактором в рассматриваемом случае является частота генерируемых колебаний (2800 Гц в отличие 2000 Гц на предшествующем цикле исследований). Достаточно высокие значения температуры пласта в зоне 392 скважины (около 97°C), обусловили низкую вязкость битума и благодаря этому – высокое значение дебита.

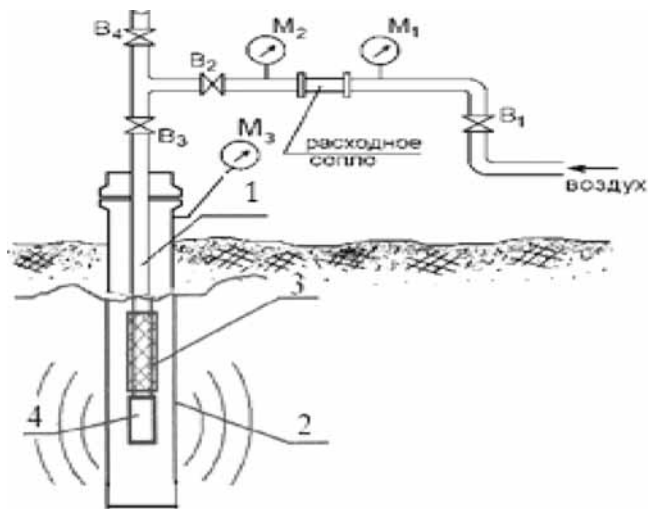


Рис. 2. Схема подвода воздуха при внутрипластовом горении.

1 – НКТ; 2 – нагнетательная скважина; 3 – фильтр; 4 – излучатель колебаний;

M_1, M_2, M_3 – манометры; V_1, V_2, V_3, V_4 – вентиля.

Как следует из работы [7], такие компоненты тонкодисперсной массы коллектора, как каолинит и хлорит, реагируют на температуру. Исследования авторов свидетельствуют, что изменение температуры существенно влияет на наноминералы группы хлорита-каолинита, изменяет их структуру за счет удаления гидроксильных групп. Это стабилизирует состояние минералов при дальнейшем термическом воздействии в условиях внутрипластового горения и не затрудняет тепловое воздействие на пластовый флюид. При повышении температуры, как правило, снижается вязкость битума и, как следствие, достигаются высокие значения дебита битума. Исследование нефтяной компоненты продуктов, извлеченных из скважин элементов с интегрированным воздействием, показало изменение ее химического состава. Соответственно изменению фракционного состава нефтяной компоненты меняется и ее плотность. Одной из основных проблем при освоении битумных месторождений тепловыми методами является образование высоковязких эмульсий типа «вода в нефти».

Таким образом, полученные на промысле результаты исследования характеризуют совокупное воздействие волнового и температурного полей на фильтрацию флюида в пласте.

В ходе проведения промысловых испытаний интегрированного воздействия на Мордово-Кармальском месторождении установлено: 1) на участке № 276 максимальный эффект по увеличению дебита скважин по битуму составил 300 % по сравнению с исходной технологией (1т/сут) (осредненный эффект воздействия составил 150%); 2) на участке № 320 увеличения дебита скважин по битуму не отмечается. Вероятной причиной этого является завышенный уровень частоты волнового воздействия – 2800 Гц; 3) Оптимальный режим подачи воздуха в пласт ниже реализованного в процессе испытаний, и следовательно имеются резервы по дальнейшему снижению энергетических затрат; 4) Результаты промысловых испытаний излучателя на участке № 276 подтвердили достоверность разработанного аналитического метода исследования распространения упругих волн в среде скважины, включая определение амплитуды колебаний на входе в пласт; 5) Промысловые испытания одномодульного варианта излучателя колебаний подтвердили его эффективность воздействия на пласт.

Степень эффективности и рентабельного применения интегрированного воздействия на пласты природных битумов определяется объемом информации (включая геолого-физические характеристики пласта), используемой при выборе динамических характеристик устройства генерации упругих волн [8], а также определяется способом его установки в нагнетательную скважину с учетом ее перфорации и степенью заполнения ее посторонней средой.

* Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 18-48-160001.

Литература

1. Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р. Состояние методов волнового воздействия и технических средств при освоении нефтяных и битумных месторождений / *Wschodnio europejskie Czasopismo Naukowe*. 2016. Т. 6. № 2. С. 33–38.
2. Хавкин А.Я. Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов. М.: ИПНГ РАН. 2005. 312 с.
3. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: «Фэн», 2010. 283 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: «Фэн», 2014. 798 с.
5. Муслимов Р.Х., Волков Ю.В., Хавкин А.Я. и др. Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении / *Бурение, нефть*. 2003. № 1. С.18–22.
6. Загидуллина А.Р., Буторин Э.А., Кравцов Я.И., Гатауллин Р.Н. Возбуждение продольных резонансных колебаний давления в условиях забоя скважины / *Нефтепромысловое дело*. 2015. № 5. С. 33–37.
7. Гиматулинов Ш.К. Проектирование моделей «Нефтеотдача коллекторов». М.: Недра. 1970. 120 с.
8. Галимзянова А.Р., Гатауллин Р.Н. Исследование гидродинамического излучателя колебаний для комбинированного воздействия на продуктивный пласт / *Технологии нефти и газа*. 2018. № 1 (114). С. 39–44.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ПО РАЗРЕЗУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.М. Ганеева, Е.Е. Барская, Е.С. Охотникова, Т.Н. Юсупова, Г.В. Романов

*Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань,
e-mail: ganeeva@iopc.ru*

Бавлинское месторождение является одним из крупнейших в РТ и считается полигоном для опробования и совершенствования новых подходов к разработке [1]. Несмотря на то что основным промышленным объектом Бавлинского месторождения является пласт Д1 (пашийский горизонт), сложенный песчано-алевритовыми породами, в разрезе палеозоя этого месторождения нефтепроявления различной интенсивности установлены по целому ряду горизонтов терригенного и карбонатного девона и карбона, в том числе и относящихся к доманикоидной формации, углеводороды в которой могут находиться не только в виде залежей нефти, но и в рассеянном состоянии в стадии миграции, а также в стадии образования нефти. На территории РТ к доманиковым отложениям относятся доманикиты – отложения саргаевского, доманикового (семилюкского) и мендымского горизонтов, которые распространены повсеместно и являются нефтематеринскими породами, и доманикоиды – отложения от саргаевского до заволжского возраста, развитые в осевых зонах Камско-Кинельской системы некомпенсированных прогибов.

Целью данной работы являлось изучение особенностей распределения и химического состава остаточной (керновой) нефти в разновозрастных породах-коллекторах Бавлинского месторождения [2].

В качестве объектов исследования были выбраны 18 образцов кернового материала (по три пробы из каждого горизонта), отобранного из пород-коллекторов отложений карбона (алексинский, бобриковский и турнейский горизонты) и девона (пашийский горизонт), а также из так называемых доманиковых отложений (заволжский и данково-лебедянский горизонты) Бавлинского месторождения (табл. 1).

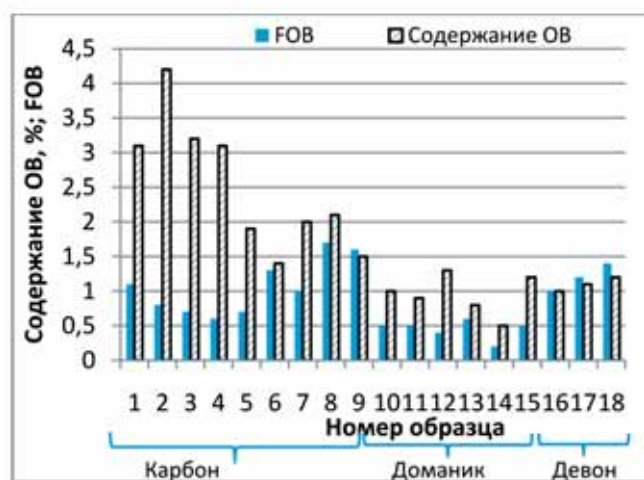
Образцы кернового материала исследованы методом термического анализа (ТА). В образцах определено суммарное содержание органического вещества (ОВ) и оценен его фракционный состав, $F_{ОВ}$. В породе-коллекторе ОВ представляет собой остаточную (керновую) нефть и необратимо адсорбированные (хемосорбированные) на активных центрах породы нефтяные компоненты. В доманиковых отложениях ОВ в большей степени представляет собой битумоид и кероген. По данным термического анализа оценено также содержание в породе доломита и кальцита, а также присутствие кварцевого песчаника (табл. 1). Анализ данных ТА показал, что породы-коллекторы карбоновых отложений характеризуется преимущественно повышенным содержанием ОВ (от 1,3 до 4,1%) с достаточно разнообразным фракционным составом – от тяжелого ($F_{ОВ}=0,6$) до легкого ($F_{ОВ}=1,7$) (рис. 1 а), а также разнообразным минеральным составом (табл. 1). Породы-коллекторы девонских отложений характеризуются достаточно низким содержанием ОВ – не превышает 1,5%, состав которого обогащен легкими и средними фракциями ($F_{ОВ} > 1$); минеральный состав представлен преимущественно кварцевым песчаником. Что касается образцов из заволжского и данково-лебедянского горизонтов, приписываемых доманиковым отложениям, то содержание в них ОВ составляет от 0,6 до 2,0%, а его фракционный состав является достаточно тяжелым ($F_{ОВ} = 0,4–0,6$) по сравнению с ОВ пород-коллекторов карбоновых и девонских отложений. В минеральном составе преобладает кальцит. По низкому содержанию ОВ отложения заволжского и данково-лебедянского горизонтов можно отнести к доманикоидам [3].

Порода после экстракции из него растворимого ОВ вновь была исследована методом ТА для определения содержания в ней нерастворимого органического вещества (НОВ) и его фракционного состава $F_{НОВ}$ (рис. 1 б). Породы из карбоновых отложений по сравнению с образцами пород-коллекторов из девонских отложений выделяются повышенным содержанием НОВ (НОВ в породах-коллекторах представляет собой нефтяные компоненты, хемосорбированные на активных центрах породы) от 0,5 до 1,8% (в девонских отложениях – от 0,4 до 0,6%) с достаточно разнообразным фракционным составом – $F_{НОВ}$ меняется от 0,4 до 1,5 (в девонских отложениях $F_{НОВ}$ меняется от 0,7 до 1,0). Что касается образцов породы доманиковых отложений, то содержание в них НОВ (в нефтематеринских породах НОВ представляет собой кероген [4]), составляет от 0,3 до 0,9%. Фракционный состав керогенданково-лебедянского горизонта достаточно тяжелый ($F_{НОВ}=0,3$), а в составе керогена двух образцов заволжского горизонта значительно преобладают легкие и средние фракции – $F_{НОВ}$ достигает 2,0 и даже 3,5, что свидетельствует о том, что кероген обогащен термически неустойчивыми структурами (например, в значительных количествах присутствуют мостиковые фрагменты или алкильные заместители) или легкими углеводородами, сохранившимися в порах, недоступных для растворителя [4, С.139–140].

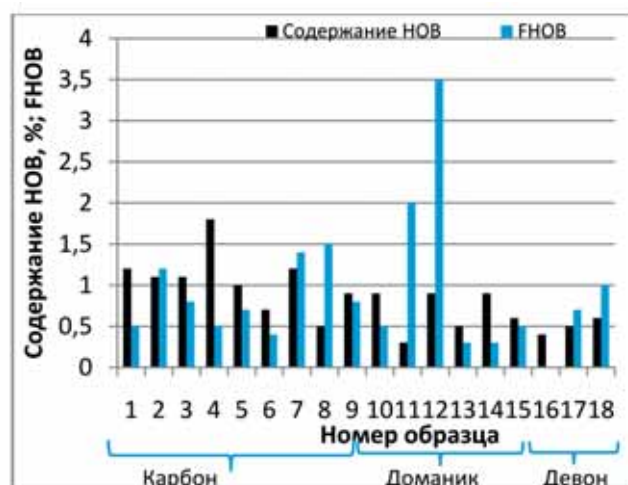
Исследование породы доманиковых отложений после экстракции ОВ (битумоида) позволяет охарактеризовать оставшийся в породе кероген с оценкой, в первом приближении, его нефтегенерационного потенциала по содержанию НОВ и по показателю его фракционного состава $F_{НОВ}$. Как уже говорилось выше, образцы породы из данково-лебедянского горизонта содержат мало керогена, потенциал выделения легких УВ из которого также низок ($F_{НОВ}=0,3–0,5$). А вот в породе заволжского горизонта можно выделить образцы №№ 11 и 12 для которых нефтегенерационный потенциал является достаточно высоким ($F_{НОВ}=2,0$ и 3,5), что позволяет отнести интервалы залегания этих образцов породы к перспективным для проведения технологических процессов выделения легких компонентов ОВ путем применения, например, кислотного ГРП или внутрипластового преобразования ОВ с целью увеличения содержания в нем подвижных компонентов.

Характеристика кернового материала по разрезу палеозоя на Бавлинском месторождении

№ п/п	Горизонт	Глубина отбора, м	Характеристика минерального состава (по данным термического анализа)
1	Алексинский	1130.0-1134.5; м.вз.1.3-1.4	CaCO_3 (40%); (CaMg) CO_3 (30%)
2		1134.5-1140.0; м.вз.0.6-0.7	
3		1134.5-1140.0; м.вз.4.5-4.6	
4	Бобриковский	1216.0-1224.0; м.вз.1.3-1.4	Кварцевый песчаник с примесью карбонатов (доломита 1,5% и кальцита 0,9%)
5		1216.0-1224.0; м.вз.2.5-2.6	
6		1216.0-1224.0; м.вз.4.9-5.0	
7	Турнейский	1179.0-1184.0; м.вз.0.8-0.9	CaCO_3 (70%);
8		1179.0-1184.0; м.вз.4.1-4.2	
9		1184.0-1189.0; м.вз.3.8-3.9	
10	Заволжский	1413.0-1419.0; м.вз.0.8-0.9	CaCO_3 (70–78%);
11		1423.0-1419.0; м.вз.5.1-5.2	
12		1419.0-1429.0; м.вз.7.0-7.1	
13	Д а н к о в о - лебединский	1592.5-1599.8; м.вз.0.8-0.9	CaCO_3 (74%);
14		1592.5-1599.8; м.вз.3.5-3.6	
15		1599.8-1607.5; м.вз.3.65-3.75	
16	Пашийский	1850.5-1860.5; м.вз.1.1-1.2	Кварцевый песчаник
17		1850.5-1860.5; м.вз.7.5-7.6	
18		1805.5-1860.5; м.вз.9.8-9.9	



а) Содержание ОВ в породе и его фракционный состав



б) Содержание НОВ в породе и его фракционный состав

Рис. 1. Данные термического анализа образцов кернового материала разновозрастных отложений Бавлинского месторождения.

Экстракты ОВ из кернового материала (остаточная (керновая) нефть для образцов из карбоновых и девонских отложений и битумоид для образцов из доманиковых отложений) изучены методами ТА, колоночной хроматографии, определен их структурно-групповой состав по данным ИК спектроскопии, а также элементный состав.

Достаточно четкая картина по выходу экстракта из пород разновозрастных отложений получена при пересчете на общее содержание ОВ в породе (табл. 2). Самый высокий выход экстракта характерен для пород-коллекторов девонских отложений – 91,7% от общего содержания ОВ в породе, при этом экстракт характеризуется достаточно легким фракционным составом, $F > 1$. Выход экстракта из пород-коллекторов карбоновых отложений значительно ниже и составляет 52,9–69,1% от общего содержания ОВ в породе. Можно заметить, что фракционный состав карбонового экстракта является более тяжелым, показатель F не превышает 1,0 и его доля в ОВ уменьшается вниз по разрезу. Битумоиды в доманикоидах заволжского горизонта в среднем составляют 29,4% от вмещаемого ОВ. Из всех образцов породы заволжского горизонта выделяется один – самый верхний по интервалу отбора керна, высоким значением показателя $F=7.5$, что характерно для образцов с повышенным содержанием легких

Таблица 2

Средние значения растворимого ОБ(экстрактов) относительно вмещаемого ОБ породы и показатели его фракционного состава по разрезу палеозоя на Бавлинском месторождении РТ

№ п/п	Возраст отложений, горизонт	Доля растворимого ОБ в ОБ породы, %	F
1	Карбон алексинский,	69.2	0.9
	бобриковский,	59.1	0.6
	турнейский	52.9	0.8
2	Доманик заволжский	29.4	0.7-7.5
3	данково-лебедянский	5.2	1.2
4	Девон пашийский	91.7	1.2

фракций. Два остальных образца заволжского горизонта по фракционному составу схожи с экстрактами пород-коллекторов карбоновых отложений. С учетом фракционного состава НОВ можно предположить, что из верхнего образца этого горизонта удалось экстрагировать самые легкие УВ (НОВ в породе этого образца имеет тяжелый фракционный состав), а из двух других образцов этого горизонта экстракция легких УВ, по-видимому, затруднена (для этих образцов НОВ имеет легкий фракционный состав). Скорее всего, легкие УВ в них изолированы в труднодоступных для растворителя порах и могут представлять прото-(микро-) нефть [5].

Сравнительный анализ компонентного состава экстрактов (рис. 2) показал, что остаточная нефть девонских отложений характеризуется повышенным содержанием масел и пониженным содержанием бензольных смол и асфальтенов по сравнению с остаточной нефтью карбоновых отложений. Из доманикоидов наименьшим содержанием масел и высоким содержанием спирто-бензольных смол и асфальтенов выделяются битумоиды данково-лебедянского горизонта и наиболее близкого к нему образца заволжского горизонта (обр. 12). Обр. 10 заволжского горизонта, напротив, характеризуется высоким содержанием масел, низким содержанием бензольных смол и асфальтенов, что сравнимо с составом остаточной нефти обр. 16 (из девонских отложений).

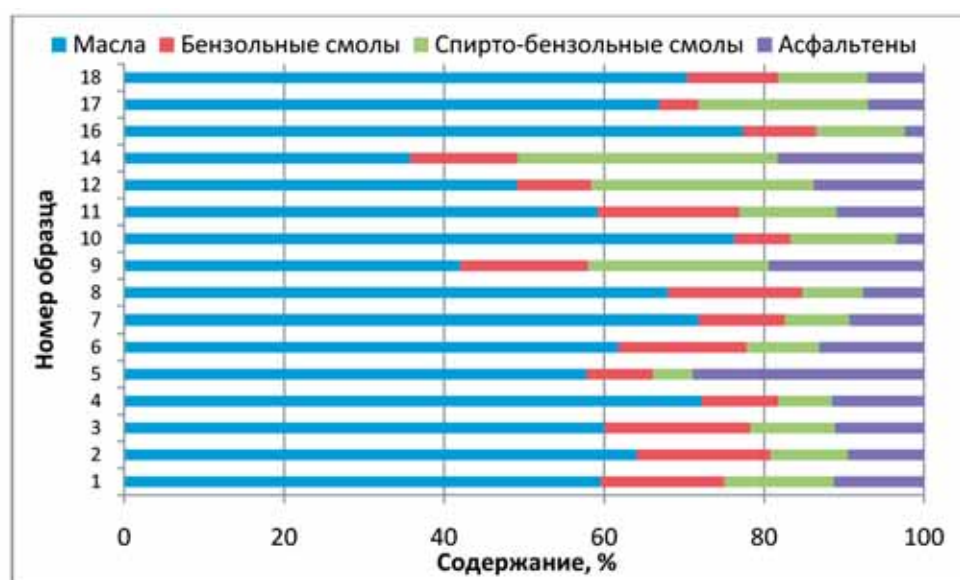


Рис. 2. Компонентный состав экстрактов ОБ из образцов керна Бавлинского месторождения.

По данным элементного анализа, содержание серы, кислорода и микроэлементов (О+Ме) в экстрактах ОБ увеличивается в ряду: девонские отложения – карбоновые отложения – доманиковые отложения (табл. 3). Помимо гетероэлементов и металлов битумоид обогащен водородом (пониженное значение С/Н).

Таблица 3

Усредненный элементный состав экстрактов ОБ из разновозрастных отложений Бавлинского месторождения

Образец	С, %	Н, %	Н, %	S, %	О+Ме, %	С/Н
Карбоновые отложения	79,5	9,6	0,15	3,0	7,7	8,3
Доманиковые отложения	77,6	9,9	0,2	3,3	9,0	7,8
Девонские отложения	80,6	9,9	0,4	2,7	6,4	8,1

Выявлены особенности структурно-группового состава битумоидов по данным ИК спектроскопии. В отличие от экстрактов из карбоновых и девонских отложений в битумоидах из доманиковых отложений обнаружены фрагменты эфирных и сложноефирных групп (полосы при частотах 1261 и 1095 см⁻¹ [6]) (рис. 3).

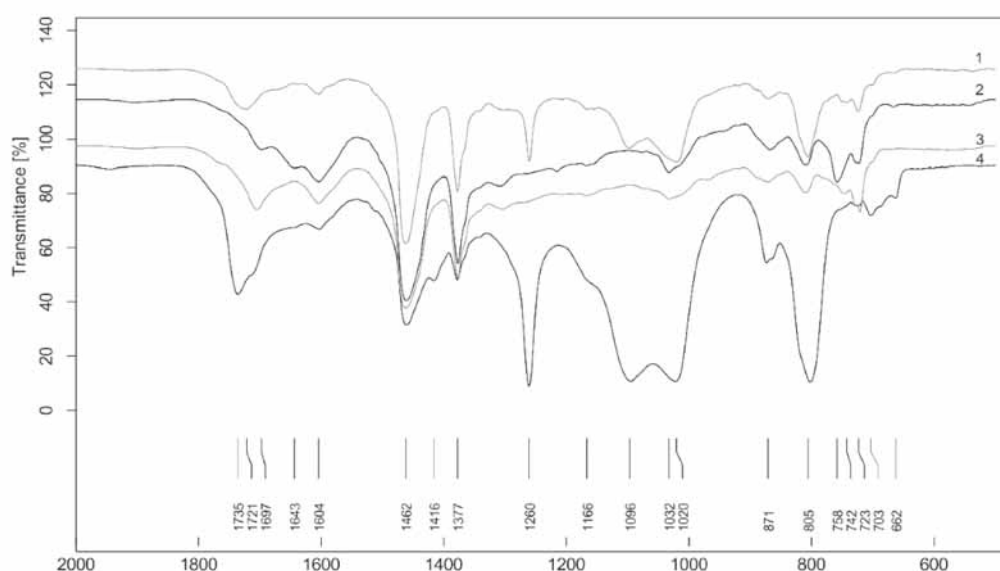


Рис. 3. ИК спектры экстрактов: 1 – данково-лебедянский горизонт (обр. 13); 2 – бобриковский горизонт (обр. 4); 3 – пашийский горизонт (обр. 16); 4 – заволжский горизонт (обр. 10).

Таким образом, в ходе проведенного исследования кернового материала, добытого по разрезу многопластового Бавлинского месторождения РТ (Россия), и экстрактов из него выявлена общая тенденция снижения содержания вмещаемого ОВ и снижения в нем доли тяжелых фракций вниз по разрезу (от карбона к девону). При этом в составе ОВ увеличивается доля растворимого ОВ и снижается доля необратимо адсорбированных нефтяных компонентов, в остаточной нефти увеличивается доля масел и снижается содержание асфальтенов и бензольных смол. Показано, что заволжский и данково-лебедянский горизонты характеризуются крайне низким содержанием ОВ с весьма неоднородным составом, отличным от состава остаточной нефти карбоновых и девонских отложений, неоднородными фильтрационно-емкостными свойствами и минеральным составом [7], что необходимо учитывать при подборе технологий воздействия на соответствующие пласты.

Литература

1. Яртиева А.Ф., Саитгараев Р.Х., Подалов В.Б., Морозов П.Г. Результаты эксплуатации экспериментальной скважины 2917 г. с мультисекционным гидравлическим разрывом пласта // Материалы научно-практической конференции «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань: Изд-во «Слово», 2017. 320. С. 308–311.
2. Ганеева Ю.М., Барская Е.Е., Юсупова Т.Н., Охотникова Е.С., Сотников О.С., Ремеев М.М., Хисамов Р.С. Сравнительный анализ органического вещества пород коллекторов и доманиковых отложений Бавлинского месторождения // Нефтехимия. 2020. Т. 60. № 3. С. 283–291.
3. Зайдельсон М.И., Вайнбаум С.Я., Копрова Н.А., Семенова Е.Г., Суриков Е.Я., Голодовкина Г.Е., Зинина Е.А., Цлав Л.З., Аширов К.Б., Беллерова В.А. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций. М.: Наука, 1990. 79 с.
4. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 504 с.
5. Панарин А.Т., Фомин А.В. Российская нефть баженом прирастать станет // Георесурсы. 2016. № 18(4). Ч. 2. С. 325–330.
6. Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев В.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. Смолы и асфальтены. М.: Наука, 1979. 269 с.
7. Хисамов Р.С., Назимов Н.А., Ханнанов Р.Г., Подалов В.Б., Базаревская В.Г., Салимов О.В. Многозонный кислотный гидроразрыв доманиковых отложений на Бавлинском нефтяном месторождении // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С.84–91.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Р.Н. Гатауллин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ

Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru

Из-за постоянного повышения спроса на энергетические ресурсы и непрерывного снижения добычи легкой традиционной нефти, все больше внимания уделяется разработкам месторождений тяжелой высоковязкой нефти и природных битумов. Однако их особые свойства, характеризующиеся высокой вязкостью и низкой подвижностью в сочетании с неоднородностью условий залегания, осложняют процесс их извлечения. В работе рассмотрены основные характеристики тяжелой высоковязкой нефти и природных битумов месторождений Татарстана, а также состояние освоения. Представлен обзор в области методов разработки залежей республики, поскольку регион обладает огромными и важнейшими запасами нетрадиционной нефти. Основу технологий составляют гидродинамические, тепловые и химические методы воздействия на пласт. Выявлены основные преимущества и недостатки предложенных способов добычи с точки зрения механизма воздействия, ограничений реализации, экологии и оценки технологической и экономической эффективности. Увеличения коэффициента извлечения нефти и повышения уровня добычи извлекаемых ресурсов можно достичь за счет совершенствования геологических исследований, применения современных технологий воздействия на пласт, моделирования и лабораторных исследований процессов и внедрения инновационных методов разработки.

Постоянно растущий спрос на энергетические ресурсы и непрерывное снижение уровня добычи традиционной легкой нефти приводят к тому, что для удовлетворения потребностей рынка все больше уделяется внимания к нетрадиционным ресурсам (тяжелая, высоковязкая нефть (ВВН) и природные битумы (ПБ)). Однако высокая вязкость в пластовых условиях и неоднородность залегания привела к тому, что их добыча обусловлена сложными техническими и экономическими проблемами. Разработка таких месторождений также характеризуется низкими коэффициентами извлечения нефти. Но высоковязкие нефти и природные битумы, в свою очередь, представляют собой огромный неиспользованный потенциал, который, как ожидается, будет вносить большой вклад в сферу мировой нефтедобычи в ближайшем будущем, поскольку уже сейчас доля высоковязкой нефти и битума составляет 70 % открытых нефтяных ресурсов в мире.

Важным резервом нефтедобычи являются трудноизвлекаемые запасы, включающие залежи тяжелых высоковязких нефтей. Татарстан располагает более 600 млн т запасов высоковязких нефтей. Высовязкие нефти Татарстана рассредоточены в основном на терригенных и карбонатных коллекторах с вязкостью до 550 мПа·с (сПз), плотностью – от 850 до 960 кг/м³. Более 2/3 объектов разработки имеют вязкость более 30 мПа·с. [1]

Прогнозные ресурсы природных битумов в России оцениваются в несколько десятков млрд т (при содержании битумов более 4% вес.). Подавляющая их часть (70%) сосредоточена в Волго-Уральском регионе (главным образом в Республике Татарстан). На долю Восточной Сибири (Якутия и Красноярский край) приходится около 20%. Значительные ресурсы распределены по другим регионам Европейской и Азиатской частей России. Республика Татарстан располагает крупнейшим в России ресурсным потенциалом природных битумов. По качеству – нефть разрабатываемых месторождений преимущественно сернистая, высокосернистая (80%) и высоковязкая (67% остаточных извлекаемых запасов), а по плотности – средние и тяжелые (68% остаточных извлекаемых запасов) [2].

Битумы в Татарстане связаны с пермскими отложениями, причем битумоносна их нижняя половина (нижний отдел), а также уфимские и казанские отложения верхнего отдела, залегающие большей частью ниже долин водотоков до глубин 400–450 м. Очевидно, поэтому выходы битумоносных пластов немногочисленны. Залежи ПБ представляют собой скопления в основном жидких, подвижных, но сверхвысоковязких производных нефтяного ряда, заполняющих поры и пустоты карбонатных и песчано-алевролитовых пластов – коллекторов с толщинами от 1 до 40 м. Природные битумы почти на всех разведанных месторождениях по консистенции являются жидкими и подвижными. По своей плотности (0,93–1,080 г/см³), углеводородному составу, содержанию серы и редких элементов битумы близки к нефтям среднего карбона, но отличаются высокой вязкостью – 190 ч 950000 мПа·с. Относительно подвижные битумы встречаются в основном в песчано-алевролитовых коллекторах, а более вязкие залегают в карбонатных. В целом вязкость ПБ увеличивается по всем залежам с востока территории на запад, а также – с севера на юг. В то же время наблюдается неоднородность этого параметра как на разных участках скопления, так и в разрезах [3].

Проблемы разработки залежей высоковязкой нефти и природных битумов прежде всего связаны с геологическими различиями. Согласно литературным источникам, предложено относить к битумам углеводороды нефтяного происхождения, встречаемые в природе в пористых или трещиноватых породах, вязкостью 10000 мПа·с и выше. Залежи ПБ имеют сходство со строением залежей нефти: они приурочены к определенным частям разреза и современным структурным формам. Различие геологического строения залежей ВВН и ПБ обуславливает разный подход к технологиям их разработки. В настоящее время планируется ввести в разработку около 50 месторождений природных битумов с запасами 35–40 млн т, которые в основном уже разведаны, и довести добычу по ним до 2,5 млн т к 2020 году [2, 3].

На нефтебитумных месторождениях Татарстана испытываются и совершенствуются различные методы увеличения нефтеотдачи (МУН) на продуктивный пласт практически по всем известным нефтедобывающим технологиям. Применяются гидродинамические, физические, химические, газовые, тепловые и другие методы, которые осуществляются в условиях нагнетательных и добывающих скважин. По числу обработок лидером является ударно-депресссионное воздействие, которое основано на сочетании термического и имплозионного воздействий. На Сабанчинском месторождении данным методом обработано уже более 160 добывающих скважин. Дополнительная добыча нефти по ним составила порядка 180 тыс. т. На 40 добывающих скважинах бобриковского горизонта данного месторождения проведена обработка дилатационно-волновым воздействием, дополнительная добыча при этом составила около 90 тыс. т нефти. Перечисленные методы предназначены для регулировки заводнения и повышения объемов добычи на залежах практически любой стадии разработки месторождений, где возможно использование штанговых насосов [4].

Также активно применяется закачка воды на месторождениях тяжелой нефти и природных битумов, поскольку метод является относительно доступным и простым по сравнению с другими МУН. Поэтому проблема регулирования заводнения с целью повышения степени извлечения нефти из залежей с высоковязкой нефтью является весьма актуальной. Как правило, нагнетание необработанной воды осуществляют с вязкостью нефти до 30 мПа·с, а заводнение обработанной водой – на залежах с вязкостью нефти от 30 до 60 мПа·с. В то же время проведенными исследованиями установлена достаточно высокая эффективность применения заводнения на терригенные коллекторы, вязкость которых доходит до 150 мПа·с. На месторождениях Татарстана с высоковязкой нефтью (более 60 мПа·с) испытывались различные тепловые методы. Например, производилась закачка оторочки горячей воды на Ново-Суксинском месторождении в отложения бобриковского горизонта. На залежах тульского горизонта Архангельского месторождения и бобриковского горизонта Нурлатского месторождения проводились опытные работы по влажному внутрипластовому горению (ВВГ). Также проводятся комплексные (термогазохимическое воздействие в комплексе с перестрелом перфорации, термогазохимическая обработка, системная кислотная обработка, виброакустические и имплозионные методы, акустико-химическое воздействие и др.) методы воздействия на пласт [3, 5].

На последних стадиях освоения месторождений Татарстана разработаны и апробированы следующие технологии: извлечение битума методом низкотемпературного окисления (НТО), циклическое воздействие паром, циклическая закачка воздуха, циклическая и площадная закачка парагаза, внутрипластовое горение и другие [2].

Проведенные исследования показывают, что все залежи битумов находятся в густонаселенных районах Татарстана и характеризуются невысокими значениями пластового давления (0,1–1,0 МПа). Промысловые исследования выявили отрицательные факторы, сопутствующие ВГ. В их числе: сложность контроля протекающих процессов в пластах; утечка газообразных агентов нагнетания (воздух, азот, кислород, углекислый газ и т.д.), определяемая технологическими и геолого-физическими причинами; негативное влияние на экологию (на верхние горизонты питьевых вод и воздушную среду); возникновение термического и окислительного крекинга в продуктивном пласте, что приводит к существенной потере ценности извлекаемой продукции (содержание ванадия может снизиться на 70%) [6]. Метод ВГ считается наиболее отработанным на Мордово-Карамальском месторождении, где среднесуточные дебиты по нефти достигали 9 т, а по жидкости – до 20 т [2].

Применяемый метод НТО является аналогом паротеплового воздействия. Он включает в себя следующие этапы: прогрев продуктивного пласта паром или парагазом; закачка воздуха с целью форсирования окислительных реакций, выдержка скважины для прогрева пласта в течение нескольких суток и отборе продукции. Данная технология способна увеличить дебит скважин и позволяет снизить расход закачиваемых в пласт агентов на единицу продукции. Но в свою очередь с ростом циклов обработки в пласте копятся тяжелые нефтяные остатки, которые существенно снижают фильтрацию пластовых флюидов и производительность скважины. Эти недостатки можно исключить, если вносить в пласт теплоту с помощью теплоносителей [5].

На промыслах Татарстана успешно апробирована виброобработка забойными пульсаторами нагнетательных скважин, разработанными «ТатНИПИнефть». Воздействие волновыми полями на пласт принято разделять на акустические, вибросейсмические и виброволновые. Основными направлениями использования волновых технологий в нефтяной промышленности являются: обработка низкодебитных скважин при засорении призабойной зоны при их эксплуатации или буровыми растворами после их бурения; интенсификация добычи нефти за счет резонансного волнового воздействия на целые участки месторождений (объемное воздействие). Волновая обработка пласта основана на ряде специфичных явлений, возникающих в скелете породы и в большой мере насыщающей его флюиды. В основном это нелинейные эффекты, в частности, изменение фронта волны, дисперсия энергии волн. Эти эффекты могут приводить к существенному (в 1000–100000 раз) увеличению скорости фильтрации жидкости или газа в капиллярных каналах и в самой пористой среде, к интенсификации тепловых и массообменных процессов в пласте, перераспределению градиентов давления и т.д. [1].

Вибросейсмическое воздействие, как правило, реализуется следующими способами: с поверхности или скважинными техническими средствами на призабойную зону скважины, распределяя энергию через волноводы; виброисточниками с земной поверхности, передавая энергию на продуктивный пласт через насыщенную пористую среду. По результатам исследований авторами сделаны следующие выводы: вибросейсмическое воздействие

с земной поверхности существенно повышает нефтеотдачу на обводненных пластах, месторождения которых находятся на поздних стадиях разработки (особую эффективность этот метод показал на многопластовых залежах); эффект последействия сохраняется до года [2]. Однако при этом достаточно сложно оценить определенный эффект воздействия в рамках значительного объекта разработки.

Крупнейшим месторождением высоковязкой нефти является Ашальчинское, которое расположено на западе Южно-татарского свода, залегающее на глубине до 110 м от земной поверхности. Несмотря на почти полувековой период геологических исследований и применяемых методов добычи высоковязкой нефти, до сих пор не удается решить проблемы с освоением месторождения. За последнее десятилетие освоения Ашальчинского месторождения добыто более 1000 тыс. т тяжелой высоковязкой нефти. Значительная доля добытой нефти разрабатывалась в условиях горизонтальных скважин, дебиты которых составляют в 8–10 раз больше (технология SAGD), чем вертикальных. К 2015 году дебиты по ГС составляли около 23 т/сут, а благодаря внедрению большего количества скважин, добыча составила около 380 тыс. т нефти в год [7–8].

Комбинированное воздействие (совмещение теплофизического и волнового воздействий) на продуктивные пласты.

Теоретические и экспериментальные исследования, выполненные ФИЦ КазНЦ РАН совместно с ОАО «Татнефть» показали, что рассматриваемая задача может быть решена за счет комбинированного (совмещение теплофизического и волнового) воздействия на продуктивные пласты. Предлагаемая комбинированная технология осуществляется размещением в нагнетательной скважине (НКТ) излучателя (генератора) колебаний, благодаря которому в потоке теплоносителя формируется волновое поле, которое интенсифицирует внутрипластовые процессы. Сущность метода заключается в том, что при волновом воздействии интенсифицируются процессы тепло-массообмена в пласте и повышается эффект теплофизического воздействия. Последнее за счет увеличения температуры пластовой среды повышает ее подвижность, что в свою очередь повышает эффект волнового воздействия. В результате суммарный эффект совмещенного воздействия значительно превосходит сумму эффектов отдельно примененных методов – достигается синергетический («сверхсуммарный») эффект воздействия [9].

Скважинные излучатели разной мощности колебаний позволяют воздействовать на пласт при их размещении как по стволу скважины, так и на насосно-компрессорных трубах. Волновая обработка может проводиться как при нагнетании рабочих агентов, так и во время остановки, а в скважинах газлифтного и фонтанного типа – без остановки добычи и подъема НКТ [10].

В процессе промысловых испытаний комбинированного (термоволнового) воздействия в условиях внутрипластового горения на Мордово-Кармальском месторождении ПБ показан существенный прирост добычи битума на участке 404 при воздействии на пласт частотами 1000 и в последующем – 2000 Гц. При этом наблюдается увеличение дебита эксплуатационных скважин до 70–180% при частоте воздействия 1000 Гц и до 500–830% – на частоте 2000 Гц [11].

Успех эффективного применения комбинированного воздействия также наблюдался на промысловых участках Первомайского месторождения ОАО «Татнефть» (совмещение волнового воздействия с заводнением). Воздействие упругими волнами реализовывалось за счет установки проточного гидродинамического излучателя в нагнетательной скважине. Эффект проявился в увеличении дебита нефти и снижении обводненности извлекаемой продукции. На одном из участков при волновом воздействии повысилась приемистость нагнетательной скважины [12].

Особо высокий эффект комбинированного воздействия следует ожидать при совмещении волнового воздействия с SAGD – технологией в условиях горизонтальных скважин. Эти ожидания обусловлены тем, что в рассматриваемом случае реализуется линейный источник упругих волн, позволяющий подвергнуть воздействию всю толщу продуктивного пласта на протяжении всей длины горизонтальной скважины [9]. И благодаря этому может быть обеспечено эффективное освоение колоссальных запасов ценнейшего природного сырья.

В заключение стоит отметить, что запасы обычной нефти ежегодно истощаются, а тяжелые нефти и природные битумы стали важнейшей альтернативой легкой нефти и вносят огромный вклад в сферу мировой нефтедобычи. Добыча тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов обусловлена сложными техническими и экономическими проблемами. Среди приведенных выше методов добычи ВВН и ПБ, наиболее рентабельными и успешно апробированными являются тепловые (особенно SAGD), гидродинамические и химические методы в условиях вертикальных и горизонтальных скважин, а также комбинирование нескольких отдельных методов (к примеру – волновое воздействие). Основным фактором, ограничивающим эффективность методов извлечения, является неоднородность продуктивного пласта и месторождения в целом, т.е. характеристики и свойства тяжелой нефти или природного битума (вязкость, проницаемость и т.д.) в пласте значительно меняются даже на небольших расстояниях (по горизонтали и по вертикали) в рамках одного месторождения или участка разработки. Стоит также учесть, что часть внедряемых методов добычи в нашей стране, ввиду специфичных геолого-физических условий залегания углеводородов, не являются приоритетными в других странах мира.

* Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № 18-48-160001.

Литература

1. Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: «ФЭн», 2010. 283 с.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: «ФЭн», 2014. 798 с.
3. Ганиева Т.Ф., Половняк В.К. Высоковязкие нефти, природные битумы и битумоносные породы. Казань: КНИТУ, 2012. 104 с.
4. Хисамов Р.С., Хабибрахманов А.Г. и др. Сабанчинское нефтяное месторождение: история, анализ разработки, перспективы. Казань: «Ихлас», 2016. 320 с.
5. Яртиева А.Ф., Хакимзянов И.Н., Петров В.Н., Идиятуллина З.С. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов республики Татарстан. Казань: «Ихлас», 2016. 192 с.
6. Бикмухаметова Г.К., Абдуллин А.И., Емельянычева Е.А. и др. Природные битумы. Перспективы использования / Вестник Казанского технологического университета. 2016. Т. 19. № 18. С. 31–36.
7. Гуссамов И.И., Петров С.М., Ибрагимова Д.А. и др. Структурно-групповой состав высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения / Вестник Казанского технологического университета. 2014. № 7. С. 248–251.
8. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами // Георесурсы. 2015. № 3–1. С. 53–56.
9. Гатауллин Р.Н., Кравцов Я.И., Марфин Е.А. Интенсификация добычи трудноизвлекаемых углеводородов за счет интегрированного тепловолнового воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство. 2013. №1. С. 90–93.
10. Галимзянова А. Р., Гатауллин Р. Н. Исследование гидродинамического излучателя колебаний для комбинированного воздействия на продуктивный пласт // Технологии нефти и газа. 2018. № 1 (114). С. 39–44.
11. Marfin E. A., Kravtsov Y. I., etc. Elastic-Wave Effect on Oil Production by In Situ Combustion: Field Results / Petroleum Science and Technology. 2015. V.33. I. 15-16. P. 1526–1532.
12. Марфин Е.А., Кравцов Я.И., Абдрашитов А.А., Гатауллин Р.Н. Промысловые испытания волнового воздействия на процесс добычи нефти на Первомайском месторождении // Георесурсы. 2014. № 2. С. 14–16.

ПЕТРОГЕНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА (ЮТС) – ОСНОВНОЙ НЕФТЕНОСНОЙ СТРУКТУРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.С. Гатиятуллин¹, А.Р. Баратов²

¹ Татарстанская нефтегазовая секция ЦКР Роснедр

² Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) ПАО «Татнефть»

Детальные исследования керна и шламового материала по скв.20000 Миннибаевской и скв.20009 Новоеловской показали, что кристаллический массив фундамента ЮТС, вскрытый даже на незначительную глубину, представляет собой весьма сложное скопление разновозрастных геологических тел, без признаков стратификации, контрастных по вещественному составу и генетической принадлежности.

Эти факторы сильно осложняют реконструкцию первичного состава толщ, делают практически невозможным прослеживание маркирующих горизонтов и детальные стратиграфические сопоставления. По мнению Н.Л. Добрецова («Принципы ...», 1981), в большинстве областей развития докембрийских толщ, плит и щитов доминируют именно нестратифицированные (ультраметаморфические) формации и даже явно стратиграфические докембрийские подразделения в той или иной мере насыщены неосомным материалом – мигматитами, анатектическими гранитами, т.е. по сути своей являются также мигматитовыми формациями.

Такая неупорядоченность как с набором и распространенностью пород, так и с расплывчатостью и неопределенностью их взаимоотношений отмечается в принципиально схожих разрезах скв.20000 и 20009. В них наряду с метаморфическими породами установлен большой объем (60–70%) магматитов различного состава как явно внедренного характера (интрузивных), так и образовавшихся *insitu* (на месте) за счет анатексиса метаморфитов. При этом сменяемость пород не закономерна как по вертикали, так и латерали, а степень их преобразования такова, что местами затруднительно определить объем метаморфизируемого субстрата, границы и конфигурацию многих конкретных геологических тел.

Вместе с тем в многочисленных публикациях и производственных отчетах геологический разрез фундамента ЮТС, по материалам проходки этих скважин, описывается с позиций стратифицированного чередования 2-х основных таксономических единиц разреза – отраденской метабазитовой и большечеремшанской гнейсовой (высокоглиноземистой) первично осадочно-вулканогенных серий, затушеванных новообразованиями амфиболитовой и гранулитовой фациями метаморфизма. К таксонам меньшего ранга отнесены некартируемые метатектиты (теневые мигматиты, ультраметабазиты и (или) метасоматические граниты), «накладывающиеся» на первичные породы отмеченных серий, а также интрузивные ультрабазиты. По ритмичной смене толщ в сечении скв.20009, строение данной части фундамента ЮТС интерпретируется как линейно-складчатое и даже чешуйчато-блоковое.

В предлагаемой статье приведена альтернативная точка зрения на геологическое строение вскрытой части ЮТС на основе формационного расчленения «немых» архей-протерозойских толщ на конкретные геологические тела (формации).

Главным критерием расчленения разреза явилась геологическая позиция пород, установленная по керну скважины; дополнительными (коррелирующими) – результаты минералого-петрографического и петрохимического исследования керна и шлама, а при выделении формаций были использованы следующие признаки (Добрецов, 1981): набор главных и второстепенных пород, минеральный парагенезис, структура формации (стратифицированность, направленность или изотропность), петрохимические особенности пород.

В результате такого анализа установлено, что породный ряд по разрезам Миннибаевской и Новоелховской скважин распадается на 3 ультраметаморфогенных комплекса позднеархейского возраста, а также магматогенные формации ультрабазитов AR₂ и раннепротерозойских гранитов (табл. 1).

Таблица 1

Схема расчленения разреза фундамента ЮТС

Класс формации	Тип метаморфизма*	Формационный тип	Комплекс	Набор пород, минеральный парагенезис	Аналоги комплекса в схеме Т.Н. Лапинской («Доплатформенные...», 1992)
Плутогенный		Гранитный	Позднебакалинский PR ₁ (?)	Субщелочные и нормальной щелочности граниты; Кв+Пл+КПШ+Би	Позднебакалинский комплекс
Плутогенный		Гипербазитовый	Чубовский AR ₂ (?)	Шпинелевые перидотиты; РПи±МПи±Би±Ол±Шп±Амф	Чубовский комплекс
Ультраметаморфогенный	Мигматит-гнейсовый (фация В ₂)	Тоналит-гнейсовый	Рахмановский AR ₂ ; Sm-Nd-3017±62 млн. лет**	Тоналит-мigmatиты, анатектические плагиограниты; Пл±Кв±Би±Гр±Корд.	Рахмановский комплекс
Метаморфогенный	а) андалузит-силлиманитовый (фация В ₃ → В ₂);	Мигматит-гнейсово-сланцевый	Большечеремшанский AR ₂ (?)	Высокоглиноземистые кристаллические сланцы и гнейсы; Би±Силл±Корд±Гр±Кв±КПШ±Пл.	Большечеремшанская серия
Плутогенно-метаморфический	Гранулитовый (фация В ₁)	Эндербитовый	Отраденский AR ₂ ; Sm-Nd 3109±97 млн.лет**	Эндербиты; Пл±Кв±РПи±МПи±Би±Амф	Отраденская серия

* По Н.Л. Добрецову (Принципы ...1981)

** По Е.В. Бибиковой (Изучение ...1991 ф)

При использовании предлагаемой модели строения фундамента, как и ранее составленных разрезов для решения прикладных геологических задач, следует иметь в виду, что они являются только качественными моделями строения фундамента. Уровень надежности членения вскрытой кристаллической толщи напрямую зависит от представительности изученной керновой колонки в разрезе скважины и в случае со скв.20009 характеризуется невысокими показателями. Проходка с керном в вскрытом интервале (3,5 км) фундамента составила всего 372 м (10,7%) при линейном выходе керна 186 м.

Основным структурно-вещественным связующим элементом данной модели являются «неосомные» тоналит-мigmatиты (рахмановский комплекс), пропитывающие и дезинтегрирующие от крупных ксеноблоков до «лито и кристокласстов», эндербиты (отраденский комплекс) и высокоглиноземистые кристаллосланцы и гнейсы (большечеремшанский комплекс). При этом структура рахмановского комплекса характеризуется внутренней направленной дифференцированностью, выражающейся в эволюционной смене тоналит-мigmatитов анатектическими плагиогранитами.

Наиболее древняя эндербитовая формация (отраденский комплекс), напротив, характеризуется достаточно изотропным строением, и ее средневзвешенный состав соответствует лейкоандезиту.

Базиты в составе формации отмечаются спорадически (менее 1% выборки химических анализов), что косвенно свидетельствует о континентальном типе и сравнительно кислом составе субстрата формации.

Высокоглиноземистые метаморфиты, объединенные в большечеремшанский комплекс, традиционно считаются продуктами преобразований андалузит-силлиманитовой фации метаморфизма архейских эффузивно-осадочных толщ. Установлено, что на территории Волго-Уральской области данный ряд пород вскрыт в 15% скважин, достигших фундамента, при этом приблизительно в половине из них высокоглиноземистые кристаллосланцы и гнейсы однозначно диагностируются не по трудно реставрируемому гипотетичному исходному субстрату, а по

ныне наблюдаемому $C_{\text{илл}} \pm G_r \pm B_{\text{и}} \pm K_{\text{орд}}$ парагенезису. По геологической позиции большечеремшанские метаморфиты сопоставимы с близкими по составу архейскими толщами других регионов Русской плиты и Кольского полуострова и поэтому большинство исследователей выделяют их в одноименную регионально прослеживаемую серию мегакомплекса основания, придавая ей более высокое стратиграфическое положение по отношению к эндербитам архейской отраденской серии (Доплатформенные ...1992).

Однако по разрезам скв.20000 и 20009 геологическая позиция высокоглиноземистых метаморфитов в большей мере обусловлена тоналит-мигматитами рахмановского, чем эндербитами отраденского комплексов. На разных уровнях разреза и в разном объеме «рахмановские» тоналит-мигматиты насыщены скиалит-ксенолитами пород большечеремшанского комплекса. «Дезинтегрирующее» влияние тоналитового метатекта по отношению к высокоглиноземистым кристаллосланцам и гнейсам спадает только ниже глубинной отметки 4721 м, где, судя по петрографо-геохимическим выборкам пород, картируется относительно однородный интервал большечеремшанского комплекса. Тесная, но контрастная корреляция высокоглиноземистых кристаллосланцев с тоналит-мигматитами и необычный их состав, позволяют предположить элементы рестирования в их образовании, а саму формацию отнести к классу нестратифицированных ультраметагенных формаций с сравнительно изотропной структурой, что не исключает возможности первичного эффузивно-осадочного происхождения пород.

Средневзвешенный химический состав формаций фундамента ЮТС по разрезу скв.20009 приведен в табл.2.

Таблица 2

Главные формационные типы пород по разрезу скв. 20009

Кол-во проб	SiO ₂	Al ₂ O ₃	Σ Fe	CaO	MgO	K ₂ O	Na ₂ O	Σ тшел.	K/ Na
Отраденский комплекс, эндербиты (а), метабазиты (б)									
18 (а)	62,36	15,47	6,8	5,23	2,44	1,48	3,23	4,71	0,46
1 (б)	48,28	15,65	14,86	8,72	3,68	1,31	3,43	4,74	0,38
Большечеремшанский комплекс, высокоглиноземистые сланцы и гнейсы									
14	52,74	28,39	5,52	0,24	2,90	3,98	0,8	4,78	4,98
Рахмановский комплекс, тоналиты (а), плагиограниты (б)									
12 (а)	64,87	16,3	6,25	2,57	2,47	2,17	2,63	4,8	0,83
24 (б)	71,14	14,59	4,01	2,64	1,29	1,77	3,22	4,97	0,55
Чубовский комплекс, перидотиты									
3	46,94	4,43	12,47	3,51	26,95	0,41	0,37	0,78	1,32
Позднебакалинский комплекс, граниты (а), субщелочные граниты (б)									
8 (а)	71,07	13,91	2,95	1,91	1,0	4,55	2,75	7,3	1,65
14 (б)	72,94	14,1	1,68	1,5	0,42	5,31	3,02	8,33	1,76

Таким образом, из приведенного формационного расчленения кристаллических толщ по разрезам скв.20000 и скв.20009 следует, что нефтеносный район Татарстана приурочен к блоку фундамента с развитой сиалической корой, в пределах которого периодически происходило гранитообразование подготовленного гранулитогнейсового субстрата (Гатиятуллин, Баратов, 2004).

Предложенная модель глубинного строения земной коры данной части территории Татарстана вполне сочетается с данными сейсморазведки о характере и строении волнового поля региона, свидетельствующими о повышенной мощности земной коры в современных границах ЮТС, в сравнении с соседними региональными структурами – Северо-Татарским сводом и Мелекесской впадиной.

Теоретические предпосылки возникновения утолщенных блоков земной коры обоснованы В.Е. Хаиным (1989) с позиций относительной подвижности, расслоенной геосреды, согласно которой каждый из консолидированных слоев, в силу внутренних особенностей и причин, представляет собой автономную динамическую систему с потенциалом латерального перемещения по плоскостям смежных коровых пластин.

Как известно, земная кора в регионе до подошвы плитного чехла состоит из трех консолидированных слоев (нижнего – гранулитобазитового, промежуточного – условно диоритового или инверсионного и верхнего – гранитно-метаморфического. При повышенной пластичности промежуточного слоя, в нем последует сдвиг крупных блоков коры с образованием «заторов» (упоров) и начнутся процессы нагнетания и отслоения материала слоя от нижележащего гранулитобазитового слоя или верхнего гранитно-метаморфического. Эти процессы вызовут торшение верхнекоровых пластин и их вспучивание под напором снизу нагнетаемого материала промежуточного слоя. Данное явление приводит к образованию астенолинз в промежуточном слое, региональному метаморфизму с гранитообразованием и ростом гранито-гнейсовых куполов. Нагнетание материала инверсионного слоя фиксируется относительными подъемами земной поверхности, а его отток – современными опусканиями (Хаин, 1989).

В доступных для исследований горизонтах фундамента ЮТС нагнетание материала в среднем инверсионном слое земной коры логически можно отождествить с соответствующими геологическими телами (комплексами) в верхнем – гранитно-метаморфическом слое, устанавливаемыми посредством формационного анализа. Так, эндебиты отрядненского комплекса по химизму близки петротипу «диоритового» промежуточного слоя и, вероятно, являются его плутогенными новообразованиями, а перидотиты чубовского комплекса отражают состав верхнемантийного астенолита. Тоналит-мigmatиты и плагиграниты рахмановского и субщелочные и нормального ряда граниты позднебакалинского комплексов, первые из которых по всем признакам возникли *insitu* в результате анатексиса «отрядненско-большечеремшанского субстрата», а вторые являются явно интрузивными образованиями, способствовали преобразованию данного блока земной коры региона в купольную морфоструктуру – Южно-Татарский гранито-гнейсовый купол. Таким образом, в данном блоке земной коры региона произошло концентрированное (узловое) и многократное, а не рассеянное, совмещение разновременных гетерогенных магматических и ультраметаморфических формаций, которые можно считать реальным выражением длительно функционирующей стационарной энергостокковой системы.

В планетарном масштабе энергостокковые системы предопределяют геодинамический и структурно-тектонический контроль глобальных и региональных неравномерностей распространения нефтегазовых месторождений, а в осадочном чехле рассматриваемого региона, благодаря этим факторам контроля глубинного теплопереноса, локализовались крупнейшие залежи нефти, составляющие основную часть запасов УВ Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Представления о механизме зарождения и функционировании энергостокковых систем рассмотрены в гипотетических моделях Е.В. Артюшкова (1979), Г.Л. Поспелова (1973), Н.Л. Добрецова (1980), Н.В. Попова и др. (1982), в частности, для обоснования генезиса постархейских магматогенных структур (полихронных плутонов).

По мнению академика Р.Х. Муслимова – одного из инициаторов Программы изучения глубинных недр республики: «...Изучая геологическое строение фундамента, мы облегчаем поиски нефти в вышележащих отложениях. Можно сказать, что познание фундамента – ключ к поискам нефти в осадочном чехле» (Потенциал ..., 2003).

Для этого наряду с традиционными методами поисков нефтяных залежей в осадочном чехле, в соответствии антиклинальной теорией, необходимо привлекать и нестандартные подходы к выделению перспективных площадей на нефть и газ. Одним из таких направлений может быть формационный анализ петрографо-геохимических материалов глубокого бурения по фундаменту, в сочетании с интерпретацией распределения геофизических полей. Задачей данных исследований должно стать изучение геологического строения фундамента с целью выявления региональной зависимости нефтеносности осадочного чехла от фундамента, а также установления «реальных» локальных факторов контроля, которыми могут являться сравнительно небольшие по размерам гранито-гнейсовые купола, массивы гомогенных гранитов и (или) тела гипербазитов.

Литература

1. Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е., Янишин А.Л. Основные типы и механизмы образования структур на литосферных плитах. Статья 1. Континентальные платформы. Бюл. МОИП. Отдел геол. 1979. Т. 54. Вып.2. С. 8–30.
2. Бибикова Е.В., Богданова С.В., Кирнозова Т.И., Попова Л.П. Уран-свинцовый возраст чарнокитов Волго-Уральской области. Докл. АН СССР. 1984. Т.276. № 4.
3. Гатиятуллин Н.С. Баратов А.Р. Формации фундамента Южно-Татарского свода и их роль при оценке нефтеносности осадочного чехла (на примере формационного расчленения разреза докембрийских толщ, вскрытых сверхглубокой скв. 20009-Новоелховской) //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 11(12). С. 29–36.
4. Добрецов Н.Л. Введение в глобальную петрологию. Новосибирск: Наука, 1980. 199 с.
5. Добрецов Н.Л. Принципы выделения и классификации метаморфических формаций и задачи формационных исследований. Метаморфические формации (принципы выделения и классификации) Тр. Ин-та Геологии и Геофизики СО АН СССР. Вып. 488. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1981. С 6–19.
6. Доплатформенные комплексы нефтегазоносных территорий СССР/ Под ред. В.С. Князева, Т.А. Лапинской. М.: Недра, 1992. 305 с.
7. Муслимов Р.Х. Потенциал фундамента нефтегазоносных бассейнов-резерв пополнения ресурсов углеводородного сырья в XXI веке // Георесурсы. 2003. № 4(12). С. 2–5.
8. Попов Н.В., Добрецов Н.Л. Петрология полихронных плутонов. Новосибирск: Наука, 1982. 131 с.
9. Поспелов Г.Л. О месте магматизма в энергостокковых геодинамических системах. Тр. Ин-та Геологии и Геофизики СО АН СССР. Вып. 213. Новосибирск: Наука. Сибирское отделение, 1973. 290–308.
10. Хаин В.Е. Расслоенность Земли и многоярусная конвекция как основа подлинно глобальной геодинамической модели //ДАН СССР. Т. 308. № 6. 1989. С. 1437–1440.

ГРАВИТАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ (ПАЛЕО)ОКЕАНИЧЕСКИХ ВПАДИН СИНЕКЛИЗ

Ю.Н. Гололобов¹, Е.А. Дружинина²

¹пенсионер; 15 линия В.О., дом 38, кв. 35, г.Санкт-Петербург; Россия; 199178; gololobovyn@gmail.com

²АО «Росгео» «Санкт-Петербургское морское геологоразведочное подразделение»;
ул. Одоевского, д. 24, к.1; г.Санкт-Петербург; Россия; 199155; eadrushinina@rusgeology.ru

Введение. В результате сравнительного парагенетического анализа вещественно-структурных неоднородностей (ВСН) недр впадин коллизионно-субдукционных систем и перикратонных погружений платформ определены и/или убедительно предположены этапы их формирования, черты строения и перспективы поисков скоплений углеводородов. Модельные представления основаны на комплексных сейсмо-грави-магниторазведочных данных по прототипам – детально изученным синформам: 1) герцинид Уральско-Новоземельско-Таймырской коллизионной системы (на западе – Зилаирский синклиорий, на востоке – Южно-Карская синеклиза; 2) верхнемезозойских прогибов Охотоморского региона; 3) современных синформ Курильско-Камчатской субдукционной системы и Черноморского региона [2–6].

С позиций аналогии и актуализма трактуется строение реликтовой океанической палеовпадины на южном шельфе Обской губы (западный борт Ямало-Тазовской синеклизы Западно-Сибирской плиты). Здесь, в зоне ступенчатого сочленения Щучинского выступа фундамента и мульды впадины, выполнены комплексные региональные геолого-геофизические исследования в масштабе 1:500000 (АО «Севморгео», 2015). С сопредельной суши на шельф прослежены формационные комплексы от кембрия до кайнозоя, определены их объемы (по [1]), иерархия и генетические типы плективно-дизъюнктивных структур (листронов [5, 6]), обоснованы признаки активности в МЗ-КЗ доюрских листронов, редуцированный диапиризм которых контролировал седиментацию, ареалы конседиментационной складчатости и нефтегазоносность чехла (рис 1).

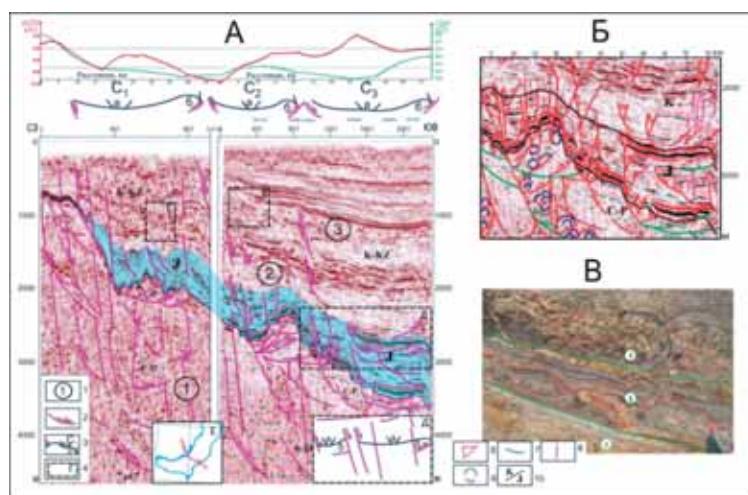


Рис. 1. Оползнево-olistостромовая кинематика чехла и этапы формирования ступеней океанической впадины на борту Ямало-Тазовской синеклизы (А – разрез МОВ ОГТ по композитному профилю 4985110-1501422; Б – строение листрона в тафрогенном комплексе (С – Р) и его влияние на формирование плитного чехла (увеличенный фрагмент профиля 1501422); В – oлистостромы пильской свиты (N₁-?) п-ова Шмидта (о-в Сахалин), включающие факоидные образования (фото берегового разреза Н.А. Деревской, 2012).

1 – этапы формирования комплексов: синрифтовый обвальнo-оползневый (1), пострифтовый оползнево-olistостромовый (2), плитный турбидно-клиноформный (3); 2 и 5 – направление перемещения оползня и его детрузивных пластин; 3 – листроны («C₁+C₂+C₃») бортовых ступеней: а – сброс (раздвиг), мульда тылового проседания, б – антиклиналь фронтального взбрасывания, надвиг; 4 – ареалы инсеквентных образований; 6 – просадки в плитном чехле; 7 – формационные границы пильской свиты; 8 – трещины в плитном чехле; 9 – факоиды (rolls) 10 – стратификация (голубым цветом выделен комплекс юры.

Врезки: Д – строение ступени «C₃» в тафрогенном чехле (?); Е – местоположение композитного профиля.

Методы, материалы, методология. Пакет итоговых для интерпретации материалов представлен сейсмическими разрезами (8 сек, 20 км), структурными картами по восьми отражающим горизонтам (ОГ), картами аномальных (изолинии сечениями через 1 мГал и 1 нТл) и остаточных потенциальных полей. Эти материалы – инструментально замеренные поверхности информационных пространств содержат сведения о внутреннем строении недр на разноглубинных геологических срезах [7]. В комплексную интерпретацию включен пакет данных, характеризующих фундамент, тафрогенный [6] структурный этаж и юрскую толщу чехла. Дифференциацию потенциальных полей и ареалов сейсмических отражений на глубинах каждого среза обеспечивают вещественно-структурные неоднородности (ВСН), соответственно, степени отличия их состава и форм от свойств и структуры вмещающих

пород. Абсолютные значения этих отличий, измеренные в разных единицах, не могут быть формализованы, кроме унифицированных параметров ВСН – их формы в соответствующих пространственных координатах, отраженных в (квази)волновых полях. Эффективным способом формализации представляется классификация интенсивностей аномалий по длинам волн (далее классификация) [2, 3]). Комплексные модельные данные о физических свойствах каждой неоднородности в пределах согласованных ее границ, объединенные в четырех классах классификации, **необходимо достаточны** для тектонического и нефтегеологического районирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ). При этом базовыми послужили данные 1) классификаций аномальных полей и 2) их трансформант (фильтры Гаусса 50 км и 20 км), согласованные с данными сейсморазведки.

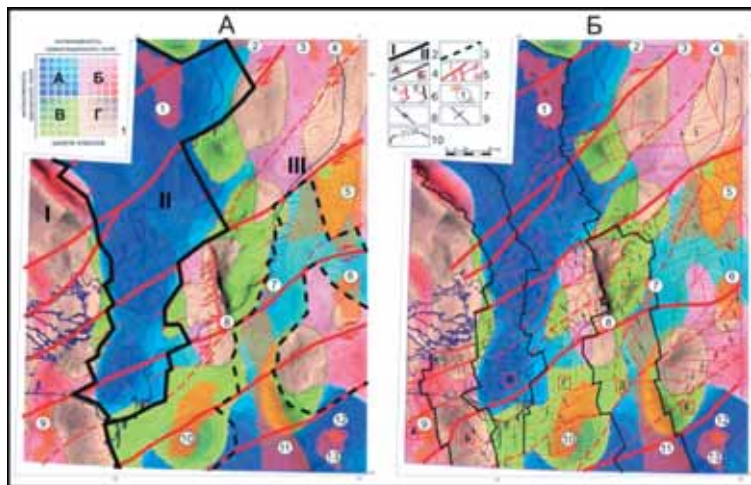


Рис. 2. Усть-Обский участок. Тектонические схемы палеоконтинентального склона с наложенными сдвиговыми дислокациями на основе полей классификации грави-магнитометрических данных: А – допалеозойский фундамент; Б – доюрские ступени тафрогенного чехла.

- 1 – шкала классов аномалий гравитационного и магнитного полей (усл. ед.), соответствующих: А – 1) в фундаменте – сланцам и другим комплексам немагнитных слабо уплотненных пород, 2) в чехле – кварцево-полевошпатовым песчаникам, толщам корректного переслаивания и другим терригенным образованиям; Б – 1) гранито-гнейсам, карбонатам, кварцевым песчаникам и другим немагнитным комплексам плотных пород, 2) карбонатам, аргиллитам; В – 1) эффузивам, 2) туфогенным породам, продуктам денудации габброидов и других комплексов основного состава; Г – 1) и 2) комплексам основного и ультраосновного состава; 2, 3 – границы блоков гетерогенного фундамента: I – герцинид, II, III – байкалит, в том числе 3 – с террейнами допалеозойских комплексов; 4 – тектонические ступени в доюрских комплексах фундамента и чехла; 5 – системы правосторонних сдвигов первого, второго и третьего порядков; 6 – конседиментационные разломы континентального склона (а, б), в том числе субпродольные границы блоков и ступеней, расчлененные системами наложенных сдвигов; 7 – контуры месторождений УВ(1 – 13), в т.ч.: 1 – Новопортовское; 2 – Каменномыское-море; 5 – Ямбургское; 8 – Сандибинское; 9 – Ярудейское; 10 – Лензитское; 11 – Медвежье; оси: 8 – антиклиналей, 9 – синклиналей; 10 – изогипсы ОГ «А».

Результаты. Четкая граница между комплексами фундамента и чехла определена лишь на Щучинском выступе, где отметки акустического и кристаллического фундамента совпадают. На борту и в мульде впадины регулярные сейсмические отражения прослежены на всю глубину разрезов МОВ ОГТ (см. рис.1). По данным потенциальных полей гетерогенный фундамент составляют здесь три блока: юго-западную часть – герциниды, срединную и восточную части – два блока байкалит (рис. 2-А). Границы тектонических блоков трассируются градиентными зонами ОГ «А» и «Б» (рис. 2).

Герциниды (блок I) представляют восточную часть Щучинского синклинорного выступа, сложенного габброидами (плотными магнитными породами). Блок не разделен на ступени, возможно, из-за недостатка данных. Срединную часть участка (блок II) занимают обширные минимумы потенциальных полей, отражающие в верхней бортовой части синеклизы тектонические ступени байкалит, практически не переработанных в процессе герцинской коллизии. В промежуточном этаже здесь отсутствуют комплексы Р-Т как местные (собственные), так и, видимо, транзитом сброшенные с растущего орогена в глубоководную часть впадины (блок III). Блок III характеризуется относительно повышенным магнитным полем и умеренно повышенным (с «окнами» интенсивных минимумов) гравитационным. Район с юга, запада и севера окружен глубокими минимумами потенциальных полей, и максимумы представляются наложенными. Район включает срединную (цокольную) и начальную (на востоке) бортовую формационные зоны унаследованной впадины – эпицентр осадконакопления, в том числе олистостром пермотриаса, повсеместно в регионе представленных плотными магнитными породами основного состава и продуктами их денудации. Нельзя исключать, что байкалиты включают здесь террейны более древних консолидаций (карелид-?).

Субмоноклинальное ступенеобразное погружение фундамента с запада на В и СВ за пределы участка обес-

печено параградными разломами с амплитудами от 0,5 км до более 2–3 км. Тектонические ступени синеклизы (структуры 1 порядка) и общая синклиальная форма унаследованы тафrogenным и плитным чехлом. Представляется, что район не претерпел в фанерозое тектонических перестроек, кроме апифта (K_2) и гляциоизостазии (квартер).

Палеозойские выступы – предположительно фронтальные дизпикаты листронов определили границы и объемы последующего «каскада» листронов тафrogenного чехла, сместившихся во времени по склону на В и С, и влиявших на формирование ВСН (проградаций, клиноформ и др.) плитной его части в МЗ-КЗ. На каждой последующей ступени мощность чехла увеличена до 2 км и более. В каскадах листронов их фронтальные дизпикаты обычно частично срезаны тыловыми сбросами раздвигов последующих (более молодых) листронов. Их фронтальные и тыловые дизпикаты выполняют роль соответственно штампов и просадок в плитном чехле, воздействуя на него вплоть до дневной поверхности и морского дна [2, 3, 6]. Штапковые локальные антиклинали, часто фестончатых форм, объединены на ступенях в линейные структуры второго-третьего порядков – в зоны поднятий и валов, прогибов и синклиналей и в трансформантах потенциальных полей отражены соответственно в виде овальных, раздробленных контуров в зонах относительных минимумов и максимумов (рис. 2).

На площади развита диагональная система разрывов различных кинематических типов и возраста (рис.1, 2). Надпорядковые параградные разрывы (СЗ-сбросы) в парагенезисе с разрывами, простирающимися на СВ, обеспечили, предположительно в докембрии, заложение синеклизы и ее градацию. Их системы, субпродольные границам блоков, отражены в материалах геофизического комплекса зонами горизонтальных градиентов. Представляется, что они трансформированы в результате наложения правосторонних СВ-сдвигов на рельефообразующем этапе: 1) им приданы простираения на С и ССЗ; 2) это – фронтальные надвиги, перекрытые и завуалированные листронами тафrogenного чехла.

Конседиментационные и параградные разрывы расчленены последующими иерархическими системами правосторонних северо-восточных сдвигов (рис.2). Третий порядок разрывов в этих системах субпараллелен материнским. Кинематика разрывов отражена правокулисными изгибами берегов Обской губы, расположением аномалий потенциальных полей и локальных структур. По морфологии плановых дугообразных изгибов разрывов определены направления их падений: на минимумах, отражающих антиклинали, вектор падения ориентирован от вершины дуги по нормали к ее хорде, на максимумах – наоборот. Порядок амплитуд горизонтальных смещений по сдвигам (первые км – первые десятки км) определен по палинспастическим реконструкциям [6].

Основным таксономическим подразделением нефтегазогеологического районирования региона представляется **зона нефтегазоаккумуляции** (ЗНГА) в границах единой тектонической ступени синеклизы. Локальные антиклинали (нефтегазоперспективные объекты) в составе зон отражены в потенциальных полях минимумами. Это их поисковый признак.

Выводы. Результатом комплексных геолого-геофизических исследований явилось создание согласованной единой модели геологического строения фундамента, палеозойских параплатформенных образований тафrogenного чехла и мезозойско-кайнозойских отложений его плитной части. Оползнево-olistостромовые комплексы и листроны тафrogenного чехла представлены основным движителем деформаций плитной его части.

Тектоническая ступень является определяющей структурной формой синеклиз [5, 6] и зональности нефтегазоаккумуляции.

Первоочередным объектом нефтепоисков представляется срединная (шельфовая) часть ЗНГА «Г» (рис. 3) с двумя разведанными УВ-гигантами на берегах губы.

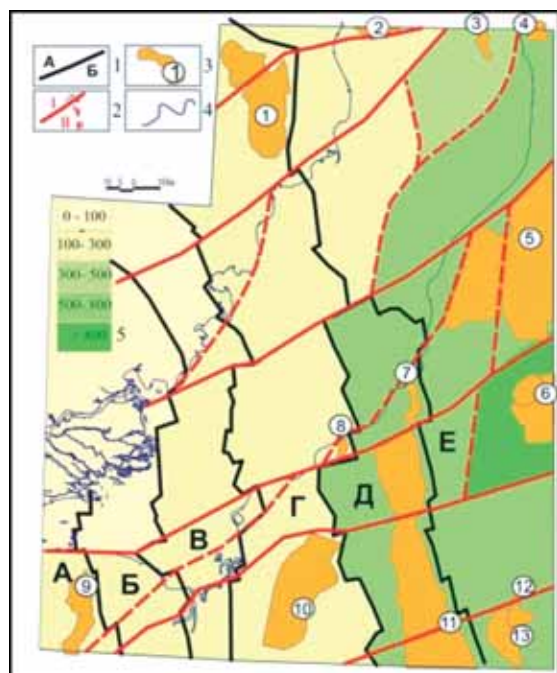


Рис. 3. Схема нефтегазогеологического районирования Усть-Обского участка на основе комплексного анализа сейсмо-грави-магниторазведочных данных и ресурсных оценок СибНАЦ (2015).

1 – границы зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГА), приуроченных к тектоническим ступеням (см. рис 1); 2 – секущие сдвиги, расчленившие ЗНГА на ареалы и районы, в том числе с доказанной промышленной нефтегазоносностью; 3 – берег Обской губы; 4 – контуры месторождений углеводородов (УВ): 1 – Новопортовское; 2 – Каменномыское – море; 3 – Обское-море; 4 – Южно-Парусовое; 5 – Ямбургское; 6 – Западно-Песцовое; 7 – Танусалинское; 8 – Сандибинское; 9 – Ярудейское; 10 – Лензитское; 11 – Медвежье; 12 – Южно-Падинское; 13 – Восточно-Медвежье; 5 – плотности прогнозных ресурсов УВ по СибНАЦ (2015 г.) с изменениями.

Таким образом, олистостромы, «дисгармоничная» складчатость (листроны), турбидиты, проградационные комплексы и шарьяжи – все относятся к единому ряду гравитационных образований, сменяющих друг друга во времени при наращивании континента [2–5]. В инверсированных прогибах (например, Зилаирский синклиорий на Урале, Северо-Сахалинский прогиб на Сахалине) в венчающих комплексах регионов листроны сохранены как **стабильные** системы шарьяжей и надвигов [2, 3].

В России целенаправленные поиски залежей УВ в гравитационных оползнево-складчатых комплексах глубоководных океанических впадин не проводились. Известные крупные месторождения на глубоководных шельфах приурочены как к дооползневым дотафrozenным (?) подсолевым образованиям (Бразилия), так и к комплексам облекания, в т. ч. дельтовым (Западная Африка, Мексиканский залив и др.). На склонах впадин Охотского и Черного морей и в Обской губе открыты лишь мелкие месторождения.

В связи с изложенным выше можно обоснованно заключить, что в современных глубоководных впадинах гравитационные комплексы оползнево-турбидной эрозии мало перспективны в связи с мобильностью лисронов, разрушающих флюидоупоры. Возможно, роль тектоники ограничивается главным образом землетрясениями, способствующими **сползанию осадочных комплексов, которые в свою очередь вызывают высокофокусные землетрясения и цунами.**

Результаты исследований недр морских и океанических шельфов требуют рассматривать изучение гравитационных процессов и результатов деформирования осадочных толщ как паритетное направление в геологии.

Литература

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири. Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1001–1012.
2. Гололобов Ю.Н., Мавричев В.Г., Атаков А.И., Ардашева Т.С., Кирсанов А.А. Геоиндикация неоднородности додевонских толщ восточной окраины Русской плиты по материалам аэрогеофизическо-космогеологического комплекса //Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. Самара: ЗАО «Изд. Дом РОСИНГ». № 05 (88), 2006. С. 18–21.
3. Гололобов Ю.Н. Вещественно-структурные парагенезисы реликтовых океанических впадин и синклиорийев коллизиионно-субдукционных поясов Евразии//Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: матер. 38-й сессии МНС им Д.Г. Успенского. Пермь: ГИ УрО РАН, 2011. С. 73–76.
4. Гололобов Ю.Н. Ресурсы углеводородов глубоководных впадин акваторий: значительные резервы или иллюзии? //Научно-техн. журнал: Нефть. Газ. Новации. Самара: ИД РОСИНГ. 2011. № 4. С. 10–15.
5. Гололобов Ю.Н., Дружинина Е.А., Супруненко О.И. Эффективность регионального сейсмо-грави- и магнитотразведочного комплекса на шельфе Куршской впадины Балтийской синеклизы//Геофизика. 2018. № 3. С. 17–32.
6. Гололобов Ю.Н., Дружинина Е.А., Супруненко О.И. Конседиментационные неоднородности в осадочном чехле прибрежного шельфа Карского моря (по данным региональных сейсмо-грави-магнитотразведочных работ). Геофизика. 2019. № 3. С. 2–9.
7. Урманцев Ю.А. Общая теория систем: состояние, приложения и перспективы //Системы, симметрия, гармония. М.: Мысль, 1988. С. 38–124.

О ПРОИСХОЖДЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.В. Гордиенко, И.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя, И.М. Логвинов, В.Н. Тарасов

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, tectonos@igph.kiev.ua

Информацию о наличии углеводородов (УВ) на разных глубинах в коре и верхней мантии можно сегодня считать широко признанной. Но далеко не во всех случаях их количество и концентрация могут обеспечить возникновение скоплений, представляющих практический интерес. Ниже рассматриваются именно месторождения, в которых концентрация достигает 5–10 т у.т./м² и более. Результаты исследований авторов последних 15 лет и литературные данные позволяют рассмотреть некоторые стороны концепции абиогенного происхождения месторождений УВ, привлечение внимания к которым представляется полезным. Приведенные ниже соображения не претендуют на полный охват темы, в большей мере это сделано в работах [1, 2 и др.].

В формирующемся современном варианте концепции уже просматривается тенденция к утверждению абиогенного генезиса как единственного. Хотя существование месторождений биогенных УВ несомненно. Это относится, например, к месторождениям угольного метана. В некоторых случаях с ними связаны и небольшие скопления конденсата. Каменный уголь явно возник из органики, и в нем концентрация метана в 10–15 раз больше, чем во вмещающих породах. В Донбассе она достигает 0,5–25 м³/т. В угольных пластах шахт Донбасса на глубинах до 1800 м содержится около 0.5 трл м³ метана, вне них – несколько больше, что в сумме совпадает с запасами всех обычных месторождений газа Украины. При учете метана вне шахтных полей цифра может быть увеличена до 4 трл м³ [3]. Скопление газа под единицей площади сопоставимо с достигаемым на обычных месторождениях. Значительны запасы и в других странах (табл. 1).

Запасы метана угольных месторождений (в трл м³)

Страна	Запасы	Страна	Запасы	Страна	Запасы	Страна	Запасы
Россия	17–113	Австралия	9–14	Польша	2.8	Казахстан	1.1
Китай	30–35	США	11	Англия	1.7	ЮАР	0.9
Канада	6–75	Германия	2.8	Украина	1.7	Индия	0.9

Возможно, биогенны и запасы т.н. сланцевого газа, но однозначный ответ на этот вопрос пока отсутствует.

Термальные поля срединно-океанических хребтов (СОХ) – мощный источник метана, пригодный для создания месторождений. Мнение о его глубинном (часто – мантийном) происхождении широко распространено и базируется прежде всего на отсутствии на осях СОХ осадков [4 и др.]. Подразумевается, что без них невозможна гидротермальная переработка накопленной органики. Однако геохимики, изучающие проблему (включая микробиологическую активность) более предметно далеки от однозначных выводов. Современное состояние изученности флюидно-газового комплекса можно резюмировать такой цитатой: «Похоже, что существует консенсус в отношении смешанного происхождения (как источников, так и процессов), что согласуется с неоднозначным характером изотопных данных. Но остается вопрос: в каких пропорциях?» [5, с. 381].

В целом можно констатировать, что аргументов в пользу биогенного происхождения части месторождений УВ достаточно. Хорошо изучены и скопления УВ в кристаллических породах, где отсутствуют источники, связанные с органикой. Авторы считают, что такие глубинные (абиогенные) углеводороды возникают в зонах современной активизации (СА) [1, 2]. В соответствии с используемой нами алвекционно-полиморфной гипотезой процесс начался несколько млн лет назад и продолжается до сих пор. На докембрийских платформах он происходит в наиболее «чистом» виде, не дополненном эффектами других проявлений активности. Судя по имеющимся данным, СА охвачены сейчас около 40% площади платформ (рис. 1). Активизация начинается подъемом перегретого вещества из нижних горизонтов верхней мантии под кору, где формируется слой частичного плавления мощностью около 50 км. Около 0,5 млн лет назад происходит вторжение мантийных выплавов в нижнюю часть коры (30–40 км), около 0,2 млн лет назад – в среднюю (20–30 км). Возникающий коровый очаг магмы ведет к «размораживанию» эклогитизации базитов, серпентинизации и баститизации ультрабазитов, дегидротации пород амфиболитовой фации, флюидизации толщи над расплавом, внедрению магм кислого и среднего состава в верхнюю часть коры. Эклогиты опускаются в мантию, несколько понижая температуру слоя частичного плавления под корой.

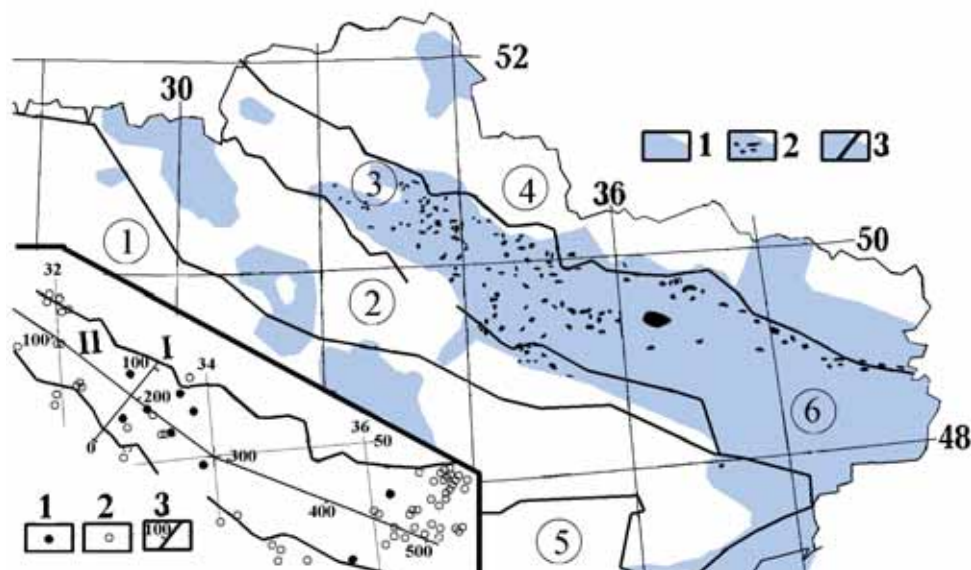


Рис. 1. Зоны современной активизации в центральной и восточной Украине, установленные по данным комплекса геолого-геофизических методов (поднятий поверхности последних 3 млн лет, аномалий теплового потока (ТП), электропроводности, мантийного гравитационного поля) (1) и месторождения УВ (2). 3 – границы тектонических единиц (цифры в кружках 1 – Украинский щит, склон щита, 3 – Днепроовско-Донецкая впадина (ДДВ), 4 – склон Воронежского массива, 5 – Южно-Украинская моноклиналь, 6 – Донбасс). На врезке: 1 – точки с аномальной изотопией гелия, 2 – аномальным ТПП, 3 – профили, вдоль которых построены распределения нефтегазоносности и аномалий полей (рис. 2).

Количественные характеристики тепло-массопереноса в ходе СА – оценочные, привязанные к данным по Украине. Но главная неопределенность связана с незавершенностью процесса, отсутствием его проявлений на всем протяжении развития событий, доступных для интерпретации. Тем не менее размещение месторождений в зоне СА очевидно, как и факт, что попадание в зону – обстоятельство необходимое для их возникновения, но не достаточное.

Участие вещества и энергии мантии в формировании месторождений УВ несомненно. Об этом говорит, в частности, изотопия гелия в подземных водах и газах нефтегазоносных бассейнов. Но дело ограничивается, скорее всего, линзой частичного расплава под корой. Поступление материала из нижней мантии и/или ядра петрологически недоказуемо, это чисто умозрительная конструкция. «...петрологические доказательства самого глубокого поступления вещества на поверхность ограничиваются верхними горизонтами нижней мантии (~650–700 км), т.е. глубиной самых глубоких землетрясений. Включения ферропериклаза в некоторых алмазах не опровергают вовлечение и более глубоких горизонтов мантии, однако не дают этому однозначного подтверждения. Геохимические данные также не дают однозначного подтверждения вовлечения вещества нижней мантии в процессы магмогенерации под вулканически активными районами. В то же время они свидетельствуют о полной вещественной изоляции ядра от верхнемантийных процессов.» [6, с.87].

Однако и преимущественная перспективность пород верхней мантии как генератора УВ по имеющимся данным кажется сомнительной, несмотря на довольно широкое распространение такой точки зрения в последние годы. Геоэлектрические данные не обнаруживают в мантии концентраций графита, сопоставимых с предполагаемыми в консолидированной коре. Содержания водорода и УВ в ультраосновных породах ничтожны [7 и др.]. Сведения о составе ксенолитов мантийных пород позволяют оценить концентрации графита и алмаза максимальными величинами на порядки ниже, чем в коровых образованиях – 10^{-6} – 10^{-7} [8 и др.]. Вода в породах и расплавах содержится примерно в одной концентрации – 0.5 – $1.5 \cdot 10^{-4}$ вес.%. [9 и др.]. На порядок большие содержания – только в эклогитах (преимущественно корового происхождения) и в продуктах их плавления. Но и этого недостаточно для формирования месторождений.

В коре на роль источника флюидов при прогреве и частичном плавлении в реальных породах «гранитного» и переходного слоев консолидированной коры претендует, прежде всего, биотит. Корового флюида образуется минимум на два порядка больше, чем мантийного. Это согласуется с концентрациями мантийного гелия в водах многих месторождений УВ [1, 2 и др.]. На существование различающихся по глубине источников УВ указывают результаты изучения микроэлементов (МЕ) в них и породах коры: «...показано, что МЕ состав углей и горючих сланцев имеет более тесную корреляцию с МЕ составом верхней коры чем нижней, в то время как содержание МЕ в нефтях лучше коррелирует с составом нижней континентальной коры. Корреляция концентраций МЕ нефтей и живого вещества, как правило, заметно слабее, чем с МЕ составом нижней континентальной коры» [10].

В нижней части коры зон СА происходит серпентинизация и баститизация ультрабазитов. Имеющиеся оценки показывают, что выделяющихся УВ немного, но количество водорода вполне может обеспечить формирование месторождений с указанными выше запасами при реакции с коровым углеродом. По оценке из работы [11 и др.] при переработке части минералов 1 км^3 гарцбургита и соотношении вода:порода 2:1 образуется $5 \cdot 10^5 \text{ т H}_2$ и $2.5 \cdot 10^5 \text{ т CH}_4$. При реакции H_2 с коровым углеродом получим (учитывая уже имеющийся метан) ~6 тыс. $\text{м}^3/\text{м}^2$ метана, т.е. 7.5 т у.т./м^2 . Время действия ячейки циркуляции флюида определяется как 50–150 тыс. лет, частично по аналогии с гидротермальными рудными месторождениями [2 и др.].

Восходящий над серпентинизированными породами поток восстановленных горячих флюидов переносит микроскопические частицы металлов, сульфидов и карбонатов – сложный комплекс, совершенно чужеродный по составу породам, в которых формируется залежь УВ [12, 13]. Возможность очень быстрого перемещения флюида в активизированной среде (аномального временного роста проницаемости трещиноватых зон) уже достаточно хорошо обоснована [14], в том числе и геотермическими данными. Тепловая модель одного из таких активных эпизодов («термального купола») проконтролирована геотермометрами до глубин в несколько километров [2 и др.]. Расчеты, основанные на растворимости УВ в реальных РТ-условиях недр, говорят о сомнительности переноса в виде растворов. Влияние спада Р и Т при подъеме флюида может обусловить потерю легких УВ. Тяжелые могут «застревать» в мелких порах и также накапливаться в породах осадочной толщи в рассеянном состоянии в виде мельчайших капель и частиц [14]. Этот углеводородный фон не создает месторождений, для их образования необходима очень быстрая мобилизация УВ и перенос в концентрированном виде в коллектор. Необходимым условием представляется «встряхивание» среды, «...сейсмический фактор следует рассматривать не как способствующий, а как определяющий саму возможность процесса миграции и аккумуляции углеводородов.» «...транспортирующая роль газа, возможно, состоит не в образовании газового раствора, а в механизме наподобие флотации.» [14, с.141–142]. В этом случае транспортироваться флюидом и накапливаться в верхней части конвективной ячейки (погранзоне) при падении скорости будут не растворенные, а флотированные жидкие УВ.

При отсутствии на пути потока водорода через кору достаточного количества углерода в подходящих РТ-условиях углеводороды в зоне СА не возникают. В разрезе коры юго-восточной части ДДВ (рис. 1) рифейская толща содержит достаточное количество шунгита, в Донбассе – нет. Вне угольных залежей с метаном (Нагольный край) при бурении встречены потоки «неизрасходованного» H_2 [15]. Отметим, кстати, что рифейский шунгит вполне может иметь первично-органическое происхождение. Метапелиты даже в гранулитовой фации метаморфизма содержат графит с «органической меткой» углерода [7]. Т.е. ныне «неорганический» материал мог быть прежде «органическим». При таком подходе выбор между органическим и неорганическим вариантами образования месторождений – искусственен.

Модель образования месторождения, кратко описанная выше, позволяет объяснить кроме собственно нефтегазоносности аномальную изотопию гелия, появление в породах коллекторов микрочастиц, характерных для

гранулитовых базитов и ультрабазитов, аномально высокие пластовые давления, гидрохимическую инверсию (разбавление вод, обычных для глубин залежей, менее минерализованными гидрокарбонатно-натриевыми с высокой температурой). При ее дополнении тепловой моделью коры и верхней мантии появляется возможность на количественном уровне объяснить аномалии физических полей. У проницаемых разломов, подводящих флюиды в залежи, формируются аномалии ТП, он достигает $60\text{--}70\text{ мВт/м}^2$ на фоне около 45 мВт/м^2 , суммарная продольная электропроводность (S) на глубине источника нефтегазоносных флюидов оценена величиной до $1000\text{--}1500\text{ См}$. Мантийная гравитационная аномалия в центре зоны СА должна достигать минус $20\text{--}30\text{ мГл}$, увеличиваясь над флюидопроводящими разломами.

Приуроченность месторождений к каналам транспортировки флюидов позволяет предполагать, что аномалии физических полей изменяются с нефтегазоносностью. Для оценки последней начальные запасы категорий А+В+С1 известных месторождений ДДВ [16], представленные нефтью, газом и конденсатом, пересчитаны в условное топливо. Территория впадины и ее бортов разбита на поперечные участки шириной 25 км и продольные полосы средней шириной $12,5\text{ км}$. Для каждого участка и полосы вычислены суммарные запасы, отнесенные к единице площади (F) и построены кривые их изменения вдоль и поперек ДДВ, значения F отнесены к центрам соответствующих участков и полос (рис. 2).

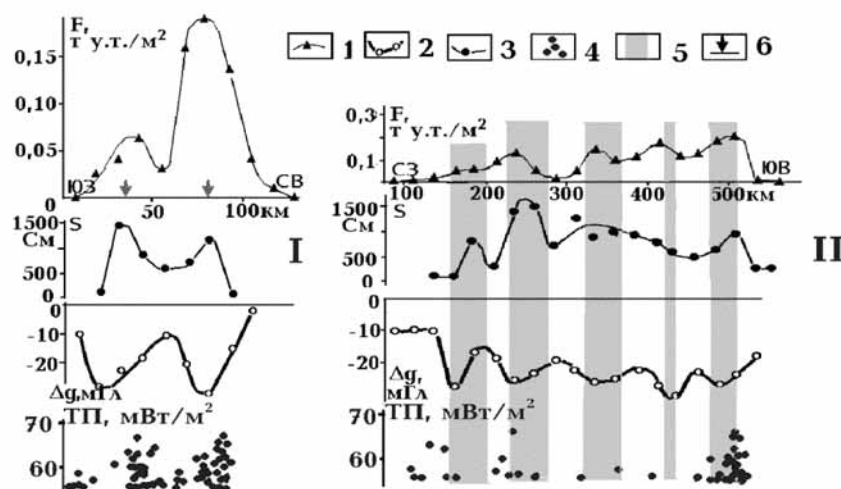


Рис. 2. Вариации вдоль профилей I и II (рис. 1) нефтегазоносности, аномалий силы тяжести, величины S корового проводника, теплового потока.

1 – изменения F , 2 – вариации мантийной аномалии Δg , 3 – изменения величины S корового проводника, 4 – тепловой поток (показаны только ТП более 55 мВт/м^2), 5 – глубинные разломы, 6 – зоны краевых разломов рифейского грабена, ширина которых неизвестна.

Очевидна очень сильная изменчивость параметра F . Максимумы на поперечном профиле приурочены к краевым разломам рифейского грабена, на продольном располагаются примерно у известных глубинных разломов. Расположение у краевых разломов рифейского грабена крупнейших месторождений создает максимумы F , на склонах которых теряется эффект приуроченности многих месторождений в юго-восточной части бассейна к краевым разломам ДДВ и переходной зоны от ДДВ к Донбассу. Связь аномалий гравитационного поля и электропроводности с разломами и нефтегазоносностью выражена довольно отчетливо. Соответствие им аномалий теплового потока не повсеместно. В целом похоже, что в межразломных зонах образование и перенос УВ практически отсутствуют. Поскольку в процессе участвуют и продольные и поперечные разломы, в какой-то мере заполнена месторождениями и территория между поперечными разломами.

Представленная модель формирования месторождений углеводородов абиогенной природы в рамках корового процесса (стимулированного поступлением энергии и вещества из верхней мантии) дает возможность интерпретации практически всех значимых характеристик месторождений. Она может послужить основой для выработки приемов, дополняющих существующие поисковые методики.

Литература

1. Гордиенко В.В., Гордиенко И.В., Завгородняя О.В. и др.. Днепровско-Донецкая впадина (геофизика, глубинные процессы). Киев: Корвін пресс, 2006. 142 с.
2. Гордиенко В.В. Тепловые процессы, геодинамика, месторождения. 2017. 285 с. <https://ivangord2000.wixsite.com/tectonos>.
3. Азаров Н.Я., Анциферов А.В., Голубев А.А. и др.. Ресурсы угольных газов Украины и перспективы их добычи на современном этапе. Труды УкрНИМИ. 2009. 5 (часть I). С.352–372.

4. Краюшкин В.А., Тимурзиев А.И., Шевченко Н.Б. К проблеме небиотической (небиогенной) природы нефти и природного газа. Материалы 6-х КЧ. М.: ЦГЭ, 2018. С. 235–238.
5. *Konn C., Charlou J., Holm N., Mousis O.* The Production of Methane, Hydrogen, and Organic Compounds in Ultramafic-Hosted Hydrothermal Vents of the Mid-Atlantic Ridge. *Astrobiology*. 2015. 15(5). P. 381–399.
6. Иванов А.В. Глубинная геодинамика: границы процесса по геохимическим и петрологическим данным. *Геодинамика и тектонофизика*. 2010. 1. С. 87–102.
7. Петерсилье И.А., Припачкин В.А. Водород, углерод, азот и гелий в газах изверженных горных пород// *Геохимия*. 1979. 7. С. 1028–1034.
8. Алтухова З.А. Алмазы в автолитах и кимберлитовых брекчиях трубки Удачная. Тезисы Межд. науч. конф. Киев: УМО. 2012. С. 5–8.
9. Коваленко В.И., Наумов В.Б., Гирнис А.В. и др. Оценка средних содержаний H_2O , Cl, F, S в деплетированной мантии на основе составов расплавных включений и закалочных стекол срединно-океанических хребтов// *Геохимия*, 2006. 3. С. 243–266.
10. Родкин М.В. Пуланова С.А. Оценка влияния коровых процессов на формирование микроэлементного состава каустобиолитов. Тезисы 4-х КЧ. Москва: ЦГЭ. 2015.
11. Дмитриев Л. В., Базылев Б. А., Борисов М. В. и др. 2000. Образование водорода и метана при серпентинизации мантийных гипербазитов океана и происхождение нефти// *Российский журнал наук о Земле*. 2000. 1, 6.
12. Раскаев А.И., Нерадовенкий Ю.Н., Черноусенко Е.В. и др. Минералого-технологические исследования бедных серпентинитовых медно-никелевых руд Печенгского рудного поля// *Вестник МТГУ*. 2009. 12, 4. С. 632–637.
13. Лукин А.Е. Самородные металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов// *Геофиз. журнал*. 2009. 2. С. 61–92.
14. Галимов Э.М. Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 1973. 384 с.
15. Мурич А.Т., Резников А.Л., Абрамевич Е.В. и др.. Результаты глубокого бурения в центральной части Донбасса// *Советская геология*. 1975. 8. С. 125–131.
16. Атлас родовищ нафти і газу України. Т. I–VI. Під ред. М.М.Іванюти та ін. Львів. 1998.

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ БЕРИНГОВА МОРЯ

С.А. Гурянов, Р.Н. Мустаев, Б.П. Вайнерман

*Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, guryanov_1996@inbox.ru*

Для формирования трехмерных структурно-тектонических моделей осадочных бассейнов Берингова моря (рис. 1) было проведено моделирование с применением современных методов бассейнового анализа и численного геологического моделирования (Petro Mod, Шлюмберже). Для этого были использованы структурные карты (рис. 2) по подошве плиоцен-четвертичных отложений. Вблизи кровли нижнего миоцена, кровли олигоцена и по подошве акустического фундамента они были оцифрованы и переведены в grids (с шагом 500 м), в которых невязки (пересечения) устранялись с учетом доступной геолого-геофизической информации (сейсмогеологических разрезов). Построение современной поверхности осадочного бассейна было выполнено путем увязки батиметрической и топографических карт. Время начала и окончания периодов осадконакопления отложений определялось в соответствии с Международной стратиграфической шкалой [1].

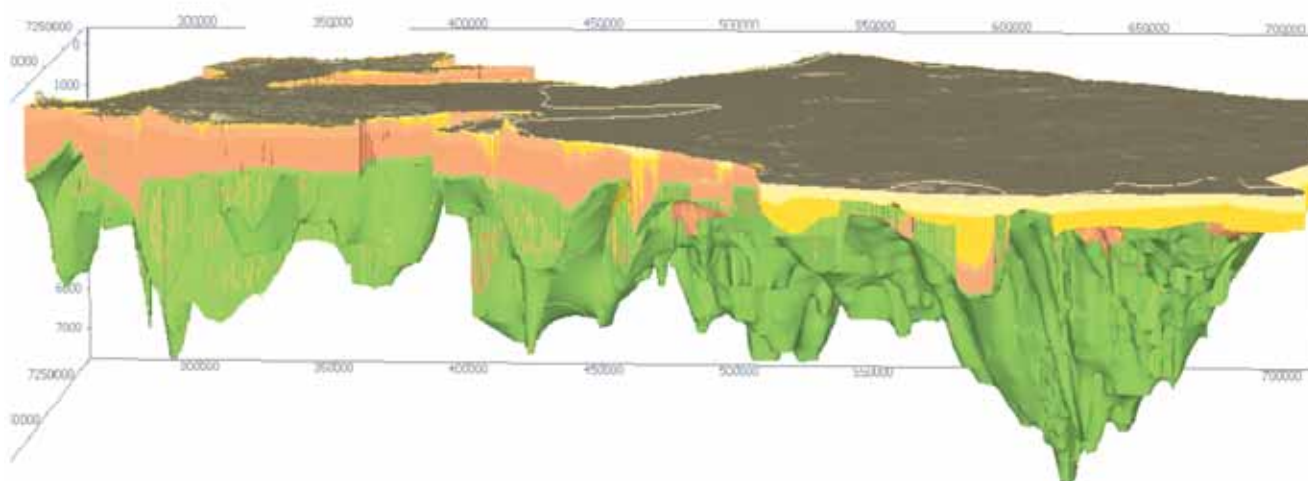


Рис.1. Трехмерная пространственно-временная, структурно-тектоническая модель Берингова моря.

Результаты моделирования позволили выявить следующие структурно-тектонические особенности Берингова моря:

- различающиеся по площади, но достаточно обширные области развития океанической или субокеанической коры глубоководных (задуговых) котловин, имеющие возраст от верхней юры-мела до кайнозоя, неоднократно затронутые последующими фазами тектоно-магматической активизации;
- пояса развития мел-кайнозойского блоково-магматического фундамента островных дуг, местами включающие переработанные блоки фундамента более древней, палеозойской или киммерийской консолидации.
- обширные, дифференцированные по глубине дна альпийские/новейшие (синокеанические) шельфовые платформы, иногда частично разрушенные в результате новейшей деструкции, включающие в структуру своего основания глыбы или крупные блоки докембрийских или палеозойских относительно жестких массивов.

Исходный фундамент большей части шельфа Берингова моря образован комплексом подвижных глыб и блоков докембрийского возраста, которые в совокупности составляют основание Берингоморской (или – Дежне-

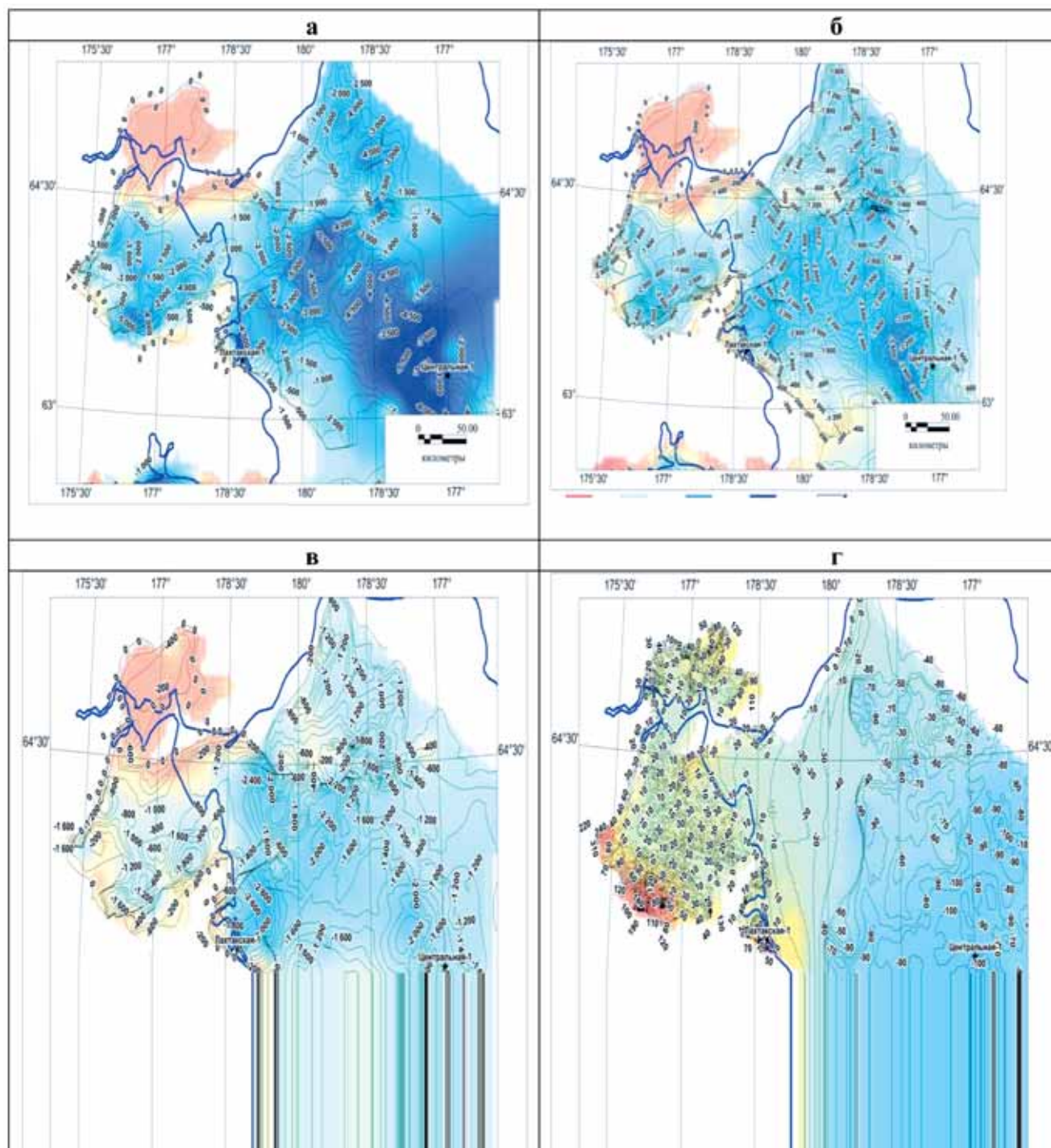


Рис 2. Анадырский прогиб и прилегающие территории. Структурные карты: а – по поверхности акустического фундамента; б – по кровле палеогеновых отложений; в – по кровле нижнемиоценовых отложений; г – по подошве плиоцен-четвертичных отложений.

ва/Юконской) плиты [2, 3]. На присутствие в фундаменте региона пород этого возраста указывают их выходы в обнажениях на его орогенном обрамлении – на полуостровах Чукотском и Сьюард, в южной зоне хр. Брукса и в зоне Кукоквим Северо-Американских Кордильер. Особенности геологии восточной части берингоморского шельфа и прилегающей территории Аляски свидетельствуют об относительной подвижности этих блоков, которая отразилась в их зональной вулканической и блоково-складчатой переработке в перми-триасе, юре-мелу и кайнозое.

К комплексу элементов древнего (докембрийско-палеозойского) фундамента подвижной плиты, по-видимому, следует относить Чукотско-Анадырскую систему массивов, которая образует основание осадочного разреза Анадырской впадины Восточной Чукотки и ее морского продолжения [4]. Породы этого возраста – от протерозоя до разных подразделений палеозоя – присутствуют в виде тектонических блоков в складчатом и вулканогенно-складчатом обрамлении впадины. Последнее представлено на северо-западе вулканическими зонами Охотско-Чукотского вулканического пояса и складчато-блоковыми зонами киммерид Верхояно-Чукотской области, а на юге и юго-востоке – складчато-орогенными структурами Корякско-Камчатской системы альпийского тектонического цикла.

Фундамент районов российского шельфа Берингова моря, обращенных к Алеутской и Командорской глубоководным котловинам, представляет собой продолжение альпийских складчатых и вулканогенно-складчатых зон альпийского цикла, местами также включающих переработанные блоки палеозойских складчатых комплексов [5, 6, 7, 8]. В области сопряжения складчато-орогенных структур и глубоководной котловины, где формируются эти шельфовые районы, альпийский фундамент подвержен неотектонической деструктивной переработке с образованием сбросо-сдвиговых нарушений, наклонных и ротационных блоков и других вторичных дислокаций фундамента, наблюдаемых в материалах сейсморазведки.

В осадочных бассейнах Берингова моря выделяется два структурно-тектонических этажа: фундамент и осадочный чехол [9, 10, 11, 12]. Первый образован дислоцированными доолигоценными толщами, второй – эоцен (или миоцен) – четвертичным разрезом. При этом в отдельных районах бассейнов по сейсмическим материалам в структуре фундамента выделяются комплексы с ярко выраженной плоскопараллельной записью сейсмического поля по возрасту относимые к мел-палеоценовому возрасту и представляющими собой участки недислоцированного эпикиммерийского чехла. На Кайгытчинской площади в сухопутной части Хатырского бассейна данные отложения характеризуются весьма высокими значениями содержания органического углерода и генетического потенциала породы: 1.1ч1.35% и 1.17ч1.42 кг УВ/ т породы и могли поставлять УВ в перекрывающие их комплексы палеоген-миоцена [13, 14, 15].

Важное значение при структурно-тектоническом моделировании на региональном этапе геологоразведочных работ имеет моделирование ловушек углеводородов и оценка объемов возможных скоплений нефти на выявленных структурах [16]. Ниже на примере одной из выявленных структур показаны приемы изучения геологического строения участка акватории [17], с применением программы Petrel (Шлюмберже). Для построения поверхностей и оценки объемов возможных скоплений нефти на выявленных структурах были использованы результаты региональных сейсмических работ, проведенных в акватории Анадырского залива.

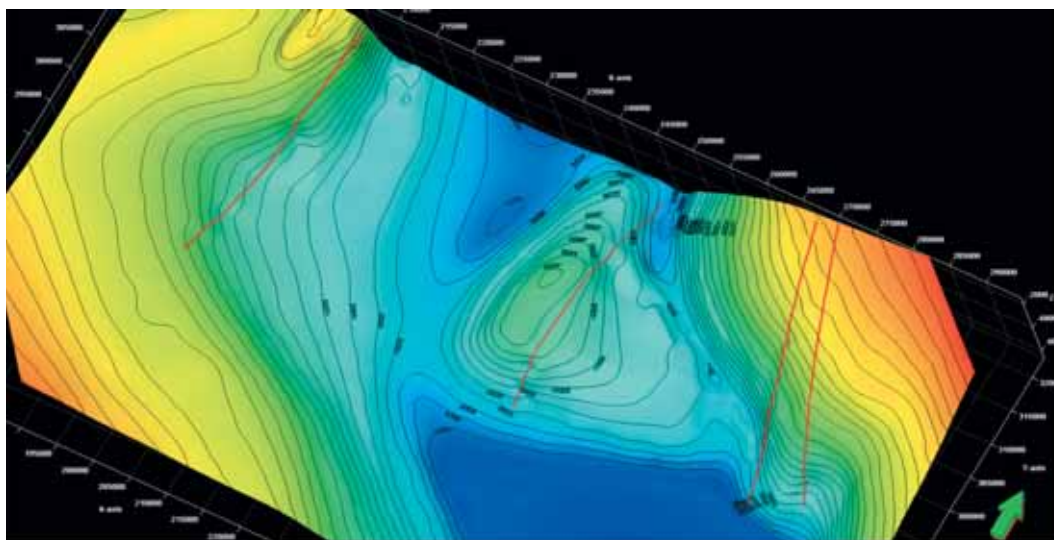


Рис. 3. Поверхность по кровле фундамента.

На сейсмических разрезах кайнозойские образования осадочного чехла расчленяются тремя региональными разделами на сейсмокомплексы А, Б, В и Г. Используя программу Petrel, построили структурные карты по каждому отражающему горизонту. На рис. 3 показана трехмерная поверхность по кровле фундамента. Над выступом фундамента в осадочном чехле образовались антиклинальные складки, которые могут быть потенциальными ловушками для углеводородов. На рис. 4 представлена структурная карта по кровле сейсмокомплекса Г. С помощью

программы Petrel создана геологическая модель для данного участка акватории. Построены карты эффективных нефтенасыщенных толщин для сеймокомплексов В и Г [18]. На рис. 5 представлена такая карта для сеймокомплекса Г.

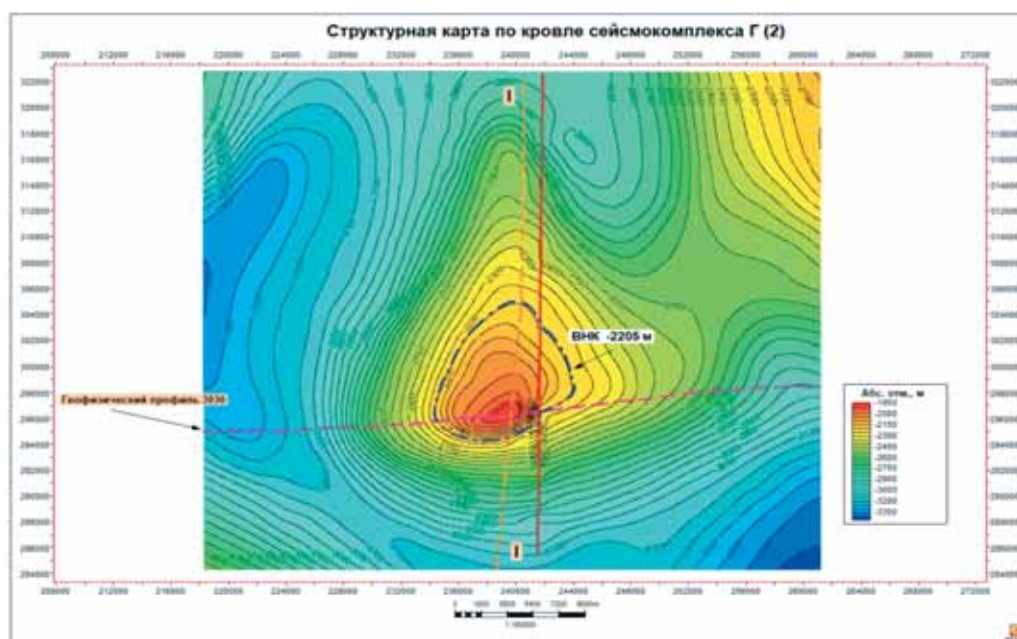


Рис. 4. Структурная карта по кровле сеймокомплекса Г.

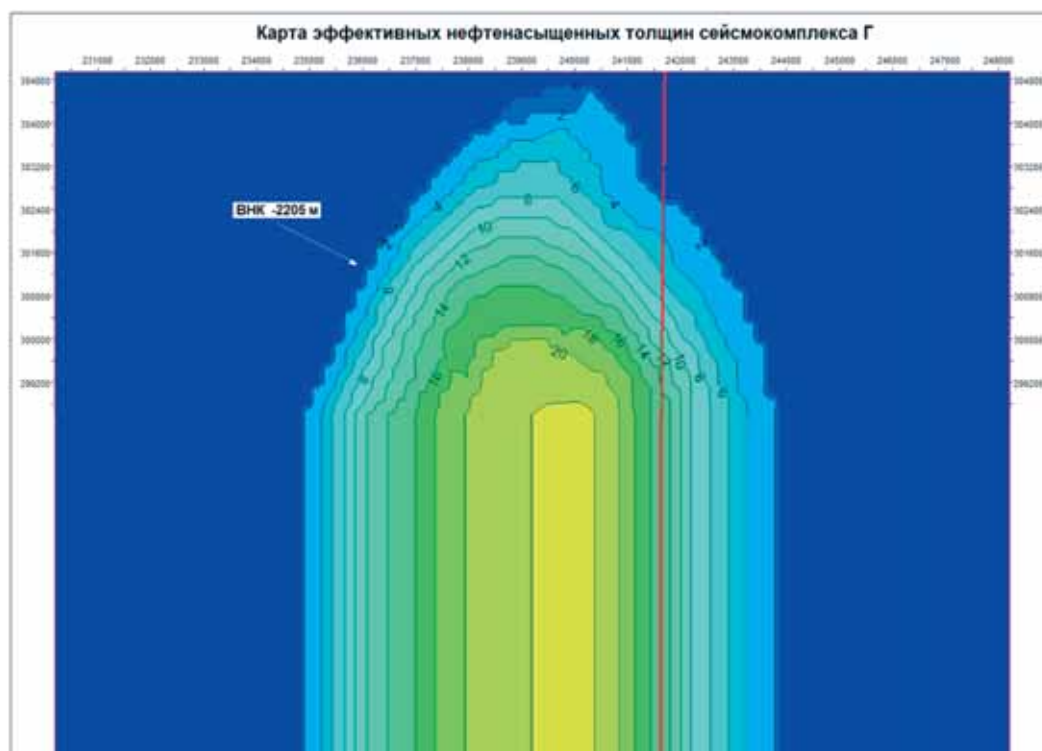


Рис. 5. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин сеймокомплекса Г.

Литература

1. *Gradstein F.M., Ogg J.G., Smith A.G., et al.* A Geologic Time Scale – Cambridge University Press, 2004.
2. *Guliyev I.S., Kerimov V.Y., Osipov A.V., Mustaev R.N.* Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust. 2017 SOCAR Proceeding (1). P. 4–16.
3. *Kerimov V.Y., Leonov M.G., Osipov A.V., Mustaev R.N., Hai V.N.* Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural–Tectonic Model of their Formation. 2019 Geotectonics53(1). P. 42–59.
4. *Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Sizikov E.A., Sinyavskaya O.S., Makarova A.Yu.* The conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems in Sakhalin shelf, the Sea of Okhotsk. 2015 Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry (8). P. 22–27.

5. *Kerimov V.Yu., Gordadze, G.N., Mustaev R.N., Bondarev A.V.* Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the sea of Okhotsk based on the geochemical studies and modeling. 2018 Oriental Journal of Chemis 34 (2). P. 934–947.
6. *Mustaev R.N., Hai W.N., Kerimov V.Y., Leonova E.A.* Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong basin by simulation results hydrocarbon systems. Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. P. 212–216.
7. Атлас геолого-геофизических карт. Берингово море/Под ред. Грамберга И.С. Ленинград, 1992
8. *Воробьев Ю.М.* и др. Отчет «Комплексные рекогносцировочные геофизические исследования в районе Берингова и Чукотского морей». ВПО «Сахалинморнефтегазпром», г. Оха, 1984.
9. Геология Берингова моря и его континентального обрамления. Беляев И.В., Борщева Н.А., Бутков В.П., Бычков Ю.М., Гладенков Ю.Б., Дундо О.П., Лопатин Б.Г., Марковский Б.А., Орадовская М.М., Радченко В.Г., Ротман В.К., Сей И.И., Устинов Н.В., Л.: Наука, 1985. 127 с.
10. *Голубев В.М.* Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Беринговоморского региона / Комитет Российской Федерации по геол. и использ. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана. СПб.: Недра, 1994. 125 с.
11. *Закревский К.Е.* Практикум по геологическому 3D моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009. М. 2010. 110 с.
12. *Савицкий А.В., Грецкая Е.В., Рыбак-Франко Ю.В., Соловьев А.В.* Перспективы геологоразведочных работ в глубоководных осадочных бассейнах Берингова моря и Тихого океана// Геология нефти и газа. № 5. 2016. С. 58–66.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕ-НУРЛАТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Данилов¹, Я.И. Бакалов¹, И.Н. Хакимзянов¹, Д.Г. Миннугалиев², А.А. Ивонин¹

¹ «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, razrdds@tatnipi.ru

² НГДУ «Нурлатнефть», г. Нурлат

Известно, что для сохранения и наращивания уровней добычи УВС, а также для достижения максимальной выработки запасов, на объектах разработки необходимо применение комплекса мероприятий и средств по повышению степени нефтеизвлечения, таких как внедрение перспективных ГТМ и эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов.

Одним из путей вовлечения в процесс добычи неохваченных разработкой зон, а вместе с тем повышения нефтеизвлечения пластов, является резка боковых стволов (БС, БГС), которая по ряду определенных технологических и экономических причин бывает предпочтительнее бурения новых проектных скважин.

Нижне-Нурлатское нефтяное месторождение, разрабатываемое НГДУ «Нурлатнефть» ПАО «Татнефть», удачно подходит в качестве примера целесообразности внедрения БС и БГС при проектировании его дальнейшей разработки.

Нижне-Нурлатское месторождение открыто в 1975 году, введено в промышленную разработку в 2001 году. В региональном тектоническом плане территория рассматриваемого месторождения находится в пределах восточного борта Мелекесской впадины. Месторождение объединяет два поднятия: Некрасовское и Доновское, выявлено шесть залежей нефти, приуроченных к этим поднятиям: в отложениях верейского горизонта – две залежи, в отложениях башкирского яруса – две залежи и в отложениях бобриковского горизонта – две залежи.

Одним из основных объектов по начальным извлекаемым запасам нефти является пласт C1bb бобриковского горизонта.

Залежь нефти пласта Сбр бобриковского горизонта Некрасовского поднятия вскрыта восемью скважинами. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 1451,9 м. Размеры залежи составляют 2,4х1,3 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта изменяется от 0,7 до 7,1 м. Высота залежи – 24,3 м. Тип залежи – пластово-сводовый. Запасы залежи относятся к категориям А, В1.

Залежь нефти пласта Сбр Доновского поднятия вскрыта одной скважиной № 1203. Средняя глубина залегания продуктивных отложений – 1483,2 м. Размеры залежи составляют 0,8х0,5 км. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 2,8 м. Тип залежи – пластово-сводовый. Запасы залежи относятся к категории А, В1.

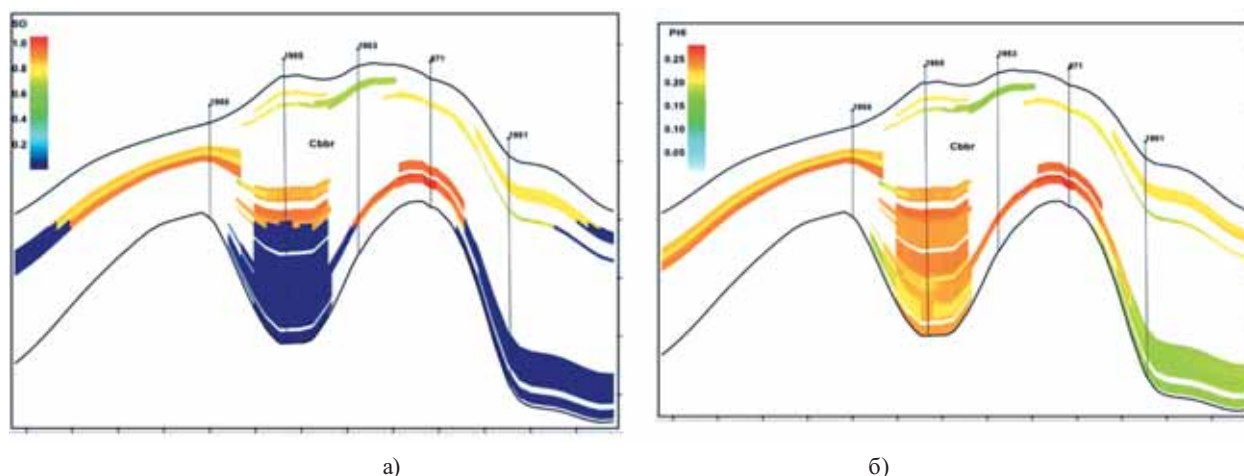
В целом общая толщина отложений бобриковского горизонта составляет в среднем 31,2 м, эффективная нефтенасыщенная – 3,4 м. Коэффициент песчанистости продуктивной части в среднем составляет 0,52 доли ед., расчлененности – 2,3 ед.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта C₁bb месторождения приведена в табл. 1, из которой следует, что терригенные коллекторы являются высокочемки и высокопроницаемыми.

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Размерность	Продуктивный пласт
Средняя глубина залегания кровли	м	1455,3
Тип залежи		пластово-сводовая
Тип коллектора		поровый
Площадь нефтеносности	тыс.м ²	2710
Средняя общая толщина	м	31,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,4
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	9,1
Коэффициент пористости	доли ед.	0,23
Коэффициент нефтенасыщенности	доли ед.	0,84–0,87
Проницаемость	мкм ²	0,888
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,5
Расчлененность	ед.	2,3
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	104,7–620,0
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0,905–0,932
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0,925–0,945

Распределение параметров начальной нефтенасыщенности и пористости в геологической модели залежи бобриковского горизонта Нижне-Нурлатского месторождения приведены на рис. 1.



Всего, помимо базового, рассмотрено несколько технологических вариантов разработки, различающихся между собой комплексом и количеством мероприятий (плотность сетки скважин 45,2–13,6 га/скв), а также перспективными технологиями воздействия на пласты. Была найдена «точка перегиба», когда уровни добычи нефти перестают компенсировать затрачиваемые средства на ГТМ.

На рис. 2 представлено сравнение проектных уровней добычи нефти бобриковского эксплуатационного объекта по четырем прогнозным вариантам разработки.



Рис.2. Сравнение проектных уровней добычи нефти бобриковского эксплуатационного объекта Нижне-Нурлатского месторождения по вариантам разработки.

Таким образом, технико-экономическая оценка показала, что разработка бобриковского объекта по варианту № 2, предусматривающему бурение семи СМД, приобщение объекта в одной скважине верейского объекта с внедрением ОРДиЗ, перевод в добывающий фонд одной пьезометрической скважины с верейского объекта, зарезку трех БС, бурение одного БГС (рис. 3), а также применение методов увеличения нефтеотдачи (ДП+ТБИВ, ГКК, ВПСД) при текущих экономических условиях является наиболее эффективной и предпочтительной для реализации. Проектная плотность сетки скважин на объекте составляет 15,1 га/скв. Капитальные вложения в проект окупятся в течение трех лет.

Таблица 2

Характеристика расчетных технико-экономических показателей разработки бобриковского объекта Нижне-Нурлатского нефтяного месторождения

	Ед. изм.	Базовый	1	2	3
Вид воздействия		ппд	ппд	ппд	ппд
Плотность сетки скважин (приведенная)	га/скв.	45,2	20,8	15,1	13,6
Проектный срок разработки	годы	37	70	62	62
Рентабельный период разработки	годы	25	58	61	61
Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли ед.	0,062	0,259	0,338	0,344
КИН за рентабельный период	доли ед.	0,061	0,257	0,337	0,343
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	шт.	5	10	14	16
в том числе: добывающих нефтяных	шт.	4	7	13	15
нагнетательных	шт.	1	3	1	1
Фонд скважин для бурения всего	шт.		1	7	9
в том числе: добывающих нефтяных	шт.			7	9
нагнетательных	шт.		1		
Бурение бокового ствола	шт.		5	4	4
из них горизонтальных	шт.		4	1	1
Фонд скважин, переведенных с другого объекта	шт.			1	1
в том числе: добывающих	шт.			1	1

Ввод скважин с технологией ОРЭ, ОРЗ, всего	шт.		4	1	1
в том числе: добывающих	шт.		3	1	1
нагнетательных	шт.		1		
Индекс доходности инвестиций	доли ед.	-	4,618	2,794	2,361
за рентабельный период	доли ед.	-	4,618	2,795	2,361
Индекс доходности затрат	доли ед.	1,061	1,333	1,252	1,217
за рентабельный период	доли ед.	1,063	1,333	1,252	1,217
Срок окупаемости	лет	-	2	3	4
Топт	ед.	0,303	2,625	2,907	2,817

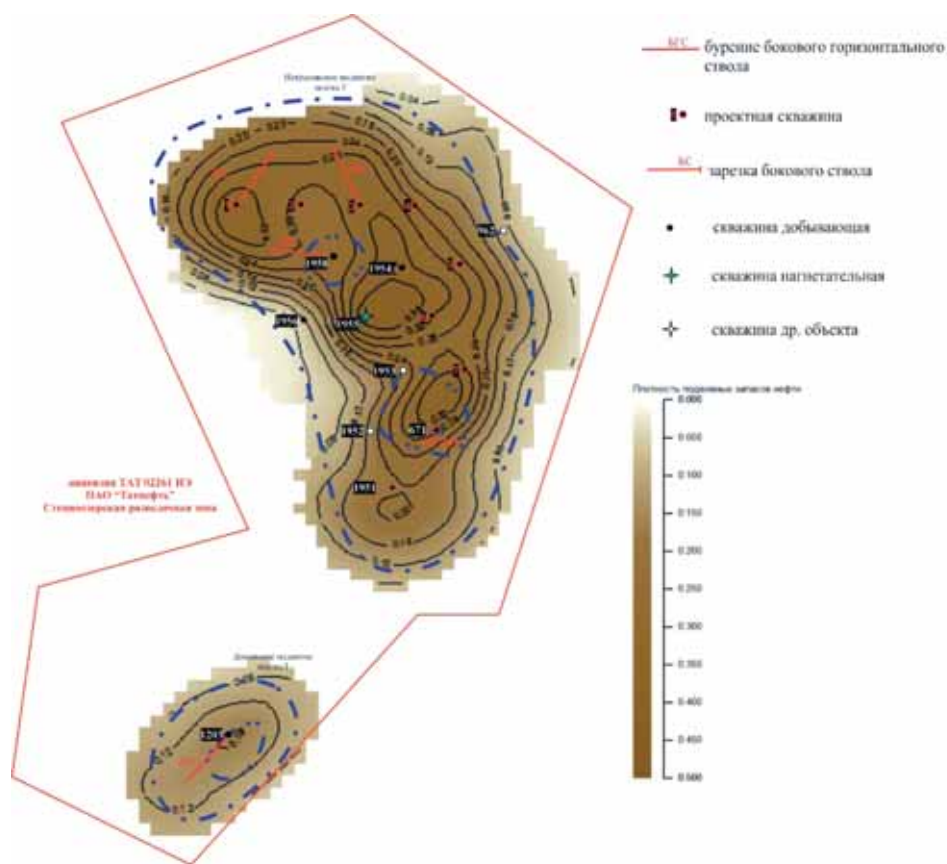


Рис. 3. Карта текущих подвижных запасов пласта C1bb бобриковского горизонта и проектных мероприятий по второму варианту разработки

Выводы

На примере терригенных отложений бобриковского горизонта Нижне-Нурлатского месторождения авторы полагают, что мероприятия по зарезке боковых стволов (БС, БГС) в комплексе с применением технологий МУН являются удачным решением для повышения КИН на объекте. Эффективность данных мероприятий подтверждена технико-экономической оценкой.

Литература

1. Дополнение к технологической схеме разработки Нижне-Нурлатского месторождения: [Текст]: Отчет / ТатНИПИнефть, отв. исполн.: Бакалов Я. И., Данилов Д. С. Бугульма, 2019 г.

BOREHOLE STABILITY ANALYSIS IN ASSAM OIL FIELD, NORTHEAST INDIA

Jenifer Alam¹, Rima Chatterjee², D.G. Yarakhanova³, J.R. Kayal⁴

¹Research scholar, Institute of Technology, Dhanbad, India, jenifer.alam2728@gmail.com

²Professor, Institute of Technology, Dhanbad, India, rima_c_99@yahoo.com

³Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, dilyara.yar@mail.ru

⁴Professor, National Institute of Technology, Agartala, India, jr.kayal@gmail.com

Northeast India region is characterized by complex tectonics due to the Himalayan collision zone to the north and Indo-Burma subduction zone to the east [1]. The region produces enough hydrocarbons as well as high seismicity. Our study area, upper Assam valley, buttressed between the two tectonic arms, collision zone and subduction zone, however, remains seismically much less active, and known as *Assam Gap*. The valley follows along the Brahmaputra river and is bordered by the Mikir Hills, Main Boundary Thrust (MBT), Mishmi Thrust and the Naga-Disang Thrust on four sides (Figure 1). The entire upper Assam valley is one of the oldest oil producing basins of India. Two wells M1 and M3 in this Assam Gap area are chosen to study the stability using borehole collapse modelling [2].

Crustal stress magnitude estimation using poroelastic modelling illustrates the order of stress in these two selected wells to be $S_v > S_H > S_h$. Thus, we may conclude that a normal faulting regime prevails throughout the length of the wells. Predicting minimum permissible Mud Weight (MW) from the analysis of Mohr Coulomb (MC) and Mogi Coulomb (MG) rock failure criteria is attempted. We find that for the stable borehole intervals MG derived MW fits better whereas MC derived MW overestimates the minimum MW by a small degree. The MG derived minimum MW condition illustrates that in the normal faulting region the vertical wells M1 and M3 ensure much more stability in comparison to a horizontal one. Further, it is evident from the borehole collapse model that a trajectory parallel to S_h may be considered as optimal well path to ensure stability.

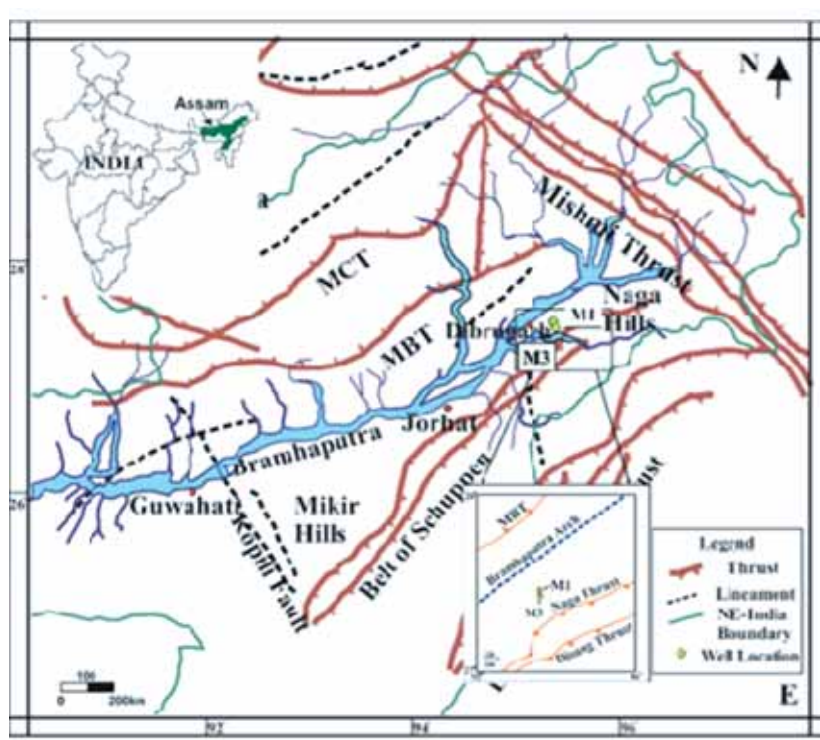


Fig. 1. Major geotectonic setting of the study area (upper inset) along with the well locations. Lower inset marks the wells in the Assam Gap area.

References

1. Kayal, J.R., 2008. Microearthquake Seismology and Seismotectonics of South Asia, Springer, The Netherlands and Capital. Publisher, India, 503 p.
2. Alam, J., Chatterjee R. and Dasgupta S. Estimation of pore pressure, tectonic strain and stress magnitudes in the Upper Assam basin: a tectonically active part of India Geophys. J. Int. (2019) 216, 659–675.

Acknowledgements

Authors are thankful to Oil India Limited, Duliajan, Assam for their kind approval and providing us well log and seismic data for academic and research purposes. We are also grateful to the Ministry of Earth Sciences (MoES(11)/2015-16/456/AGP) for provision of fund to carry out this research work.

АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АССАМ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ИНДИИ

Дженифер Алам¹, Рима Чаттерджи², Д.Г. Яраханова³, Джнана Ранджан Каял⁴

¹Научный сотрудник, Индийский технологический институт, Дханбад, Индия, jenifer.alam2728@gmail.com

²Профессор, Индийский технологический институт, Дханбад, Индия, rima_c_99@yahoo.com

³Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

⁴Профессор, Национальный технологический институт, Агартала, Индия, jr.kayal@gmail.com

Северо-восточный регион Индии характеризуется сложной тектоникой из-за Гималайской зоны столкновения на севере Индо-Бирманской зон субдукции на востоке [1]. Регион, где добывается достаточно углеводородов, характеризуется высокой сейсмичностью. Однако наша область исследований, верхняя долина Ассам, укрепленная между двумя тектоническими ответвлениями, зоной столкновения и зоной субдукции, остается сейсмически гораздо менее активной и известна как Ассамское ущелье. Долина протекает вдоль реки Брамхапутра и с четырех сторон граничит с холмами Микир, главным пограничным взбросом, Мишми и Нагой-Дисанг (рис. 1).

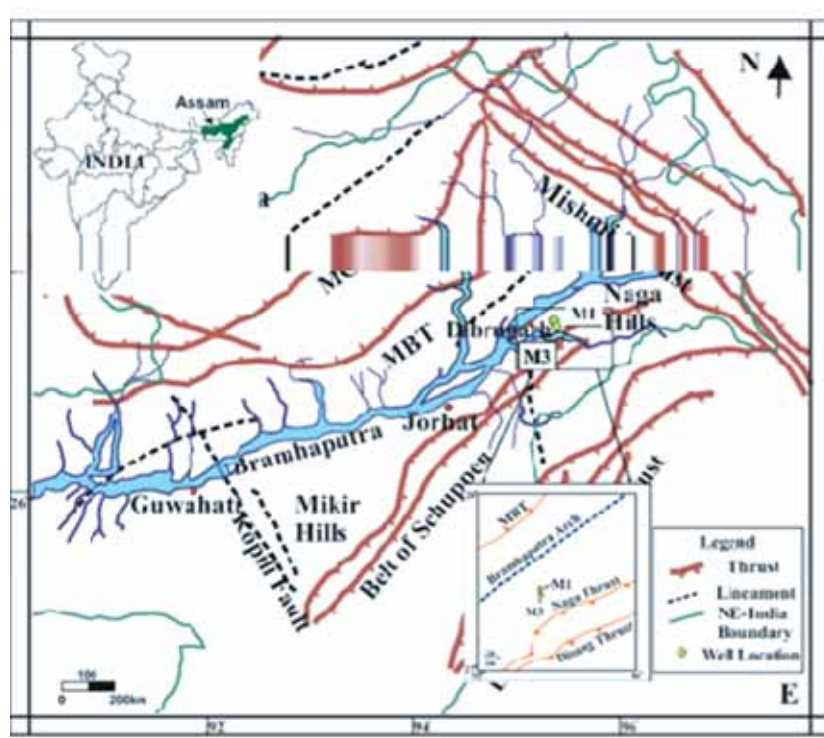


Рис. 1. Основные геотектонические условия района исследования (верхняя иллюстрация) с участком расположения скважин. На нижней иллюстрации отмечены скважины в районе Ассамского ущелья.

Вся верхняя долина Ассам является одним из старейших нефтедобывающих бассейнов Индии. В этой области Ассамского ущелья для исследования устойчивости с моделированием обрушения выбраны две скважины M1 и M3 [2].

Оценка величины напряженного состояния земной коры с использованием упруго деформируемого моделирования наглядно демонстрирует порядок напряжений в этих двух выбранных скважинах: вертикального напряжения (SV) > максимального горизонтального напряжения (SH) > минимального горизонтального напряжения (Sh). Поэтому мы можем сделать вывод, что нормальный режим разломов преобладает по всей длине скважин. Предпринята попытка предсказать минимально допустимую плотность бурового раствора «MudWeight (MW)» из анализа основных критериев разрушения породы «MohrCoulomb (MC)» и «MogiCoulomb (MG)». Мы находим, что для стабильных интервалов скважин, полученных из MG, MW подходит лучше, тогда как из полученных из MC MW переоценивает минимальную MW в

небольшой степени. Полученное из MG минимальное условие MW показывает, что в нормальной зоне разломов вертикальные скважины M1 и M3 обеспечивают гораздо большую стабильность по сравнению с горизонтальной. Кроме того, из модели обрушения скважины очевидно, что траектория, параллельная Sh, может рассматриваться как оптимальная траектория скважины для обеспечения устойчивости.

Литература

1. Kayal, J R., 2008. Microearthquake Seismology and Seismotectonics of South Asia, Springer//The Netherlands and Capital. Publisher, India, 503 p.
2. Alam, J., Chatterjee R. and Dasgupta S. Estimation of pore pressure, tectonic strain and stress magnitudes in the Upper Assam basin: a tectonically active part of India Geophys./J. Int. (2019) 216, 659–675.

Acknowledgements

Authors are thankful to Oil India Limited, Duliajan, Assam for their kind approval and providing us well log and seismic data for academic and research purposes. We are also grateful to the Ministry of Earth Sciences (MoES(11)/2015-16/456/AGP) for provision of fund to carry out this research work.

СПОСОБ ПЛОЩАДНОГО ПОИСКА ЗОН ПЛАСТА С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В.В. Емельянов

ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть», г.Елабуга, zgeo_pn@tatneft.ru

Известно, что основная часть месторождений нефти в Республике Татарстан, разрабатываемых ПАО «Татнефть», находятся на завершающей стадии разработки, со средней обводненностью более 90% и КИН свыше 0,5. На северо-востоке РТ таковыми являются Бондюжское и Первомайское месторождения (рис. 1), на долю которых приходится более 72% всей добытой нефти НГДУ. Добыча нефти ведется с кыновско-пашийских отложений и почти за 60 лет работы (1958 и 1962 г.) месторождения истощились и являются выработанными, с выработкой более 92%. Бондюжское месторождение в этом плане является лидером в республике по величине текущей нефтеотдачи (КИН), которая на 01.01.2020 составляет 0,6 при проекте 0,637.

Расположенные в значительной близости друг от друга, Бондюжское, Первомайское и Комаровское нефтяные месторождения были открыты в одно и то же время на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода. Результаты, полученные при изучении блокового строения Ромашкинского месторождения, явились мотивацией для изучения блокового строения этих месторождений с целью оценки степени выработанности запасов, эффективности заводнения и выявления возможных зон возобновления запасов нефти.

Как правило, запасы нефти на месторождениях данного типа, характеризуются как легкоизвлекаемые, и не требуют привлечения дорогостоящих технологий для их добычи, также являются достаточно подвижными и обладают высоким коэффициентом вытеснения нефти водой.

На месторождении реализована блочная система заводнения дополненная очаговыми и законтурными скважинами. При этом доля центрального разрезающего ряда в общем объеме закачки с каждым годом уменьшается, а доля дополнительных разрезающих рядов, очагового заводнения увеличивается. Соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 2,2 и соответствует оптимальным расчетным значениям. В последние годы, несмотря на высокую интенсивность созданной системы заводнения и на превышение закачки над отбором жидкости, пластовое давление стабилизировалось на одном уровне, а в последующем по расчетам будет снижаться.

Существующая система заводнения не позволяет поддерживать пластовое давление на оптимальном уровне по всей площади месторождения. На III, IV блоках в добывающих скважинах первого ряда от центрального разрезающего ряда и в центральных участках локальных поднятий наблюдается снижение пластового и забойного давлений ниже давления насыщения.

К настоящему времени по всем пластам объекта разработки, не охваченными или слабо охваченными процессом заводнения, остаются пласты или прослои пластов с нефтенасыщенной толщиной менее двух метров, а также пласты, сложенные низкопродуктивными коллекторами. Остаточные незаводненные толщины приурочены к кровельным частям пластов. Прослои низкопродуктивных коллекторов, залегающих в виде переслаивания с продуктивными коллекторами в подошвенной и средней частях монолитных пластов и попадающие в общий заводненный интервал, также охватываются процессом заводнения.

В последнее время, в связи с истощением запасов так называемой традиционной легкой нефти, большую популярность набирают трудноизвлекаемые запасы (битумы, высоковязкие нефти, нефть в породах с малой величиной проницаемости). К слову, на месторождении увеличилась доля запасов в низкопродуктивных коллекторах с 2,6% до 10,6%, но основным объектом для разработки продуктивные коллекторы. Произошло увеличение доли запасов в нефтяной зоне с 58,9% до 72,4% за счет слабой вовлеченности в разработку запасов пласта Д0-1. Однако не стоит забывать о пробуренном фонде, и остаточных недренируемых ранее запасах нефти на достаточно выработанных месторождениях. Поиск участков с наибольшей концентрацией остаточных запасов, а также увеличение КИН является одним из наиболее эффективных и перспективных мероприятий в ближайшем будущем.

Сравнительный анализ работы скважин, пробуренных в зоне между разрезающим и первым рядом добывающих скважин, до и после прохождения фронта вытеснения показывает, что бурение новых скважин в этой зоне после достижения высокой обводненности добывающих скважин первых рядов, является рискованным мероприятием. Если накопленная добыча нефти до прохождения фронта вытеснения составляет 102,5 тыс.т. при ВНФ, равном 2,66, то после добыча нефти составляет всего 8,7 тыс. т при ВНФ, равном 10,4.

Целью проведенной работы является выявление зон с концентрацией наибольших остаточных запасов нефти. Эти застойные области формировались предположительно благодаря как вертикальной, так и горизонтальной анизотропии, различным ФЕС продуктивных пластов, а также неравномерной выработке запасов. К тому же, если верить абиогенной теории происхождения нефти, перспективными будут считаться участки, расположенные вблизи разуплотненных зон и тектонических нарушений, откуда предположительно, с ходом времени, происходила и происходит вертикальная миграция флюидов.

Была проведена большая работа, предполагавшая, во-первых, переинтерпретацию каротажных данных по скважинам, затем геологическое моделирование (рис.2), построение различных карт, а также их сопоставление, анализ, и проведение ГТМ по результатам.

Установление местоположения границ блоков, из которых состоит месторождение, необходимо для оценки геологических и извлекаемых запасов, определения зон приоритетного бурения и проведения ГТМ, а также кон-

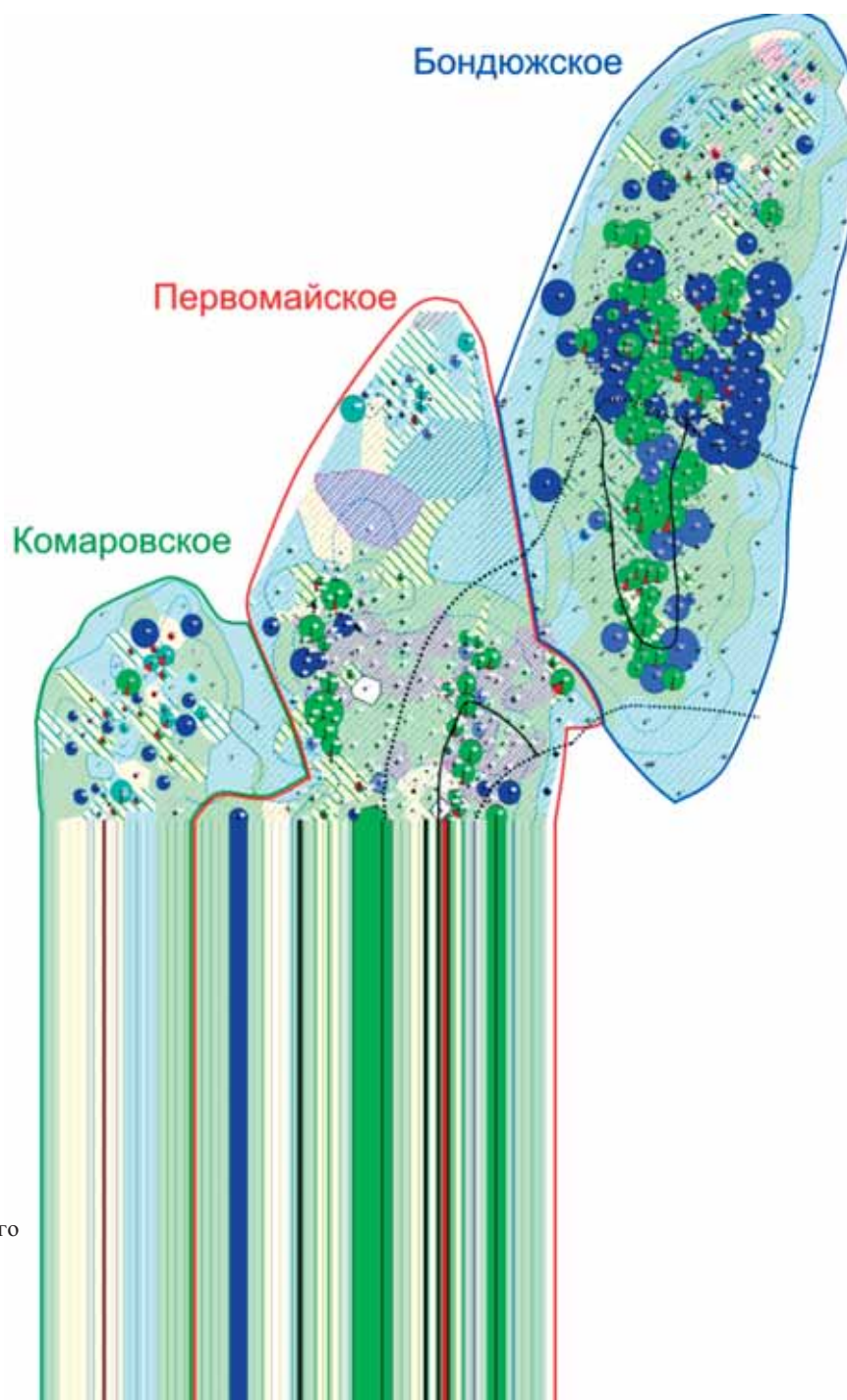


Рис.1. Карта разработки Первомайского месторождения.

троля выработки запасов, выбора оптимальной системы поддержания пластового давления с учетом положения границ блоков. Выявление и трассирование сбросов, ограничивающих блоки, является составной частью процесса мониторинга постоянно действующей геолого-гидродинамической модели месторождения. На разных стадиях освоения месторождения степень значимости тех или иных геолого-геофизических и промысловых методов исследований для установления местоположения границ блоков различна.

Несмотря на очевидную важность изучения разломно-блокового характера строения залежей, разрывные нарушения очень редко бывают целевым объектом изучения ввиду трудности их выделения. При геологическом картировании и других исследованиях существует ряд признаков установления сбросов и сдвигов, которые можно выявить как традиционными прямыми наблюдениями, так и косвенными методами.

Для обнаружения нарушений был использован метод анализа толщин по данным геофизических исследований скважин. При этом прямым диагностическим признаком нарушений является сокращение в разрезе (или даже выпадение) толщины пластов, стратиграфических подразделений, тектонические уступы, линейные депрессии, зияющие трещины при комплексной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС).

Так, при корреляции разрезов скважин по кривым ГИС выпадение части разреза может указывать на пересечение скважиной плоскости сместителя нарушения сброса.

В случае пликативного залегания осадочных толщ для выделения разрывных нарушений используется комплексование структурных карт и карт толщин. Зонам разломов кристаллического фундамента и осей прогибов в осадочном чехле соответствуют увеличенные мощности отложений и пониженные структурные положения кровли горизонта.

Данным методом были определены разломы кристаллического фундамента и осевые зоны прогибов в осадочном чехле Бондюжского и Первомайского месторождений.

Также были построены карты изопахит: от кровли кристаллического фундамента до репера «Аяксы», от подошвы пласта Д1 до репера «Аяксы». Задачей являлся поиск участков, где существует различие в мощностях, следовательно различие типов разрезов и дальнейшая привязка к структуре залежи. Оказалось, что наибольшие накопленные отборы приурочены к неким граничным зонам между минимальными и максимальными мощностями от Д1 до репера.

По результатам разделения месторождения на блоки произведены мероприятия. А именно бурение 15-ти скважин, суммарный прирост по которым составляет 120 т/сут, накопленная годовая добыча – 12,3 тыс. тонн. В дальнейшем планируется произвести изменение системы заводнения, а также заложение дополнительных точек для бурения, в том числе БС, БГС, и планируется тем самым, производить разработку каждого блока индивидуально.

В процессе выполнения работы был проведен анализ состава нефтей терригенного девона на основе комплекса геохимических исследований и их связи с разломно-блоковым строением кристаллического фундамента в районе Бондюжского месторождения.

В процессе работы было установлено, что на месторождении имеются многочисленные тектонические нарушения, которые унаследовано прослеживаются по вышележащим отложениям, а именно на тиманском, саргавском и семилукском горизонтах с незначительными смещениями в северном и северо-восточном направлениях.

Проведенный анализ сопоставления данных разломно-блокового строения и динамики изменения плотности и вязкости нефтей показал, что миграции углеводородов из кристаллического фундамента не наблюдается, а улучшение физико-химических свойств нефти связано с применением различных МУН. Установлено также, что скважины с накопленным отбором нефти более миллиона тонн находятся в сводовой части месторождения, в центральных частях блоков и никак не связаны с разломно-блоковым строением кристаллического фундамента. По-видимому, их аномальная накопленная добыча обусловлена структурным положением скважин на Бондюжском валу. Возможность влияния современных тектонических движений автором не исключается, но доказательств в пользу этого предположения недостаточно.

D0_top
DepthSurface
1527.25183
1500.00000
1438.72241

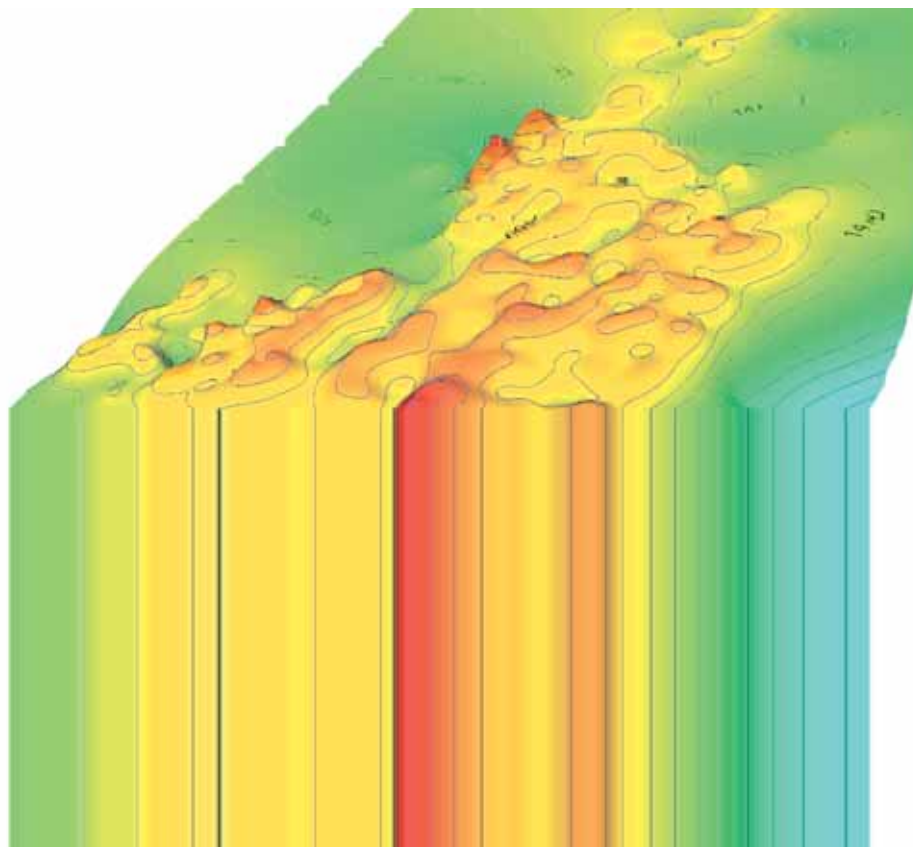


Рис.2. Трехмерный структурный каркас Первомайского месторождения.

Проведенные анализы и выводы актуальны не только для данного месторождения, так как не требуют больших капитальных вложений, и имеется множество месторождений с похожими условиями и проблематикой.

При актуальности разработки трудноизвлекаемых запасов не стоит забывать о том, что на уже выработанных участках тоже сконцентрированы немалые остаточные запасы нефти, и основная цель найти оптимальный комплекс по их поиску и извлечению, и повышению текущего КИН. Необходимо постоянно пополнять данные, привлекать новые методики анализа, в том числе, гидродинамическое моделирование. Ведь актуальным является вопрос определения направления фронта вытеснения закачки, а также определения зон возможной подпитки нефтяной залежи.

Литература

1. *Остроухов С.Б., Носова Ф.Ф., Плотникова И.Н., Емельянов В.В., Газизов И.Г., Салихов А.Д., Пронин Н.В., Салахитдинова Г.Т., Латипа Т.* Потенциал прироста запасов нефти на юго-востоке Северо-Татарского свода и геохимические критерии выявления таких перспективных зон // *Георесурсы*. 2015. № 3(62). С.10–16.
2. *Плотникова И.Н., Лаптев А.А., Газизов И.Г., Остроухов С.Б., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Салихов А.Д., Носова Ф.Ф.* Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана // *Георесурсы*. № 4. Т.19. Ч.2. 2017. С. 348–354.
3. *Емельянов В.В., Газизов И.Г., Волков И.В., Ахметгареев В.В., Ахмадуллин Р.Х.* Совершенствование системы разработки Бондюжского нефтяного месторождения // *Нефтяное хозяйство*. 2014. № 8. С. 56–58.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЦИФРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.А. Еремин, В.Е. Столяров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г.Москва, ermn@mail.ru

Особенностью развития нефтегазовой отрасли России является геологическая концентрация и территориальная удаленность разведанных запасов в уникальных месторождениях, что определило «очаговое» освоение этих регионов. Следствием длительной эксплуатации является сокращение объемов добычи легкой нефти и газа, а также высокая себестоимость продукции на завершающей стадии эксплуатации месторождений. Имеются существенные риски, что в ближайшее время наступит значительное падение объемов добычи в период пиковых нагрузок в связи с отсутствием эффективных заделов и системного развития цифровых интеллектуальных индустрий для технологического прорыва в отрасли, а также высокой себестоимостью продукции при используемых сегодня технологиях добычи [1].

Цифровая модернизация является первостепенной задачей для развития нефтегазового комплекса и возможности сохранить лидирующие позиции и имеющийся производственный и кадровый потенциал. Нефтегазовая экономика должна развиваться на основе современных достижений научно-технического прогресса, таких как цифровизация, интеллектуализация, роботизация производства. Такой подход обеспечит возможность трансформации бизнеса добычи продукции в современную высокотехнологичную отрасль промышленности на базе использования технологий и модели управления «Индустрия 4.0».

По оценке специалистов Института проблем нефти и газа (ИПНГ РАН) затраты для извлечения остаточных запасов составят не более \$1–2 на 1000 куб. газа при цифровизации газового месторождения (скважин), за счет этого коренным образом (в десятки раз) меняются объемы оперативной и расчетной оперативной информации по уровням управления в рамках функционирования Отраслевой системы оперативно диспетчерского управления (ОСОДУ). При этом будет обеспечена возможность создания шкалы рисков, планов, текущей и отчетной документации для всего жизненного цикла оборудования и появится возможность применения больших объемов информации по всему технологическому процессу строительства и эксплуатации; возможность автоматизации компетенций на основании применения алгоритмов предиктивного выявления аварийных ситуаций и управления скважинным оборудованием и формирование баз данных в длительной перспективе работы.

Стратегия интеллектуализации объектов добычи способствует эффективности и коммерциализации инновационных решений с учетом интересов всех участников эксплуатации месторождения. Поэтапный переход на ресурсно-инновационную модель развития нефтегазодобывающей отрасли имеет своей целью максимизацию прибыли при широком тиражировании наилучших технологий в отрасли. Достижением стратегической цели в этом процессе является построение новой бизнес-модели производства с учетом внедрения экономически целесообразных технологий для нефтегазодобывающих Обществ, которые позволяют:

- обеспечить переход к интеллектуальным технологиям, роботизированным системам, материалам и способам конструирования, а также создать системы обработки больших цифровых объемов данных, методов машинного обучения и искусственного интеллекта;
- получить результаты и значимый экономический эффект в области предупреждения и снижения уровня

аварийности, оптимизации стоимости строительства, повышения уровня добычи продукта за счет интегрального применения технологий Индустрии 4.0: промышленного интернета вещей; анализа больших данных; искусственного интеллекта; индустриального блокчейна;

- достигнуть экологической и технологической безопасности на всех этапах строительства и эксплуатации промыслов и месторождений;

- мультипликровать экономическую заинтересованность государства и интересы нефтегазодобычных обществ, что обеспечит технологическую независимость, ускоренное развитие экономики и промышленности в масштабах страны [2].

Цифровые интеллектуальные технологии на месторождении обеспечивают повышение эффективности работы не только отдельных скважин, но и месторождения в целом за счет:

- применения типовых высокоэффективных, рентабельных решений при обустройстве скважин, кустов газовых скважин, промыслов и месторождений в целом;

- внедрения оптимальных режимов, обеспечения эффективного извлечения сырья и эксплуатации фонда скважин, высокой производительности скважинного оборудования в условиях технологических и геологических осложнений на месторождении;

- снижения влияния на процесс человеческого фактора вследствие уменьшения числа лиц, участвующих в ведении технологического процесса и передачи части функций системам роботизированного интеллектуального управления добычей;

- применения технологических алгоритмов (операций) и реализации на объекте системы поддержки принятия решений на основе построения геолого-технологической модели месторождения; функционального расширения и модульности, организации структурных изменений на всех уровнях управления скважинным фондом; обеспечения минимизации резервных мощностей и локализации аварийных ситуаций и сокращения ущерба;

- обеспечения единого информационного взаимодействия (пространства) между функциональными подсистемами с возможностью передачи информации в реальном масштабе времени от газовой скважины до центра моделирования месторождением и расчета прогнозов, рисков, а также центра диспетчерского управления для обеспечения контроля и эффективного предиктивного управления кустами и скважинами, месторождениями обществ;

- применения цифровой программно-аппаратной платформы с высокоскоростными оптическими и спутниковыми каналами связи, беспроводными сенсорными сетями, роботизацией процессов, а также использования на месторождениях энергонезависимых, возобновляемых источников энергоснабжения (солнце, ветер, энергия пласта и др.).

Главные проблемы обеспечения рентабельности и повышения эффективности добычи сегодня находятся в сфере низкого уровня эффективности управления экономическими процессами и неудовлетворительного состояния оборудования, значительной амортизации основных фондов. В связи с длительными сроками эксплуатации (по информации Росстата) степень изношенности производственных активов в промышленности РФ составляет 48,1%, а в добыче полезных ископаемых показатель превышает 56,4%, вследствие чего возрастает опасность возникновения аварийных ситуаций и отказов оборудования. Учитывая высокую долю эксплуатационных затрат (до 40% от себестоимости), совершенствование имеющихся моделей технического обслуживания, регламентация интеллектуальных технологий становятся актуальными и самостоятельными направлениями технологического развития.

Систематизация причин и тенденций развития методологий и технологий предполагает наличие научной базы, интеграции различных технологий, процессов и персонала на основе реализации единой цифровой платформы; построение на ее базе информационной системы мониторинга и управления строительством и эксплуатацией объектов, что требует кардинального пересмотра существующих практик и нормативного законодательства.

По оценке Института проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН) доля добычи нефти при применении традиционных технологий составляет 29%, цифровых (оснащенных локальной автоматикой) – 38%, а у интеллектуальных месторождений этот показатель равен 47%. Основой трансформации технологий является интеграция отдельных апробированных на объектах решений в единый технологический комплекс приближенный к объекту эксплуатации, обеспечивающий динамическую оптимизацию и повышение качества управления на базе реальных параметров и геолого-геофизической информации по всей технологической цепочке добычи от цифровых скважин до подготовки продукта к транспорту; анализа эффективности управляющих воздействий и моделирования технологических особенностей месторождения в реальном времени на основе рискованных оценок производства. Наличие моделирования состояния объектами (включая подземное состояние скважин и наземную инфраструктуру) на базе единой геолого-технологической модели месторождения являются обязательным условием обеспечения итоговой эффективности месторождения при обеспечении эксплуатации. Так, по данным Минстроя, при реализации модельного проектирования сроки работ снижаются не менее чем на 20% от начальных, на 40% снижается количество ошибок в проекте, на 10% сокращаются сроки строительства и не менее чем на 30% снижаются итоговые затраты на строительство и эксплуатацию [3].

Система поддержки принятия решений на основе моделирования является инструментом для расчета прогнозных задач, обеспечения стратегического и тактического планирования при моделировании геологических и

технологических особенностей добычи в реальном времени, а технология дистанционного управления позволяет обеспечить оперативную динамическую оптимизацию и повышение качества управления процесса за счет алгоритмического формирования управляющих воздействий.

Производственный потенциал нефтегазового комплекса заметно отстает от мирового уровня, при этом в стоимости основных активов большую часть занимает стоимость сырья. Обладая значительным финансовыми возможностями и организационным капиталом, предприятия нефтегазовой отрасли могут обеспечить внедрение лучших мировых управленческих практик. Приоритетными направлениями при этом являются задачи существенного сокращения временных затрат на внедрение от момента постановки задачи до ее реализации, обеспечение оптимального использования финансовых и иных ресурсов, ускоренное внедрение и тиражирование положительных результатов или лучших практик в отрасли, увеличение эффективности при наличии осложняющих факторов добычи.

Решающее значение в повышении эффективности геолого-геофизических работ приобретает возможность быстрой и качественной обработки больших массивов геолого-геофизической информации на основе применения современных высокопроизводительных вычислительных информационных технологий, что обеспечивает возможность подготовки рекомендаций и выработки управляющих решений на основе использования количественных моделей в квазиреальном и реальном режимах времени с максимальным приближением к объекту в реальном масштабе времени. Повышение точности и скорости технологических расчетов в процессе бурения с привлечением широкого спектра информации по соседним скважинам является наиболее важной и перспективной задачей, решение которой существенно влияет на безаварийную работу на скважине, экономит ресурсы, способствует возможности работать в сложных геологических условиях, использовать простаивающий фонд скважин и росту коэффициента извлечения углеводородов. Реализация цифровых технологий позволяет: рационально использовать пластовое давление; оптимизировать работу оборудования и эксплуатацию скважин; снижать издержки и повысить уровень технологической и экологической безопасности.

Переход к новому экономическому укладу связан со значительными преобразованиями и в других направлениях: разработка нормативно-правовой базы, совершенствование процессов, применение методов современной диагностики и материалов, внедрение интеллектуальных технологий. Однако с учетом ограниченности финансовых возможностей первоочередные инвестиции должны быть направлены не на ремонт оборудования прошлого века, а на создание высокорентабельных роботизированных производств добычи.

Особенностью современного этапа научно-технического прогресса являются инновации в области обработки данных, приводящие к лавинообразно развивающимся информационным технологиям и телекоммуникациям. Бизнес, движущей силой которого являются данные, становится общей практикой, а управление данными становится основой цифровой трансформации всей экономики.

В нефтегазовой отрасли работа с большими данными возросла за счет внедрения технологий сенсоризации и цифровизации производственных активов, оптимизации получения и передачи информации со скважин, интеллектуализации принятия решений, суперкомпьютеризации моделирования цифровых двойников, роботизации операций.

Для перспективных нефтегазовых месторождений уже сегодня целесообразно изменить имеющиеся критерии оценки технического состояния и приводить показатели отрасли в виде интеллектуальных характеристик (индикаторов), в том числе [4]:

- количество роботизированных комплексов, используемых для обследования технического состояния объектов транспорта и добычи, подводных и воздушных дронов;
- площадные (донные) оптоволоконные антенны для постоянного мониторинга площадных характеристик, геологических и технологических состояний месторождений;
- скважинные оптоволоконные распределенные тензометрические и термобарные системы, систем контроля состояния трубопроводов и оборудования, безопасности;
- фонд скважин, контролируемый в режиме реального времени на основе интеллектуальной системы управления; оптоволоконные сенсоры; цифровые трубопроводы;
- количество мобильных операторов, работающих с применением технологий виртуальной и дополненной реальности и промышленного интернета;
- количество интегрированных интеллектуальных моделей месторождений и действующих цифровых двойников месторождений, скважин и объектов управления;
- количество центров интегрированных операций на интеллектуальных месторождениях и др. применяемых интеллектуальных показателей.

Приоритетными для показателей оценки развития становятся достигаемые при этом экономические показатели эффективности и капитализации отдельных объектов добычи:

- прирост капитализации за счет цифровизации (млрд руб.);
- снижение капитальных затрат на добычу тонны нефти за счет цифровизации (руб./т.);
- снижение эксплуатационных затрат на добычу за счет цифровизации (руб./т.);

Цифровая модернизация позволяет повысить интеллектуальные возможности информационной системы не только на основе тех данных, которые в ней уже находятся, но и на основе всей доступной информации, т.е. как исторически накопленной и прогнозной, так и контекстной, которая изначально не содержится в системе и форми-

руется на основании анализа из разных источников. Созданные отечественные программные продукты в области моделирования газового месторождения благодаря уникальной технологии поиска совместного решения гидродинамической модели и модели поверхностной инфраструктуры адаптированы для выполнения таких расчетов на высокопроизводительном кластере с использованием облачных технологий.

Применяемый модельно-ориентированный подход создает возможность перехода от реагирования и ведения процессов «по факту» к управлению по прогнозу развития и упреждения проблем. Внедрение модельно-ориентированного подхода представляется организационной структурой решений в последовательности: постановка задачи – ресурсы – выбор приоритетного направления – инфраструктура – показатели эффективности – технологии – качество данных – текущая операционная деятельность – кадры – исполнители.

Базовым трендом внедряемых на принципах создания новых знаний (машинных технологий) является повторяющийся коррекционный цикл типа: цифра – модель – оперативность – экономика добычи, а технологический цикл управления обеспечивается повторяющимся циклом: измерение – коррекция – контроль – прогноз – воздействие.

При этом также решаются вопросы повышения безопасности за счет прогнозной модели рисков и анализа технологической и экологической безопасности, вероятности опасных отклонений от проектных показателей вследствие алгоритмизации управления и передачи части компетенций на уровень роботизированных систем, а также уменьшения числа лиц, находящихся в непосредственной близости к потенциально опасному оборудованию.

С учетом проблем и задач необходимо выработать и реализовать государственные подходы и решения по заинтересованности в инвестиционных вложениях в отрасль с целью:

- создания отечественных «умных» технологий и оборудования для извлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов на стадии падающей добычи;
- принятия долговременной стратегии развития технологий, обеспечивающих высокие показатели КИН (коэффициент извлечения нефти, газа), КИР (коэффициент использования ресурсов) на завершающей стадии эксплуатации месторождений;
- внедрения методик эксплуатации объектов «повторного использования» с развитой инфраструктурой за счет современных технологических и интеллектуальных решений;
- создания технологий и современного оборудования для разведки, строительства и эксплуатации месторождений в сложных природно-климатических условиях и новых регионах с неосвоенной инфраструктурой, включая шельфовые месторождения;
- создания и широкого применения технологического оборудования, систем управления, на принципах возобновляемых и независимых источников энергообеспечения, малолюдных технологий, космических систем связи и роботизированных систем.

Цифровая модернизация в условиях усложняющегося рынка углеводородного сырья уже не вопрос следования модным подходам, а по сути – вопрос выживания предприятий отечественного нефтегазодобывающего комплекса в сложных изменениях рынка: снижения цен на углеводородную продукцию; меняющихся оценок активов и компетенций компаний и сотрудников; новых экологических, геологических и других вызовов; проблем старения кадров и преемственности отечественной научной и инженерной школы знаний. Лучшие мировые практики показали эффективность применения принципов «цифрового» интеллектуального месторождения на нефтегазовых объектах, что обеспечивает в процессе строительства экономию порядка 20%, увеличение извлекаемых запасов нефтегазодобычи при эксплуатации не менее 10%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат порядка 10–25%.

Доклад подготовлен в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217. Предлагаемый в материалах подход обеспечивает условия для реструктуризации не только нефтегазовой отрасли, но и страны в целом, а также возможность применения инновационной стратегии развития экономики России на долгосрочную перспективу.

Литература

1. Еремин Н.А., Столяров В.Е. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий // «Геология. Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений», ВНИИОЭНГ, Москва, № 6/2018. С. 54–61.
2. Столяров В.Е., Еремин Н.А., Еремин А.Н., Басниева И.К. Цифровые газовые скважины: состояние и перспективы // «Нефтепромысловое дело», DOI: 10.30713/0207-2351-2018-7-48-55. №7. 2018. С. 48–55.
3. Еремин Н.А., Королев М.А., Степанян А.А., Столяров В.Е. Особенности цифровой трансформации активов при реализации инвестиционных нефтегазовых проектов // «Газовая промышленность». № 4/783/2019. С. 116–127.
4. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. К вопросу цифровизации процессов газодобычи // Известия Тульского ГУ. Науки о Земле. Вып. 2. 2019. С. 136–152.

СОЗДАНИЕ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А. Еремин, В.Е. Столяров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г. Москва, ermn@mail.ru

Экономическое развитие страны в период кризиса получило серьезное подтверждение необходимости преобразования нефтегазовой отрасли преимущественно сырьевого направления в наукоемкую промышленность с применением интеллектуальных технологий и высокой прибавочной стоимостью на базе отечественных разработок. Цифровая экономика теперь воспринимается как основа создания качественно новых моделей бизнеса, способная задавать новую парадигму развития государства, экономики и всего общества в целом.

Необходимость трансформации нефтегазовой отрасли ранее уже была обоснована результатами фундаментальных, поисковых и прикладных исследований по программе «Фундаментальный базис инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности», в выполнении которой за период 1995–2019 гг. приняли участие более 28 специализированных институтов Российской Академии наук. За это время сформировалась практически новая нефтегазовая наука, обеспечившая создание прорывных инновационных технологий по всей технологической цепочке (поиск, разведка, разработка, обустройство, добыча, транспорт, переработка); в значительной мере были представлены предложения для решения проблем энергоэффективности, ресурсосбережения, импортозамещения и модернизации нефтегазового комплекса на основе ресурсно-инновационного развития [1].

Нефтегазовая скважина в этом процессе является основным наукоемким и критически важным технологическим объектом, определяющим базовую экономическую эффективность и технологическую безопасность. Основной эффект от создания интеллектуальной скважины может быть получен за счет рациональной эксплуатации системы «пласт–забой–устье скважины–межпромысловый коллектор» как единого технологического и интеллектуального комплекса. Это позволяет на основе информации и упреждающего регулирования не допустить поступления воды и механических примесей на забой скважины, а также исключить условия разрушения и выноса частиц породы на поверхность в условиях технологических ограничений. Точное знание состояния призабойной зоны позволяет без дополнительных затрат увеличить производительность по целому ряду скважин в условиях геолого-технологических ограничений на 30...40%. При этом надо учитывать, что большинство разведанных и находящихся в эксплуатации месторождений России находится на стадии падающая добыча и с целью сохранения объемов добычи необходимо постоянно обеспечивать ввод новых или проведение капитального ремонта на действующем фонде скважин.

На стоимость строительства скважин приходится более 40% от всех инвестиций, и в работы включается значительный объем проектных и производственных ресурсов, однако практически не предусматривается проведение прогнозного анализа и машинных автоматизированных методов проведения работ.

В период с 2014 по 2018 год в нефтегазовом секторе не менее 70% проектов было реализовано с превышением сроков или сметной стоимости, а почти половина проектов завершаются обычно с превышением этих показателей одновременно. Суммарно, более 70% издержек относится к этапу эксплуатации, однако по оценкам экспертов, цифровые скважины и интеллектуальные технологии на месторождении позволяют снизить эксплуатационные затраты не менее чем на 20% и продлить срок эксплуатации при внедрении научных подходов и изменении технологий строительства и эксплуатации. Применение интеллектуальных технологий позволит не только оптимизировать стоимость строительства и обустройства отдельных скважин, но и обеспечить повышение уровня добычи нефти и газа, а также рентабельности месторождения [2].

Высокотехнологичное бурение в 2018 году составило порядка 48% от общей мировой проходки в 2018 г., с явно выраженной тенденцией ежегодного увеличения порядка 20%. Основной целью создания высокотехнологических буровых установок, применяемых при строительстве скважин, является создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций, что в разы обеспечивает сокращение издержек строительства за счет применения единой информационной платформы и обеспечения синергетического эффекта от обработки больших объемов геоданных, возможности интерпретации и принятия решений методами искусственного интеллекта в режиме реального времени, что обеспечивает повышение эффективности процессов бурения до 40–50% от начальных показателей.

В процессе проведения буровых работ, строительства и эксплуатации скважин на месторождениях по причинам, связанным с природными и техногенными факторами и квалификацией персонала, возникают различного рода инциденты, которые разделяют по ряду признаков на осложнения и аварии. Возникающие при бурении осложнения являются прогнозируемыми с учетом опыта бурения, для их устранения разработан и применяется комплекс технологических приемов и методик.

По причинам нарушения технологического процесса строительства скважины нередко переходят в категорию аварий и в среднем 20–25% от времени строительства уходит на предотвращение и ликвидацию этих событий. Стоимость бурения скважин имеет тенденцию к повышению в связи с увеличением глубин, изменением технологий и усложнением условий, поэтому несвоевременное обнаружение или отсутствие прогноза развития нештатных ситуаций приводит к длительным простоям, необходимости привлечения дополнительных финансо-

во-организационных затрат на их устранение и, как следствие, увеличению стоимости и сроков строительства. Раннее выявление возможных осложнений является крайне важной и актуальной задачей, требующей применения интеллектуальных технологий для расчетов прогнозного развития строительства и эксплуатации непосредственно на буровой площадке и в рамках центра мониторинга бурения на месторождении или специализированном центре мониторинга, прогнозирования и сопровождения эксплуатации.

С увеличением темпов добычи углеводородного сырья растет общий скважинный фонд. Внедрение новых технологий, таких как горизонтально-направленное бурение и кустовое бурение, использование индустриального блокчейна, геолого-технологических моделей, оптикализации и применение нейронных сетей, элементов машинного обучения ставит новые задачи по управлению строительством и обеспечению эксплуатации на основании единой базы данных для всех стадий жизненного цикла скважин.

С учетом этих факторов целями реализации разработки и предлагаемой для применения Отраслевой Системы предупреждения аварийных ситуаций (ОСПАС) при бурении и строительстве скважин являются следующие результаты:

- реализация аналога интеллектуальной системы предотвращения аварийных ситуаций в процессе бурения, обеспечение прогнозного моделирования на основании имеющейся геолого-технологической информации и моделей скважин месторождения Volvo;
- конфигурация оптимальной сети нейронов и параметров схождения для достоверного предсказания осложнений и аварийных ситуаций в процессе бурения;
- формирование оптимального состава и объема информации, получаемой в режиме онлайн для задачи предсказательного анализа, оперативного предотвращения прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений как непосредственно на буровой в оперативном режиме, так и на уровне центра контроля буровых работ, строительства и эксплуатации;
- проведение имитационного бурения и моделирования ситуаций на стенде бурения; организация непрерывной системы передачи, сбора, распределения, хранения и валидации данных с элементами технологии блокчейн, интегрированной с WITSML.

Оперативное управление и краткосрочное прогнозирование режимов выполняются непосредственно на буровой, а удаленно, в центре мониторинга организуется обеспечение непрерывного технологического контроля экспертами по различным направлениям и месторождениям нефтегазового Общества, расчет моделей и режимов в среднесрочной и длительной перспективе. Создание эффективной системы предупреждения требует практических данных из разных источников для отработки различных ситуаций, компетенций геологов, проектировщиков, буровиков, специалистов IT-технологий, специалистов по безопасности и защите информации, управления проектами, эксплуатационного персонала и др. [3]. Привлечение такого широкого круга специалистов обусловлено сложившейся практикой выделения в отдельные этапы широкого круга задач в процессе строительства: подготовка; устройство вышки и оборудования; организация бурения; непосредственное бурение на месторождении; оборудование скважины трубами и ее укрепление; вскрытие пласта и проверка его на поток газа или нефти, внедрение систем автоматизации и обеспечения оборудования для эксплуатации энергоснабжения, связи, технологической инфраструктуры.

Сегодня имеются различные варианты создания беспроводных сенсорных сетей, организации спутниковых каналов передачи информации и применения источников энергоснабжения на основе возобновляемых источников энергии, контроля дронов и виртуальных операторов с применением виртуальной и дополненной реальности. Программно-технические средства при этом предполагают внедрение технологий анализа больших данных по бурению скважин, интеграции различных индустриальных платформ блокчейн, технологий машинного обучения, искусственного интеллекта и нейросетей для моделей осложнений и неопределенностей, а также организации каналов связи на основе промышленного интернета.

Использование в процессе разработки технологий больших массивов геоданных (BigGeoData) является своеобразной ступенькой (элементом) для создания «цифрового двойника эксплуатационного актива» процесса бурения и организации эксплуатации нефтегазовой скважины. Неотъемлемой частью при бурении и строительстве нефтегазовых скважин является проведение геолого-технологических исследований (ГТИ), которые с учетом современных возможностей и оборудования объединяют различные направления: приборный контроль бурения на основе информационно-измерительных систем; газовый каротаж; экспрессные петрофизические исследования. Измерения проводятся на буровой площадке, с момента начала бурения и завершаются обустройством скважины с установкой фонтанной арматуры; применяемые модели решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе строящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами геоинформационных систем (ГИС) объектов бурения, обеспечение безаварийной проводки, контроль состояния и положения буровых механизмов и оптимизацию технологического режима скважины. К процессу прогноза осложнений и предупреждения также относится получение информации по исследованию состава и свойств пластовых флюидов в циркулирующей промысловой жидкости с привязкой результатов исследований ко времени процесса бурения и разрезу скважины.

Применение подобного подхода позволяет организовать в Центре бурения нефтегазового общества непре-

рывный диспетчерский автоматический контроль процессов и качества бурения, создать единое информационное пространство данных для большинства технологических операций и процессов, организовать специализированную базу данных и пользователей в соответствии с конфигурацией, анализировать достигнутые технико-экономические показатели, а также создавать реальные 3D-модели продуктивных пластов месторождения, определять и своевременно корректировать основные показатели разработки, снизить риски по оценке запасов и технологическому режиму эксплуатации.

Возможность создания удаленного мониторинга и управления строительством скважины позволяет обеспечить качество реализации инвестиционных проектов и существенно повысить эффективность финансовых вложений в строительство, обеспечить оперативность реализации мероприятий по снижению рисков аварий и осложнений, а также соблюдение экологической и технологической безопасности строительства.

Обустроенные интеллектуальные высокотехнологичные скважины позволяют в дальнейшем при эксплуатации «самостоятельно» подстраиваться под изменяющиеся условия в соответствии с критериями управления, созданной гидродинамической или технологической моделью, обеспечить процесс эффективного управления и быструю экономическую отдачу от инвестиций, что позволяет не менее чем на 20% в дальнейшем снизить эксплуатационные затраты. Преимуществом интеллектуального управления является возможность перехода к плановому управлению без участия оператора промысла на основе нейронных моделей эффективно реагировать на нештатные ситуации, имитировать и моделировать неопределенности при эксплуатации группы скважин, а в дальнейшем и месторождений, создавать в будущем не только группы интеллектуальных месторождений, но и интеллектуальное предприятие по добыче в пределах Обществ [4].

Внедрение интеллектуальных технологий на принципах удаленного мониторинга и управления обеспечивает получение дополнительных объемов добычи нефти и газа за счет внедрения масштабируемого инструментального базиса, прикладных методических основ модельно-предиктивного управления цифровым производством в режиме реального времени, оптимизации кинематики и динамики движения газовых потоков в интегрированной системе цифровой нефтегазодобычи, тем самым обеспечив требуемое качество продукции.

Однако с учетом ограниченности финансовых возможностей первоочередные инвестиции в настоящее время должны быть сделаны не в ремонт мощностей прошлого века, а направлены в создание современных высокопроизводительных роботизированных производств. С учетом необходимости применения современных технологий и научных разработок объективно первоначально возрастают вложения в перспективные технологии и НИОКР; необходимо создание специализированных центров по разработке и внедрению проектных моделей (цифровых двойников) на базе отечественных программно-технических комплексов, а также создание и развитие центров сопровождения бурения, строительства и др.

С целью обеспечения единой технической политики в краткосрочной и долгосрочной перспективе для реализации инновационных технологий необходима разработка долгосрочной Концепции развития с учетом экономической заинтересованности научных и производственных предприятий во внедрении; принятие единых, в рамках Обществ, типовых проектных подходов, с возможностью широкого тиражирования и приведения в соответствие с современными решениями нормативной базы и регламентов эксплуатации.

По информации в открытой печати в 2019 году было осуществлено внедрение технологии горизонтального бурения с контролем забойного давления на Юрубчено-Тохомском месторождении с целью сокращения времени бурения на 30%, исключения потери бурового раствора, увеличения суммарного дебита по кусту скважин в 4,5 раза по сравнению с традиционным бурением при более низких значениях обводненности продукции и газового фактора. Благодаря цифровым технологиям за последние 5 лет объем буровых работ увеличился более чем вдвое и пробурено более 8000 высокотехнологичных скважин и боковых стволов. К концу 2020 года количество высокотехнологичных скважин в общем фонде должно возрасти до 40% и составить 24 тысячи скважин. Доля добычи из высокотехнологичных скважин превысит 30% от общей добычи нефти. При этом коммерческая скорость бурения возрастет на 12–15%, а средняя стоимость скважины снизится на 6–8%. Цифровая стратегия ПАО НК «Роснефти» предполагает разработку технологий «искусственного интеллекта» для снижения рисков бурения благодаря прогнозированию и предупреждению нештатных ситуаций, а также создание и применение технологий на роботизированной буровой установке.

Глобальной задачей, требующей в настоящее время решений в области внедрения высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций, является создание междисциплинарной проектно-исследовательской среды, обеспечивающей интеграцию и взаимодействия фундаментальной и прикладной наук, студентов и преподавателей, эксплуатационного персонала отрасли для решения конкретных задач в сжатые сроки.

Коллективом разработчиков предложена перспективная технология интеллектуального бурения, обеспечивающая предотвращения осложнений и аварийных ситуаций. Для возможности адаптации, тиражирования и реализации на буровых комплексах разработан проект типового Технического задания (ТЗ) в рамках ОКР. Архитектура предлагаемых решений предусматривает также построение многоуровневой Отраслевой системы предупреждения аварий при строительстве (ОСПАС) и обеспечивает возможность перепрофилирования разработки, масштабирования решений и тиражирования с минимизацией стоимости внедрения и эксплуатации; способствует созданию новых отечественных продуктов, услуг, компаний и высококвалифицированных рабочих.

По оценкам экспертов Российской Академии наук междисциплинарный информационный подход обеспечивает снижение общей стоимости строительства скважин и добываемого продукта от 5 до 25% от начальных проектных затрат. Эффективное и масштабное внедрение инновационных технологий в добыче позволит до 2024 года оценочно дополнительно добыть более 100,0 млн тонн легкой маловязкой нефти себестоимостью 2 долл./баррель; продлить на десятилетия сроки эффективной эксплуатации крупных и гигантских нефтяных и газовых месторождений, вступивших в позднюю стадию падающей добычи; реализовать технологии глубоких переделов уникальных ресурсов углеводородного сырья с получением высоколиквидной нефтегазохимической продукции.

Доклад подготовлен в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Литература

1. *Еремин Н.А., Столяров В.Е.* Газовая скважина как ключевой объект цифрового месторождения // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности». DOI:10.33285/0132-2222-2019-9(554)-5-14, № 9 (554) 2019. 2019. С. 5–14.
2. *Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E.* Digital transformation of gas production // Scopus IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 700 (2019) 012052. Dirachouse, Bristol, England, BS1 6BE: DOI:10.1088/1757-899X/700/1/012052. 2019. P. 1–6.
3. *Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В.* Нейросетевое моделирование в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин // Датчики и системы. № 12. 2019. С. 21–27.
4. *Еремин Н.А., Дмитриевский А.Н., Тихомиров Л.И.* Настоящее и будущее интеллектуальных месторождений // Нефть. Газ. Новации. № 12. 2015. С. 44–49.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Т. Зарипов¹, Д.К. Шайхутдинов², А.Р. Хакова², А.А. Бисенова², Р.Р. Кабирова²

¹ТатНИПИнефть, ²Центр моделирования ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, zat@tatnipi.ru

Ввод в разработку новых залежей сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан компанией ПАО «Татнефть», государственная поддержка на добычу сверхвязкой нефти и высокая стоимость эксплуатационных затрат на выработку пара оказывают существенное влияние на общее развитие компании. В таких условиях одним из методов существенного увеличения прибыли компании является повышение эффективности разработки залежей сверхвязкой нефти (СВН) ПАО «Татнефть» за счет увеличения добычи нефти и снижения затрат пара, которое может быть достигнуто с применением комбинированных технологий и помимо тепловых методов различных добавок и реагентов, позволяющих увеличивать эффективность вытеснения [1–2].

Одним из таких методов повышения эффективности разработки залежей СВН паротепловыми методами является добавление растворителя к закачиваемой оторочке пара. Применение растворителя позволяет увеличить коэффициент вытеснения нефти, снизить ее вязкость. Добавление растворителя в паровую камеру создает дополнительный эффект за счет гравитационного вытеснения нефти и довытеснения остаточной нефти действием растворителей. Эффективность рассматриваемой комбинированной технологии зависит от объема закачиваемого реагента.

1. Выбор и подготовка объекта для моделирования закачки химических реагентов

В качестве основы для оценки эффективности закачки химического реагента в скважины и выполнения расчетов принята гидродинамическая модель Северо-Ашальчинского поднятия Ашальчинского нефтяного месторождения.

По технологии парогравитационного дренирования производились закачка пара в пару горизонтальных скважин/пароциклические скважины, расположенных одна над другой для прогрева межскважинного пространства пласта, термокапиллярная пропитка, дальнейшая закачка в нагнетательную и отбор из добывающей скважины [3].

Проведен анализ геологических условий пароциклических скважин поднятия на предмет возможности и целесообразности закачки растворителя. Среди рассмотренных скважин выбрана скв. № *005 – для которой предположительно возможна эффективность от закачки растворителя с последующим увеличением добычи нефти.

Согласно построенной геологической модели добывающая скважина проходит выше ВНК, менее 40% длины фильтра расположено в водонасыщенных пропластках (рис. 1).

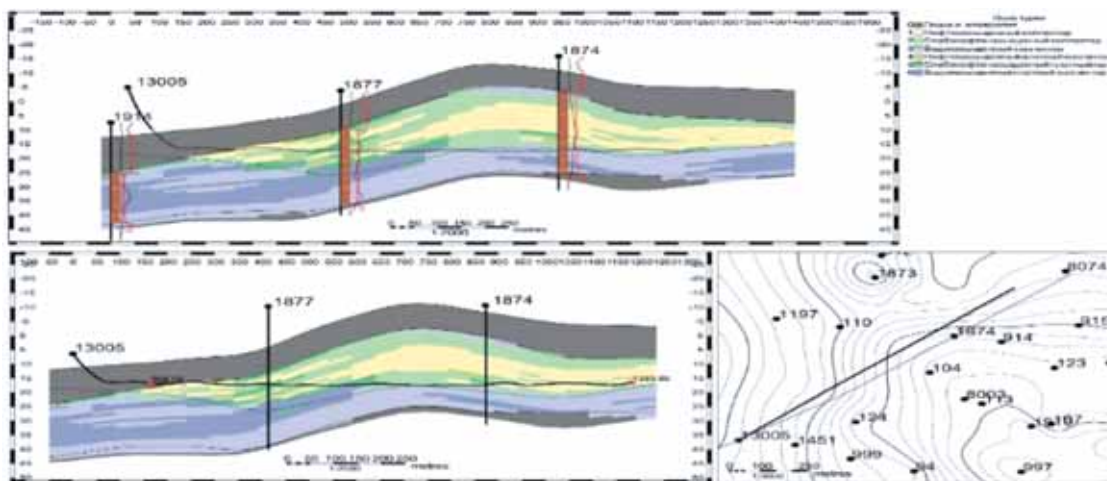


Рис. 1. Распределение типов пород в скв. № *005.

Геологическое строение пласта выше горизонтальной скважины характеризуется тем, что в нем отсутствуют прослои глин и алевритов и отсутствуют плотные известковистые породы. Вдоль фильтра скважины отсутствуют прослои глин и алевритов и присутствуют плотные известковистые породы [4].

2. Построение гидродинамической модели залежи СВН ПАО «Татнефть» с целью определения эффективности закачки химических реагентов

Одним из признанных методов увеличения добычи нефти является применение химических реагентов, например, растворителей, позволяющих снизить вязкость нефти и тем самым увеличить эффективность работы скважин.

По результатам лабораторных исследований получены зависимости динамической вязкости, обезвоженной

СВН, отобранной из скв.*012, и той же СВН с содержанием РП 5, 10, 15, 20% от температуры (от 8 до 90°C) и скорости сдвига (от 5,4 с⁻¹ до 1280 с⁻¹).

Для дальнейших исследований из всего диапазона скоростей сдвига выбрано значение 27 с⁻¹, при котором имеются значения вязкости при всех исследуемых температурах (таблица 1).

Таблица 1

Зависимость динамической вязкости, обезвоженной СВН, отобранной из скв.*012 (с содержанием растворителя РП в количестве 5, 10, 15, 20%) от температуры и скорости сдвига

D _r , с ⁻¹	Динамическая вязкость (мПа·с) при температуре, °C									
	8	10	20	30	40	50	60	70	80	90
	Обезвоженной СВН									
27	100000	74100	13500	4250	1490	607	280	166	100	74
	Обезвоженной СВН с добавкой РП 5%									
27	24500	16600	3570	1520	692	308	168	98	58	40
	Обезвоженной СВН с добавкой РП 10%									
27	6340	4530	1550	589	291	138	74	49	33	23
	Обезвоженной СВН с добавкой РП 15%									
27	2000	1610	517	271	154	82	58	37	27	23
	Обезвоженной СВН с добавкой РП 20%									
27	558	461	187	100	60	35	25	21	17	15

По полученной зависимости определены множители подвижности нефти от температуры и концентрации реагента (таблица 2). Определен диапазон температур, в котором работала скважина № *005 – от 60 до 90°C, выбрано среднее значение множителя в этом диапазоне. После этого в модель заложена зависимость множителя подвижности нефти от концентрации растворителя (таблица 3).

Таблица 2

Множители подвижности нефти от температуры и концентрации реагента

Температура	8	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Обезвоженная СВН	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
с добавкой РП 5%	4.08	4.46	3.78	2.80	2.15	1.97	1.67	1.69	1.72	1.85
с добавкой РП 10%	15.77	16.36	8.71	7.22	5.12	4.40	3.78	3.39	3.03	3.22
с добавкой РП 15%	50.00	46.02	26.11	15.68	9.68	7.40	4.83	4.49	3.70	3.22
с добавкой РП 20%	179.21	160.74	72.19	42.50	24.83	17.34	11.20	7.90	5.88	4.93

Таблица 3

Зависимость множителя подвижности нефти от концентрации растворителя.

Концентрация растворителя, д.ед.	Множитель на подвижность нефти
0	1
0.05	1.73
0.1	3.35
0.15	4.058792
0.2	7.480112

По исследованиям изменения коэффициента вытеснения СВН в зависимости от объема растворителя, представленным в таблице 4, определены множители для задания в гидродинамическую модель остаточных нефтенасыщенности и газонасыщенности (таблица 5) по формуле:

$$\frac{K_{ост2}}{K_{ост1}} = \frac{1 - K_{выт2}}{1 - K_{выт1}}$$

Таблица 4

Результаты фильтрационных опытов по определению коэффициента вытеснения при закачке в модель пласта пара и растворителя

Количество опытов	Объем пара при первичном вытеснении, мл	Первичный коэффициент вытеснения, Кн.в, %	Объем растворитель+пар, мл	Прирост Кн.в за счет растворителя, %	Суммарный Кн.в, %
3	5V _{пор}	24,73	5%V _{пор} РП+5V _{пор} пара	9,07	33,8
3	5V _{пор}	27,42	10%V _{пор} РП+5V _{пор} пара	19,19	46,61
3	5V _{пор}	28,34	15%V _{пор} РП+5V _{пор} пара	28,16	56,5
3	5V _{пор}	25,66	20%V _{пор} РП+5V _{пор} пара	33,1	58,76

Зависимость множителя коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации растворителя

Концентрация растворителя, д.ед.	Множитель коэффициента остаточной нефтенасыщенности
0	1
0.05	0.8795
0.1	0.735602
0.15	0.607033
0.2	0.554748

Таким образом, с целью определения эффективности закачки реагентов в пласт по результатам лабораторных исследований получены зависимости динамической вязкости, обезвоженной СВН, отобранной из скв.*012, и той же СВН с содержанием РП 5, 10, 15, 20% от температуры (от 8 до 90°C) и скорости сдвига (от 5,4 с⁻¹ до 1280 с⁻¹).

3. Результаты исследования эффективности применения химических реагентов на залежи СВН ПАО «Татнефть»

В качестве базового варианта взят вариант продолжения разработки пароциклической скважиной без закачки химического реагента.

В процессе исследований была выполнена закачка различного объема растворителя в пароциклическую скважину № *005 (20, 50, 75 и 100 м³), что позволяет оценить эффективность их применения в зависимости от геологических условий работы скважины. Закачка производилась на момент прогноза, после циклической закачки пара в скважину.

Вязкость нефти после закачки растворителя начинает снижаться как в пятке, так и в носке скважины (рис. 2). Распределение закачки растворителя представлено на рис. 3.

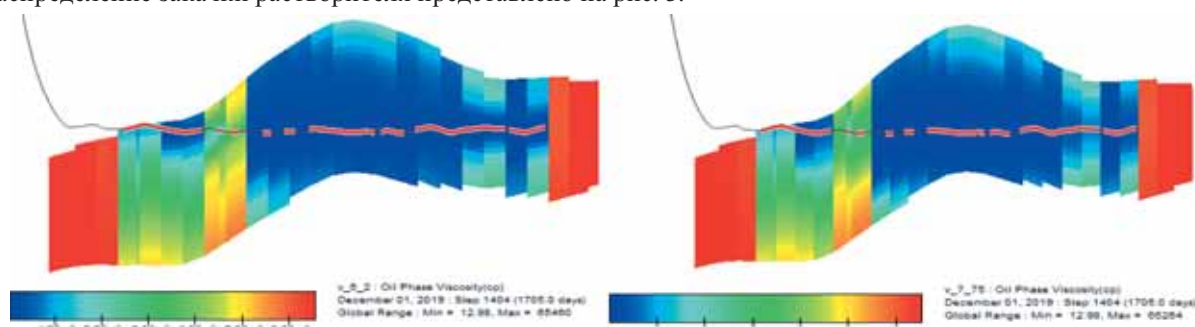


Рис. 2. Вязкость нефти
а) базовый вариант б) с закачкой растворителя.

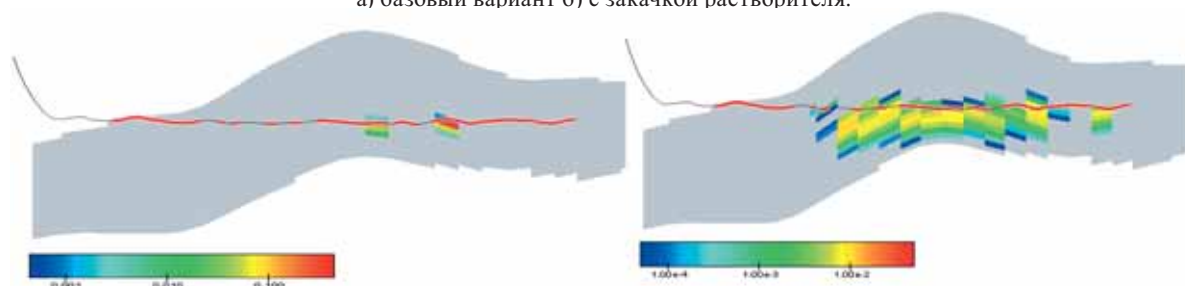


Рис. 3. Распределение закачки растворителя
а) на 01.02.2019 б) на 01.06.2019.

Для оценки влияния растворителей на добычу нефти выполнен анализ показателей на исследуемом участке. Использование растворителей на опытном участке позволило повысить дебит нефти на 2,06, 7,8, 14,7 и 10,3 % при закачке растворителя 20, 50, 75 и 100 м³ соответственно по сравнению с вариантом, в котором обработка не производилась (рис. 4).

Таким образом, с использованием теплового гидродинамического моделирования выполнены расчеты технологических показателей разработки по скважине №*005 без применения растворителя и при разном объеме закачки его в пласт. В качестве базового варианта принят вариант продолжения разработки пароциклической скважиной без закачки химического реагента. По скважине с закачкой растворителя отмечается ускорение процесса получения добычи нефти.

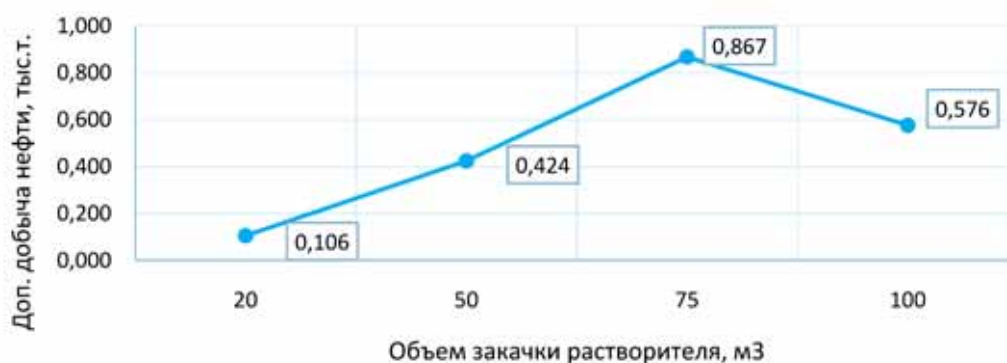


Рис. 4. Сопоставление дополнительной добычи нефти скв. № *005 по вариантам.

Заключение

- Одним из эффективных направлений увеличения добычи нефти является применение химических реагентов, например, растворителей.
- С целью определения эффективности закачки реагентов в пласт по результатам лабораторных исследований получены зависимости динамической вязкости, обезвоженной СВН, отобранной из скв. № *012, и той же СВН с содержанием РП 5, 10, 15, 20% от температуры (от 8 до 90°C) и скорости сдвига (от 5,4 с⁻¹ до 1280 с⁻¹).
- С использованием теплового гидродинамического моделирования выполнены расчеты технологических показателей разработки по скважине № *005 без применения растворителя и при разном объеме закачки его в пласт, оценена их эффективность. В качестве базового варианта принят вариант продолжения разработки паровоциклической скважиной без закачки химического реагента.
- В соответствии с проведенными исследованиями использование растворителя на залежи тяжелой нефти позволило повысить дебит нефти на 2,06, 7,8, 14,7 и 10,3% при закачке растворителя 20, 50, 75 и 100 м³ соответственно по сравнению с базовым вариантом.0
- Максимальная дополнительная добыча нефти была получена при объеме растворителя 75 м³. Дальнейшее увеличение объема закачки растворителя не способствует увеличению накопленной добычи нефти.

Литература

1. Анализ текущего состояния и совершенствование условий работы скважин залежей сверхвязкой нефти с использованием теплового гидродинамического моделирования / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, А.А. Бисенова, А.А. Соколов // Сб. науч. тр. ТатНИПИнефть. Вып. № LXXXV. Набережные Челны: ООО «Экспозиция Нефть Газ», 2017. С. 173–181.
2. Повышение эффективности использования горизонтальных скважин при разработке месторождений сверхвязкой нефти на основе моделирования / А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, А.А. Сюрин, А.А. Бисенова // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. основателю горизонт. бурения – А.М. Григоряну, Казань, 6–7 сент. 2017 г. Казань: Слово, 2017. С. 66–70.
3. Хафизов, Р.И. Совершенствование технологии добычи высоковязкой нефти на основе термогидродинамического моделирования на примере месторождений Республики Татарстан / Р.И. Хафизов, А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов // Булатовские чтения: сб. ст. I Междунар. науч.-практ. конф., 31 марта 2017 г.: в 5 т. / ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2017. Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. С. 292–295.
4. Исследование влияния профиля условно горизонтальных скважин на эффективность технологии парогравитационного дренажа в условиях шешминских отложений Республики Татарстан / Я.В. Захаров, Д.К. Шайхутдинов // Проблемы поисков и разведки нетрадиционных запасов из нетрадиционных коллекторов: сб. тез. докл. молодеж. науч.-практ. конф. / ПАО «Татнефть»; ТГРУ. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2017. С. 86–88.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА В ПЛАСТ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Т. Зарипов¹, Д.К. Шайхутдинов², А.Р. Хакова², А.А. Бисенова², Р.Р. Кабирова²

¹ТатНИПИнефть, ²Центр моделирования ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, zat@tatnipi.ru

В настоящее время нефтегазодобывающая, нефтегазоперерабатывающая промышленности очень развиты и являются ведущими отраслями, обеспечивающими основной вклад в общий энергетический баланс страны [1]. Практически каждый день при сжигании нефти, газа и нефтепродуктов образуется большое количество углекислого газа. При выбросе в атмосферу он причиняет вред окружающей среде, поэтому все чаще ставится задача его утилизации. Многочисленными исследованиями установлено, что закачкой CO₂ в пласт обеспечивается повышение нефтеотдачи, таким образом решается сразу несколько задач [2].

При помощи геолого-гидродинамического моделирования исследована возможность утилизации углекислого газа путем применения его в качестве агента для повышения нефтеотдачи.

В качестве объекта исследования выбран бобриковский горизонт Биклянского месторождения. В процессе его разработки на фоне добывающих скважин выполнялось определение забойных и пластовых давлений, результаты которых использовались для оценки энергетического состояния водоносного горизонта в районе залежи.

В процессе разработки замер пластового давления сопровождается работой соседних скважин и участков, поэтому результаты измерения забойного давления могут отражать энергетическое состояние пласта на разной удаленности от добывающих скважин. При оценке энергетического состояния водоносной области учитываются результаты измерений по верхней границе диапазона выборки данных на каждую дату разработки залежи.

На рисунке 1 представлено сопоставление замеров пластового давления и результатов определения пластового давления по модели материального баланса.

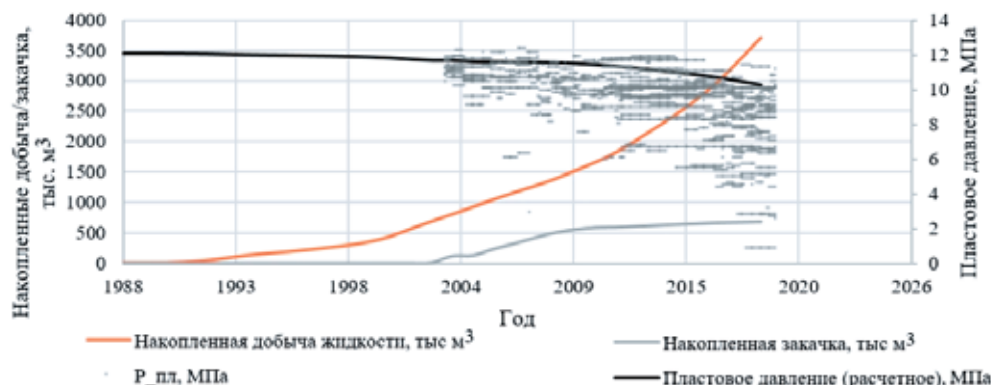


Рис. 1. Сопоставление замеров пластового давления и результатов определения пластового давления по модели материального баланса бобриковского горизонта Биклянского поднятия Биклянского месторождения.

В таблице 1 представлены результаты решения задачи материального баланса с определением объема водоносной области.

Таблица 1

Результаты решения задачи материального баланса с определением объема водоносной области

Объем нефтенасыщенного пласта, м ³	11416176
Объем водоносной области, м ³	6795805440
в т.ч. водоносной области гидродинамической модели, м ³	36673400
Коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	
нефти	6,2
воды	4,6
породы	1,4
Плотность нефти, т/м ³	0,923
Начальное пластовое давление, МПа	12,1
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,926
Пористость, д.ед.	0,22
Сжимаемость аквифера Фетковича	2,104
Объем водоносной области аквифера Фетковича	6759132040

В результате решения задачи материального баланса получены данные для гидродинамического моделирования по объему водоносного горизонта и его сжимаемости, что позволяет повысить точность прогнозирования энергетического состояния залежи Биклянского месторождения.

Закачка CO_2 в пласт предусматривает необходимость моделирования таких пластовых процессов, как растворение CO_2 в нефти и воде, изменения свойств нефти в зависимости от концентрации CO_2 в ней, изменение газосодержания нефти. Описание этих процессов в моделировании становится возможным при использовании композиционной модели, учитывающей фазовые переходы компонентов и их взаимное растворение в друг друга.

В композиционной гидродинамической модели важным является создание флюидальной PVT модели, описывающей состояние флюидов в различных термобарических условиях пласта и в зависимости от концентрации веществ.

На основе лабораторных экспериментов, проведенных на Биклянском месторождении ранее, получены входные данные для построения флюидальной модели.

В результате построения флюидальной PVT модели с использованием данных лабораторных экспериментов получена первичная модель флюидов и ее сходимость с экспериментальными данными. Также получена диаграмма фазового состояния первичной PVT модели нефти. Но из сопоставления первичной флюидальной модели с результатами лабораторных экспериментов выявлено, что модель не отражает изменения вязкости нефти при ее разгазировании, а также неверно прогнозирует изменение плотности нефти.

Установлено, что первоначальный компонентный состав по факту описывается свойствами компонента с максимальной концентрацией $\text{C}_7+82,6\%$, в связи с чем рассмотрены варианты по разукрупнению компонента на составляющие, проведена оценка чувствительности и получена новая группа компонентов, описывающих результаты лабораторных экспериментов с более высокой точностью.

На рисунке 2 представлено сопоставление результатов расчетов принятой флюидальной PVT модели с экспериментальными данными.

Диаграмма фазового состояния принятой PVT модели нефти представлена на рисунке 3.

Таким образом, на основе данных лабораторных экспериментов получена флюидальная PVT модель для бобриковских отложений Биклянского месторождения, отражающая фазовое равновесие компонентов и изменение вязкости нефти от термобарических условий.

Анализ свойств нефти (рисунок 4) в зависимости от концентрации CO_2 в смеси показывает, что с увеличением концентрации агента требуется увеличение давления в области фильтрации скважин. При увеличении давления более 4,8 МПа растворимость CO_2 в нефти растет кратно.

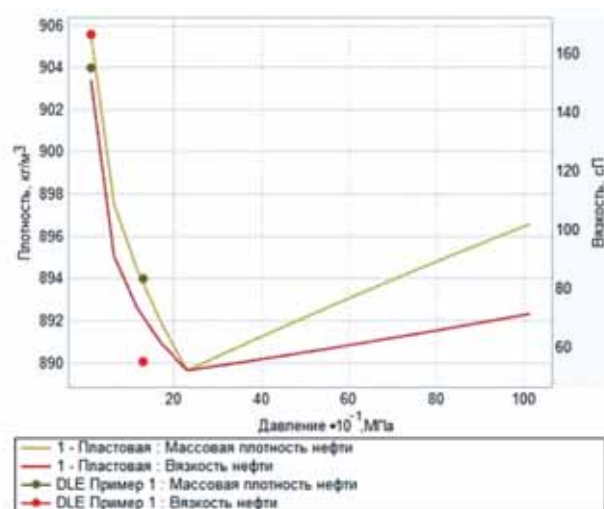


Рис. 2. Сопоставление результатов расчетов принятой флюидальной PVT модели с экспериментальными данными.

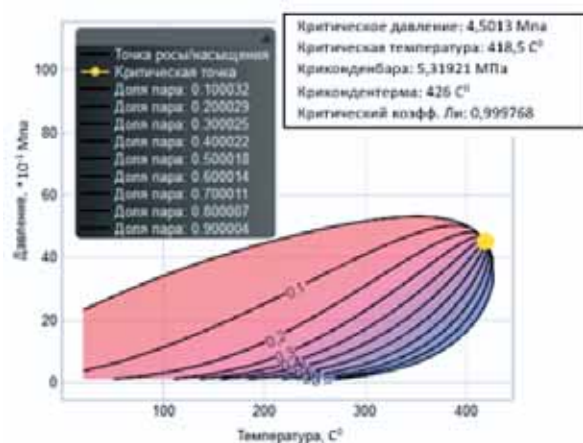


Рис. 3. Диаграмма фазового состояния принятой PVT модели нефти.

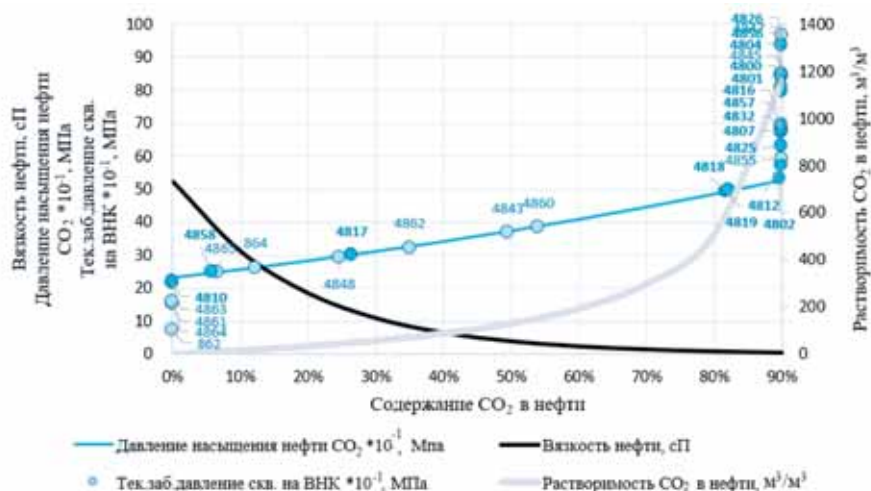


Рис. 4. Влияние CO_2 на свойства нефти.

Далее проведен подбор участка. При подборе участков залежей нефти для закачки CO_2 требуется учитывать текущее пластовое давление залежи, особенности геологического строения и наличие запасов нефти. Оптимальным является поддержание CO_2 в растворенном виде в пласте. Ввиду повышенной подвижности фронта вытеснения, сводовые участки залежей являются наиболее подходящими для организации очага воздействия. При этом исключаются преждевременные прорывы газа к добывающим скважинам с выделением CO_2 в свободную фазу.

Анализ текущего забойного давления добывающего фонда скважин Биклянского месторождения показывает, что 11% добывающего фонда скважин работает с забойным давлением ниже допустимого предела для растворения CO_2 (требуется мероприятия по повышению давления в области питания), 53% добывающего фонда скважин работают с давлением выше допустимого и 36% скважин с оптимальным давлением для закачки CO_2 . По Биклянскому поднятию 3% (одна скв. № 4810), 52% и 45% скважин работают с забойным давлением ниже допустимого предела, выше и оптимальным соответственно.

Далее проводился выбор зоны продуктивного пласта с возможностью закачки CO_2 и поддержания его в растворенном виде. Наиболее перспективным определен участок у сводовой части продуктивного пласта в районе скважин №№ 4801, 4832, 4818, 4857, 4804, 4812, 4819, 4807.

По результатам гидродинамического моделирования определены невыработанные области с наличием остаточных запасов нефти, в которых предлагается выполнить оценку эффективности применения закачки CO_2 . При выделении перспективных участков рассматривались зоны пласта, слабо охваченные фронтом заводнения и с наличием извлекаемых запасов нефти.

Выделено два перспективных участка для воздействия:

1 участок: район скважин №№ 4801, 4832, 4818, 4817.

2 участок: район скважин №№ 4804, 4819, 4807, 4812.

С целью оценки эффективности закачки CO_2 на Биклянском месторождении рассмотрены следующие варианты разработки участков:

- Вариант 0. Существующая система.
- Вариант 1. В 2021 г. начало закачки CO_2 в существующие нагнетательные скважины.
- Вариант 2. В 2021 г. бурение и ввод первой скважины под закачку CO_2 .
- Вариант 3. В 2021 г. бурение и ввод первой скважины под закачку CO_2 . В 2022 г. бурение и ввод второй скважины под закачку CO_2 .

Карта мероприятий оценки эффективности закачки CO_2 Биклянского поднятия Биклянского месторождения представлена на рисунке 5.

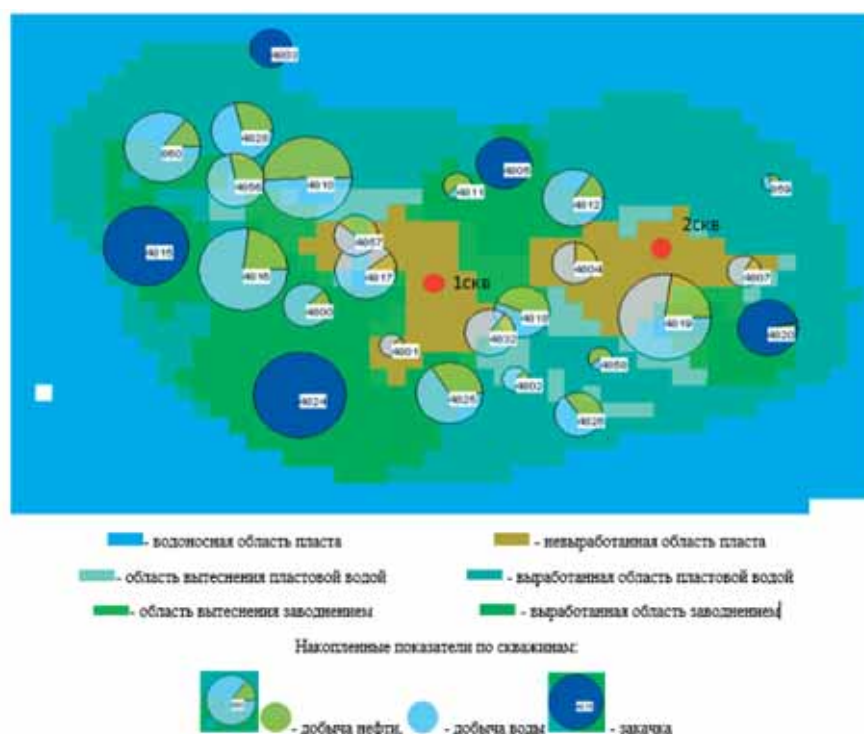


Рис. 5. Карта мероприятий оценки эффективности закачки CO_2 Биклянского поднятия Биклянского месторождения.

Сопоставление накопленной добычи нефти, закачки CO_2 , накопленной закачки и добычи воды по вариантам в пластовых условиях приведено на рисунке 6. При существующей системе разработки накопленная добыча нефти за период прогноза составляет 1181,6 тыс.т. При закачке CO_2 в существующие нагнетательные скважины добыча нефти увеличивается на 247 тыс.т. При бурении и вводе первой скважины под закачку CO_2 добыча нефти

увеличится на 51 тыс.т. При бурении и вводе под закачку CO₂ первой скважины в 2021 г. и второй скважины в 2022 г. дополнительная добыча нефти составила 141 тыс.т.



Рис. 6. Сопоставление накопленных показателей по всем вариантам.

Таким образом, выполнено построение гидродинамической композиционной PVT-модели бобриковских отложений Биклянского месторождения для проведения исследований эффективности закачки CO₂ в скважины. Проведенные исследования на объекте Биклянского месторождения показали эффективность закачки CO₂ и повышение добычи нефти:

- на 21% (247 тыс. т) при закачке CO₂ в существующие нагнетательные скважины. Отношение объема CO₂ к объему извлеченных углеводородов (УВ) составляет 20,3 т/т в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на одну нагнетательную скважину при закачке CO₂ составляет 49,4 тыс. т/скв в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на тонну закачанного CO₂ составляет 0,05 т/т в пластовых условиях. КИН на конец прогноза равен 0,66 д.ед.;

- на 4% (51 тыс. т) при бурении и вводе первой скважины под закачку CO₂. Отношение объема CO₂ к объему извлеченных УВ составляет 15,2 т/т в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на одну нагнетательную скважину при закачке CO₂ составляет 51 тыс. т/скв в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на тонну закачанного CO₂ составляет 0,066 т/т в пластовых условиях. КИН на конец прогноза равен 0,57 д.ед.;

- на 11,9% (141 тыс.т) при бурении и вводе под закачку CO₂ первой скважины в 2021 г. и второй скважины в 2022 г. Отношение объема CO₂ к объему извлеченных УВ составляет 15,6 т/т в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на одну нагнетательную скважину при закачке CO₂ составляет 70,5 тыс.т/скв в пластовых условиях. Удельная эффективность дополнительно добытой нефти на тонну закачанного CO₂ составляет 0,064 т/т в пластовых условиях. КИН на конец прогноза равен 0,61 д.ед.

Литература

1. Шахвердиев А.Х., Панахов Г.М., Аббасов Э.М., Э.М. Jiang Э.М., Bakhtiyarov S. Высокоэффективная технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти на основе внутрипластовой генерации CO₂/ Журнал Нефтяное хозяйство. 05.2014. С. 90–95.

2. Хромых Л.Н., Литвин А.Т., Никитин А.В. Применение углекислого газа в процессах повышения нефтеотдачи пластов/ Вестник Евразийской науки. № 5(10). 2018. С. 1–10.

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭМУЛЬСИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»

А.Т. Зарипов, А.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов
Институт «ТатНИПИнефть»

Как известно, неоднородность продуктивного пласта приводит к неравномерному продвижению вытесняющего агента (воды) и образованию промытых зон с низким фильтрационным сопротивлением, что способствует обводнению добывающих скважин, при этом, как правило, менее проницаемые (низкопроницаемые) пропластки разрабатываются более медленными темпами или совсем не вовлекаются в разработку.

Одним из эффективных способов повышения охвата нефтенасыщенных пластов заводнением является блокирование промытых водой высокопроницаемых зон коллектора гидрофобными эмульсионными композициями. Благодаря регулируемой вязкости эмульсионный состав проникает в высокопроницаемые промытые зоны, перераспределяя закачиваемую с целью поддержания пластового давления воду в зоны с меньшей проницаемостью, обеспечивая более полное извлечение нефти из неохваченных воздействием пропластков.

Применение гидрофобных эмульсий в процессах нефтедобычи известно с пятидесятых годов 20-века. Впервые они были применены в США при вскрытии продуктивных коллекторов бурением, глушении скважин и гидроразрыве пластов. В последующие годы исследования были направлены на расширение номенклатуры химических соединений для получения и регулирования свойств гидрофобных эмульсий. В 1980-х годах в странах Западной Европы удельный объем таких эмульсий, использующихся, например, при бурении скважин, составлял около 10%, а для района Северного моря – 50% от общего объема технологических жидкостей. В СССР применение гидрофобных эмульсий в нефтяной промышленности нашей страны началось с конца 1960-х годов. Однако до конца прошлого века основное применение они находили в процессах бурения и ремонта скважин, а также при гидроразрыве пласта.

Проведенные в последние десятилетия лабораторные исследования фильтрации гидрофобных эмульсионных систем позволили сделать вывод о целесообразности применения таких композиций с целью увеличения нефтеизвлечения из заводненных пластов на поздней стадии разработки. С разработкой в 2000-х годах новых эмульсионных составов «эмульсионные технологии» нашли широкое применение в методах увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки месторождений. Гидрофобные эмульсии для обработки нефтяных пластов имеют, как правило, сходный состав, содержащий жидкий углеводород, эмульгатор, хлористый кальций и воду. Отличие в основном заключается в применяемом эмульгаторе: Синол-ЭМ, Нефтенол, ЭКС-ЭМ и др.

В середине 2000-х годов ПАО «Татнефть» был взят курс на разработку и применение собственных технологий увеличения нефтеизвлечения взамен сторонних, аналогичных по назначению, применяющихся на месторождениях компании. С этой целью институтом «ТатНИПИнефть» на основе нового эмульсионного состава была разработана «Технология применения гидрофобных эмульсионных систем для увеличения нефтеотдачи заводненных пластов (ГЭС-М)». Поставленная задача с 2006 года решалась применением гидрофобной эмульсии для обработки нефтяных пластов, содержащей жидкий углеводород, маслорастворимое поверхностно-активное вещество и воду. В качестве маслорастворимого поверхностно-активного вещества она содержала эмульгатор Атрен – углеводородный раствор сложных алканоламиновых эфиров, амидов олеиновой кислоты и добавок неионогенных поверхностно-активных веществ. В качестве жидкого углеводорода в гидрофобной эмульсии применялись дистиллят или маловязкие нефти. Для приготовления данной гидрофобной эмульсии используется минерализованная вода (сточная или пластовая). (Патент 2379326 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/584. Гидрофобная эмульсия для обработки нефтяных пластов / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Береговой Ант.Н., Андриянова О.М., Хисамов Р.С., опубл. 20.01.10, Бюл. № 2).

За время применения на месторождениях ПАО «Татнефть» технология ГЭС-М доказала свою высокую эффективность. Однако в процессе реализации технологического процесса выявлялись и некоторые недостатки технологии, в которой рабочий раствор – это трехкомпонентная эмульсия с преимущественно углеводородной фазой (нефтью) до 66,7% – осложняет реализацию технологического процесса через нагнетательные скважины с приемистостью до 250 м³/сут при давлении, составляющим 80 % от допустимого.

В результате проведенных исследований были получены новые эмульсионные составы для целей увеличения нефтеизвлечения в свободном объеме; был разработан новый двухкомпонентный состав эмульсии с предварительно выявленным оптимальным диапазоном концентраций от 5 % до 20 % по объему эмульгатора Cleave R и диапазоном минерализации (плотности от 1070 до 1186 кг/м³) воды хлоркальциевого типа (по классификации В.А. Сулина) девонских отложений месторождений ПАО «Татнефть».

Со временем ПАО «Татнефть» поставила перед институтом «ТатНИПИнефть» задачу разработать собственную конкурентоспособную как в ценовом, так и технологическом плане, рецептуру эмульгатора инвертных эмульсий и наладить выпуск на производственных мощностях компании или дочерних обществ.

По результатам проведенных в 2015 году лабораторных исследований был разработан трехкомпонентный состав эмульгатора инвертных эмульсий (в 2017 году получен патент Российской Федерации с приоритетом ПАО «Татнефть» [2]), отличающийся простотой приготовления, доступностью реагентов и более низкой стоимостью по сравнению с ранее применяющимися в технологии эмульгаторами и составами на его основе. С 2016 года начались

промысловые испытания новой разработки, показавшие высокую технологическую эффективность [2], выявившие и некоторые сложности (свойственные большинству эмульсионных систем, применяемых для целей увеличения нефтеизвлечения) в промысловой реализации технологического процесса (ТП) в области применения на скважинах с низкой до 150 м/сут приемистостью. В связи с чем в 2017 году в рамках открытого в компании проекта «Создание эффективных замещающих методов увеличения нефтеотдачи пластов для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов» проведены лабораторные исследования и промысловые испытания нового способа реализации ТП в промысловых условиях с регулируемой в зависимости от приемистости скважин и текущего давления закачки вязкостью эмульсии.

Увеличение эффективности воздействия на нефтяной пласт как по глубине (протяженности), так и по разрезу (толщине) достигается за счет применения циклической закачки с постепенным увеличением водосодержания в эмульсии. В пласт в зависимости от начальной и текущей приемистости скважины, закачиваются эмульсионные системы с постепенным увеличением их вязкости (подвижности), что позволяет контролировать давление в процессе реализации ТП, не превышая допустимого, обеспечивая закачку всего расчетного объема для полноценной обработки пласта. В результате испытаний технологии разработан состав двухкомпонентной эмульсионной системы, отличающийся простотой приготовления, доступностью реагентов и более низкой стоимостью по сравнению, с ранее применяющимися в технологии эмульгаторами и в 2017 году получен патент Российской Федерации № 2613975 «Эмульгатор инвертных эмульсий».

Предложены новые варианты реализации ТП закачкой двухкомпонентной эмульсионной системы на основе эмульгатора и минерализованной воды со ступенчатым увеличением водосодержания в системе. На основе полученных результатов в 2018 году получен патент Российской Федерации № 2660967 «Способ обработки неоднородного по проницаемости нефтяного пласта закачкой инвертной эмульсии».

Эффективность воздействия на нефтяной пласт как по глубине (протяженности), так и по разрезу (толщине) во многом достигнута за счет применения эмульгатора инвертных эмульсий (ТН-ЭИЭ) и нового способа реализации – циклической закачки с постепенным увеличением водосодержания в эмульсии.



Рис. 1. Количество обработанных скважин и дополнительно добытой нефти при реализации технологии по НГДУ за период 2006–2018 гг.

В течение 2016–2019 годов и по состоянию на 01.03.19 г. по технологии применения гидрофобных (инвертных) эмульсионных систем для увеличения нефтеизвлечения из заводненных неоднородных пластов (технология МГЭС-М, СТО ТН 263-2018) с применением нового эмульгатора, составов на его основе и нового способа закачки ТП, реализован через нагнетательные скважины на 142 участках в семи НГДУ ПАО «Татнефть».

По результатам промысловых работ по технологии МГЭС-М можно сделать предварительное заключение о высокой эффективности новых составов на основе эмульгатора инвертных эмульсий собственного производства ТН-ЭИЭ и нового способа реализации в широком спектре горно-геологических условий разработки месторождений ПАО «Татнефть».

Суммарная текущая дополнительная добыча нефти от применения технологии на 01.03.2019 составляет 179,046 тыс. т или более 1 тыс. т на одну скважинно-операцию при отработке скважин после воздействия от 1 до 18 месяцев и продолжающемся эффекте. Этот факт позволяет предполагать значительное увеличение технологичес-

кой эффективности применения технологии МГЭС-М за срок проявления эффекта, который по предварительным оценкам в среднем может составить около 24 месяца.

Эффективность воздействия на нефтяной пласт как по глубине (протяженности), так и по разрезу (толщине) во многом достигнута за счет применения нового способа реализации – циклической закачки с постепенным увеличением водосодержания в эмульсии, что позволило на всех скважинах закачать запланированный (расчетный) объем композиции.

Необходимо продолжать лабораторные исследования с целью совершенствования эмульсионных систем и способов их закачки в направлении совместного применения гидрофобных (инвертных) эмульсий, эмульсионных полимеров и микро(нано)эмульсионных составов, что позволит комплексно воздействовать на пластовые системы, расширяя критерии применимости эмульсионных технологий.

Литература

1. Пат. 2379326 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/584. Гидрофобная эмульсия для обработки нефтяных пластов [Текст] / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Рахимова Ш.Г., Береговой Ант.Н., Андриянова О.М., Хисамов Р.С.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2008132919/03; заявл. 08.08.08; опубл. 20.01.10. Бюл. № 2.

2. Пат. 2613975 Российская Федерация, МПК В 01 F 17/00, С 09 К 8/00, С 11 D 1/04, 3/43. Эмульгатор инвертных эмульсий [Текст] / Сахбугудинов Р.З., Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Андриянова О.М., Фадеев В.Г., Амерханов М.И., Нафиков А.А.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2016116351; заявл. 26.04.16; опубл. 22.03.17. Бюл. № 9.

3. Предварительные результаты применения нового эмульгатора инвертных эмульсий с целью увеличения степени нефтеизвлечения месторождений ПАО «Татнефть» / М.И. Амерханов, А.А. Нафиков, Ант. Н. Береговой, Ш.Г. Рахимова, Н.А. Медведева, В.И. Белов, А.Р. Разумов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2017. Вып. 85. С. 211–216.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕЛКОЗАЛЕГАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» С ПОМОЩЬЮ ГЕОЛОГО – ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Т. Зарипов¹, Д.К. Шайхутдинов², А.А. Бисенова², А.Р. Хакова², Р.Р. Кабирова²

¹ТатНИПИнефть,

²Центр моделирования ПАО Татнефть, г. Альметьевск, zat@tatnpi.ru

Вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, к которым относится сверхвязкая нефть (СВН), является актуальной задачей в условиях истощения запасов традиционной нефти каменноугольных и девонских отложений Республики Татарстан [1]. Малая подвижность подобной нефти обусловлена их высокой вязкостью в пластовых условиях. Поэтому одной из самых распространенных и эффективных технологий, применяемых для добычи сверхвязкой нефти, является воздействие на пласт теплоносителем, в основном горячей водой либо паром [2]. Основное применение получила технология парогравитационного дренирования на залежах сверхвязкой нефти пермских отложений Республики Татарстан, при которой в пласте проводятся параллельно друг другу два горизонтальных ствола, вышележащий является нагнетательным, ниже – добывающим.

С использованием геолого-гидродинамического моделирования проведены исследования по совершенствованию разработки залежей СВН с применением таких мероприятий, как уплотнение сетки скважин, ограничение темпов закачки пара в первые годы разработки и оптимизация объема паровой камеры. В качестве полигонов для исследования эффективности мероприятий по совершенствованию технологии разработки мелкозалегающих залежей СВН ПАО «Татнефть» выделены Верхнее и Нижне-Кармальское поднятия. Залежи характеризуются малой глубиной залегания продуктивного пласта (до 150 м) со средней нефтенасыщенной толщиной около 17,5 м, низкими начальными пластовыми давлением (0,4 МПа) и температурой (8°C), насыщены СВН с вязкостью более 35 тыс. мПа·с.

1. Повышение эффективности разработки залежей СВН путем уплотнения сетки скважин

Для оценки эффективности уплотнения сетки скважин на Верхнем поднятии выполнены расчеты с вариантами уплотнения в центральной части залежи до 50 м с размещением 4 пар горизонтальных скважин между существующими парами: 1) *002/*003 и *004*005; 2) *004/*005 и *006/*007; 3) *006/*007 и *008/*009; 4) *008/*009 и *010/*011 (рисунок 1).

Рассмотрены 2 базовых варианта с содержанием связанной воды в продуктивном пласте (Варианты 1, 3) и 2 варианта с уплотняющими скважинами (Варианты 2, 4), рассчитанных от базовых вариантов 1 и 3 соответственно. Сопоставление базовых вариантов с соответствующими вариантами с уплотнением сетки скважин представлено на рисунке 2.

В базовых вариантах (Вариант 1, 3) закачка пара задавалась постоянной на протяжении всего периода разработки залежи. Дополнительно рассмотрен вариант 5 (как изменение варианта 3), в котором производилась оптимизация объема закачки пара в зависимости от стадии разработки залежи Верхнего поднятия, и его модификация путем уплотнения сетки скважин (вариант 6). По результатам моделирования во всех вариантах выявлен поло-

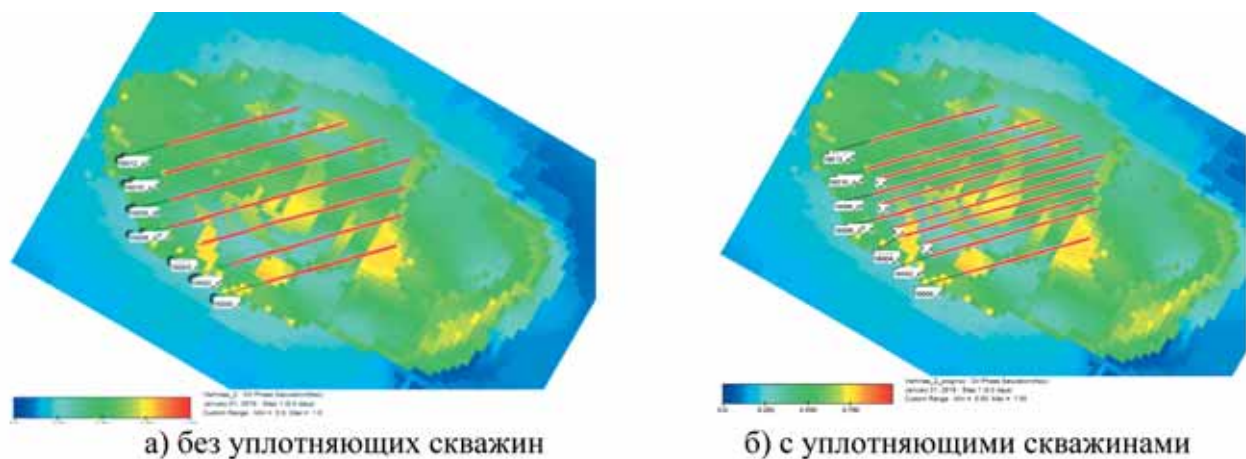


Рис. 1. Куб начальной нефтенасыщенности Верхнего поднятия.

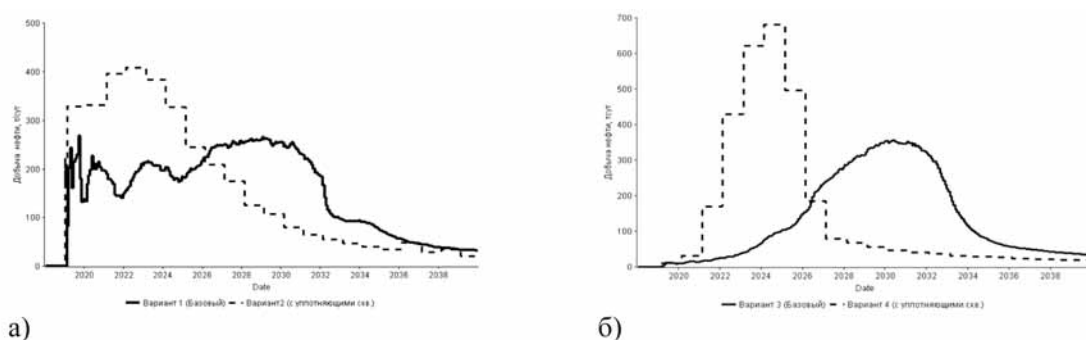


Рис. 2. Сопоставление вариантов добычи нефти: а) варианты 1 (базовый 1) и 2 (с уплотняющими скв.), б) варианты 3 (базовый 2) и 4 (с уплотняющими скв.).

жительный эффект от уплотняющих скважин в виде дополнительной добычи нефти 77,65 тыс. т (Вариант 2), 90,79 тыс. т (Вариант 4) и 331 тыс. т (Вариант 6).

2. Ограничение темпа закачки пара на примере залежи СВН Нижне-Кармальского поднятия

На полномасштабной геолого-гидродинамической модели залежи СВН Нижне-Кармальского поднятия проведены исследования по оценке изменения добычи нефти при снижении закачки пара на 18% на два прогнозных года. Режим эксплуатации соответствовал реализации технологии парогравитационного дренирования сверхнизкого давления, когда при медленном темпе внесения тепла пластовое давление поднималось только до значения гидростатического давления (начальное пластовое давление залежи в два раза ниже данной величины).

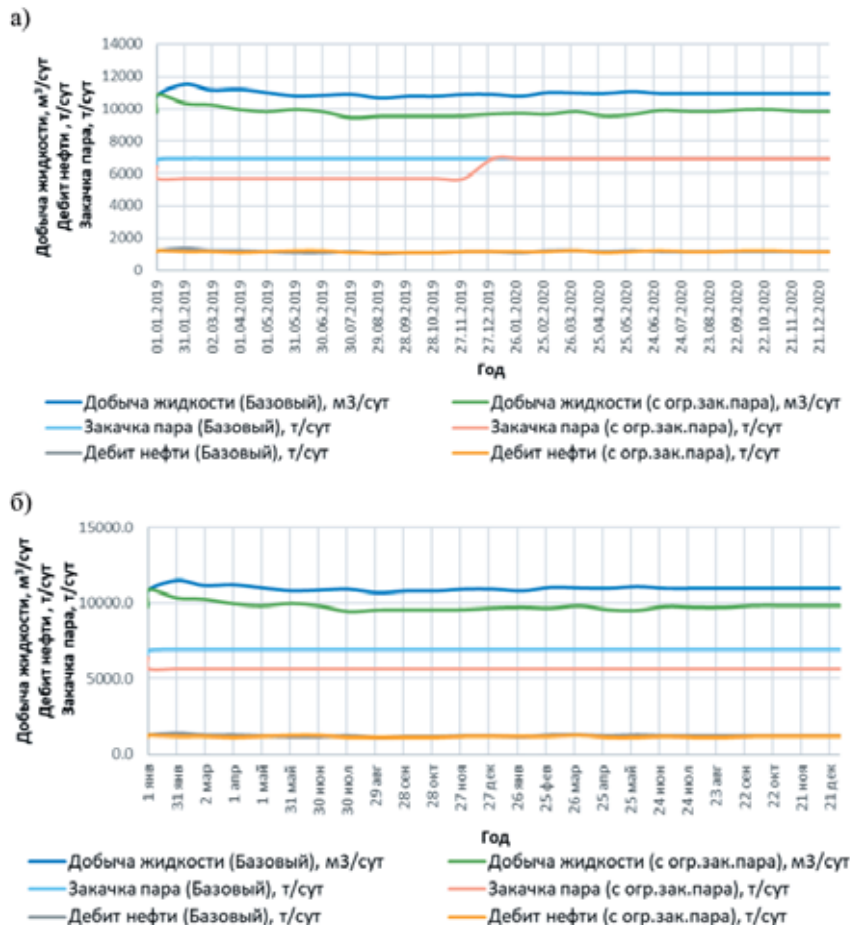


Рис. 3. Технологические показатели при снижении закачки пара: а) на один год, б) на два года.

Ограничение по закачке пара задавалось на все скважины. Рассмотрено три варианта:

1. Базовый вариант – закачка пара производится при максимально возможном давлении закачки, при этом производительность котельной составляет 6573 т/сут;
2. Второй вариант – закачка в первый год разработки производится с понижением темпов на 18%, производительность котельной – 5390 т/сут, со второго года ограничение снималось и режим закачки соответствовал базовому варианту;
3. Третий вариант – в отличие от второго варианта длительность закачки с низким темпом (5390 т/сут) составляла два года.

Из-за снижения закачки на 18% на 1 год, прогнозируется снижение добычи жидкости на 10% и снижение дебита нефти на 4,7% в пике и 0,6% на конец второго года прогнозирования. При снижении закачки пара на 2 года наблюдается снижение дебита нефти на 1,8% на конец прогнозного периода. Также наблюдается снижение забойного давления в добывающих скважинах с 1,6 до 1 атм. На рисунках 3а и 3б представлена динамика технологических показателей вариантов ограничения закачки пара в сопоставлении с базовым вариантом. Потери по добыче нефти при вводе ограничения закачки пара на 1 и 2 года могут составить от 5 до 10% (рис. 4).

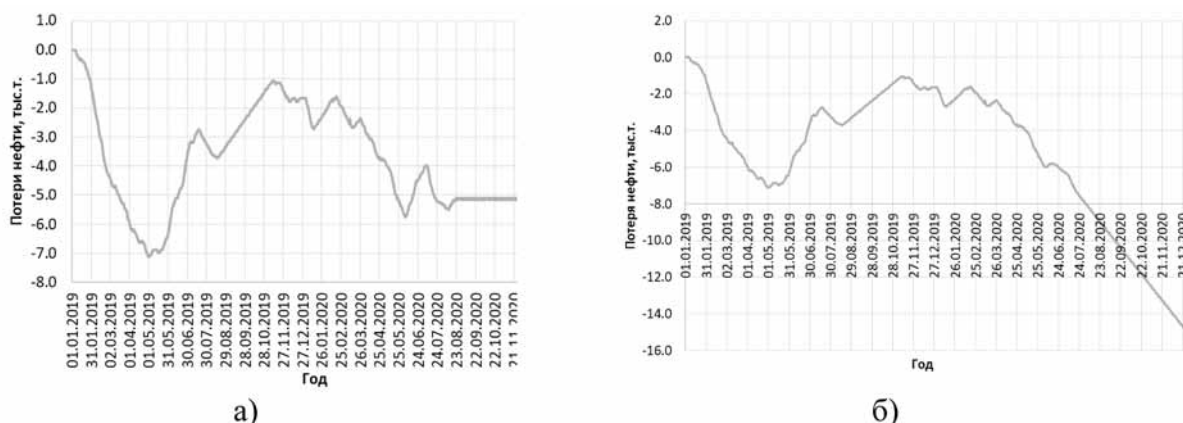


Рис. 4. Потери нефти при снижении закачки пара: а) на 1 год; б) на 2 года.

3. Оптимизация объема паровой камеры на примере залежи СВН Нижне-Кармальского поднятия

В процессе разработки залежи СВН непрерывно нагнетаемый пар постоянно конденсируется в пласте за счет отдачи тепла, приводя сверхвязкую нефть в подвижное состояние. При этом часть пара, в основном в области между фильтром нагнетательной скважины и центром паровой камеры, остается в газообразном состоянии. На контакте паровой камеры с окружающими породами постоянно происходит теплообмен – в случае остановки добычи или снижения ее до минимума этот процесс можно считать потерями. В значительной области пласта, несмотря на конденсацию паровой камеры, сохраняется высокая температура (в исследовании принято $>100^\circ\text{C}$), энергия которой так же может быть использована при возобновлении добычи с наименьшими потерями по показателям.

Уравнение энергетического баланса по пару может быть описано следующей формулой:

$$M_{\text{пара}} = M_{\text{паровой камеры}} + M_{\text{высокотемпературного фронта}} + M_{\text{потерь в окружающую среду}}, \quad (1)$$

где $M_{\text{пара}}$ – масса нагнетаемого пара в пласт, т; $M_{\text{паровой камеры}}$ – масса пара в пласте, находящегося в несконденсированном состоянии, т; $M_{\text{высокотемпературного фронта}}$ – масса воды-конденсата в пласте с высокой температурой ($>100^\circ\text{C}$), т; $M_{\text{потерь в окружающую среду}}$ – масса потерь тепла в окружающую среду в эквиваленте пара, т.

Исходя из (1) потребность в паре для сохранения объемов паровой камеры может быть записана в виде:

$$Q_{\text{сохр.пар.кам}} = Q_{\text{пара}} - \vartheta_{\text{паровой камеры}} \quad (2)$$

где $Q_{\text{сохр.пар.кам}}$ – потребность в паре для поддержания паровой камеры в исходном состоянии, т/сут; $Q_{\text{пара}}$ – объем нагнетаемого пара в пласт, т/сут; $\vartheta_{\text{паровой камеры}}$ – скорость формирования дополнительного объема паровой камеры в пласте, т/сут.

Потребность в паре для сохранения объемов высокотемпературного фронта определяется по формуле:

$$Q_{\text{сохр.высокотемп.фронта}} = Q_{\text{пара}} - \vartheta_{\text{высокотемпературного фронта}} \quad (3)$$

где $Q_{\text{сохр.высокотемп.фронта}}$ – потребность в паре для сохранения высокотемпературного фронта, т/сут; $\vartheta_{\text{высокотемпературного фронта}}$ – скорость формирования дополнительного объема высокотемпературного фронта за единицу времени, т/сут.

С использованием термогидродинамического моделирования может быть рассчитан объем паровой камеры в каждой ячейке модели, при этом определяются такие ее параметры как насыщенность паром и водой, плотность пара и воды, поровый объем, температура породы.

На рисунке 5 представлена динамика изменения объемов высокотемпературного фронта, паровой камеры в сопоставлении с объемами закачки пара. По результатам моделирования определена динамика потребления пара для поддержания высокотемпературного фронта и паровой камеры в пласте (рисунок 6).



Рис. 5. Результаты моделирования залежи СВН Нижне-Кармальского поднятия.



Рис. 6. Потребление пара для поддержания высокотемпературного фронта и паровой камеры. Нижне-Кармальское поднятие.

По результатам исследования получено прогнозное потребление пара на прогнозируемый год для поддержания высокотемпературного фронта, что позволяет говорить о возможности снижения закачки пара на ~35% по сравнению с текущими объемами закачки пара, при котором обеспечивается поддержание высокотемпературного фронта и паровой камеры.

Заключение

В процессе исследования рассмотрены различные мероприятия по совершенствованию разработки залежей СВН. По результатам исследования выявлен положительный эффект от уплотняющих скважин. Рассмотрена возможность временного перехода на парогравитационное дренирование сверхнизкого давления путем снижения закачки пара на 1-2 года, при этом потери нефти могут составить от 0,4 до 10%. Предложена концепция определения оптимальных параметров нагнетания пара в пласт на время снижения темпов разработки залежей СВН.

Литература

1. Повышение эффективности использования горизонтальных скважин при разработке месторождений сверхвязкой нефти на основе моделирования/ *А.Т. Зарипов, Д.К. Шайхутдинов, Р.И. Хафизов, А.А. Сюрин, А.А. Бисенова* // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Слово», 2017. С. 66–71.
2. Совершенствование технологии парогравитационного дренирования на залежах СВН ПАО «Татнефть» на основе геолого-гидродинамического моделирования / печ. Моделирование геологического строения и процессов разработки – основа успешного освоения нефтегазовых месторождений: Материалы Междунар. науч.-практ. конф., 4–5 сент. 2018 г. Казань: Слово, 2018. С. 134–137. *Бисенова А.А., Зарипов А.Т.*

АНАЛИЗ СИСТЕМНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КИЗЕЛОВСКОМ ОБЪЕКТЕ КОРОБКОВСКОГО УЧАСТКА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Л.В. Зацарина, И.Н. Хакимзянов, Р.И. Шешдиров

ТатНИПИнефть

На Бавлинском месторождении карбонатные отложения кизеловского горизонта представлены Бавлинским (13 залежей), Крым-Сарайским (5 залежей), Акбашским (1 залежь) участками, Западно-Коробковским (1 залежь), Скоропадковским (1 залежь) и Долинным (1 залежь) поднятиями. Наиболее разбуренным как вертикальными, так и горизонтальными скважинами на кизеловском объекте является XIX залежь Бавлинского участка (Коробковский участок), на котором сосредоточено 25% извлекаемых запасов горизонта [1, 2].

Общая толщина кизеловского горизонта на данном участке составляет в среднем 21,4 м, эффективная средняя нефтенасыщенная – 5,8 м (рис. 1а). Коэффициент расчлененности составляет 1,4 доли ед., пористость – 0,12

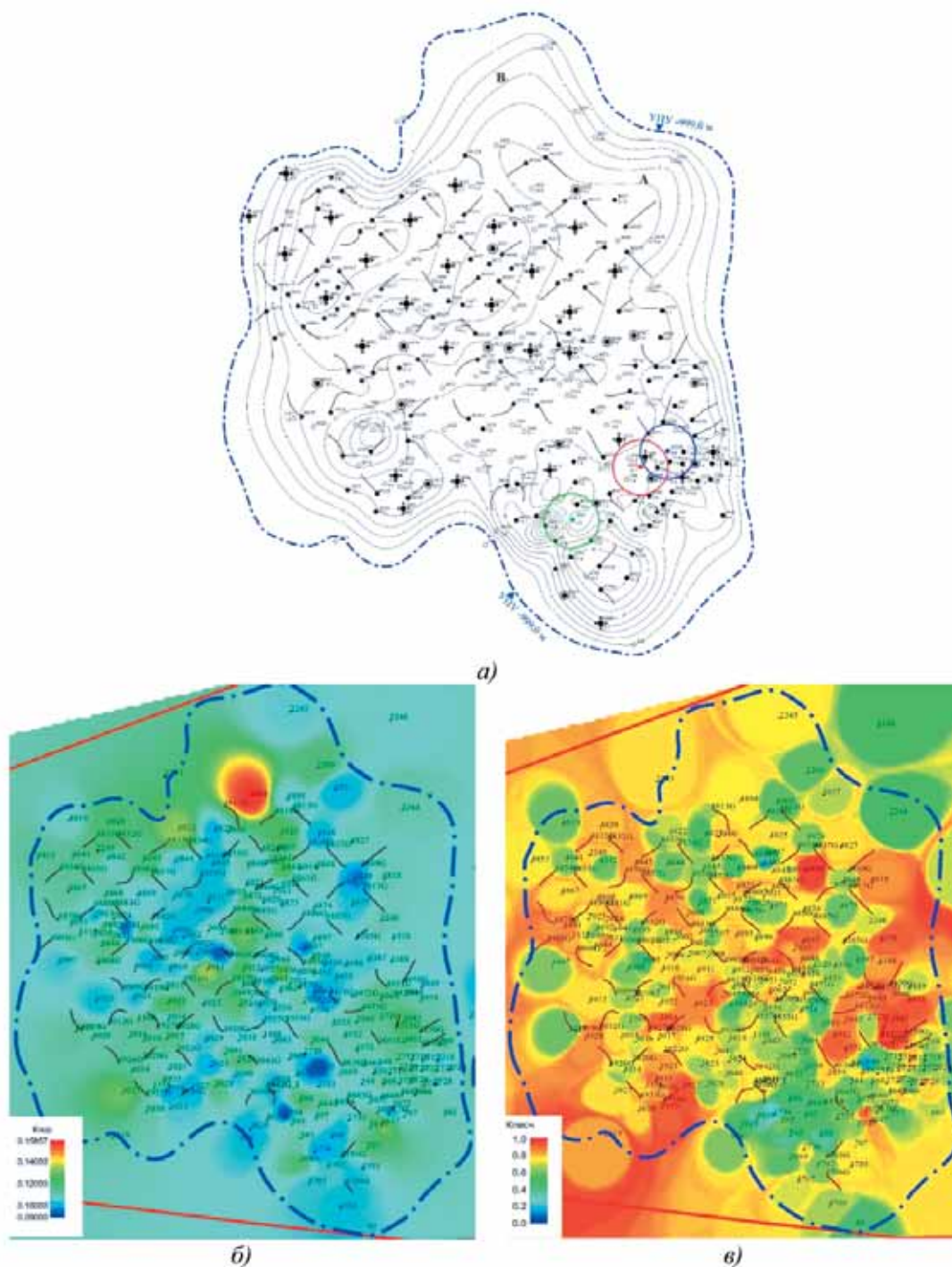


Рис. 1. Выкопировка из карт: а) эффективных нефтенасыщенных толщин, б) пористости, в) песчаности Коробковского участка кизеловского горизонта.

д.ед. (рис. 1б), песчанистость разреза пласта – 0,69 доли ед. (рис. 1в). Нефть характеризуется средней вязкостью 20,8 мПа·с, плотностью – 872,5 кг/м³ в пластовых условиях, давление насыщения – 3,3 МПа.

Разработка Коробковского участка началась с 1976 г. с выделением опытных участков, на которых предполагалось разбуривание по сетке скважин разной геометрии и плотности.

Участок 1, район скв. № 859 (1985 г.), был выбран для определения эффективности разработки кизеловских отложений на естественном режиме с плотной сеткой скважин 200×200 м и создании на забоях скважин искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН) (рис. 1а).

Участок 2, район скв. 897 (1985 г.), предлагалось к бурению по треугольной сетке 400×400 м с расположением нагнетательной скважины в центре элемента и созданием на забоях добывающих скважин ИКНН для оценки эффективности поддержания пластового давления путем заводнения в зависимости от расстояния добывающих скважин до очага заводнения (рис. 1а).

Участок скв. 2715 (1988 г.), предусматривалось разбуривать по равномерной квадратной сетке 200×200 м 14 добывающими скважинами с целью определения влияния плотности сетки на коэффициент извлечения нефти (КИН) при эксплуатации карбонатных коллекторов с созданием на забоях скважин ИКНН (рис. 1а).

С 2000 г. на Коробковском участке началось интенсивное разбуривание кизеловского горизонта. С 2002 г. Коробковский участок начал разбуриваться по новой комплексной технологии разработки карбонатных коллекторов, которая включает в себя площадную девятиточечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента (рис. 1а). По опыту разработки экспериментальных участков, а также по результатам гидродинамических расчетов фильтрации в пласте с применением ГС, для карбонатной залежи Коробковского участка выбрана квадратная сетка 450×450 м. Удельные запасы по залежи составляли 4,4 тыс.т/га. Скважины размещены по 9-точечной системе расположения горизонтальных и вертикальных скважин с нагнетательной скважиной в середине элемента. Расстояние от нагнетательной до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей 635 м.

Последовательность разбуривания участка также является элементом технологии. С куста бурят вначале водозаборные скважины, а затем, после изучения геологических особенностей разбуриваемого элемента, разбуривают сеткой нагнетательных скважин. По результатам их бурения изучается геологическое строение, строятся структурные карты, карты общих и нефтенасыщенных толщин. В нагнетательных скважинах перфорируется подошвенная часть пласта.

Производится опережающая циклическая закачка воды, тем самым, подготавливая пласт к отбору нефти. Бурение скважин для межскважинной перекачки воды и нагнетательных скважин с одного куста позволяет сократить расходы на магистральные водоводы высокого давления и перекачивать воду без ее охлаждения, т.е. использовать преимущества изотермического заводнения. Отбор продукции скважин и закачка осуществляется в циклическом режиме.

До внедрения комплексной технологии на 6 блоке было отобрано 779,2 тыс.т нефти, отбор от НИЗ составлял 13,4%, за 2001 г. было добыто 40,6 тыс.т нефти, темп отбора от начальных извлекаемых запасов составлял менее одного процента (0,7%). В эксплуатации находились 65 добывающих и три нагнетательные скважины. Разработка блока велась только вертикальными скважинами. Средний дебит нефти составлял 2,0 т/сут, жидкости 3,5 т/сут. Накопленный отбор жидкости был компенсирован на 55,7%.

За период с 2002 по 2019 год на участке пробурено 190 скважин, из них 152 добывающих (73 СГО) и 38 нагнетательных.

За весь период эксплуатации на Коробковском участке по кизеловскому горизонту всего в пробной или промышленной эксплуатации перебывало 251 скважина в эксплуатации на нефть и 44 скважины под закачкой воды. По состоянию на 1.01.2020 на участке числится в добывающем фонде скважин: 199 добывающих действующих (из них 72 СГО), 11 бездействующих, 1 в консервации, 2 ликвидированы; в нагнетательном фонде скважин: 40 нагнетательных действующих (из них 1 СГО); в контрольном фонде 3 пьезометрические скважины (рис. 2а). Горизонтальные скважины 6 блока составляют 43,9% от всех СГО, пробуренных на 998 площади.

С начала разработки на Коробковском участке кизеловского объекта отобрано 4291 тыс.т нефти, накопленная добыча жидкости составила 4956 тыс.т. Текущий КИН – 0,152 д.ед., ВНФ – 0,275 д.ед. Отобрано 76,2% от начальных извлекаемых запасов при обводненности продукции 21,6%.

За 2019 год добыча нефти составила 258 тыс.т, жидкости – 324,4 тыс.т. Темп отбора от НИЗ – 4,6%. Средний дебит добывающих скважин по нефти – 3,4 т/сут, жидкости – 4,1 т/сут. Выкопировка из карт текущих отборов и остаточных подвижных запасов нефти Коробковского участка кизеловского горизонта представлена на рисунке 2.

С начала ввода в эксплуатацию первых СГО (2001 г.) с Коробковского участка кизеловского объекта отобрано 3783 тыс.т нефти, в том числе по ВС – 1670 тыс.т, по СГО – 2113 тыс.т.

За 2019 год добыча нефти составила 213,3 тыс.т, в том числе по ВС – 62,8 тыс.т, по СГО – 150,5 тыс.т. Добыча нефти на одну скважину составила 2,6 тыс.т, в том числе по ВС – 0,5 тыс.т, по СГО – 2,1 тыс.т. Средний дебит добывающих скважин по нефти – 4,3 т/сут, в том числе по ВС – 3,2 тыс.т, по СГО – 5,5 тыс.т. Отношение среднего дебита нефти по СГО к ВС составило 1,7 т/сут. Динамика сопоставления добычи нефти на 1 скважину приведена на рисунке 3.

Результаты эксплуатации как ВС и СГО показывает, что внедрение горизонтальной технологии позволило с 2002 г. увеличить годовые отборы нефти по участку в 8 раз и темп отбора – от 1,2 до 4,6% НИЗ.

Детальный анализ результатов эксплуатации скважин по дебиту нефти, обводненности, пластовому и забойному давлению за период 2002–2015 гг. показывает, что средний уровень обводненности продукции СГО участка, работающих на кизеловский горизонт, низкий и находится в пределах 0÷20%.

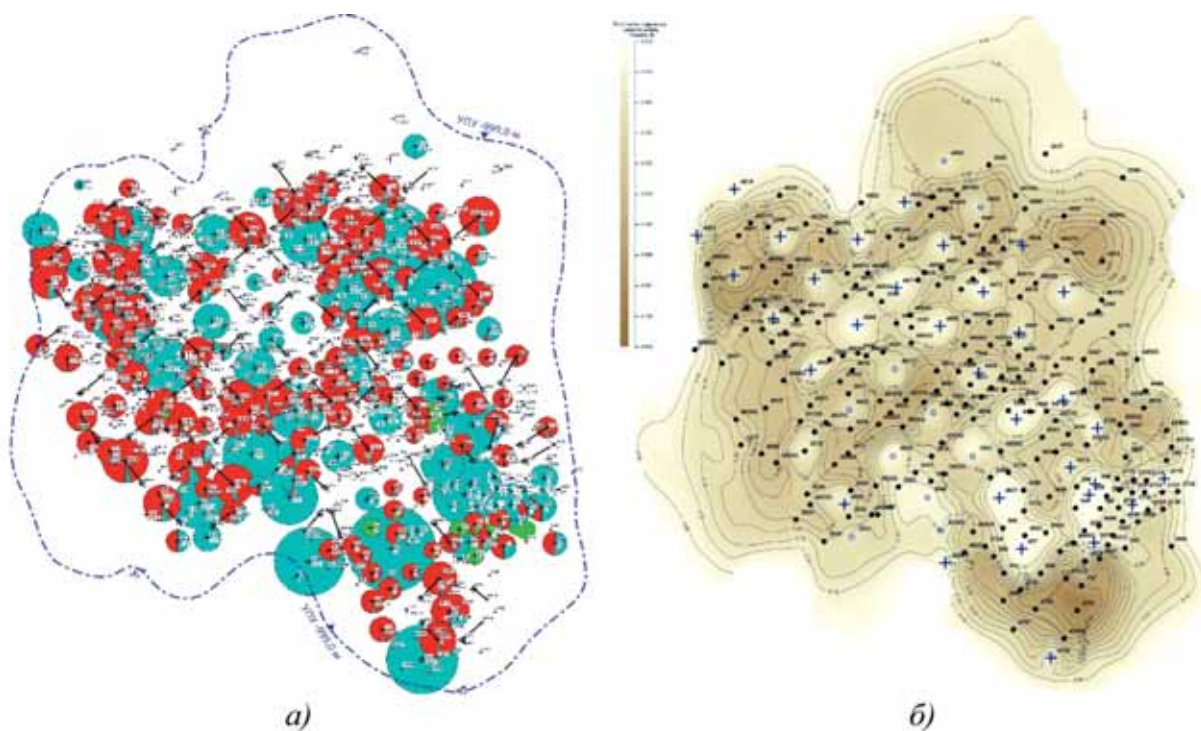


Рис. 2. Выкопировка из карт: а) текущих отборов, б) остаточных подвижных запасов нефти Коробковского участка кизеловского горизонта.



Рис. 3. Динамика сопоставления добычи нефти на 1 скважину.

Основные выводы

1. Анализ показателей эксплуатации скважин Коробковского участка позволяет сделать следующие выводы:

- фильтрационно-емкостные свойства коллектора в районе добывающих скважин резко изменяются при предельно допустимом пластовом давлении, превышающем на 30% давление насыщения;
- добыча нефти возрастает в результате бурения новых проектных ВС и СГО;
- закачка вытесняющего агента стабилизирует пластовое давление;
- при снижении пластового давления ниже критического в коллекторе от призабойной зоны в глубь залежи начинается смыкание трещин, что может уменьшить дебит скважины.

2. В период экономического кризиса, несмотря на имеющиеся финансовые трудности и сложности с практической реализацией, использование ГТ во множестве ее модификациях для разработки нефтяных месторождений является высокоэффективным мероприятием.

3. Положительный опыт применения рассмотренной выше технологии разработки Коробковского участка кизеловского горизонта Бавлинского месторождения с применением системы СГО и ВС позволяет рекомендовать дальнейшее ее развитие на нефтяных месторождениях Татарстана.

А.А. Ивонин¹, И.Н. Хакимзянов¹, О.В. Кизим¹, А.Н. Мартынов¹, Д.С. Данилов¹

Основной из существующих проблем при разработке месторождений является ухудшение структуры разведанных запасов нефти, в результате чего происходит опережающая разработка наиболее рентабельных месторождений и залежей, а вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях. Запасы таких месторождений являются в значительной части трудноизвлекаемыми.

Необходимость разработки мелких нефтяных месторождений обусловлена истощаемыми ресурсами в разведанных и находящихся в разработке крупных месторождениях. Важно заметить, что реализация таких проектов позволит обеспечить более полное извлечение запасов нефти, способствовать активизации деловой жизни и решению социальных задач [1, 2].

Промышленная нефтеносность его связана с карбонатными отложениями турнейского (C1t) яруса нижнего карбона, заволжского (D3zv) надгоризонта, данково-лебедянского горизонта верхнего девона, а также с терригенными отложениями пашийского (D3ps) горизонта верхнего девона.

Рис. 1. Выкопировка из структурной карты по кровле продуктивных отложений пашийского горизонта.

— дебит нефти, т/сут — обводненность, д.ед. — пластовое давление, атм

Пашийский объект эксплуатировался скважиной № 128 с 01.1987 по 06.1991 г. За время эксплуатации скважиной отобрано 2553 т нефти, на момент остановки скважины обводненность составляла 95%. Технологические показатели в виде графиков динамики дебита нефти, обводненности и пластового давления приведены на рис. 2.

384 Стеновые доклады

Для того, чтобы сопоставить эффективность в подобранных технологиях, рассмотрим два варианта разработки с целью расчета технологических показателей.

Вариант 1 предусматривает разработку объекта в соответствии с ранее принятым в утвержденном проектом документе вариантом: ввод из пьезометрического фонда одной добывающей скв. 128к с последующим забуриванием бокового горизонтального ствола (БГС), бурение двух добывающих скважин (2 и 3) и зарезку бокового ствола (БС) из скв. 3; применение таких МУН, как повторная перфорация (ДП+ТБИВ), тампонирующие пути поступления воды в виде закачки высокопрочных полимерных систем (ВПСД), водоизоляционные работы (ВИР) по технологии ООО «Венд» в наклонно направленных (ННС) и горизонтальных скважинах (ГС). Схема расположения скважин по пашийскому объекту по вариантам приведена на рис.3, а.

Общий фонд – шесть скважин, в том числе пять добывающих, одна – контрольная. Фонд для бурения – две добывающие скважины. Зарезка боковых стволов – две скв./опер., в том числе одного горизонтального. Плотность сетки скважин – 19,4 га/скв. Накопленная добыча нефти по варианту составит 117 тыс. т, жидкости – 820 тыс.т. Достижимый КИН – 0,298 д.ед.

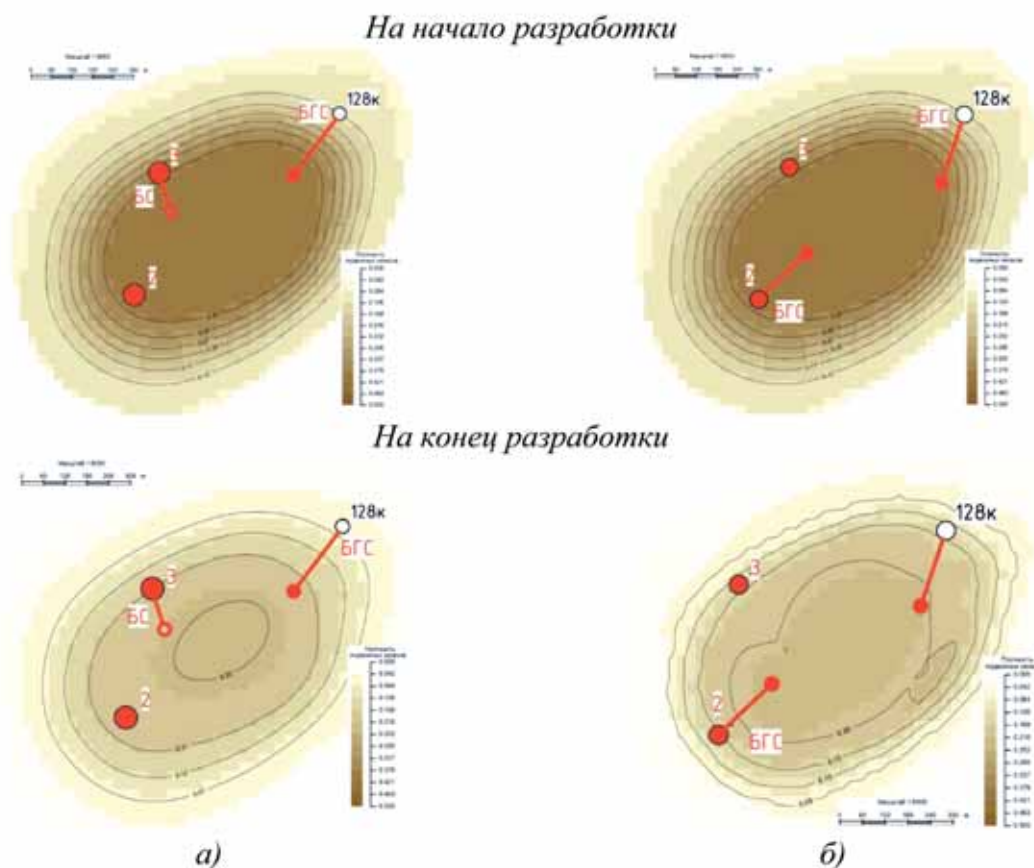


Рис.3. Схема расположения скважин по пашийскому объекту по 1 варианту (а) и 2 варианту (б).

Вариант 2 предусматривает ввод скв. 128к из пьезометрического фонда (2020 г.), бурение добывающей скв. 2 (2023 г.), бурение БГС в скв. 128к (2023 г.), бурение скв. 3 (2024 г.) и бурение БГС в скв. 2 (2026 г.); применение таких МУН, как повторная перфорация (ДП+ТБИВ), тампонирующие пути поступления воды в виде закачки ВПСД, ВИР по технологии ООО «Венд» в ННС и ГС. Схема расположения скважин по пашийскому объекту по вариантам приведена на рис.3, б.

Общий фонд – четыре скважины, в том числе три добывающие, одна – контрольная. Фонд для бурения – две добывающие скважины. Зарезка боковых горизонтальных стволов – две скв./опер. Плотность сетки скважин – 16,2 га/скв. Накопленная добыча нефти по варианту составит 119 тыс. т, жидкости – 873 тыс.т. Достижимый КИН – 0,310 д.ед.

Как видно из описания рассмотренных вариантов, отличие между ними заключается только в забуривании БГС из скв. 3 или скв. 2. Местоположение проектных скважин с учетом дальнейшего забуривания из них БГС необходимо выбирать по результатам расчетов технологических показателей разработки с использованием геолого-технологической модели с построением карты линий тока нефти между скважинами, что позволит учесть дальнейшие потери от интерференции между скважинами и условно горизонтальными стволами. На рис. 4 приведены

карты линий тока нефти между скважинами по вариантам. Из рис. 4 можно заметить, что линии тока между БГС из скв. 128 и 2 охватывают всю залежь равномерно, исключая неохваченные зоны, поэтому по 2 варианту с выбором скв. 2 для забуривания БГС достигается наибольшая накопленная добыча нефти [3, 4].

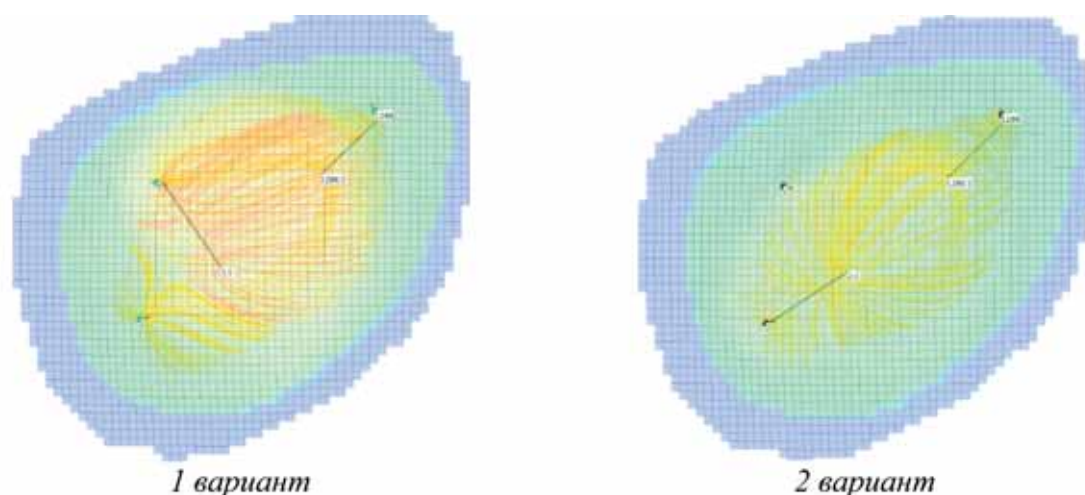


Рис. 4. Линии тока нефти между скважинами по вариантам.

Выводы

Таким образом, основными причинами проявленного интереса к разработке мелких нефтяных месторождений в Республике Татарстан являются:

- разработка крупных месторождений и поддержание высокого уровня добычи сопровождаются крупными инвестициями по сравнению с вложениями в мелкие и средние нефтяные месторождения;
- при разработке мелких нефтяных месторождений возможно и необходимо применение новых высокоэффективных технологий и способов добычи, а следовательно, и повышение нефтеотдачи;
- путем подбора оптимальных технологий для выработки остаточных запасов нефти из мелких месторождений необходимо использовать геолого-технологические модели с расчетом технологических показателей разработки.

Литература

1. Нефтегазоносность Республики Татарстан//Геология и разработка нефтяных месторождений / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронова: в 2 т.– Казань: Изд-во Фэн АН РТ, 2007. Т. 1. 315 с.; т. 2. 523 с.
2. Андреева Н.Н. Проблемы проектирования, разработки и эксплуатации мелких нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. 195 с.
3. Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / И.Н. Хакимзянов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, Р.Т. Фазлыев, А.И. Никифоров. Казань: Фэн АН РТ, 2011. 319 с.: ил.
4. Совершенствование технологий по выработке запасов нефти из неоднородных и сложнопостроенных коллекторов Республики Татарстан / А.Ф. Яртиева, И.Н. Хакимзянов, В.Н. Петров, З.С. Идиятуллина. Казань: Ихлас, 2016. 189 с.: ил.

К НОВОЙ ПАРАДИГМЕ НАФТИДОГЕНЕЗА

Г.Д. Исаев

ООО НИЦ «Сибгеонафт», г. Новосибирск, sibgeonft@mail.ru

Принципиальные положения органической теории достаточно просты. В морских (чаще глинистых) осадках накапливается органическое вещество в рассеянном состоянии. Разложение гумусового и сапропелевого органического вещества (ОВ) происходит под воздействием накопленной солнечной энергии и теплового потока. Образовавшиеся при этом углеводорода (УВ) выжимаются (под давлением веса накопившихся осадков) из глинистых пород вместе с водой в коллекторы. В водной среде дериваты ОВ как более легкие всплывают, перемещаясь в ловушку, образуя скопления УВ или залежи. Количество ОВ в породах, особенности его распределения, скорость накопления имеют важнейшее значение с точки зрения органической концепции. Палеозойские породы Западной Сибири, которые можно рассматривать в качестве «нефтематеринских», содержат углеродистый материал в достаточном количестве для генерации УВ. Автор изучил особенности распределения ОВ в различных литофациях Нюрольского силурийско-каменноугольного бассейна (юго-восток Западно-Сибирской геосинеклизы). Сингенетичное осадочное ОВ сохранилось не только в стагнационных литофациях троговых зон бассейна, но и в высокоскоростных рифовых литофациях барьерного типа. Пелитовый углеродистый материал имеется и в переотложенном виде на рифовых склонах и даже в конгломератах основания тафrogenного этажа на границе карбона и перми. И те, и другие относятся к высокоскоростным (лавинным) отложениям. Кроме того, углеродистый материал наблюдается практически во всех морских фациях девона и карбона в виде новообразованного компонента, как результат обуглероживания пород, а также в миграционной форме: в трещинах совместно с остаточными битумоидами. Таким образом, количество и концентрация углеродистого материала не зависят от фациальных обстановок, а подчиняются законам постседиментационного и эндогенного перераспределения углерода в литосфере.

По мнению А.А. Трофимука [1], генерирующие УВ породы содержат небольшое количество рассеянного ОВ, поскольку часть его израсходована на эмиграцию нефти и газа. Простое объяснение генерации УВ уменьшением ОВ в породах невозможно потому, что потеря какой-либо компонентной части породы должно сопровождаться изменением «минерального» объема с выделением тепла, что ведет к устойчивой деформации объекта генерации. Потеря осадочного углерода не просто связана с изменением «минерального» объема и выделением тепла – высвобождение углерода из пород происходит с его замещением комплексом новообразованных минералов: халцедона, кварца, карбоната и др.

Основная ошибка большинства схем преобразования ОВ в нефть заключается в приписывании исключительной роли какому-либо одному фактору. Лабораторные и экспериментальные исследования по воссозданию природной среды превращения ОВ в нефть даже при использовании современных технологий не могут учесть всего разнообразия обстановок генерации УВ на больших глубинах. Кроме того, при выработке основных положений органической концепции (И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, В.А. Успенский, И.М. Губкин, Н.М. Страхов, Р.Л. Траск, Д. Уайт, А.Д. Архангельский И.Д. Зхус и мн. др.) энергетическая сторона проблемы нефтегазообразования серьезно никогда не рассматривалась. Предполагалось, что живое вещество накапливает солнечную энергию, а затем передает часть ее ОВ. Как выяснилось впоследствии, собственной энергии ОВ для его превращения в нефть или газ недостаточно. Необходимо поступление дополнительной эндогенной (тепло Земли) энергии для преодоления порога химических реакций и акселерации процессов нафтидогенеза. Опираясь на главную роль эндогенного глубинного тепла как источника энергии, можно отметить, что в литосфере существует множество экзотермических процессов, которые могут быть вовлечены в процессы перемещения (флюидомиграцию) и превращения ОВ и его дериватов. Несомненно, на процессы миграции УВ влияют не только тепловое поле Земли, но и электромагнитное, силовое, радиоактивное. К неизученным источникам тепла можно отнести энергию трения твердых оболочек литосферы, обусловленную осевым вращением Земли. В последнее время исследователи стали изучать воздействия механических полей. Это нашло отражение в работах А.А. Трофимука, Н.В. Черского, Э.М. Галямова, В.И. Молчанова, В.П. Царева, Г.Н. Сороки и др. В качестве природного фактора, вызывающего преобразование ископаемого ОВ и стимуляцию генерации УВ, может выступать тектогенез (динамокатагенез) [1] и сейсмический эффект (ударная волна) [2]. Таким образом, геодинамическое, тектоническое воздействие и сейсмичность могут рассматриваться как дополнительные источники, активно влияющие (или сопровождающие) на процессы генерации и миграции УВ в литосфере. Современные исследования процессов флюидомиграции показывают, что их масштабы в атмосферу и гидросферу почти на три порядка величин превышают возможные генерации углеводородов в осадочных бассейнах [3]. Это же подтверждает факт несовпадения расчетов УВ потенциала «нефтематеринских» толщ и свит и объема полученных углеводородов за время эксплуатации длительно работающих месторождений. Факты подпитки месторождений установлены многими исследователями, а подводящие каналы известны геологам практически для всех известных и хорошо изученных месторождений УВ.

Концепция неорганического происхождения нефти, сформулированная Д.И. Менделеевым и развитая Н.А. Кудрявцевым, В.П. Порфирьевым, Л.Н. Кропоткиным находит сейчас все больше сторонников. В их числе: В.А. Краюшкин, Н.М. Шахновский [4], В.И. Сюзанский (1973 г.), Т.Г. Чернова, М.Ю. Чудецкий, Р.М. Юркова и др. В подтверждении своей минеральной теории В.И. Дюнин и А.В. Корзун [5] приводят следующие факты: 1 – присутствие нефти в фундаменте, в кристаллических изверженных и метаморфических породах; 2 – наличие УВ в глубоко-

водных гидротермах; 3 – возможность синтеза УВ в лабораторных условиях; 4 – связь с глубинными разломами, газовым и грязевым вулканизмом; 5 – наличие АВПД; 6 – присутствие углеродистых соединений и газовой-жидких включений в минералах. Однако все эти факты можно объяснить и с позиций органической концепции, если базироваться на новообразованной природе появления УВ в этих объектах и явлениях. Ведь чаще всего скопления УВ и во времени, и в пространстве «оторваны» от своих корней или источников, не имея точно диагностируемых (их связывающих) транспортных артерий. При этом можно использовать для объяснения таких фактов приемы и конструкции любого ранга, даже фантастические. Например, «захват» углеродистых пород в субдукционные зоны при перемещении плит. Оригинальны и другие точки зрения. В.И. Дюнин и А.В. Корзун предлагают пульсационно-флюидотермодинамическую модель; О.Ю. Баталин и Н.Г. Вафина [6] – конденсационную; К.А. Аникеев (1980 г.) – газодинамическую; Б.А. Соколов (1985 г.) – флюидодинамическую; М.В. Богдасарова – геодинамическую модель образования залежей нефти и газа. При этом четко следует отличать природу формирования залежей УВ от генезиса возникновения собственно углеводородов в литосфере. Но ни одна из названных моделей не может однозначно ответить на все вопросы.

1. Какие собственно породы являются генерирующими УВ и как их отличать?
2. Как объяснить восполняемость ресурсов на месторождениях, не используя при этом внешний дополнительный источник УВ?
3. Почему в одинаковых термодинамических условиях одни и те же нефтематеринские породы то генерируют УВ, то нет?
4. Рассеянное ОВ по И.М. Шахновскому [4] может продуцировать различные УВ компоненты в лабораторных условиях при воздействии на порошок породы сильных химических реактивов. Можем ли мы этот факт использовать в пользу органической концепции, опираясь на знание термобарических условий на глубине, либо против нее, базируясь на отсутствие таких обстановок?
5. Мантийные процессы недоступны для изучения. В продуктах извержения вулканов [4] присутствуют различные УВ: нефть, битум, УВ газы и органические соединения, не отличающиеся от продуктов биосферы. Это не только доказывает возможность абиогенного синтеза УВ, но и отрицает возможность деструкции нефти в мантийных обстановках. Можно ли этот факт интерпретировать как «захват» углерода и его соединений из углеродистых пород по пути следования магмы?
6. Можно ли использовать только косвенные доказательства для обоснования той или иной концепции, не имея однозначно интерпретируемых фактов? И существуют ли такие факты на самом деле?

Нефтегазогеологическое районирование и прогноз местоскоплений УВ в пределах перспективных территорий обычно строятся на базе распространения «нефтематеринских» толщ и свит, а ранг перспективности поисков УВ определяется степенью катагенеза и количеством $C_{\text{орг}}$, как и генерационный потенциал территории в целом. Однако, на практике оказывается, что залежи УВ могут находиться в породах с крайне разнообразным составом (коры выветривания, граниты, кислые эффузивы и др.), концентрируясь в структурах, совершенно не связанных ни с региональными углеродистыми толщами, ни даже с осадочными породами и бассейнами в целом. Согласно концепции Б.А. Соколова и Э.Б. Абли [7], предлагается расширить понятие «бассейн», включив в него весь участок литосферы с источниками, транспортными артериями и зонами накопления УВ флюидов. Но и в этом случае зоны подпитки часто оказываются вне пределов геологического наблюдения.

В настоящее время существует принципиальная возможность образования УВ в результате как абиогенного синтеза в глубинах Земли, так и в процессе катагенеза ОВ в осадочных породах [8]. Концептуальная задача сейчас состоит в определении осадочного или глубинного генератора углеводородов, в выявлении конкретных (наблюдаемых и проверяемых) геологических процессов, приводящих к формированию местоскоплений углеводородов. Механизмы перемещения флюидов в литосфере крайне многообразны. Однако при этом надо признать ведущую роль дегазации и дефлюидизации Земли, в целом как и механизма вращения ее вокруг своей оси. Представим себе флюидонасыщенную систему (стратифицированный геоид типа куриного яйца), которая вращается с огромной скоростью вокруг оси и имеет при этом морфологически и пространственно неизменную серию радиальных восходящих и нисходящих конвективных потоков. Этого быть не может в принципе. Следует допустить не просто существенную роль вращения Земли вокруг оси в перемещении флюидов в верхней оболочке Земли (литосфере), но и главную роль центробежных сил и сил кориолиса в транспортировке первичных флюидов в пространстве [9]. Кроме того, существенное влияние имеют и космические факторы (типа приливов-отливов) на активную фильтрацию флюидов в недрах, например, лунной цикличности. Таким образом, главным двигателем глубинной фильтрации флюидов в целом и углеводородов, в частности, являются космические (гравитационное воздействие), ротационные (вращение Земли) и мантийные (конвекция-адвекция) факторы.

Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Бурмистенко Ю.И. еще в 1988 г. сделали вывод о глубинной природе восстановленных флюидов в результате развития нефтегазоносных бассейнов [10]. Они определили, что эти флюиды представляют собой сложную поликомпонентную систему, транспортирующую радиоактивные и редкие элементы. Миграция основной массы металлов осуществляется в виде металлоорганических соединений. Изменение термобарических условий приводит к распаду этой системы с формированием всей гаммы углеродистых соединений: от твердых битумов до жидких и газообразных углеводородов и скоплений металлов разного состава и концентрации (до месторождений). Теория абиогенного синтеза исходит из предпосылки, что углеводородная дегазация

является продуктом синтеза неорганических элементов. Возможность синтеза нефти при высоких давлениях и температурах доказана с помощью расчетов в лабораториях многими специалистами. Но эти расчеты сделаны в искусственных поверхностных условиях. Соответствуют ли они глубинным обстановкам? Скорее всего, нет. На глубине, кроме давления и температуры, немаловажное, а возможно, и главное значение имеют и другие факторы, например: кислотно-щелочной режим, флюидонасыщенность среды.

Современная дегазация Земли определяет характер многих магматических и метасоматических процессов, особенно тех, которые сопровождают явления генерации УВ, их транспортировку в восходящих и латеральных потоках, которыми контролируется разуплотнение пород и скопление углеводородов. Масштабы и темпы накопления УВ в литосфере посредством «сквозных» флюидных потоков никак не согласуется с традиционными представлениями о генерации УВ из органического вещества. Гибридная концепция все-таки объясняет большинство геологических особенностей распределения УВ в литосфере. Она дает удовлетворительное объяснение различиям количественных соотношений между УВ в залежах, рассеянных битумоидных компонентов в литосфере и инситным ОВ во вмещающих породах [11].

Выводы. Нефть имеет полигенное происхождение и представляет собой продукт деятельности нафтидосферы и биосферы, связанных причинно-следственными отношениями, отражающих определенную минеральную и «живую» (биологическую) сторону геосферы Земли. Формирование скоплений УВ в литосфере обязано восходящим флюидным потокам (первичный флюид), возможно, метанового состава, воздействие которых на углеродистые породы приводит к выносу углерода в зоны его накопления. Все месторождения УВ имеют зоны «подпитки», тектонические разломы, проницаемые трещинные системы, области питания (углеродом), за счет функционирования которых скопление УВ находятся в равновесном состоянии, т.е. в определенных кислотно-термобарических условиях. Основные источники углерода находятся обычно за пределами местоскоплений УВ (на глубине) и связаны с ними только транспортными артериями (зоны проницаемости, трещиноватости, тектонического брекчирования и т.п.). Генерация УВ (или углерода) имеет очаговый характер (нафтидоплюмы) и приурочена к активным тектоническим зонам. Диагностика очагов генерации УВ и активных зон флюидомиграции в подводящих каналах и на флангах месторождений возможна только на основе изучения метасоматоза (замещения углеродистых пород) в осадочных породах. Проникновение первичного флюида в литосферу обязано глобальному процессу дегазации Земли, функционирование которого в свою очередь обусловлено ротационным фактором. Инициатором активной деятельности мантии в пределах крупных седиментационных бассейнов является гравитационный фактор, который заключается в неравномерно нарастающей мощности осадков. Это создает давление на астеносферу, ее дезинтегрирует, высвобождая первичные флюиды из глубин. Морфология тектонических зон, проводящих УВ флюиды от нафтидоплюмов в зоны скоплений, резко отличается от плоскостных тектонических нарушений обычного типа: это локализованные (цилиндрические, рукавообразные) зоны трещинной проницаемости. Нефтегазоносность Земли представляется как фундаментальное следствие развития ее геосфер: биосферы, седиментосферы, тепловых полей и полей тектонических напряжений, глубинных флюидопотоков, закономерно приводящих к формированию углеводородной среды. На пути создания новой теории нафтидогенеза необходимо сконцентрировать усилия на изучении критериев диагностики генераторов УВ и транспортных артерий миграции флюидов, на исследовании морфологии флюидотектонических движений, на изучении (зональности и стереометрии) метасоматоза осадочных пород как показателя глубинности УВ флюидов.

Литература

1. Трофимук А.А., Черский Н.В., Вышемирский В.С. и др. Природный фактор, вызывающий преобразование ископаемого органического вещества//Геология и геофизика. № 6. 1982. С. 72–76.
2. Черский Н.В., Царев В.П. О возможности преобразования ископаемого органического вещества при воздействии сейсмических процессов. ДАН СССР. Т.232. № 4. 1977. С. 32–38.
3. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтяных месторождений//Геология нефти и газа. № 9. 1997. С. 30–37.
4. Шахновский И.М. Происхождение нефтяных углеводородов. М.: Геос, 2001. 72 с.
5. Дюнин В.И., Корзун А.В. Движение флюидов: происхождение нефти и формирование месторождений углеводородов. М.: Научный мир, 2003. 8 с.
6. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. – 248 с.
7. Соколов Б.А., Абля Д.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М.: Геос, 1999. 76 с.
8. Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти. М.: Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. № 5. 1975. С. 3–23.
9. Молчанов В.И., Параев В.В. Формирование крупных тектонических элементов с позиций центробежно-инерционных сил//Мат-лы XXXVII Тектонич. совещ., т.2. Новосибирск: Гео, 2004. С. 38–41.
10. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Бурмистенко Ю.Н. Восстановленные флюиды в разрезах нефтегазоносных бассейнов//Советская геология. № 3. 1988. С. 33–42.
11. Валяев Б.М. Проблема генезиса нефтегазовых месторождений: теоретические основы и практическая значимость / Генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: Геос, 2006. С. 14–22.

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

А.Р. Каримова¹, А.А. Миних¹, М.Р. Хисаметдинов²

¹ООО «НТЦ Татнефть», г. Бугульма, bio@tatnpi.ru

²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г.Бугульма

Известные микробиологические методы воздействия на нефтяные пласты основаны на использовании углеводородокисляющих и бродильных бактерий (рис.1), которые имеют собственные особенности оптимального применения в зависимости от условий пластовой системы. Активация микробиологических процессов в пласте может осуществляться за счет ввода биопрепаратов микроорганизмов (интродукции), либо, в случае выявления соответствующих групп микроорганизмов в призабойной зоне пласта нагнетательных скважин, активацией путем закачки субстратов питания (нефть, меласса, отходы пищевой или химической промышленности и т.п.) [1].



Рис. 1. Основные группы ММУН.

В ООО «НТЦ Татнефть» выполнен проект по разработке микробиологического воздействия увеличения нефтеизвлечения для применения на длительно разрабатываемых, высоковыработанных месторождениях с высоковязкой нефтью.

Основные результаты проекта:

1. Выделены культуры микроорганизмов из пластовых жидкостей потенциальных объектов, выявлена высокая нефтевытесняющая активность микробных метаболитов.
2. Изучена смачивающая способность различных составов микробиологических композиций по отношению к гидрофобным карбонатным породам, выявлены наиболее эффективные микробиологические растворы.
3. Определены наиболее эффективные способы подавления сульфатредукции.
4. Проведены исследования по физическому моделированию процессов микробиологического воздействия на пласт.
5. Разработана микробиологическая технология увеличения нефтеизвлечения для условий залежей с высоковязкой нефтью (технология МВК).

Результаты фильтрационных экспериментов, обосновывающих эффективность разработанной технологии, приведены на рис. 2.

Механизм действия технологии МВК основан на внутрипластовой стимуляции деятельности микроорганизмов за счет закачки в пласт водных растворов углеводных субстратов и минеральных солей [2]. Развитие бродильной микрофлоры в порах и трещинах породы способствует биосинтезу соединений, обладающих нефтевытесняющим действием (газы, кислоты, биоПАВ, спирты, биомасса). Способность микробных метаболитов влиять на параметры пластовой системы (таблица 1) свидетельствует о том, что разработанная технология МВК имеет комплексный характер воздействия на нефтяной пласт, обеспечивающий максимально эффективный процесс вытеснения нефти [3].

Таблица 1

Нефтевытесняющий потенциал микробных продуктов

Синтезируемые соединения	Эффект воздействия
Кислоты	Увеличение пористости и проницаемости пород
БиоПАВ	Снижение МФН на границе раздела сред, улучшение подвижности нефти
Растворители	Снижение вязкости нефти, улучшение проницаемости
Газы	Снижение вязкости нефти
Рост биомассы в пористой среде и синтез биополимеров	Блокирование более проницаемых интервалов, увеличение охвата пласта вытеснением

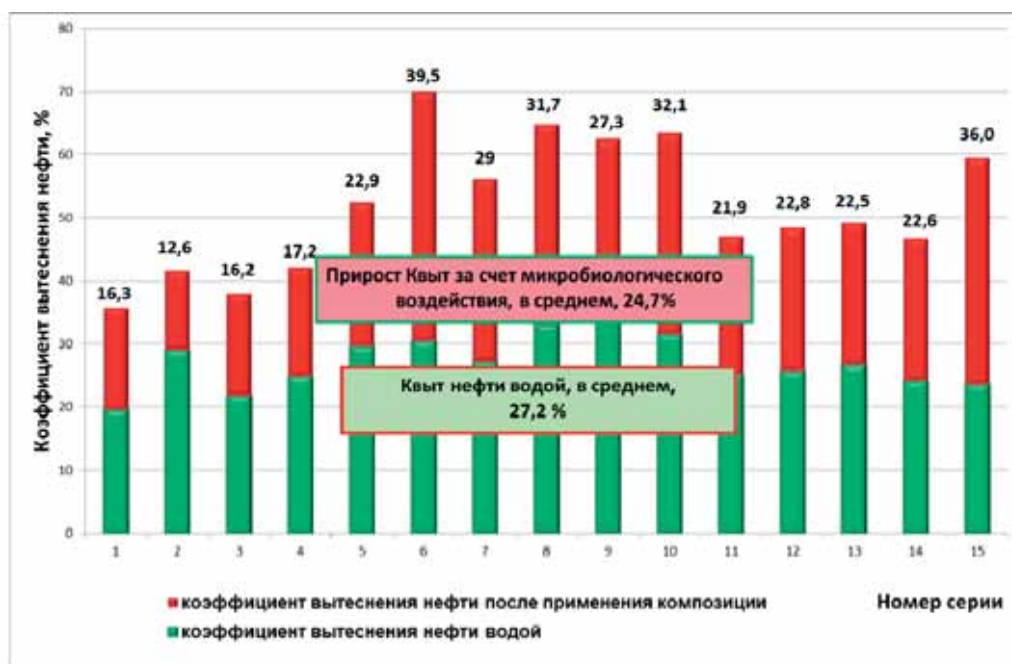


Рис. 2. Результаты фильтрационных экспериментов по определению прироста коэффициента вытеснения нефти за счет микробиологического воздействия после первичного вытеснения водой.

Технология MBK применяется на объектах ПАО «Татнефть» для повышения эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов в карбонатных и терригенных коллекторах. Всего на 01.06.2020 выполнены девять мероприятий по воздействию на пласт по данной технологии. Технологические показатели обработок приведены в табл. 2.

В зависимости от условий объекта воздействия в технологическом процессе MBK применяются химические продукты, способствующие изменению фильтрационно-емкостных свойств пласта и влияющие на смачиваемость пород.

Так, в качестве источника и питательного субстрата для бродильных микроорганизмов используется сапропель, который являясь дисперсным компонентом, при закачке в пласт способствует снижению проницаемости высокопроницаемых интервалов пласта. Подтверждением данного эффекта является существенный рост давления закачки и снижение удельной проницаемости (табл.2), зафиксированные при проведении обработок по технологии MBK.

Удельная проницаемость обработанных скважин снижалась от 7% до 68%, что свидетельствует о частичном блокировании высокопроницаемых зон пласта дисперсными компонентами закачиваемой композиции с последующим перераспределением фильтрационных потоков в менее проницаемые зоны пласта.

Таблица 2

Изменение показателей обработки скважин по технологии MBK

Номер нагнетательной скважины	Проницаемость, м³/сут/давление, МПа		Удельная проницаемость, м³/(сут·МПа)		
	До закачки	После закачки	До закачки	После закачки	Изменение, %
6399	240/2,5	240/8,0	96,0	30,0	-68,8
3112	160/3,5	192/10,3	45,7	18,7	-59,1
6340	243/5,0	240/5,3	48,6	45,3	-6,8
8376	288/6,9	288/7,6	41,7	37,9	-9,1
976	240/9	240/10	26,7	24,0	-10,1
7807	192/5,0	144/9,0	32,0	16,0	-50,0
7205	240/5,0	240/7,0	48,0	34,2	-28,8
1401	240/3,8	240/2,5	63,2	30,0	-52,5
1616	192/4,2	192/8,5	45,7	22,6	-50,5

Основные результаты применения технологии приведены в табл. 3. Объем закачанной микробиологической композиции в среднем составляет 300 м³. Средние затраты с начала промысловых испытаний технологии составили 630 тыс. руб. на одну обработку. На данный момент за счет разработанного микробиологического метода добыто более 17,5 тыс. тонн дополнительной нефти при продолжающемся технологическом эффекте.

Результаты применения технологии МВК на объектах ПАО «Татнефть» (на 01.06.2020)

НГДУ	Месторождение, горизонт (тип коллектора)	Затраты, тыс.руб.	Продолжительность технологического эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, т
НГДУ «ЕН»	Ново-Елховское, С _{бр} (терригенный)	762	21	511,9
	Ново-Елховское, С _{бр} (терригенный)	625	18	1047,0
	Ново-Елховское, С _{бр} (терригенный)	466	9	2768,2
	Ново-Елховское, С _{тур} (карбонатный)	509	10	2388,2
	Ново-Елховское, С _{бр} (терригенный)	580	5	84,6
НГДУ «ЯН»	Архангельское, С _{баш} (карбонатный)	638	31	6558,5
	Ямашинское, С _{киз} (карбонатный)	547	31	414,9
	Березовское, С _{тул} (терригенный)	546	20	2019,5
НГДУ «ПН»	Бастрыкское, С _{бр} (терригенный)	961	9	1732,2
Всего:				17525,0

Литература

1. Беккер Р.Х. Перспективы применения микробиологических методов повышения нефтеотдачи в условиях продуктивных коллекторов Урало-Поволжья [Текст] / Р.Х. Беккер, Ю.А. Гуторов, А.М. Гареев // Нефтегазовое дело. 2012. № 3. С.34–39.

2. Хисаметдинов М.Р., Федоров А.В., Каримова А.Р. Результаты опытно-промысловых испытаний технологии увеличения нефтеотдачи на основе микробиологического воздействия броидильными микроорганизмами // Сб. тр. ТатНИПИнефть/ ПАО «Татнефть». М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2019. 340 с.

3. Хисаметдинов М.Р., Назина Т.Н., Миних А.А. Исследование по разработке микробиологического метода для условий карбонатных залежей ПАО «Татнефть» // Материалы междунар. науч.-практ. конф. Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. 400 с.

КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ КАРБОКСИЛАТОВ МЕТАЛЛОВ (Fe, Co, Cu) В РЕАКЦИЯХ ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В МОДЕЛЬНОЙ ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ СРЕДЕ

Г.П. Каюкова¹, А.Н. Михайлова¹, И.П. Косачев¹, З.Р. Насырова², В.П. Морозов², А.В. Вахин²

¹Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова ФИЦ Казанского научного центра РАН, Казань, Россия, E-mail: kayukova@iopc.ru

²Казанский (Приволжский) федеральный университет

Промышленная разработка месторождений высоковязких нефтей и природных битумов связана с исследованиями многих проблем, касающихся их извлечения, транспорта и переработки [1]. Одним из перспективных направлений исследований в этой области является изучение и поиск возможностей преобразования нефтей и природных битумов в промысловых условиях, включая пластовые, с целью снижения их вязкости [2, 3]. В литературе эксперименты, моделирующие термические и каталитические превращения нефти и органического вещества (ОВ) пород в среде водяного пара, рассматриваются в качестве одного из методов изучения процессов генерации углеводородов и их последующего преобразования в осадочной толще [2–8]. Привлекают внимание исследования по изучению механизма влияния породообразующих минералов, нанодисперсных катализаторов, газов, растворителей и протонодоноров на изменения состава и реологических характеристик тяжелой нефти в условиях паротеплового воздействия на пласт, и эти направления работ представляются важными и актуальными в области создания новых технологий комплексного освоения тяжелого углеводородного сырья.

В работах [2, 4–8] нами выявлен ряд аспектов механизма влияния породообразующих минералов, нанодисперсных катализаторов, протонодонора на изменения компонентного, углеводородного и фракционного состава тяжелой ашальчинской нефти в процессе ее акватермолиза при температуре 300°C с использованием в качестве катализатора композиции карбоксилатов металлов, содержащих Ni и Co. В работе [5] изучено влияние температур 250, 300 и 350°C на преобразования ашальчинской нефти, а в работе [7] показано значительное снижение вязкости

нефти в углекислотной среде с использованием композиции катализаторов, содержащих Fe, Co и Cu, и модифицирующих добавок (пропанол и тетралин), в присутствии которых в составе нефти увеличивалось содержание насыщенных и ароматических углеводородов (УВ) при снижении содержания смол.

Цель работы – подбор условий реакционной среды в продуктивном пласте, позволяющих интенсифицировать процесс внутрипластовой конверсии высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти при добыче паротепловым методом.

Гидротермальные и гидротермально-каталитические модельные опыты проведены с нефтью Ашальчинского месторождения и образцом нефтесодержащей породы, отобранной из интервала глубин 117,5–118,5 м продуктивного пласта данного месторождения, при 300°C во вращающемся автоклаве емкостью 1 л, в течение 5 ч в углекислотной среде, в присутствии 30% водной фазы [2, 7, 8]. Начальное давление в системе 1,5 МПа, в процессе опытов максимальное давление парогазовой смеси поднималось до 10 МПа. В качестве катализатора использовали композицию металлов: содержащую Fe, Co и Cu, которая показала [7] положительные результаты в плане снижения вязкости тяжелой нефти и облагораживания ее состава. Катализатор вводили в нефтяную систему в виде прекурсоров нефтерастворимых карбоксилатов, полученных обменной реакцией натриевых солей талового масла и неорганических солей соответствующих металлов [2]. Дополнительно проведены эксперименты с нефтью по ее преобразованию в модельной гидротермально-каталитической системе, в которой использовали в качестве порообразующего минерала минеральную глину (каолин) в количестве 4:1 к массе взятой в опыт навески нефти.

Групповой состав тяжелой Ашальчинской нефти и экстрактов из породы до и после гидротермальных и каталитических опытов при 300°C приведен в табл. 1. Из приведенных данных следует, что изменения в групповом составе нефти после гидротермального опыта без катализатора не столь существенны, по сравнению с ее исходным составом. Незначительное увеличение содержания насыщенных УВ связано с деструкцией смол, содержание которых немного снижается. Можно полагать, что интенсифицируется процесс протекания реакций гидрогенолиза связей углерод-гетероатом, гидрирования ароматических колец и частично деструкции связей С–С в молекулах смол [2, 5].

Таблица 1

Групповой состав ашальчинской нефти и экстрактов из породы до и после гидротермальных и гидротермально-каталитических опытов при температуре 300°C

Номер объекта	Выход экстракта, мас. %	*Групповой состав, мас. %			
		Насыщенные УВ	Ароматические УВ	Смолы	Асфальтены.
Нефть, добытая скважинным способом					
1	-	26,83	39,02	28,78	5,37
Нефть после гидротермального опыта T 300°C, P 8 МПа					
2	-	33,15	38,36	22,56	5,93
Нефть после каталитического опыта, T 300°C, P 10 МПа (катализатор Fe+Co+Cu)					
3	-	39,56	38,00	16,13	6,31
Нефть после каталитического опыта на каолине, T 300°C, P 10 МПа (катализатор Fe+Co+Cu)					
4	28,45	45,53	38,91	11,87	3,69
Нефть из нефтесодержащей породы					
1		35,33	36,20	21,72	6,75
Порода после гидротермального опыта T 300°C, P 9,5 МПа					
2	5,63	32,98	39,04	21,91	6,07
Порода после каталитического опыта, T 300°C, 8,5МПа (катализатор Fe+Co+Cu)					
3	3,15	56,05	20,88	18,68	4,39

В каталитическом опыте с нефтью эти изменения более существенные: почти в два раза снижается содержание смол (с 28,78 до 16,13%), возрастает содержание насыщенных УВ (с 26,83 до 39,56%), однако увеличивается содержание асфальтенов (до 6,31%). Это указывает на то, что протекающие процессы в реакционной системе не обеспечивают полное насыщение и не предотвращают рекомбинацию радикалов, образующихся в результате деструктивных процессов, то есть в системе происходит параллельно и процесс поликонденсации радикальных фрагментов с образованием асфальтенов и кокса.

Результатом каталитического опыта по преобразованию нефти на минеральной глине является значительное увеличение в ее составе содержания насыщенных углеводородов до 45,53% при значительном снижении содержания более чем в два раза смол и асфальтенов: с 28,78 до 11,87% и с 5,37 до 3,69% соответственно. Интенсификация процессов деструкции нефти в гидротермально-каталитическом опыте в присутствии минеральной глины связана с ее каталитическими и адсорбционными свойствами. По данным рентгеноструктурного анализа основными компонентами глины являются монтмориллонит 44% и кварц 29%, 24% приходится на мусковит и 3% на каолинит. Каталитические свойства глинистых минералов, особенно монтмориллонита, хорошо известны, и поэтому он широко используется в модельных экспериментах по преобразованию нефтяных УВ. В данном опыте присутствие глины в реакционной системе, по-видимому, способствует не только деструкции высокомолекуляр-

ных компонентов тяжелой нефти, но и переносу протонов от доноров водорода к свободным радикалам. Можно также полагать, что если и образуются продукты уплотнения, то они могут сорбироваться породой.

Экстракт из образца нефтесодержащей породы продуктивного пласта Ашальчинского месторождения по групповому составу мало отличается от исходной нефти, добытой паротепловым методом (табл. 1). После гидротермальной обработки породы при температуре 300°C, больших различий с экстрактом из исходной породы также не выявлено. Небольшое возрастание содержания ароматических УВ при некотором снижении содержания асфальтенов и насыщенных УВ указывает на слабое протекание деструктивных процессов, по-видимому, по малоустойчивым к термическим воздействиям связям. Существенные изменения в составе нефти происходят после гидротермальной обработки породы, в которую дополнительно был введен катализатор (табл. 1). Аналогично опыту с минеральной глиной, в групповом составе нефти увеличивается почти в два раза содержание насыщенных УВ (с 35,33 до 56,05%) при снижении содержания ароматических УВ, смол и асфальтенов. Сравнение этих результатов дает основание полагать, что катализатор в породе проявляет более эффективно свои каталитические свойства. По данным рентгеноструктурного анализа нефтесодержащая порода из интервала глубин 117,5–118,5 м из пермских отложений Ашальчинского месторождения представлена следующим минеральным составом: альбит 35%, кварц 27%, анальцит 9%, кальцит 9%, микроклин 8%, мика 5,5%, клинохлор 4%, каолин – 1А 2% и 0,5% пирит (рис. 1).

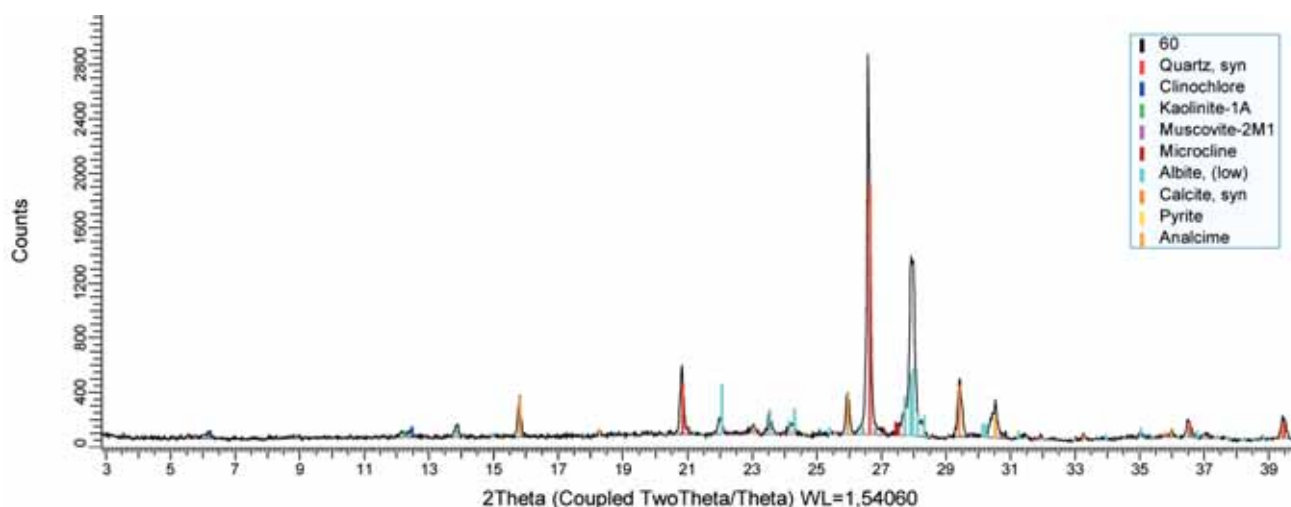


Рис. 1. Дифрактограмма нефтесодержащей породы из интервала глубин 117,5–118,5 м пермских отложений Ашальчинского месторождения.

В отличие от состава глины, минеральный состав породы из продуктивного пласта Ашальчинского месторождения более неоднороден. Неоднородность продуктивных пластов Ашальчинского месторождения как по минеральному составу, так и по содержанию в них ОВ и его термической устойчивости к процессам окисления, показана в работе [9]. Результаты опытов по преобразованию нефти на глине и состав нефти из нефтесодержащей породы свидетельствуют о влиянии на процесс ее конверсии и минерального состава пород, которые обладают не только каталитическими свойствами, но и создают большую поверхность контакта высокомолекулярных компонентов нефти с катализатором, повышая их каталитическую способность. В работе [2] нами отмечен факт сорбции компонентов катализатора на породе.

По данным термического анализа [8] содержание ОВ в нефтесодержащей породе составляет 9,12% (табл. 2). После экстракции породы органическими растворителями содержание ОВ в ней снижается до 2%, то есть в породе 7,0% свободных извлекаемых углеводородов. После гидротермального опыта и экстракции содержания ОВ в породе снижается до 1,43%. Гидротермальная и гидротермально-каталитическая обработка породы приводит к интенсивной деструкции высокомолекулярных компонентов нефти, о чем свидетельствует заметное снижение потери массы породы в температурном интервале 400–600°C (табл. 2). Однако обращает на себя внимание более высокое содержание ОВ в породе после гидротермально-каталитического опыта, что возможно связано с вкладом в содержание ОВ нефтерастворимой части катализатора, который вводится в реакционную систему в виде карбоксилатов металлов, полученных с использованием талового масла.

Процессы деструкции высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти с образованием более легких УВ находят свое отражение в характере хроматограмм продуктов опытов (рис. 2). По химической классификации Ал.А. Петрова экстракт из породы, также как и нефть, добываемая с применением парогравитационного метода аналога SAGD, относится к типу Б², в котором н-алканы практически отсутствуют, преобладают алканы изопреноидного строения (рис. 2 а).

Термический анализ нефтесодержащей породы до и после опыта

Номер объекта	Потери массы породы (% мас.) в интервалах температур от 20 до 1000°C						
	40–200	200–400	400–600	600–800	800–1000	$\sum \text{ОВ}$ Δm (200–600°C)	F**
Исходная нефтесодержащая порода							
1	2,13	5,09	4,03	2,34	0,36	9,12	1,26
1*	0,52	0,74	1,38	2,97	0,06	2,12	0,54
Гидротермальный опыт: T 300°C, P 9.5 МПа							
2	0,31	3,63	3,19	2,66	0,84	6,82	1,14
2*	0,38	0,50	0,93	2,94	0,31	1,43	0,54
Гидротермально-каталитический опыт: T 300°C, P 8.5 МПа, катализатор (Fe+Co+Cu)							
3	0,82	5,10	3,16	3,14	0,78	8,26	1,61
3*	0,56	0,48	1,45	3,00	0,80	1,93	0,33

*Порода после экстракции; **F= $\Delta m_1(200–400^\circ\text{C})/\Delta m_2(400–600^\circ\text{C})$

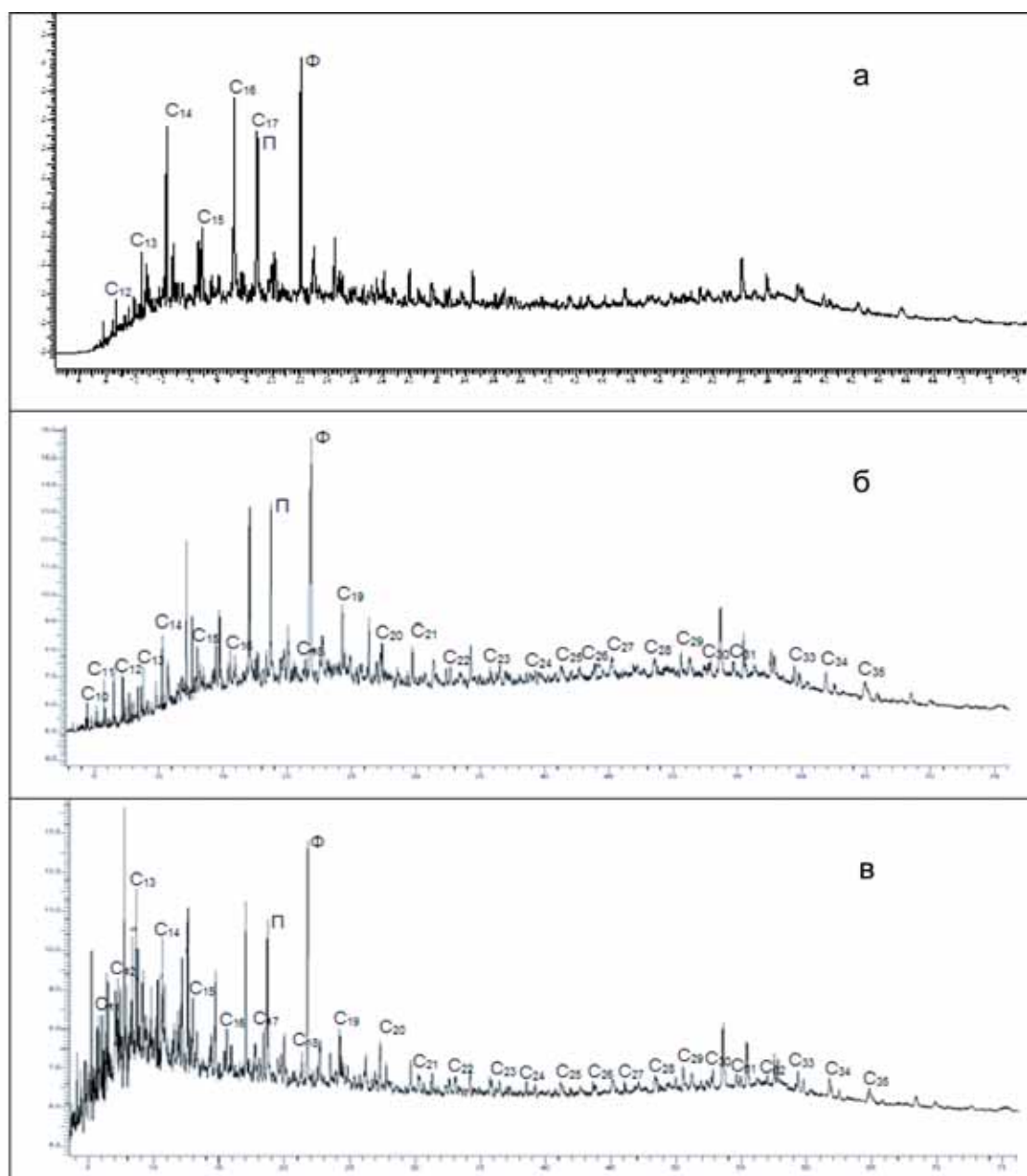


Рис. 2. Хроматограммы насыщенных углеводородов из породы пермских отложений Ашальчинского месторождения: а) исходная порода; б) порода после гидротермального опыта; в) порода после гидротермально-каталитического опыта.

Судя по хроматограммам, в продуктах опытов с нефтесодержащей породой заметно образование н-алканов состава C_{13} - C_{35} , небольшие пики, которых более четко выявляются среди алканов изопреноидного строения (рис. 2б, в). Присутствие в продуктах опытов н-алканов состава C_{10} - C_{20} указывает на протекание деструктивных процессов. Почти в два раза в продуктах каталитического опыта, по сравнению с опытом без катализатора, снижается значение показателя $\Pi+\Phi/n-C_{17}+n-C_{18}$ с 9.73 до 4.87, вследствие возрастания содержания н-алканов по сравнению с изопреноидными алканами – пристаном (C_{19}) и фитаном (C_{20}). Но исходный тип нефти Б² не меняется, в ней сохраняется относительно высокая концентрация изопреноидных алканов, отношение генетического показателя Π/Φ практически также не изменяется (0,63–0,69).

Таким образом, в модельных гидротермальных экспериментах при температуре 300°C в углекислотной среде в присутствии водной фазы исследована каталитическая активность нефтерастворимых карбоксилатов металлов, содержащих Fe, Co и Cu в процессах конверсии высокомолекулярных компонентов тяжелой ашальчинской нефти, добытой паротепловым методом, и находящейся непосредственно во вмещающей породе, отобранной из продуктивного пласта данного месторождения. Оценен выход и качество преобразованной нефти. Показано влияние на изменения структуры нефти не только катализаторов, но и минерального состава нефтемещающей среды, обладающей каталитическими и адсорбционными свойствами к компонентам нефти и катализатора. Более высокая каталитическая активность катализатора в присутствии глинистых минералов и в породообразующей среде находит свое отражение в значительном увеличении содержания насыщенных и ароматических УВ в нефти при снижении содержания смол и асфальтенов.

Литература

1. Маганов Н., Ибрагимов Н., Хисамов Р. и др. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти // Oil&Gas. Июнь, июль 2015. Р. 60–63.
2. Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Романов Г.В., Туманян Б.П. и др. Превращения высоковязкой нефти при каталитическом и некаталитическом акватермолизе // ХТТМ. 2014. № 4. С. 30–37.
3. Туманян Б.П., Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Нургалеев Д.К. и др. Акватермолиз нефтей и природных битумов: химизм процесса, катализаторы, перспективы промышленной реализации // Успехи химии. 2015. 84 (11). С. 1145–1175.
4. Kayukova G. P., Gubaidullin A. T., Petrov S. M., Romanov G. V. and al. Changes of Asphaltenes' Structural Phase Characteristics in the Process of Conversion of Heavy Oil in the Hydrothermal Catalytic System // Energy & Fuels. 2016. Vol. 30. N 2. P. 773–783.
5. Каюкова Г.П., Фосс Л.Е., Феоктистов Д.А., Вахин А.В. и др. Превращения углеводородов тяжелой нефти Ашальчинского месторождения в условиях каталитического акватермолиза // Нефтехимия. Т. 57. 2017. № 4. С. 394–402.
6. Lakhova A., Petrov S., Ibragimova D., Kayukova G. et al. Aquathermolysis of Heavy Oil using Nano Oxides of Metals // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 153, May. P. 385–390.
7. Каюкова Г.П., Феоктистов Д.А., Михайлова А.Н., Косачев И.П. и др. Влияние природы металлов и модифицирующих добавок на изменения структуры тяжелой нефти в гидротермально-каталитической системе // Нефтехимия. 2018. Т. 58. № 2. С. 140–147.
8. Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Kosachev I. P., Feoktistov D.A., Vakhin A.V. Transformation of heavy oil of different chemical types under catalytic aquathermolysis with an amphiphilic Fe-Co-Cu catalyst and kaolin // Energy & Fuel. 2018. 32 (6). P. 6488–6497.
9. Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Emelyanov D.A. et al. The Oil-Bearing Strata of Permian Deposits of the Ashal'cha Oil Field Depending on the Content, Composition, and Thermal Effects of Organic Matter Oxidation in the Rocks // Geofluids. Volume 2020, Article ID 6304547, 19 pages. <https://doi.org/10.1155/2020/6304547>.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ БЕРИНГОВА МОРЯ

В.Ю. Керимов¹, Е.А. Лавренова², Р.Н. Мустаев¹, С.А. Гурянов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, r.mustaev@mail.ru, ²ООО «АСАП Сервис», г. Геленджик

Введение

В настоящее время в шельфовой зоне российской части Берингова моря выделяются Ильпинский (Карагинский), Олюторский, Хатырский, Анадырский и Наваринский осадочные бассейны. В глубоководной зоне расположены два бассейна – Командорский на западе и Алеутский – на востоке, разделенные поднятием хребта Ширшова. В осадочных бассейнах Берингова моря выделяются два структурно-тектонических этажа: фундамент и осадочный чехол. Первый образован дислоцированными доолигоценными толщами, второй – эоцен (или миоцен) – четвертичным разрезом. В работе выполнено моделирование углеводородных систем и спрогнозированы скопления УВ в акватории Берингова моря.

Результаты моделирования

Для формирования трехмерных, пространственно-временных, структурно-тектонических моделей Берингова моря (рис. 1) были оцифрованы и переведены в grids (с шагом 500 м), структурные карты, в которых невязки (пересечения) устранялись с учетом доступной геолого-геофизической информации (сейсмогеологических разрезов). Построение современной поверхности осадочного бассейна было выполнено путем увязки батиметрической и топографических карт [1].

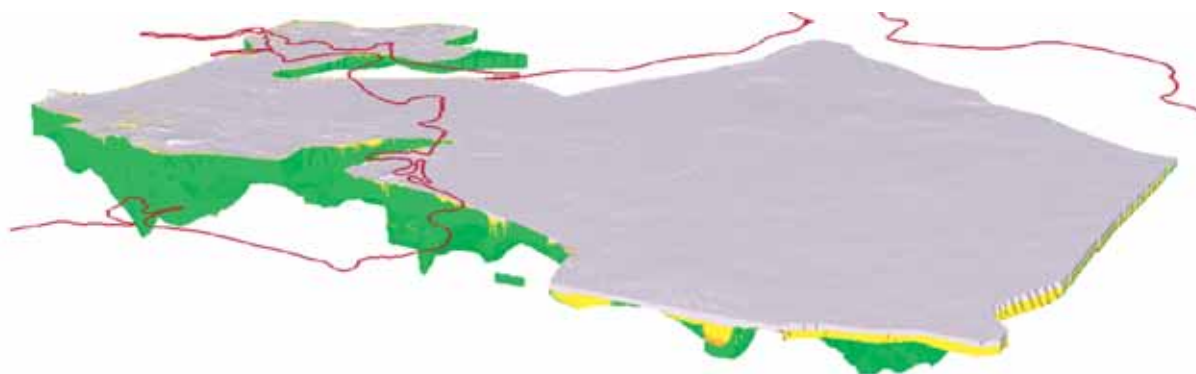


Рис.1. Трехмерная пространственно-временная, структурно-тектоническая модель Берингова моря.

Для анализа условий формирования углеводородных систем были рассчитаны трехмерные модели соответствующих оценочных параметров (Рис. 2).

В соответствии с результатами проведенного обобщения, основываясь на имеющихся данных о количестве и качестве органического вещества пород, в качестве потенциальных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) при подготовке входных данных для моделирования рассматривались отложения основания осадочного чехла – верхнего мела (рарыткинская свита), среднего-верхнего палеогена (майницкая толща) и отложения нижнего миоцена (гагаринская свита) [2, 3].

Анализ схем зрелости потенциальных НГМТ показывает, что в пределах наиболее прогнутых частей прогибов Анадырского, Лагунного и Креста, все они достигли достаточной зрелости для генерации углеводородов [4, 5]. Характеристики моделируемых НГМТ представлены в таблице 1.

Таблица 1

Характеристики НГМТ

Возраст НГМТ	Мощность, м	$C_{орг.}, \%$	Водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг.}$	Кинетическая реакция
Верхний мел	20	1	300	Burnham (1989)_ТНП
Палеоген	20	3 (море)	300	Burnham (1989)_ТНП
Неоген	20	5	300	Burnham (1989)_ТНП

В кайнозойских отложениях можно выделить 12 толщ, содержащих пласты песчаников, песков и гравелитов, обладающих достаточно хорошими коллекторскими свойствами, четыре из них залегают в палеогеновом комплексе и восемь – в неогеновом [6,7]. В целом коллекторские свойства неогеновых отложений лучше, чем палеогеновых, при этом они ухудшаются с увеличением глубины их залегания. С учетом выполненных обобщений, палеореконструкций и структурных построений для учета при моделировании было выбрано два наиболее вероятных коллектора: пласты терригенных крупнозернистых отложений собольковского и автаткульского горизон-

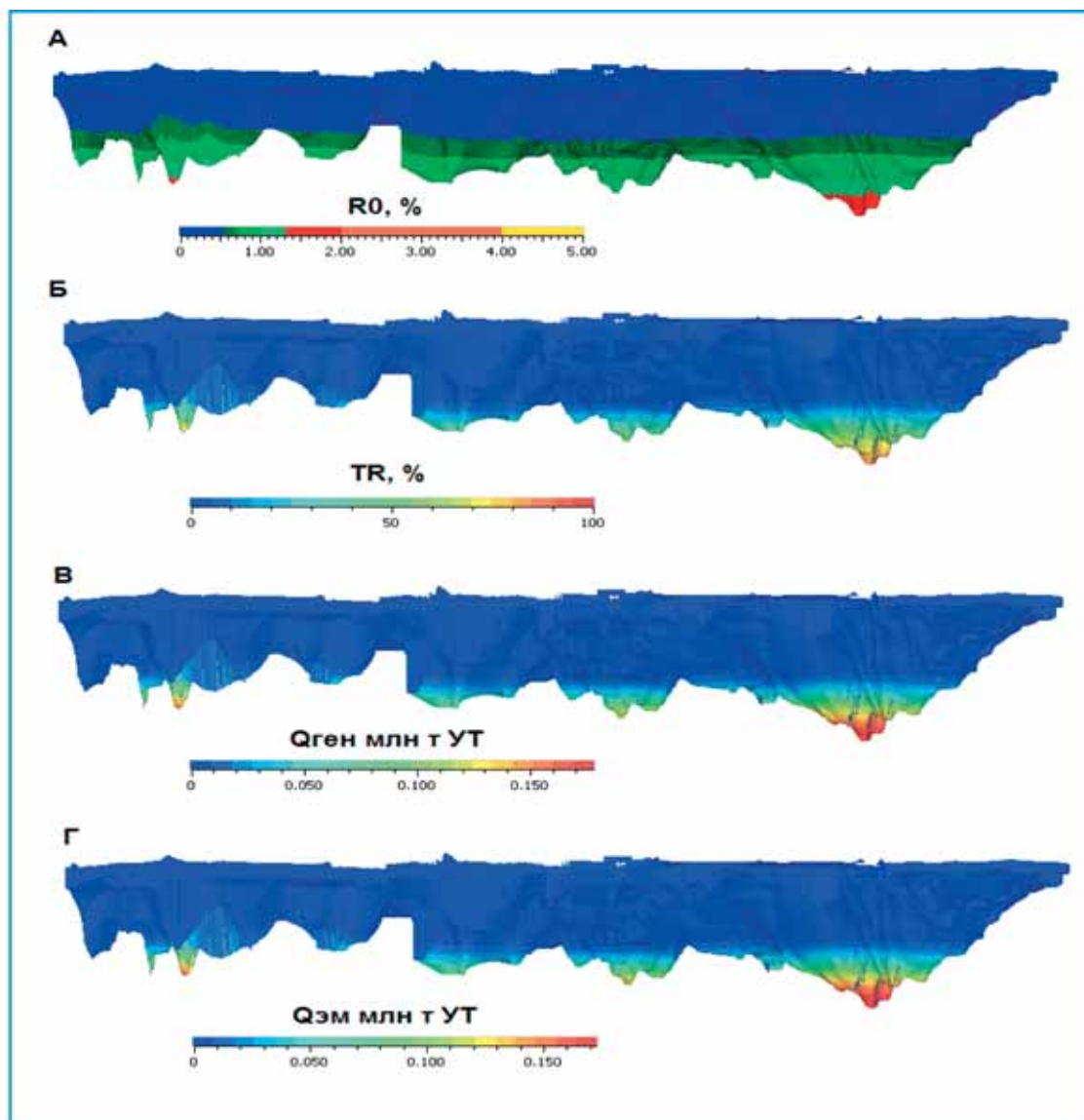


Рис. 2. 3D модели оценочных параметров Берингова моря: А – отражательной способности витринита, Б – степени преобразованности ОВ, В – удельных плотностей генерации УВ, Г – удельных плотностей эмиграции УВ.

тов, которые, находятся вблизи сейсмического отражающего горизонта 2. В соответствии с выполненным обоснованием элементов ГАУС, прогнозируемых в пределах изучаемой территории, сформированная бассейновая модель была детализирована, посредством выделения в ней элементов ГАУС: НГМТ и резервуаров.

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы в мел-палеогеновом комплексе

В нижней части осадочного чехла в качестве возможных НГМТ рассматривались верхнемеловые и майницкие отложения, в качестве резервуаров – отложения собольковской и автаткульской свит.

Покрышками для резервуаров служат глинистые пачки, присутствующие в разрезе отложений нижнего миоцена. Дополнительным барьером на путях вертикальной миграции также могут являться плохо проницаемые (опал-кристобалитовые) диатомовые отложения среднего-верхнего миоцена в местах их распространения [8, 9].

Великореченская верхнемеловая ГАУС, расположенная преимущественно в пределах Великореченской котловины, захватывая северо-западный борт Проточного прогиба, в пределах западной части Анадырского прогиба выделяется. Генерация и эмиграция углеводородов в системе началась около 20 млн лет назад. Критический момент в ГАУС был достигнут около 5 млн лет назад. Степень истощенности керогена находится на уровне 50–60%.

В палеогеновом комплексе выделяются 10 генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (Рис. 3). В большинстве ГАУС зрелость ОВ НГМТ не превышает уровня «нефтяного окна». В наиболее погруженных частях очагов генерации систем Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины и Николаевской майницко-собольковской НГМТ находятся в области преимущественной генерации газообразных УВ [10, 11]. В углеводородных системах Николаевской майницко-собольковской (II), Майницко-собольковской Лагунного прогиба (III) и Соломатинской майницко-собольковской (IV) степень реализации генерационного потенциала керогена приближается к 60%, а в центральной части ГАУС Майницко-собольковской Восточно-Анадырской впадины потенциал почти полностью реализован.

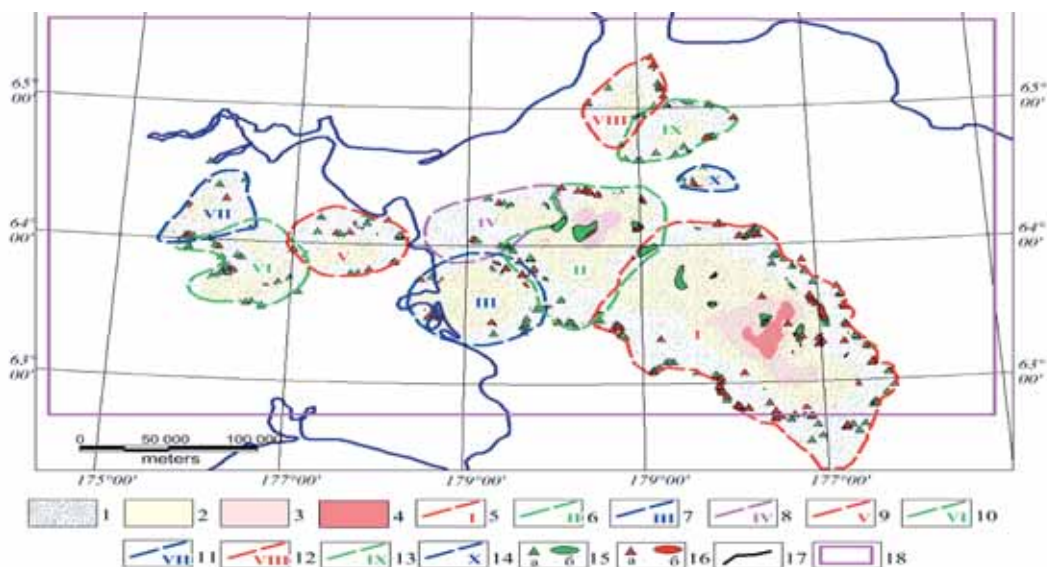


Рис. 3. Карта ГАУС и прогнозируемые скопления УВ в палеогеновом комплексе.

Условные обозначения: 1 – область распространения ГАУС; 2 – область преимущественной генерации нефти; 3 – область преимущественной генерации газа; 4 – область развития перзрелой породы; 5–14 границы и номера ГАУС; 15 – прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а – мелкие, б – крупные скопления); 16 – прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а – мелкие, б – крупные скопления); 17 – береговая линия; 18 – район исследований; ГАУС: I – Майницко-собольковская Восточно-Анадырская, II – Николаевская майницко-собольковская, III – Майницко-собольковская Лагунного прогиба, IV – Соломатинская майницко-собольковская, V – Оленинская майницко-собольковская, VI – Майницко-собольковская Майницкого прогиба, VII – Великореченская майницко-собольковская, VIII – Уэлькальская майницко-собольковская, IX – Куримская майницко-собольковская, X – Эмеленская майницко-собольковская.

Генерационно-аккумуляционные углеводородные системы в неогеновом комплексе

В неогеновой части разреза так же выделяется 10 ГАУС (рис 4)

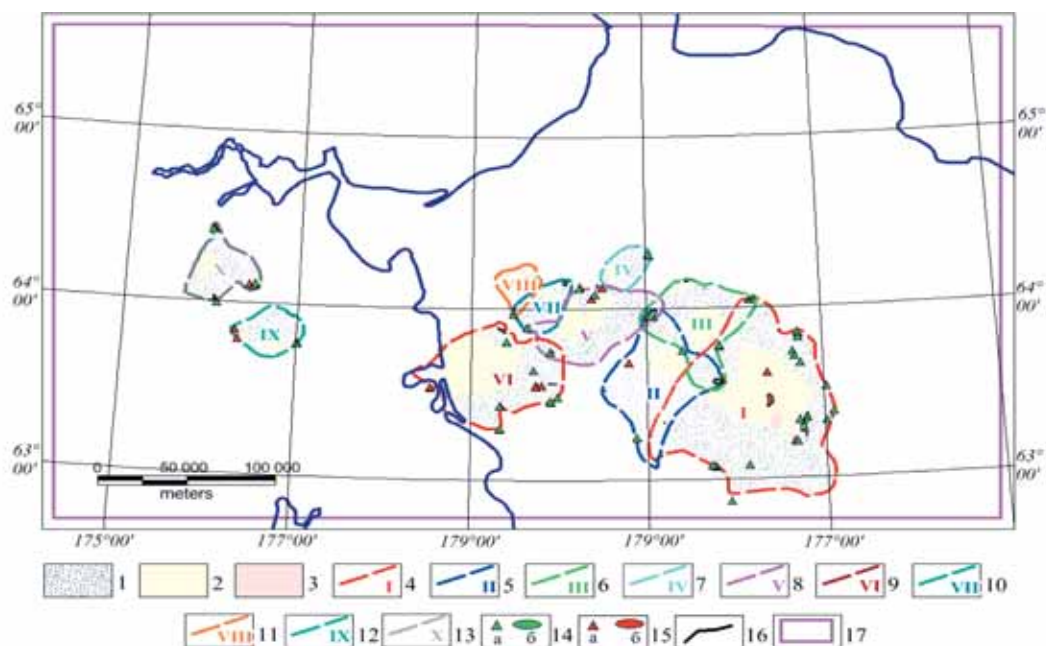


Рис.4. Карта ГАУС и прогнозируемые скопления УВ в отложениях неогена.

Условные обозначения: 1 – область распространения ГАУС; 2 – область преимущественной генерации нефти; 3 – область преимущественной генерации газа; 4–13 границы и номера ГАУС; 14 – прогнозируемые скопления жидких УВ в пластовых условиях (а – мелкие, б – крупные скопления); 15 – прогнозируемые скопления газообразных УВ в пластовых условиях (а – мелкие, б – крупные скопления); 16 – береговая линия; 17 – район исследований; ГАУС: I – Корякская гагаринско-автаткульская, II – Южно-чукотская гагаринско-автаткульская, III – Северо-чукотская гагаринско-автаткульская, IV – Северониколаевская гагаринско-автаткульская, V – Южно-николаевская гагаринско-автаткульская, VI – Гагаринско-автаткульская Лагунного прогиба, VII – Западно-николаевская гагаринско-автаткульская, VIII – Соломатинская гагаринско-автаткульская, IX – Гагаринско-автаткульская Проточного прогиба, X – Великореченская гагаринско-автаткульская.

В качестве потенциальной нефтегазоматеринской толщи рассматривалась гагаринская свита собольковского горизонта нижнего миоцена, в качестве резервуаров – отложения собольковской и автаткульской свит. Для резервуара собольковской свиты покрывшей служит сама НГМТ собольковского возраста, а для автаткульской – глинистая пачка в ее кровле. В качестве регионального флюидоупора для акваториальной части Анадырского прогиба могут выступать диатомовая толща среднего-верхнего миоцена [12,13]. Все системы неогеновой части осадочного разреза, характеризуются синхронными НГМТ, а также одинаковым периодом формирования ловушек, который определяется особенностями развития Анадырского прогиба и фазами тектонической активизации в регионе.

Литература

1. Атлас геолого-геофизических карт. Берингово море. Под ред. Грамберга И.С. Ленинград, 1992
2. Геология Берингова моря и его континентального обрамления. Беляев И.В., Борщева Н.А., Бутков В.П., Бычков Ю.М., Гладенков Ю.Б., Дундо О.П., Лопатин Б.Г., Марковский Б.А., Орадовская М.М., Радченко В.Г., Ротман В.К., Сей И.И., Устинов Н.В. Л., Наука, 1985. 127 с
3. Голубев В.М. Геология дна, геодинамика и нефтегазоносность Берингоморского региона / Комитет Российской Федерации по геол. и использ. недр, Всерос. науч.-исслед. ин-т геологии и минерал. ресурсов Мирового океана. СПб.: Недра, 1994. 125 с.
4. Савицкий А.В., Грецакая Е.В., Рыбак-Франко Ю.В., Соловьев А.В. Перспективы геологоразведочных работ в глубоководных осадочных бассейнах Берингова моря и Тихого океана//Геология нефти и газа. № 5. 2016. С. 58–66.
5. Guliyev, I.S., Kerimov, V.Y., Osipov, A.V., Mustaev, R.N. Generation and accumulation of hydrocarbons at great depths under the earth's crust 2017, SOCAR Proceeding (1). P. 4–16.
6. Kerimov, V.Y., Leonov, M.G., Osipov, A.V., Mustaev, R.N., Hai, V.N. Hydrocarbons in the Basement of the South China Sea (Vietnam) Shelf and Structural–Tectonic Model of their Formation, 2019 Geotectonics 53 (1). P. 42–59.
7. Kerimov, V.Yu., Bondarev, A.V., Sizikov, E.A., Sinyavskaya, O.S., Makarova, A.Yu. The conditions of formation and evolution of hydrocarbon systems in Sakhalin shelf, the Sea of Okhotsk 2015 Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry (8). P. 22–27.
8. Kerimov, V.Yu., Gordadze, G.N., Mustaev, R.N., Bondarev, A.V. Formation conditions of hydrocarbon systems on the Sakhalin shelf of the sea of Okhotsk based on the geochemical studies and modeling 2018 Oriental Journal of Chemistry 34(2). P. 934–947.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩАХ

¹Керимов В.Ю., ²И.С. Гулиев, ¹Мустаев Р.Н., ³Исмаилов Д.Д.

¹Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
r.mustaev@mail.ru, ²Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку

³Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Введение

Целью данной работы является исследование условий образования органической пористости и их роль в формировании скоплений УВ в низкопроницаемых сланцевых толщах. Исследования позволяют выдвинуть гипотезу о закономерностях формирования и распространения в земной коре за счет адсорбции сгенерированного продукта в органических порах на поверхности керогена.

Исследования свидетельствуют, что скопления УВ в низкопроницаемых сланцевых толщах формируются в процессе аккумуляции в нефтегазоматеринских толщах за счет процессов сорбции отгенерированного УВ как керогеном, так и незрелыми продуктами его преобразования – асфальтенами, тяжелыми (спирто-бензольными) смолами. На адсорбцию активно влияет органическая пористость на поверхности керогена.

В качестве примеров этого явления на территории России можно назвать толщи хадумской и баженовской свит, доманикового горизонта и др., которые представляют собой гибридные феномены, сочетающие как традиционные, так и нетрадиционные скопления УВ. Примером таких отложений в других странах являются сланцевые формации Северной Америки в нефтяном плее Eagle Ford в бассейне Западный-Гальф Южного Техаса, формация Баккен в бассейне Уиллистон, формация Barnett в бассейне FortWorth, Техас.

Методика исследований

Для изучения органического вещества (ОВ) сланцевых толщ использовался метод пиролиза Rock-Eval – это метод прямого определения спектра параметров, отражающих качественные и количественные характеристики ОВ пород, таких как содержание органического углерода (C_{org}), реализованный (S1) и остаточный (S2) нефтегазо-генерационные потенциалы ОВ, T_{max}, °C – уровень термической зрелости керогена, фациально-генетические типы исходного органического вещества по HI и OI индексам и другие параметры, необходимые для оценки органической пористости в низкопроницаемых сланцевых толщах. Пиролитические исследования были проведены на анализаторе Rock-Eval-6 компании VINCI Technologies.

Результаты исследований

Методом РЭМ были изучены образцы из скважин Журавско-Воробьевской, Прасковейской, Александровская 5, Искринская 5, Ачикулакской, Аносовской, Полевой, Караногайской, Южно-Озек-Суатской площадей, а также ряд скважин Ставропольского свода.

В результате исследований микроструктуры пород хадумской свиты и баталпашинского горизонта в РЭМ было выявлено, что в них широко развиты различные морфологические типы пустот – изометричные и щелевидные пустоты, очень часто заполненные УВ.

Исследование структуры пустотного пространства и отложений хадумской свиты и баталпашинского горизонта показывает, что органические поры являются своеобразными центрами, вокруг которых образуются щелевидные, изометричные и др. поры и пустоты, образуя вторичную минеральную и органическую пористость и вторичную трещиноватость. В этих порах происходит удерживание УВ не только минеральной частью породы, но и ее органической составляющей, обладающей адсорбционными свойствами.

Щелевидные пустоты имеют линзовидную, несколько изогнутую форму, ориентированы параллельно наслоению и трещин протяженностью 20–60 микрон (преобладает около 40), раскрытость достигает 150–300 мкм. Количество достигает 20%, в среднем – 5–10%. Изометричные поры имеют форму, приближающуюся к шаровидной полости. Преобладают пустоты размером около 3–7 микрон, некоторые из которых заполнены УВ, в.т.ч. за счет их адсорбции. Их стенки могут быть сложены огибающими листочками глинистых минералов либо представлять собой их сложный листоватый агрегат.

По результатам рентгенофазового анализа основными вещественно-структурными компонентами пород являются глинистая, карбонатная, кремнистая составляющие и сульфатные минералы. В составе глинистой компоненты пород преобладают минералы группы гидрослюд (мусковит, иллит) – 47–85% и группы хлорита – до 20%. Карбонатные минералы составляют от 0 до 50% (в карбонатно-глинистых породах). Кремнистая компонента (в том числе и обломочный кварц) составляет от 0 (карбонатно-глинистые породы) до 45%. Количество сульфатных минералов (сульфаты магния и кальция) – 0–25%, пирита – 1–10%.

На основе результатов пиролитического анализа методом Rock-Eval-6 была произведена количественная оценка органической пористости материнской породы. С этой целью были проанализированы образцы горных пород хадумского возраста из скважин Восточно-Ставропольской впадины, Прикумской системы поднятий и Терско-Каспийского прогиба.

Для характеристики продуктивности нефтематеринской толщи используется параметр $S_1/\text{ТОС}$. Диаграмма S_1 -ТОС (рис. 3) позволяет дифференцировать образцы на следующие категории: высоким нефтенасыщением, с индексом OSI – более 100 мг/г ТОС; средним нефтенасыщением, с индексом OSI в интервале 70–100 мг/г ТОС; и низким нефтенасыщением, с индексом OSI менее 70 мг/г ТОС.

Как видно из графиков на рис. 1, большая часть исследуемых образцов ОВ во всех трех районах исследования хадумской свиты характеризуется индексом нефтенасыщения $\text{OSI} \leq 70$ мг/г ТОС, в связи с чем ее (хадумскую свиту) можно отнести к низкопродуктивной. При наличии высоких значений ТОС хадумской свиты это объясняется низкой преобразованностью ОВ. Как известно, в процессе катагенеза ОВ, на генерацию УВ расходуется только генеративная составляющая общего органического углерода ТОС, с одновременным увеличением доли неконвертируемого (негенеративного) углерода, отличающегося развитой поверхностью с адсорбционными центрами, что проявляется в его повышенной адсорбционной способности. В этой связи процесс удерживания УВ, генерированных в процессе эволюции катагенеза ОВ, должен усиливаться.

Эффект адсорбции УВ можно оценить величиной отрезка оси абсцисс, отсекаемой линией тренда функциональной зависимости S_2 -ТОС. Линия аппроксимации, построенная по параметрам проб ОВ породы, не берет свое начало от начала координат, а отсекает на абсциссе определенный отрезок, величина которого пропорциональна проявлению эффекта удерживания УВ за счет пористости породы. Этот факт является признаком того, что миграция начнется только при условии превышения некоторых (пороговых) значений ТОС, поскольку первые порции продуктов генерации будут адсорбироваться поровым пространством керогена и минеральной матрицей.

Адсорбция УВ в хадумской свите представлена на рисунке 2, из которого видно, что повышенное проявление эффекта адсорбции наблюдается в Восточно-Ставропольской впадине. В Терско-Каспийском прогибе процесс удерживания УВ в хадумской свите проявляется слабо, что видно из характера линии аппроксимации, практически проходящей через начало координат.

В связи с потерями ТОС в процессе созревания, очень важное значение для оценки органической пористости имеет определение начального значения ТОС. Для восстановления исходных значений ТОС к началу катагенеза, т.е. к началу генерации УВ, используются пересчетные коэффициенты, учитывающие концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза, которых достигли продуцирующие отложения. Учитывая соотношение между керогенным потенциалом и водородным индексом $\text{HI} = 100 S_2$ мг УВ/г ТОС, на рис. 3 проведены изолинии с тангенсом угла наклона, соответствующего величине $S_2/\text{ТОС}$, что позволяет разделить площадь диаграммы на зоны, соответствующие типам керогена.

Если кероген I типа в процессе термического созревания почти полностью превращается в УВ, то III тип – значительно меньше, поскольку состоит в основном из негенеративного органического углерода, вследствие чего сравнение остаточных значений ТОС разных типов керогена может быть не в пользу керогена I типа. Учитывая,

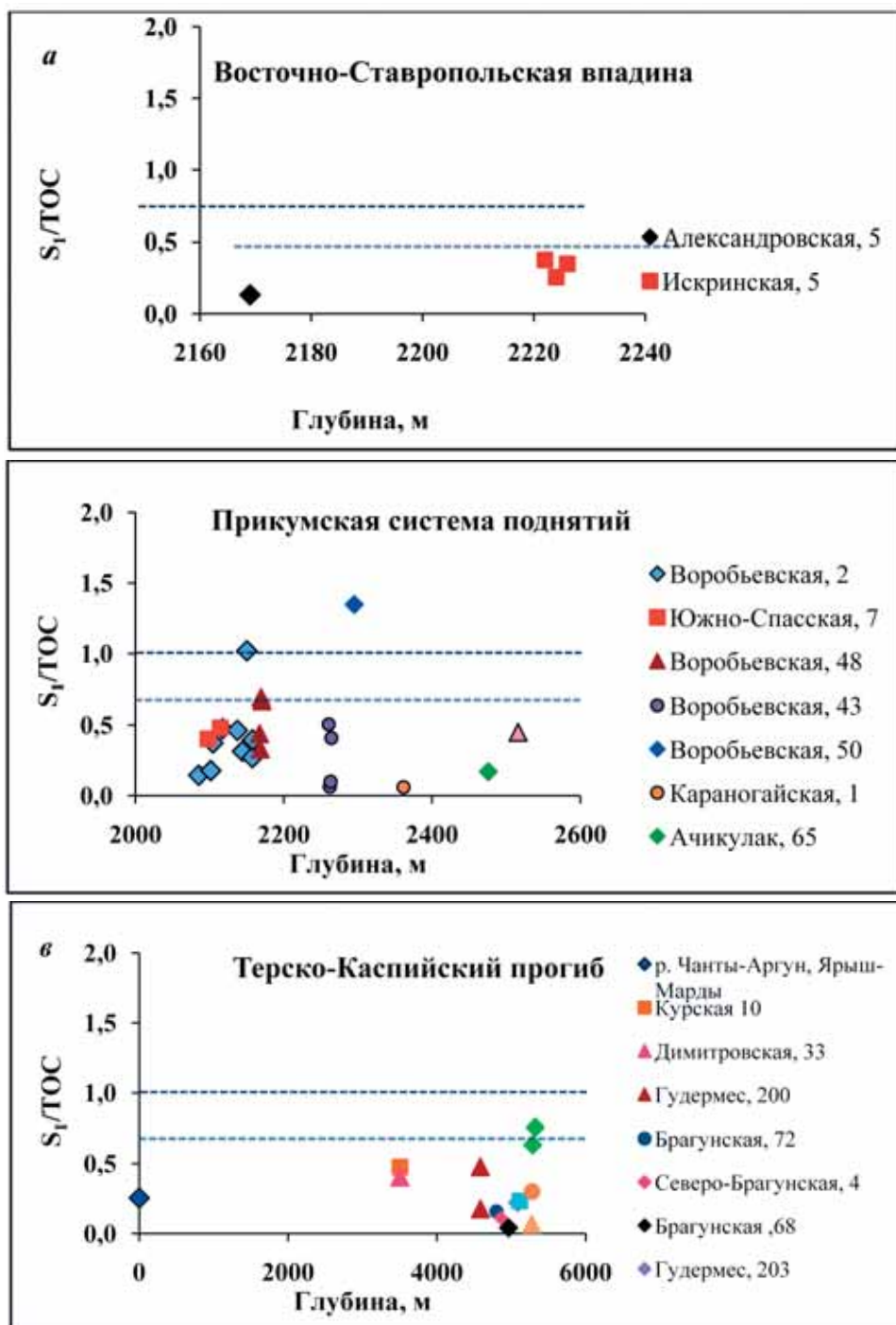
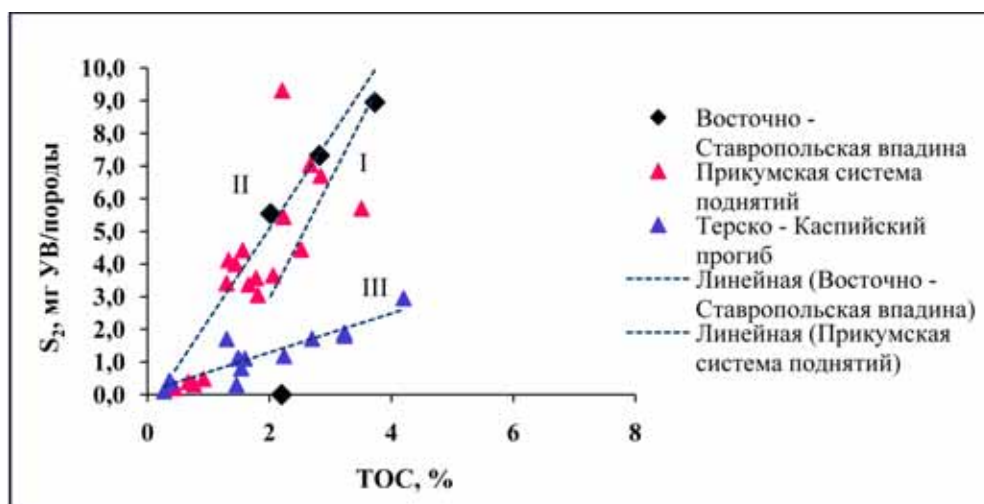


Рис.1. Диаграмма S_1/TOC для образцов ОВ из скважин: а – Восточно-Ставропольской впадины; б – Прикумской системы поднятий; в – Терско-Каспийского прогиба

Рис. 2. Диаграмма изменения остаточного генерационного потенциала S_2 от величины общего органического углерода TOC в горизонтах скважин I-Восточно-Ставропольской впадины, II-Прикумской системы поднятий и III-Терско-Каспийского прогиба. Уравнения аппроксимации: I – $y = 3,6327x - 4,3284$; II – $y = 2,8052x - 0,5227$; III – $y = 0,5978x$



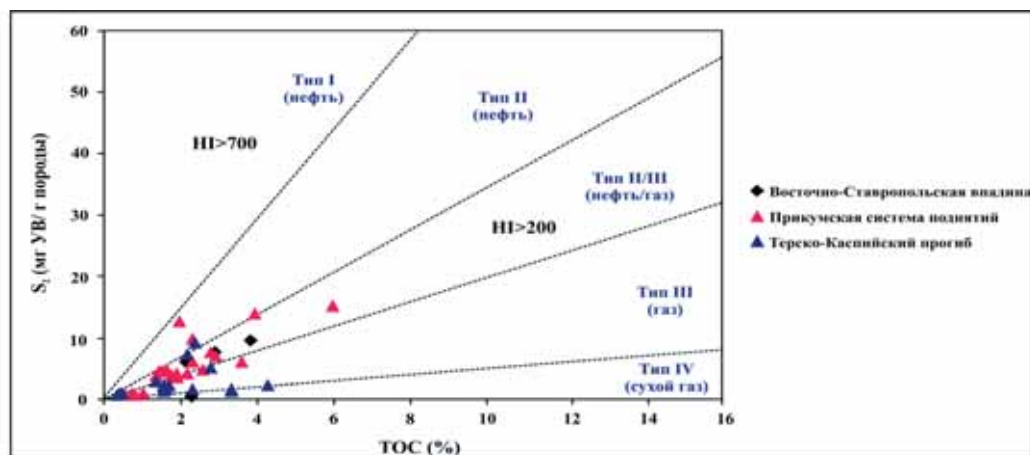


Рис. 3. Диаграмма зависимости остаточного генерационного потенциала S_1 от измеренных значений органического углерода TOC с изолиниями начальных значений водородного индекса HI_0

что конверсия TOC в УВ протекает по схеме: I тип – 80%, II тип – 50%, III тип – 20%, можно выявить начальное значение TOC.

$$TOC_0 = TOC \text{ изм.} / (1 - \% \text{ трансформации})$$

Таким образом, зная современные значения содержания ОВ в материнской породе, водородный индекс, степень преобразованности ОВ и значение S_1 , можно рассчитать начальные значения TOC и HI . Для определения органической (керогенной) пористости по формулам требуется определение исходных параметров (HI_0 , TOC_0 , GOC_0) и степени преобразованности ОВ.

Заключение

Органическая пористость или пористость в текстуре керогена, формирующаяся в процессе термического созревания ОВ способна влиять на адсорбцию образующейся нефти пористой поверхностью керогена, играя важную роль в определении общего объема аккумулированной части. В период катагенеза ОВ десорбция происходит в виде выброса пузырей паров УВ, что деформирует поверхность. Исследование особенностей геохимических характеристик ОВ образцов из скважин исследуемых площадей позволило рассмотреть причины проявления удерживающей способности УВ как минеральной матрицей, так и керогеном материнской породы. На основе результатов программированного пиролиза методом Rock-Eval-6 произведена оценка органической (керогенной) пористости. Общая пористость материнской породы является величиной переменной, а соотношение процессов вытеснения и удерживания УВ, характеризуемые параметром S_1/TOC , зависит от перечисленных выше факторов, в том числе и от пластовой температуры. На небольших глубинах залегания материнской породы выброс УВ формирует пористую поверхность, удерживающую прежде всего компоненты повышенной молекулярной массы и полярности. Отрываются от поверхности керогена, в первую очередь, легкие и насыщенные фракции, а затем только тяжелые, т.е. проявляется определенная селективность. В целом эффект насыщения увеличивается с ростом органической пористости.

Литература

1. Morariu D., Aver'yanova O.YU. Nekotorye aspekty neftenosnosti slancev: ponyatijnaya baza, vozmozhnosti ocenki i poisk tekhnologij izvlecheniya nefi // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2013. T.8. № 1.
2. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Формы захвата свободных углеводородов керогеном // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2013. № 10. С. 418–425.
3. F. Chen, Sh. Lu, and X. Ding Organoporosity Evaluation of Shale: A Case Study of the Lower Silurian Longmaxi Shale in Southeast Chongqing, China. Hindawi Publishing Corporation Scientific World Journal. V. 2014, Article ID 893520, 9 pages. <http://dx.doi.org/10.1155/2014/893520>.
4. C.J. Modica, Scott G. Lapierre., 2012. Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: Example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming AAPG bulletin. V. 96. № 1. P. 87–108.
4. V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaev and A.V. Bondarev Evaluation of the Organic Carbon Content in the Low-Permeability Shale Formations (As in the Case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia Region) // Oriental Journal of Chemistry. 2016. V.32. № 6. P. 3235–3241.
5. V.Yu. Kerimov, A.L. Lapidus, N.Sh. Yandarbiev, E.M. Movsumzade, R.N. Mustaev Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry. 2017. 51(2). 122–130.
6. R.N. Mustaev, V.Y. Kerimov, N.S. Yandarbiev & S.S. Dmitrievsky Geochemical Criteria of Petroleum Khadum Formation in the Central and East Ciscaucasia // 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2016.
7. Zaicev, V.A., Kerimov, V.Y., Mustaev, R.N., Dmitrievskij, S.S. Geomechanical modeling of low permeability shale strata of the maikop series ciscaucasia // EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development.

8. Reinsalu, E., Aarna, I. About technical terms of oil shale and shale oil // Oil shale (2015). Vol. 32. 4, P. 291–292.

9. R.G. Loucks, R.M. Reed, S.C. Ruppel, and D.M. Jarvie, 2009, Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale: Journal of Sedimentary Research. V. 79. P. 848–861, doi:10.2110/jsr.2009.092.

ГЛУБИННАЯ ДЕГАЗАЦИЯ АБИОГЕННЫХ УВ, ПУТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ

В.А. Корчин., О.М. Русаков

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, korchin@igph.kiev.ua

Представлена новая гипотеза образования скоплений глубинных углеводородов в кристаллической коре в зонах низких скоростей (ЗНС) северо-западной части шельфа Черного моря, которые являются путями миграции и локализации коромантийных флюидов и abiогенных углеводородов (УВ) [1–4].

Низкая эффективность поисков УВ в Черном море обусловлена тем, что стратегия их поисков базировалась на догматах органической концепции происхождения метана [5]. Длительная высокая концентрация метана в водах Черного моря (в акватории которого растворено $96 \cdot 10^{12}$ г этого газа [6]) может поддерживаться только мощной дегазацией недр Земли [4–9]. Глубинные углеводороды от момента синтеза до формирования месторождения в осадочном чехле проходят все стадии сложной миграции и многоэтапной локализации [7–9]. Однако при этом не рассматриваются возможности природных зон термобарического разуплотнения горных пород отдельных горизонтов земной коры, которые регистрируются методом ГСЗ как зоны низких скоростей, способных аккумулировать глубинные углеводороды, например, в кристаллической коре и далее транспортировать их в осадочный чехол [1–4] при достижения необходимого давления в зоне.

Коротко объясним механизм образования и роль зон разуплотнения горных пород кристаллической коры в накоплении УВ с.-з. акватории Черного моря результатами метода термобарического петрофизического моделирования (ПТБМ) [1–4]. Для применения ПТБМ необходима комплексная геолого-геофизическая информация, которая учитывает данные разрезов ГСЗ, тектоники, геотермии, петрофизического изучения пород с.-з. части шельфа Черного моря. На рис. 1, а схематично представлены структуры этой акватории, где расположены профили ГСЗ – 26 и – 25 [10].

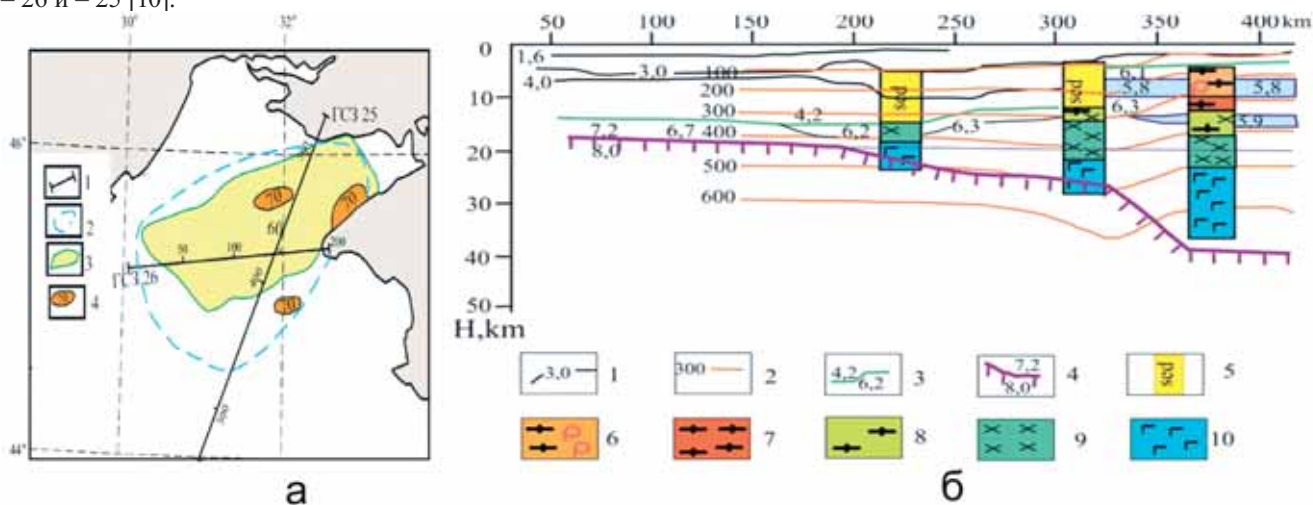


Рис. 1. а – Положение профилей ГСЗ 25 и 26, зоны низких скоростей и аномалий теплового потока [10, 11]: 1 – профили ГСЗ; 2 – ЗНС; 3 – Каркинитский прогиб; 4 – максимумы теплового потока. б – Сейсмо-петрофизическая модель по ПТБМ (профиль ГСЗ-25 с геотермическими данными): 1 – изолинии скоростей, 2 – изотермы, 3 – кристаллический фундамент, 4 – граница М, 5 – осадки, 6 – гранито-гнейсы, 7 – граниты, 8 – гранодиориты, 9 – диориты, 10 – габброиды.

На профиле 25, пересекающем Каркинитский прогиб, выявлены волноводы, состоящие из двух отдельных инверсионных тел. Верхний слой располагается на глубине 6–10 км, а нижний – на 14–16 км со скоростями 5,8–6,0 км/с. Профиль ГСЗ-26 пересекает Каркинитский прогиб (рис. 1 а, б). На нем выделены ЗНС в районе пересечения с профилем ГСЗ-25 на глубинах 4–18 км, а скорость 5,8–5,9 км/с. Зоны ограничивают породы со скоростями на верхней кромке 6,0–6,1 км/с и 6,3 км/с на подошве. Вдоль профиля ГСЗ-25 температура на глубине 5 км склона древней платформы составляет 100–120°C, 170–180°C в Каркинитском прогибе, 140–160°C – на Скифской плите и в переходной зоне к Западно-Черноморской впадине – 150–160°C [11]. На глубине 20 км температуры достигают 270–300, 440–460, 420–450 и 490–520°C соответственно (рис. 1 а, б). Поскольку район исследований расположен на Скифской плите, примыкающей к ю.-з. склону Украинского щита (УЩ) и с ним генетически связанная [2, 11], для ПТБМ была использована коллекция пород из обнажений южного его склона (гранито-гнейсы, диориты, габброиды). До 8–10 км распределение давлений (P) и температур (T) с глубиной для склона УЩ и шельфа Черного

моря достаточно близки. При ПТБМ на глубинах ниже 8–10 км внесены поправки в изменения скоростей пород, так как на этих глубинах шельфа Черного моря температура выше, чем на склонах УЩ [1–4, 8, 11]. ЗНС в земной коре прежде всего контролируются геотермической обстановкой на определенных глубинах изучаемого района [1–4, 8].

Верхняя ЗНС-I (с понижением скорости на 0,3–0,4 км/с рис. 1 – б) сформирована в результате повышения температурного режима от среднего (характерного для УЩ) в результате радиогенной генерации тепла гранито-гнейсами и осадочными образованиями майкопского возраста, коэффициент радиогенной теплогенерации которых достигает 2–2,5 мкВт/м³) и некоторой части мантийного тепла [8, 9, 11]. Эта ЗНС в основном расположена в гранито-гнейсах. Ниже наблюдается преобладание действия давления над влиянием температуры, и скорости возрастают на 0,3 км/с в маломощной прослойке. Понижение температуры обусловлено уменьшением радиогенной генерации, обусловленной появлением пород основного состава и снижением мантийного тепла из-за экранирующего действия нижней ЗНС-II с малыми λ [2, 8, 9, 11]. Постоянный приток тепла из мантии нагревает породы на глубинах 13–18 км, где образуется новая зона (ЗНС-II). Определенное значение в повышении T в этой зоне имеет то, что над ЗНС-II лежат породы низкой теплопроводности зоны ЗНС-I (область пониженной теплопроводности), которые снижают отток мантийного тепла из ЗНС-II [2, 8, 9, 11]. Это область перехода от кислых пород к породам среднего состава. Ниже 20 км с высокой вероятностью расположены габброиды, которые с удалением от склона УЩ замещают диориты и габбро-нориты. Аналогичная петрофизическая термобарическая модель была построена вдоль профиля ГСЗ-26. Анализ материалов петрофизического изучения пород совместно с данными глубинного сейсмического зондирования, геотектоники, геотермии дал основание выделить площадь на северо-западе Черного моря, где в кристаллической коре может быть расположена область термобарического разуплотнения минерального вещества на глубинах 4–18 км (рис. 1 а). Она в основном приурочена к гранито-гнейсам, гранитам и их контактам с диоритами. Глубина залегания ЗНС-III–20 км, температура выше 230°C и давление около 2–3 кбар дают право уверенно отнести ЗНС к термобарическим областям разуплотнения минерального вещества [1–4, 8]. Здесь, при термодинамических условиях, соответствующих глубинам от 3–5 км до 12–20 км, наблюдаются вещественно-структурные изменения пород, когда происходит их катакlastическое преобразование с повышением трещиноватости и пористости пород. При этом в межзерновом пространстве активизируется миграция свободной воды агрессивных мантийных флюидов по микротрещинам породы, разрушая ее и образуя вторичные поры и каверны, что благоприятствует локализации и движению глубинных газово-жидких сред в ЗНС. Все это способствует активному транзиту флюидов, абсорбции и формированию скопления abiогенных углеводородов.

Обобщение изложенных выше материалов и результатов ПТБМ позволило построить сейсмо-гравитационную, петрофизическую модель глубинного строения Каркинитского прогиба, в которой учтены элементы современной тектоники [1, 3–6, 8–12] (рис. 2). Гравитационное моделирование показывает, что в основании Каркинитского прогиба залегает диапир вулканического происхождения размером 32–40 км (рис. 1, поз. 7 и рис. 2 поз. 1). Он сформирован многократными рифтогенными событиями в регионе и сложен породами повышенной трещиноватости [8, 12]. Пониженная плотность диапира связана также с наличием на этом участке серии пересекающихся разломов, наложенных в том числе на зону Одесского мантийного разлома (рис. 1, 2). Породы повышенной трещиноватости вместе с разломами образуют каналы миграции мантийных флюидов к термобарическим зонам разуплотнения в коре, которые являются резервуарами глубинных углеводородов [4, 7–9, 13, 14].

Зоны разуплотнения минеральной среды, регистрируемые ГСЗ в виде ЗНС в кристаллической коре, могут служить и служат глубинными диагностическими признаками поиска месторождений полезных ископаемых. Здесь авторы впервые предлагают и рассматривают начальный этап – спусковой механизм образования локальных областей, способных активно участвовать в преобразовании геосреды и формировании зон разуплотнения пород литосферы и скоплений полезных ископаемых. Большинство бассейнов с нефтегазоносностью на глубинах 5–10 км и более [7–15], имеющих температуры 200–300°C и высокие давления, приурочены наиболее глубоким прогибам, депрессиям, формирующимся над суперплюмами. Отмечают, что флюидопроводящие системы – трубы дегазации – связаны с разуплотненными массивами пород кристаллического фундамента и, как правило, имеют плюмтектоническую, термобарическую природу различных размеров, морфологии и флюидодинамической активности. Именно такая ситуация обнаружена на изучаемой шельфовой акватории северо-западной части Черного моря. Здесь есть плюмтектонический объект, труба дегазации (трещиноватые породы диапира в окружении разломов) и обширная область термобарически разуплотненных пород на глубине 5–15 км, перекрытая сверху значительной толщей осадочных пород. Эти зоны являются в кристаллической коре резервуарами глубинных флюидов и природными ловушками мантийных углеводородов, дополняют механизм образования труб дегазации. Область разуплотнения пород Скифской платформы находится непосредственно под воздействием современных зон сейсмотектонической активности, которые постоянно создают интенсивные напряжения, сотрясения, что способствует более активному движению глубинных флюидов в полях переменных давлений и температур, тем самым увеличивая порово-абсорбционное пространство зоны разуплотнения [3, 4, 8, 9, 16]. В зоне пониженной плотности возможны энергетически выгодные процессы массопереноса, миграции флюидов, в том числе углеводородов, образовавшихся в результате декрепитации газово-жидких включений материнских пород под воздействием термодинамических условий глубин ЗНС [1, 4, 8]. Здесь происходит активная миграция и локальное накопление этих сред, а при определенных условиях (высоком давлении, декомпрессии) проникновение их в приповерхностные

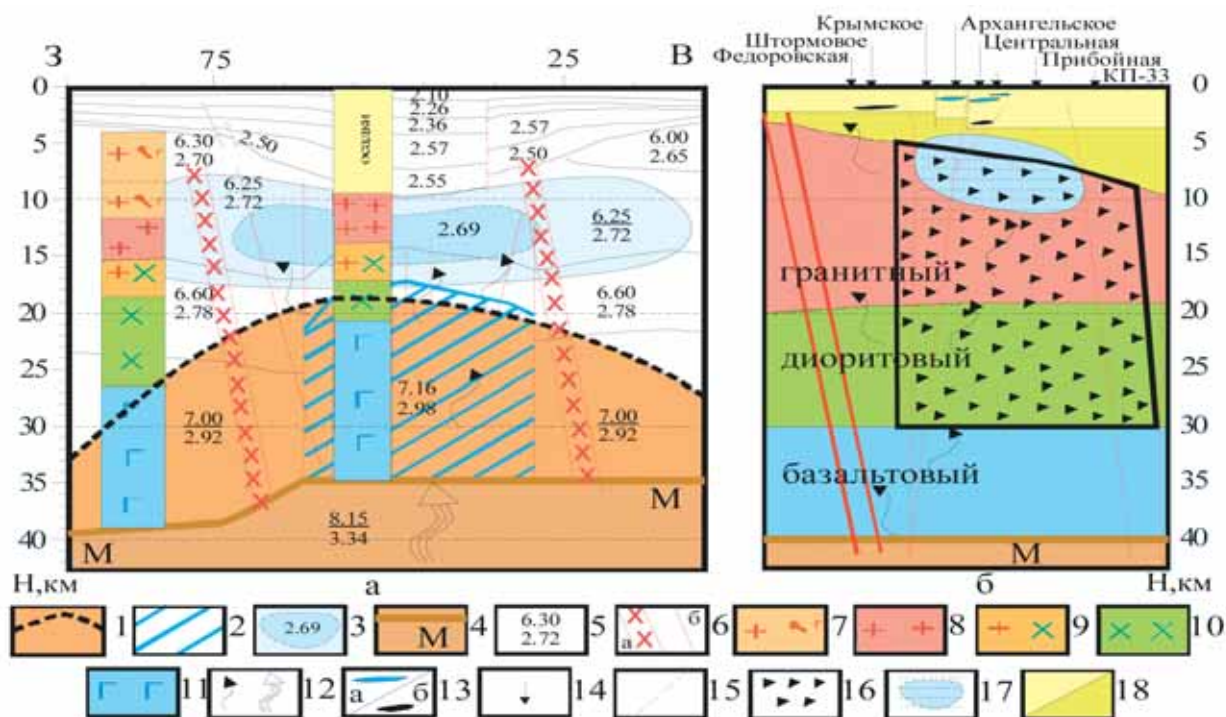


Рис. 2 а – Петрофизическая модель Каркинитского прогиба вдоль профиля ГСЗ 26 по материалам [1, 4, 7–12]. 1 – диапир; 2 – ядро диапира; 3 – зона термобарического разуплотнения; 4 – граница М; 5 – скорости/плотности участков коры; 6 – элементы Одесской зоны разлома; 7 – гранито-гнейсы, 8 – граниты, 9 – гранодиориты; 10 – диориты; 11 – габброиды; 12 – направление движения флюидов и газов. Б – Схема «трубы» дегазации в развитии концепции П.Н. Кропоткина и А.Е. Лукина [7–9], 13 – месторождения: газа (а) и газоконденсата (б), 14 – месторождения углеводородов, 15 – тектоническое нарушение в месторождении, 16 – проницаемое тело пониженной плотности, обусловленное влиянием глубинных флюидов, 17 – термобарически разуплотненная кора, 18 – осадочные породы.

горизонты, например, осадочного чехла, где уже по известным законам формируются месторождения УВ. ЗНС термобарической природы, которая расположена на Скифской платформе с.-з. акватории Черного моря и пересекается Одесско-Синопской зоной разломов мантийного заложения, может быть областью гигантского скопления углеводородов abiогенного происхождения (рис. 3 а).

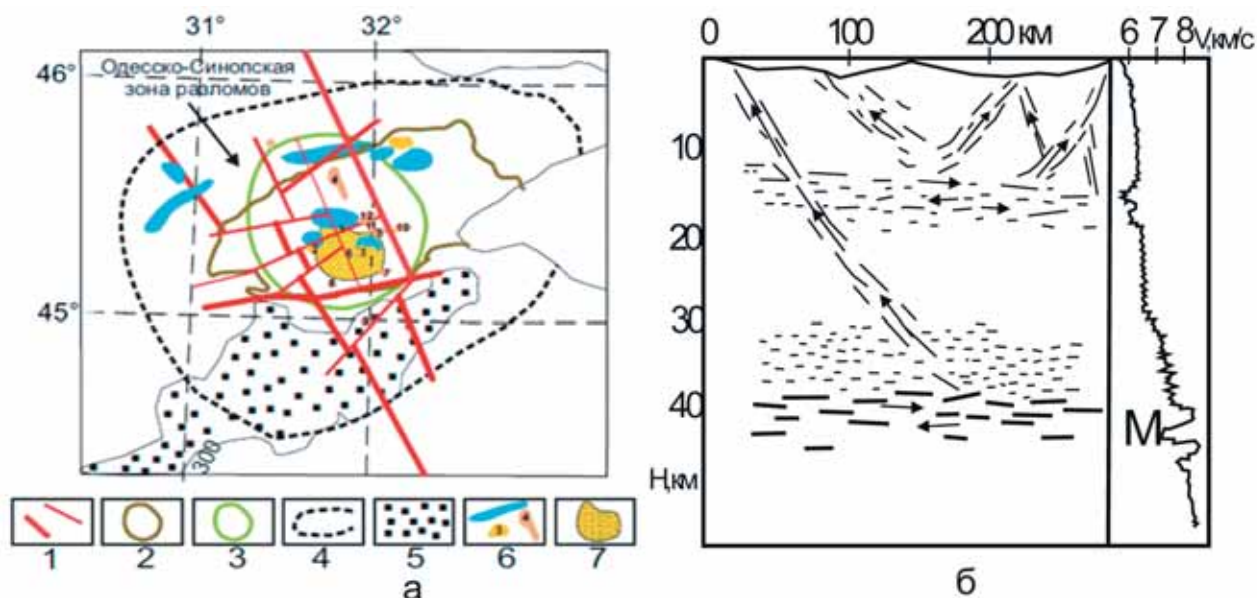


Рис. 3 а – Связь УВ месторождений и коровой зоны разуплотнения с особенностями глубинного строения с.-з. части шельфа Черного моря. 1 – разломы кристаллической коры различного порядка; 2 – граница Каркинитского прогиба; 3 – проекция «трубы» дегазации; 4 – проекция ЗНС; 5 – выходы газов (сипы, грязевые вулканы); 6 – газовые и газоконденсатные месторождения; 7 – диапир. б – обобщенная модель земной коры [16], V – скорость продольных волн, М – подошва земной коры, стрелками отмечены каналы флюидной адвекции. [16].

Выделять такие области (рис. 3 а) – важная задача детальных геофизических исследований, которые

должны сопровождаться глубоким бурением. Тогда можно будет определить природу наблюдаемой различными методами неоднородности земной коры и критерии поиска нефтеперспективных областей, отмечает Павленкова Н.И. (рис. 3 б) [16].

Установленная пространственная последовательность: зона разломов (рифтогены) – пересечение разломных структур (рифтогенный узел) – глубинный магматоген (диапир) – высокая температура – пологозалегающие зоны дизъюнктивной дислоцированности метаморфических и изверженных пород (наличие ЗНС термобарической природы) – указывают на возможное скопление углеводородов абиогенного генезиса в шельфовой зоне с.-з. части шельфа Черного моря и подобное может быть в любой части нашей планеты.

Литература

1. Корчин В.А. Коровые зоны низких скоростей – перспективные горизонты локализаций глубинных углеводородов//Глубинная нефть. 2013. 1. № 8. С. 1099–1116.
2. Корчин В.А., Буртный П.А., Кобелев В.П. Термобарическое петрофизическое моделирование в геофизике. Киев: Наукова думка, 2013. 312 с.
3. Корчин В.А. Особенности термобарических плотностных аномалий земной коры сейсмоактивных регионов//Современные проблемы механики. 2018. № 33(3). С. 244–254.
4. Korchin V. Anomalies of low density in the crystalline crust of thermobaric origin: a new insight into migration and localization of hydrocarbons. Monograph 72: Oil and Gas Exploration: Methods and Application. American Geophysical Union, Wiley, 2017. P. 237–257.
5. Русаков О.М., Кутас Р.И. Фата моргана биогенной доктрины углеводородов в Черном море. Геофизический журнал. 2014. 36. № 2. С. 3–17.
6. Reeburgh W.S., Ward B. B., Whalen S. C. et al. Black Sea methane geochemistry. Deep Sea Res. 1991. 38. P. S1189–S1210.
7. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине//Геофизический журнал. 2014. 36, № 4. С. 3–12.
8. Русаков О.М., Корчин В.А. Происхождение и локализация абиогенного метана в кристаллической коре северо-западной части Черного моря//Материалы Всерос. конф. по глубинному генезису нефти «4-е Кудрявцевские чтения». М.: ЦГЭ, 2015. CD.
9. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Русаков О.М., Пашкевич И.К., Лебедь Т.В. Углеводородный сквозьформационный флюидоподводящий канал на северо-западном шельфе Черного моря по данным трехмерного магнитного моделирования//Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2015. № 2. С. 147–158.
10. Баранова Е.П., Егорова Т.П., Омельченко В.Д. Обнаружение волновода в фундаменте северо-западного шельфа Черного моря по результатам переинтерпретации материалов ГСЗ профилей 26 и 25//Геофизический журнал. 2011. 33. № 6. С. 15–29.
11. Кутас Р.И. Геотермические разрезы земной коры и верхней мантии Черного моря и его северного обрамления//Геофизический журнал. 2011. 33. № 6. С. 50–67.
12. Козленко М.В., Козленко Ю.В. Структура и эволюция верхней части земной коры с.-з. части шельфа Черного моря//Геофизический журнал. 2014. 36. № 4. С. 65–74.
13. Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И. Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки. М.: Гос. Науч. центр РФ, ВНИИгеосистем, 2003. 222 с.
14. Краюшкин В.А. Абиогенно-мантийный генезис нефти. Киев: Наукова думка, 1984. 176 с.
15. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений / Научный редактор: академик АН РТ Р. Х. Муслимов. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2019. 264 с.
16. Павленкова Н.И. Роль флюидов в формировании сейсмической расслоенности земной коры. Физика Земли. 1996. № 4. С. 51–61.

ЗОНЫ НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ ПРИРОДЫ В КОРЕ ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА – РЕЗЕРВУАРЫ ГЛУБИННЫХ УВ

В.А. Корчин, П.А. Буртный, Е.Е. Карнаухова

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, korchin@igph.kiev.ua

Успешные многолетние исследования петрофизических особенностей широкого спектра горных пород в модельных термобарических условиях различных глубин литосферы совместно с разработанной нами методикой петрофизического термобарического моделирования (ПТБМ) позволили по-новому интерпретировать многие геофизические материалы, уточнить глубинное строение земной коры (в том числе некоторые ее аномалии) [1–7].

Закарпатский внутренний прогиб (ЗВП) является частью Карпатской складчатой области, где на рубеже палеогена и неогена произошла существенная перестройка тектонического плана, которая привела к значительному различию в строении земной коры региона. Активные постальпийские тектонические процессы привели к формированию, как самого прогиба, так и молодых вулканических структур. Прогиб протягивается с СЗ на ЮВ и включает в себя две основные структуры: северо-западную Чоп-Мукачевскую впадину, расположенную на центральных массивах Внутренних Карпат и Солотвинскую впадину на юго-востоке, наложенную на флишевые зоны Внешних Карпат. Отделяет их друг от друга Выгорлат-Гутинская вулканическая гряда. Чоп-Мукачевская впадина опускается. Солотвинской впадине присущи поднятия, горизонтальные движения и высокая сейсмичность [8]. Бурением установлено, что фундамент Закарпатского прогиба сложен метаморфическими сланцами палеозоя, доломитами и доломитизированными известняками триаса, мергелями и аргиллитами с песчаниками верхнего мела, а также песчано-глинистыми образованиями палеогена [8]. Отложения палеозоя вскрыты в северо-западной части прогиба. Мела и палеогена – преимущественно на юго-востоке, в Солотвинской впадине. Таким образом, с северо-запада на юго-восток происходит последовательная смена основания Закарпатского прогиба все более молодыми отложениями. Многочисленные разломы, четко фиксируемые как геофизическими, так и геологическими методами исследования [8–13] обуславливают сложный блоковый характер его строения. Для Чоп-Мукачевской впадины особенно характерна блоковая тектоника, выраженная в Солотвинской гораздо менее рельефно. Здесь проявляются более активные вертикальные и горизонтальные движения, высокая сейсмичность [8–13].

Вдоль Закарпатского внутреннего прогиба проведены исследования ГСЗ (РП-17) [10]. Выделены горизонты: осадочный чехол ($V_p=1,7–4,8$ км/с), мезозойское основание прогиба ($V_p=5,3–6,0$ км/с) и палеозойский фундамент ($V_p=6,0–6,4$ км/с), а в Солотвинской впадине – также докембрийский субстрат ($V_p=6,2–6,5$ км/с) и раздел Конрада ($V_p=6,6–6,8$ км/с) (рис. 1, а). Скорости на Мохо – $V_p=7,5–8,5$ км/с. Минимальные мощности складчатого основания прогиба $H=3$ км в юго-восточной части Чоп-Мукачевской впадины, а в Солотвинской увеличиваются до 4,0–4,5 км. Скорости горизонта II ($V_p=6,1–6,4$ км/с) на глубинах от 4,5 до 8 км свидетельствуют о слое «гранитоидов». Ниже обнаружены коровые зоны низких скоростей (горизонт III – ЗНС) со скоростью $V_p=6,0–6,1$ км/с. Сейсмический горизонт IV ($V_p=6,2–6,5$ км/с) на глубинах от 6 до 14 км (V), подстилаемая границей K_2 , которая трактуется нами как горизонт выхода пород из термобарической зоны низких скоростей, расположена на глубинах 6–17,5 км [15]. Горизонт VI – второй слой ЗНС в консолидированной коре Закарпатья со скоростью около 6,4 км/с. Этот слой расположен над границей М. Значения скоростей в нем малы для пород основного состава (рис. 1 а).

Объяснить природу верхней и нижней ЗНС можно на основании анализа тепловых потоков (ТП) в ЗВП. Геотермиками здесь выделена стационарная составляющая ТП и нестационарные аномалии, обусловленные геодинамическими процессами и распределением радиогенных источников тепла и теплофизических параметров среды [11–13]. Во впадинах Закарпатского прогиба тепловые потоки меняются от 90 до 120 мВт/м² (рис. 1 б). Аномалии (110 мВт/м²) идут вдоль центральной части ЗВП. Температуры очень неоднородные как по площади, так и по глубине: 5 км – 85–150°C, 10 км – 180–300, 20 – 300–470, 30 – 450–650, на М – 600–800°C.

Петрофизическое термобарическое моделирование объясняет природу ЗНС вдоль профиля [1–7]. Суть такого подхода заключается в сравнении информации ГСЗ и экспериментальных данных о физических параметрах пород при высоких давлениях (P) и температурах (T). Для ПТБМ были отобраны сланцы, кварциты, метаконгломераты, милониты, гранито-гнейсы, диориты, габброиды и базальты. Упругие характеристики образцов этих пород детально изучались при PT условиях [1–7] в низкотемпературных режимах Чоп-Мукачевской части профиля ГСЗ (РП-17). Для модельных построений других участков профиля с высокотемпературными режимами (аномально высокими для территории Украины !, ?) были внесены температурные поправки в значения скоростей соответствующих пород. Для глубин 10–35 км по изобарам и изотермам скоростей, полученных авторами, а также взятых из работы [14], для пород, формирующих глубинные горизонты Земной коры, строились зависимости $V_p=f(PT)=f(H)$. Как пример таких построений для района ПК105 профиля ГСЗ (РП-17) на рис. 2 приведены данные температурных режимов, сейсмических скоростей, расчетных $V_p=f(PT)=f(H)$ и модель распределения минеральных сред по глубине, соответствующая этим скоростям. В Закарпатском прогибе (рис. 2) верхняя ЗНС-1 связана с высокой T относительно ее средних значений за счет радиогенной генерации тепла глин, алевролитов, песчаников, гранито-гнейсов и некоторым вкладом мантийного тепла [11]. В ЗНС-1 температура меняется от 160 до 260°C, следовательно зона имеет термобарическую природу [15] и сложена терморазуплотненными гранито-гнейсами со сланцами, которые дополнительно подвержены деструктивным внешним воздействиям. Ниже ЗНС-1 температуры невысокие, т.к. они формируются в зоне уменьшения радиогенных источников тепла, а мантийная составляющая

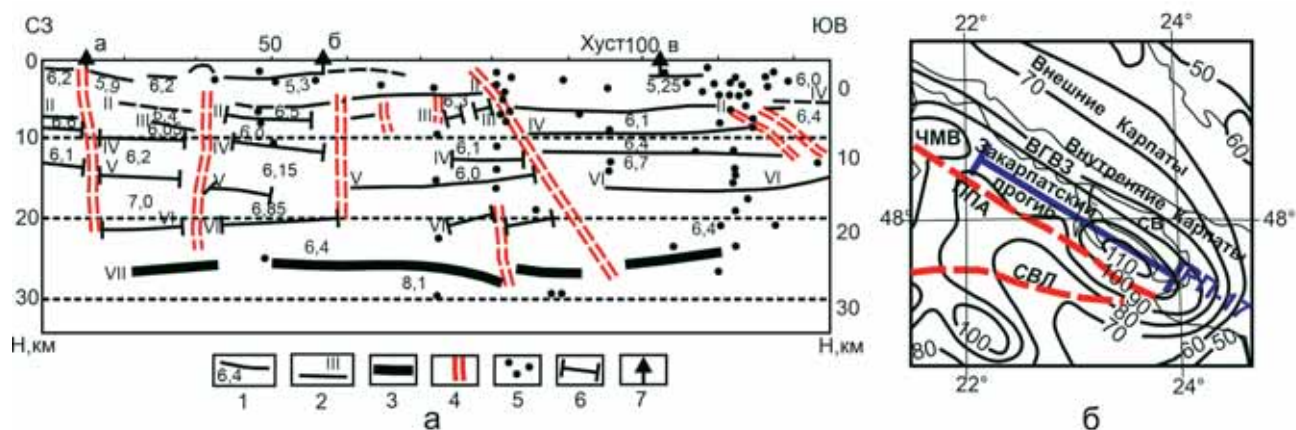


Рис. 1 а – сейсмический разрез земной коры и локализация гипоцентров местных землетрясений вдоль Закарпатского прогиба (РП-17) по [9, 10]: 1 – преломляющие горизонты с указанием граничной скорости, 2 – отражающие горизонты и их номера, 3 – граница М, 4 – разломы, 5 – очаги землетрясений, 6 – сейсмические границы, 7 – действующие скважины на УВ. б – схема расположения сейсмического профиля (РП-17) [3, 5, 9, 10] и тепловые потоки [12, 13] в Закарпатском прогибе: ЧМВ – Чоп-Мукачевская впадина, ВГВЗ – Выгорлат-Гутинская вулканическая зона, СВ – Солотвинская впадина, ППА – Припатонский разлом, СВЛ – Средневенгерская тектоническая линия.

ТП ограничена физическими параметрами нижележащих пород, что приводит к образованию слоя с высокими скоростями за счет преобладания действия P над T . Этот горизонт сложен породами среднего состава.

На глубине $H=18-26$ км температурные режимы обусловили новую ЗНС-2. Приток тепла из мантии нагревает породы на $H=18-26$ км до 600°C (рис. 2). Зона сложена диоритами, габброидами, базальтоидами и другими продуктами вулканической деятельности. Разрывная структура границы М дает право предполагать наличие здесь корово-мантийной смеси. ЗНС-2 вдоль профиля имеют две объемных области – первая в районе Выгорлат-Гутинского хребта, очевидно, связанная с интенсивным притоком мантийного тепла вдоль разлома [10]. Вторая область расположена в районе пикетов 90–120 км (рис. 2).

Для Солотвинской впадины характерен интенсивный прогрев пород, сформировавших обширную ЗНС выше границы М (последняя здесь приподнята до 18–21 км). Постоянный приток тепла из мантии нагревает породы на глубинах 13–18 км, где образуется новая зона (ЗНС-2). Определенное участие в повышении T в зоне имеет тот факт, что над ЗНС-2 лежат породы низкой теплопроводности зоны ЗНС-1 (область пониженной теплопроводности), которые снижают отток мантийного тепла из ЗНС-2. Эта область перехода от кислых пород к породам среднего состава, а подстилают ее возможно габброиды и диориты.

В активных зонах достаточно интенсивных напряжений, развитие зон низких скоростей в земной коре дополнительно объясняется явлением дилатансионного разрушения минеральной среды. Теоретически дилатансионный эффект означает, что объемные и сдвиговые неупругие деформации есть функции давления и касательного напряжения [15, 16]. В кристаллических породах эффект обусловлен развитием системы микротрещин и проявляется, когда напряжения удовлетворяют критерию начала дилатансионного предразрушения или, проще, пределу упругости. Определенным недостатком предложенной модели является требование наличия в земной коре сдвиговых напряжений, достигающих предела прочности пород. Однако эти явления возможны для рассматриваемой нами территории Закарпатья. Дополнительное разуплотнение базифицированных образований выше границы М и снижение скорости провоцируются также дилатансионным разуплотнением пород за счет действия сдвиговых напряжений, направленных вдоль Закарпатской впадины и присутствия мантийного Закарпатского разлома.

Для Солотвинской впадины характерно активное движение мантийных флюидов в результате дислоцированности границы М и ее воздымания. Здесь интенсивный прогрев пород сформировал ЗНС от границы М (которая приподнята до 18–21 км) вплоть до 2 км от дневной поверхности. Кроме того, на небольшой глубине Закарпатского прогиба (рис. 1 а, б) сосредоточена масса эпицентров землетрясений, которые, на наш взгляд, тесно связаны с термобарическими зонами разуплотнения верхней коры. Сейсмическая активность здесь способствует эффекту расширения каналов движения флюидов из астеносферной линзы под Карпатским регионом [19].

При термодинамических условиях, соответствующих ЗНС на глубинах от 3–5 км до 12–20 км, наблюдаются изменения пород, когда происходит их катакlastическое преобразование с повышением трещиноватости и пористости [15]. Зоны низких скоростей – наиболее активные горизонты современного преобразования минеральной среды, изменения структурных особенностей земной коры. Наличие зон низких скоростей в земной коре при определенных давлениях и температурах является ее неотъемлемой частью, стабилизирующей устойчивость литосферы. Полагаем, что активный прогрев земных недр, как результат мантийных катаклизмов в обязательном порядке способствует появлению ЗНС – горизонтов термобарического разуплотнения пород, которое под воздействием миграции флюидов, напряжений, разнонаправленных деформаций и вибраций приобретают свойства сильно дислоцированных сред. Сейсмотектоническая активность литосферы, в свою очередь, способствует эффекту расширения каналов движения мантийных флюидов, при этом формируются так называемые «трубы дегазации» –

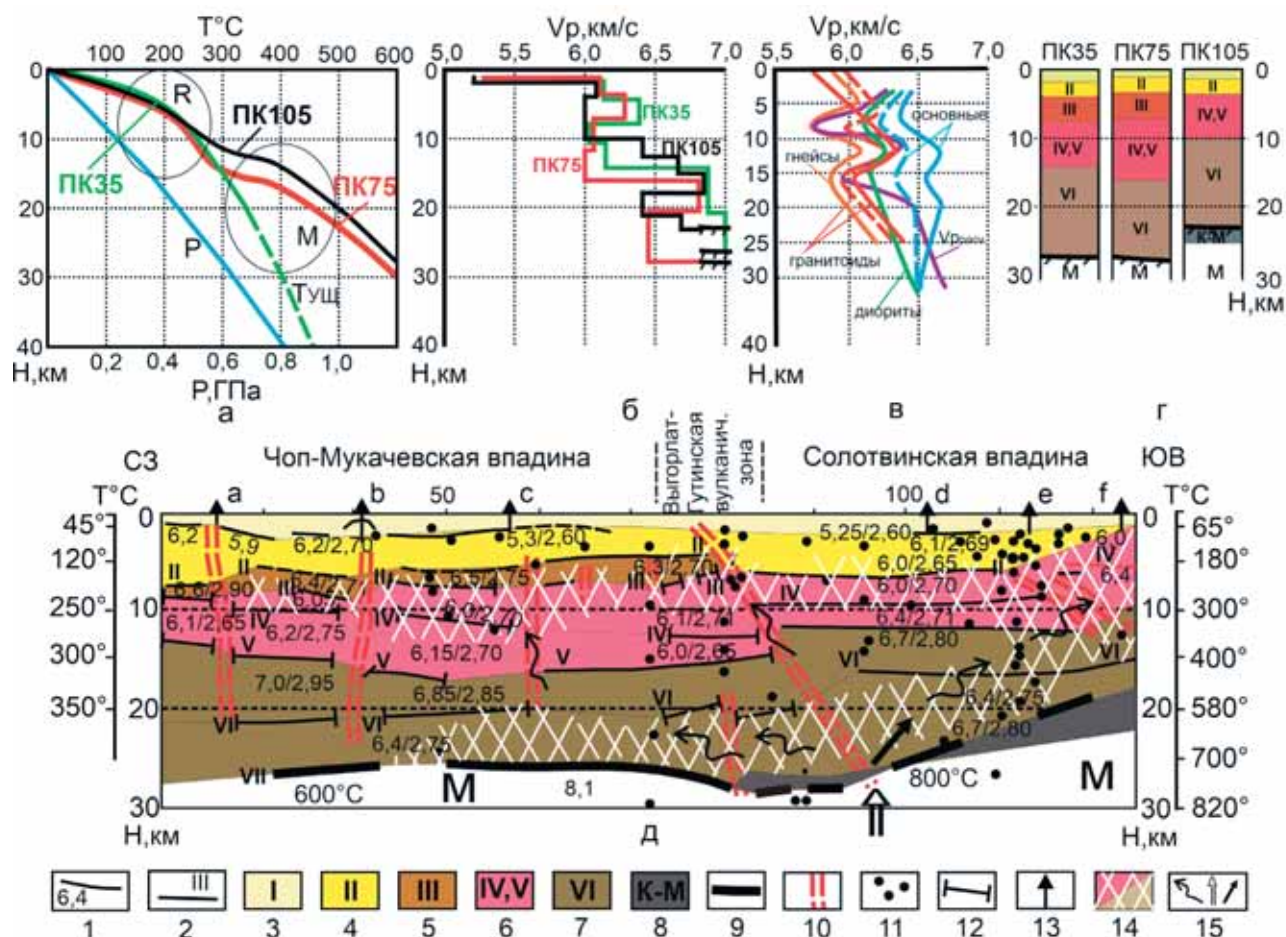


Рис. 2. Элементы построения ПТБМ для районов ПК35,75,105 профиля ГСЗ (РП-17) (а-г) и модель распределения пород с глубиной вдоль ЗВП по данным авторов (д), дополненных материалами публикаций [9-13]. а – температурные режимы, б – сейсмические скорости, в – расчетные $V_p = f(PT) = f(H)$ для терморегима ПК105, г – модельные построения колонок. 1 – преломляющие горизонты с указанием граничной скорости, 2 – отражающие горизонты и их номера, 3 – неогеновая толща, 4 – складчатая подошва, 5 – палеозой, амфиболитовая фация, гнейсы, 6 – протерозой (докембрий), гнейсы с ЗНС, 7 – породы основного состава, 8 – коромантийная смесь, 9 – граница Мохо, 10 – разломы, 11 – эпицентры землетрясений, 12 – сейсмические границы, 13 – действующие скважины на УВ, 14 – ЗНС, 15 – флюидопотоки.

крайне необходимый атрибут формирования скопления глубинных УВ в зонах ЗНС и далее в верхних горизонтах земной коры [1–3, 15–18]. Рассматриваемый нами регион Карпат (ЗВП) по данным геолого-геофизического изучения, геодинамическим исследованиям и петрофизическому моделированию справедливо относят к областям современных активных геологических процессов, где в настоящее время происходит формирование месторождений полезных ископаемых. Таким образом, дополнены критерии локализации участков и каналов вероятного подтока углеводородов в нефтяные залежи [3, 15, 18]. Обоснованы перспективы использования феномена восполнения нефтяных месторождений в практике их поиска, разведки и разработки. ЗНС являются наиболее доступными для изучения геолого-геофизическими методами, в том числе сверхглубокого бурения. Детальное дальнейшее изучение глубинного строения Закарпатья и особенно положения ЗНС значительно расширят возможности поиска УВ (на рис. 7, б – а-г указывают на уже существующие месторождения).

Литература

1. Корчин В.А. Термодинамика коровых зон низких сейсмических скоростей (новая научная гипотеза). Саарбрюкен: LAP Lambert Academic Publishing, 2013. 280 с.
2. Корчин В.А. Коровые зоны низких скоростей – перспективные горизонты локализаций глубинных углеводородов//Глубинная нефть. 2013. 1. № 8. С. 1099–1116.
3. Корчин В.А. Особенности термобарических упруго-плотностных аномалий земной коры сейсмо-тектонически активных регионов//Современные проблемы механики. 2018. № 33(3). С. 244–254.
4. Корчин В.А., Буртный П.А., Карнаухова Е.Е. Разуплотнение метаморфических пород в термодинамических условиях земной коры//Геофизический журнал. 2018. 40. № 4. С. 107–130.

5. Корчин В.А., Буртний П.А., Карнаухова Е.Е. Зоны термобарического разуплотнения пород земной коры – естественные спутники сейсмо-тектонически активных регионов//Современные проблемы механики. 2018. №33(3). С. 399–409.
6. Корчин В.А., Буртний П.А., Коболев В.П. Термобарическое петрофизическое моделирование в геофизике. Киев: Наукова думка, 2013. 312 с.
7. Буртний П.А., Корчин В.А., Карнаухова Е.Е. Моделирование вещественного состава глубинных горизонтов земной коры (новая концепция интерпретации геофизических данных). Саарбрюкен: LAP Lambert Academic Publishing, 2013. 188 с.
8. Сучасна геодинаміка та геофізичні поля Карпат і суміжних територій. За заг. ред. К.Р.Третьяка, В.Ю.Максимчука, Р.І.Кутаса. Львів: изд-во Львівської політехніки, 2015. 420 с.
9. Назаревич А.В., Назаревич Л.С., Ковалишин З.І. Природа підзони знижених швидкостей у «гранітах» кори Закарпаття та її перспективні ресурси. Вісник Львівського ун-ту, Сер. геол. 2002. № 15. С. 119–125.
10. Чекунов А.В., Ливанова Л.П., Гейко В.С. Глубинное строение и некоторые особенности тектоники Закарпатского прогиба//Советская Геология. 1969. № 10. С. 57–68.
11. Гордиенко В.В., Гордиенко И.В., Завгородняя О.В., Ковачикова С., Логвинов И.М., Тарасов В.Н., Усенко О. В. Украинские Карпаты (глубинные процессы). Киев: Логос, 2011. 128 с.
12. Кутас Р.И. Тепловой поток и геотермические модели земной коры Украинских Карпат//Геофизический журнал. 2014. 36. № 6. С. 3–27.
13. Кутас Р.И. Геотермические условия и мезо-кайнозойская эволюция Карпато-Паннонского региона//Геофизический журнал. 2016. 38. №5. С. 75–107.
14. Christensen N., Mooney W. Seismic velocity structure and composition of the continental crust: A global view. Journ. Geoph. Research. 1995. Vol. 100. № B7. P. 9761–9788.
15. Korchin V.A. Anomalies of low density in the crystalline crust of thermobaric origin: a new insight into migration and localization of hydrocarbons. Monograph 72: Oil and Gas Exploration: American Geophysical Union, Wiley. 2017. P. 237–257.
16. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. Москва: Недра, 1996. 447 с.
17. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине//Геофизический журнал. 2014. 36. № 4. С. 3–12.
18. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ. 2019. 264 с.
19. Гордиенко В.В., Гордиенко Л.Я. Астеносферные линзы в мантии нефтегазовых регионов. Геология полезных ископаемых и мирового океана. 2019. № 2. С. 35–51. <https://doi.org/10.15407/gpimo2019.02.035>.

МОДЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ РЕАГЕНТА СНПХ-9777 ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

Д.В. Краснов, Р.А. Былинкин, Н.П. Григорьева, М.С. Чаганов

АО «НИИнефтепромхим», г. Казань, krasnov.d.v@neftpx.ru

В работе [1] отмечено, что современное состояние нефтедобычи с высокой обводненностью продукции диктует требования не только к разработке новых высокоэффективных реагентов, но и к созданию новых технологий их применения. Среди них технологии с использованием химических композиций для выработки высокообводненных пластов в комплексировании с волновыми и другими методами физического воздействия на продуктивные пласты.

Реагент «Эмульгатор СНПХ-9777», разработанный в АО «НИИнефтепромхим», предназначен для получения инвертных эмульсий на углеводородной основе. Способность СНПХ-9777 при перемешивании с минерализованной водой или водным раствором солей (предел плотностей от 1,0 до 1,6 г/см³) образовывать вязкие устойчивые эмульсии с внешней углеводородной фазой, не влияющие на коллекторские свойства продуктивного пласта, позволяет использовать его в технологиях повышения нефтеотдачи пластов нефтяных и газоконденсатных месторождений на любой стадии заводнения [2, 3], а также для проведения капитального ремонта скважин. Эмульсии на основе СНПХ-9777 термостабильны до 90°C, обладают высокой седиментационной устойчивостью.

В рамках данной статьи с целью определения возможности применения реагента СНПХ-9777 в технологиях повышения нефтеотдачи:

1. Проведена оценка фильтрационных характеристик водонасыщенной модели пласта после ее химической обработки реагентом СНПХ-9777 в комплексе с акустическим воздействием [4];
2. Исследовано влияние состава эмульгатора СНПХ-9777, модифицированного полимерной присадкой (ПП), на свойства эмульсии, примененной для обработки модели пласта насыщенного водой.

Фильтрационные исследования проводили на установке УИПК-1М с использованием разработанного лабораторного аналога ультразвукового генератора и испытательного макета. Для создания насыпных моделей пласта (диаметр металлической модели d = 3,2 см) использовали молотый кварцевый песок. Определение проницаемости модели

пласта по воде осуществляли после прокачки не менее 2 поровых объемов через модель и выхода на постоянную скорость фильтрации.

Оценку влияния ультразвукового воздействия на химическую обработку пласта эмульсионной системой на основе СНПХ-9777 проводили на моделях № 1А, 1Б:

Модель № 1А – закачка эмульсионной системы в модель пласта в режиме ультразвукового воздействия (УЗ).

Модели № 1Б – закачка эмульсионной системы без УЗ.

В водонасыщенную Модель № 1А, с первоначальной проницаемостью по воде – $1,89 \text{ мкм}^2$, закачали эмульсию, получаемую при интенсивном смешении реагента СНПХ-9777 и минерализованной воды ($\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$), в режиме ультразвука (24 кГц, 650 Вт). Закачку провели в течение 30 минут при давлении 0,12 МПа и среднем расходе – 3 мл/мин. Эмульсию продавливали в пласт оторочкой минерализованной воды и оставили на реагирование. Давление в период подачи реагента и воды были постоянными. Через сутки при закачке минерализованной воды давление в системе возросло и составило 1,4 МПа. На рис. 1 представлены процессы проведенного испытания.

Общий объем эмульсии, продавленной в Модель № 1, составил 1 поровый объем при проницаемости $0,14 \text{ мкм}^2$. При закачке минерализованной воды фильтрация снизилась до 2 мл/мин. Конечная проницаемость насыпной модели по воде составила $0,01 \text{ мкм}^2$. В результате обработки эмульсией на основе реагента СНПХ-9777 совместно с ультразвуковым воздействием проницаемость модели уменьшилась в 189 раз.

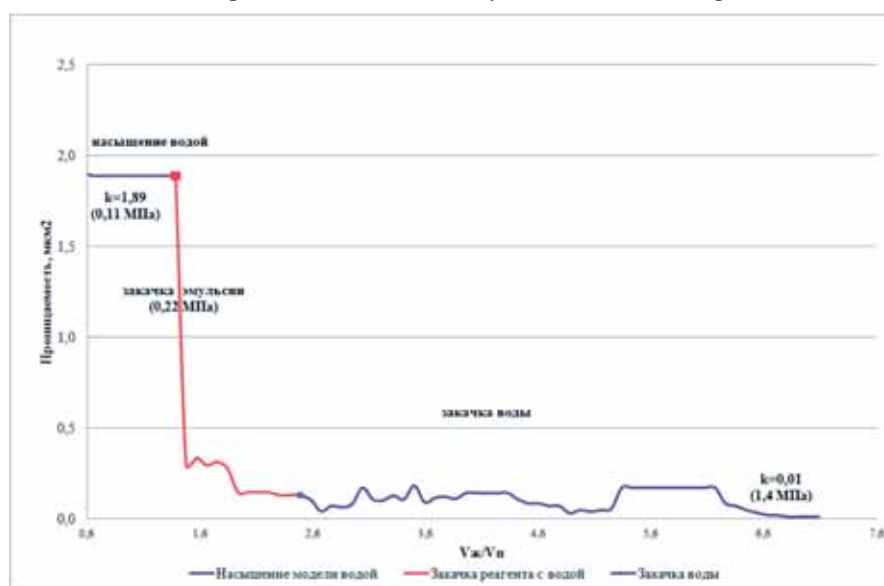


Рис. 1. Изменение водопроницаемости Модели № 1 после обработки эмульсией в режиме ультразвукового воздействия.

В Модель № 1Б, проницаемость по воде которой составляла $1,73 \text{ мкм}^2$, закачали одновременно реагент СНПХ-9777 и воду (соотношении 1:1,5) в течение 100 минут при давлении 0,32 МПа и среднем расходе 1 мл/мин. Продавку эмульсии также провели минерализованной водой и оставили на реагирование. Через сутки при закачке минерализованной воды давление возросло до 2,8 МПа. На рис. 2 приведены изменения фильтрационных свойств модели пласта при закачке флюидов.

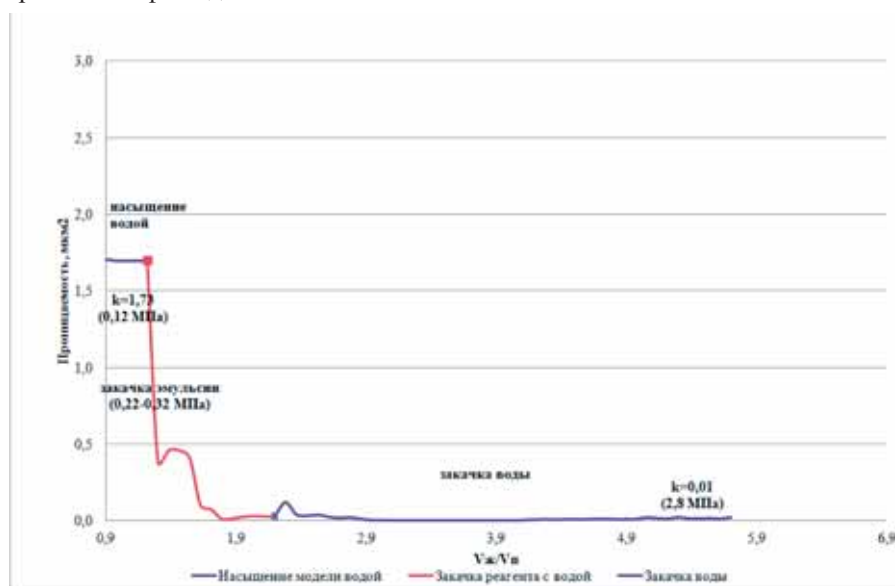


Рис. 2. Изменение водопроницаемости Модели пласта (№1Б) после обработки эмульсией.

Общий объем закаченной в Модель № 1Б эмульсии составил 1 поровый объем при проницаемости 0,3 мкм². Скорость фильтрации минерализованной воды была 2 мл/мин, конечная проницаемость насыпной модели по воде – 0,01 мкм². В результате обработки эмульсией Модели № 1Б проницаемость модели уменьшилась в 170 раз.

Результаты проведенных лабораторных испытаний представлены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты исследований по влиянию эмульсии на изменение водопроницаемости модели пласта

№ моделей	Способ обработки	Длина модели, см	Абсолютная проницаемость, мкм ²	Проницаемость по воде, мкм ²	Объем закачанного реагента, мл	Проницаемость по реагенту, мкм ²	Проницаемость (конечная) мкм ²	ккон. / кнач.
1А	Эмульсия + ультразвук	44	3,2	1,89	120	0,14	0,01	189
1Б	Эмульсия	50	2,9	1,7	130	0,03	0,01	170

Из таблицы 1 видно, что конечная проницаемость моделей (№ 1А с УЗ и 1Б без УЗ) после фильтрации воды через обработанный эмульсией пласт находится на одном уровне. Но в то же время, в результате УЗ обработки, увеличивается проникающая способность эмульсии в модель пласта (1А). Известно [5], что вынужденные колебания стенок пористой структуры пласта за счет акустического воздействия вызывают появление в вязкой жидкости течения с постоянной скоростью, которые можно интерпретировать как снижение сопротивления переносу жидкости, то есть как уменьшение эффективной вязкости.

Испытания по определению влияния углеводородорастворимой ПП, вводимую в состав эмульгатора СНПХ-9777, на свойства эмульсии и проницаемость водонасыщенной модели пласта проводили на Моделях № 2А и 2Б:

Модель № 2А (контрольная) (проницаемость по воде – 3,78 мкм²) – закачка эмульсии на основе СНПХ-9777 и минерализованной воды ($\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$) в соотношении 1:2,5 по объему;

Модель № 2Б (проницаемость по воде – 3,37 мкм²) – закачка эмульсии на основе СНПХ-9777 с содержанием 0,75% ПП и минерализованной воды ($\rho = 1,15 \text{ г/см}^3$) в соотношении 1:2,5 по объему.

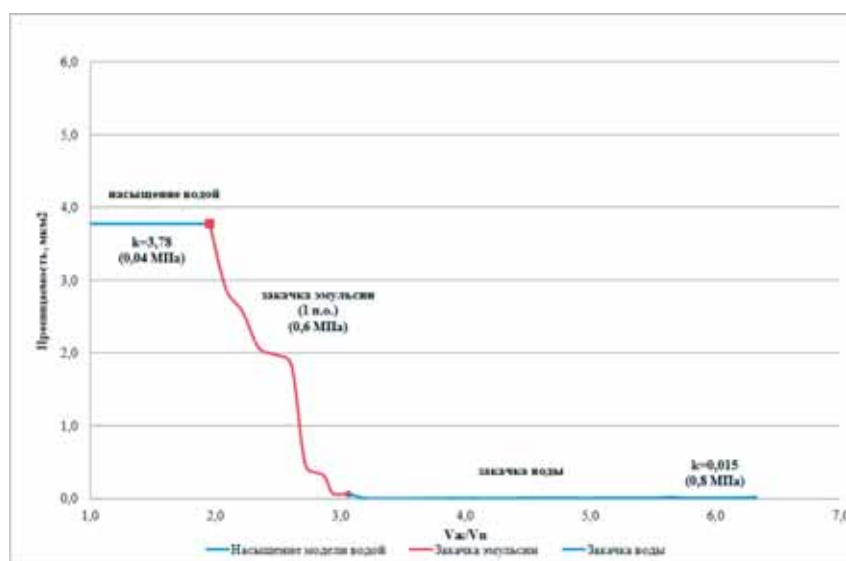


Рис. 3. Изменение водопроницаемости модели пласта после обработки эмульсией на основе СНПХ-9777 с высокоминерализованной пластовой водой.

В модель № 2А закачали эмульсию при давлении 0,2–0,6 МПа (средний расход – 0,05 мл/мин.). Общий объем закачки реагента составил ~1 поровый объем при проницаемости 0,07 мкм². После выдержки модели на реагирование в течение 24 часов прокачали ~3 поровых объема минерализованной воды. После продавки второго порового объема фильтрация жидкости вышла на постоянный режим. Конечная проницаемость насыпной модели по воде составила 0,015 мкм² при давлении 0,8 МПа. Изменение проницаемости модели в процессе эксперимента приведено на рис. 3.

Закачку эмульсии на основе СНПХ-9777, модифицированную полимерной присадкой, в Модель № 2Б провели при давлении 0,2–0,5 МПа (средний расход – 0,17 мл/мин.). Скорость проникновения эмульсии в пласт была выше в ~3 раза по сравнению с Моделью № 2А. Общий объем закачки реагента составил ~1 поровый объем при проницаемости 0,38 мкм². После выдержки модели на реагирование 24 часа прокачали 3 поровых объема минерализованной воды. После второго порового объема режим фильтрации стал постоянным. Конечная проницаемость насыпной модели по воде составила 0,015 мкм² при давлении 1,6 МПа в результате образования прочного блокирующего экрана. Изменение проницаемости модели в процессе эксперимента приведено на рис. 4.

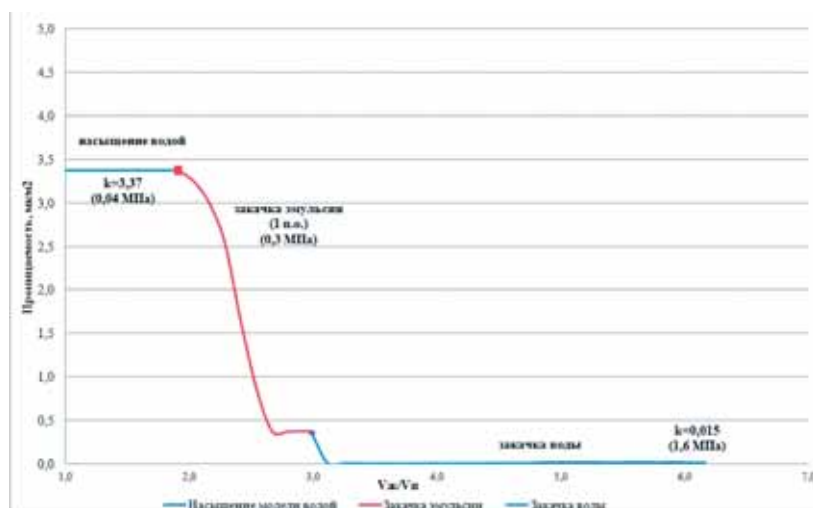


Рис. 4. Изменение водопроницаемости модели пласта после обработки эмульсией на основе СНПХ-9777, модифицированного ПП, и высокоминерализованной пластовой водой.

Результаты проведенных исследований на моделях 2А, 2Б по оценке изменения проницаемости по воде на насыпных моделях представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты влияния эмульсионных систем на проницаемость водонасыщенных моделей пласта

№ моделей	Компонент	Длина модели	Проницаемость по воде (начальная), мкм ²	Объем закачанного реагента, мл	Проницаемость по эмульсии, мкм ²	Проницаемость по воде (конечная), мкм ²	кнач. / ккон.
1	Эмульсия	50	3,78 (0,04*)	85	0,07	0,015 (0,8*)	252
2	Эмульсия с ПП	50	3,37 (0,04*)	85	0,38	0,015 (1,6*)	225

* – давление закачки флюидов.

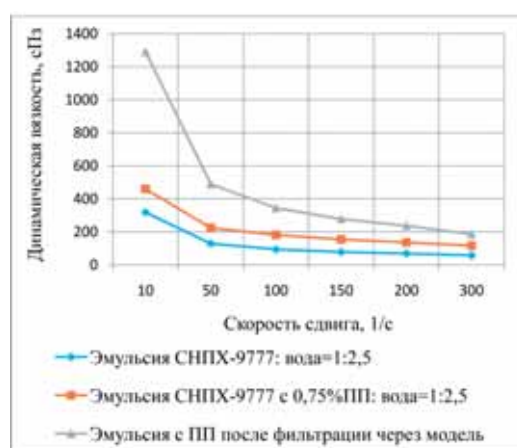


Рис. 5. Зависимость динамической вязкости эмульсии от наличия ПП (исходные данные: эмульгатор СНПХ-9777, вода модель – плотность 1,15 г/мл).

Анализ реологических свойств (рис. 5) и лабораторных испытаний на насыпных моделях показал, что введенная полимерная присадка в состав СНПХ-9777 позволяет получать вязко-упругие эмульсии, устойчивые к депрессии и обладающие высокой проникающей способностью.

Выводы

1. Ультразвуковое воздействие во время химической обработки водонасыщенной модели пласта ускоряет процесс образования эмульсионной системы на основе СНПХ-9777.
2. Эмульсионные системы на основе СНПХ-9777 независимо от акустического влияния обладают водоизолирующим эффектом.
3. Введение полимерной присадки в состав СНПХ-9777 позволяет получать вязко-упругие эмульсии, устойчивые к депрессии и обладающие высокой проникающей способностью.

Таким образом, испытания на насыпных моделях пласта показали эффективность и возможность для применения реагента СНПХ-9777 как с использованием ультразвукового оборудования, так и с ПП для технологий селективной изоляции водонасыщенных зон.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Фундаментальные проблемы нефтяной отрасли России и пути перехода к инновационному развитию//Материалы науч.-практ. конф. «Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений». Казань: Изд-во «Слово», 2017. С. 9–13.
2. Маргулис Б.Я., Григорьева Н.П., Лукьянов О.В. и др. Новый подход к разработке композиций для воз-

действия на пласт и призабойную зону скважин в карбонатных коллекторах//Специализированный журнал «Газ. Нефть. Бизнес Татарстана». Май-июль 2006 г. С. 71–77.

3. Григорьева Н.П., Маргулис Б.Я. и др. Комплексный подход к разработке составов для повышения нефтеотдачи пластов, обработки призабойной зоны и селективной изоляции скважин//Тезисы докладов конференции «Эффективные пути поисков, разведки и разработки залежей нефти». Гомель, сентябрь, 2006 г.

4. Былинкин Р.А., Краснов Д.В., Вердеревский Ю.Л., Чаганов М.С., Григорьева Н.П., Магдеев Э.Р., Абрамова А.В., Никонов Р.В., Новиков В.В., Хабибуллин Р.А., Петров Г.А., Марунин Д.А. Влияние кислотных составов марки СНПХ совместно с сонокатализатором на проницаемость моделей пласта по нефти//Нефть. Газ. Новации. 2019. № 1. С. 6–9.

5. Prachkin V.G., Mullakaev M.S., Asylbaev D.F. Povyshenie produktivnosti skvazhin metodom akusticheskogo vozdeystviya na vysokovyazkie nefti v kanalah prizabojnoj zony skvazhiny. Himicheskoe i neftegazovoe mashinostroenie. 2014. № 9. S. 15–19.]

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЦЕНАРИЕВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМОГО ОБВОДНЕННОГО ПРОПЛАСТКА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

К.А. Куличкова, К.А. Поташев

ФГАОУ ВО «Казанский федеральный университет», г. Казань, cheremnykh.ksenia@gmail.com

При заводнении нефтяных пластов существенное ограничение на извлечение запасов нефти может оказывать наличие суперколлекторов. Суперколлектор при относительно малой толщине характеризуется абсолютной проницаемостью, превышающей среднепластовые значения на два и более порядка [1]. Вследствие быстрого прорыва воды к добывающим скважинам происходит рост обводненности, и дальнейшая эксплуатация может оказаться экономически нецелесообразной.

Одним из способов увеличения охвата пласта заводнением является изоляция (понижение проницаемости) уже промытых высокопроницаемых пропластков, например, путем закачки в них составов на полимерной основе [2, 3]. Несмотря на большое количество исследований [4, 5], эффективность различных вариантов размещения изолирующих составов вдоль суперколлектора остается малоизученной.

В работе представлены результаты серии модельных расчетов, описывающих процесс заводнения участка пласта между двумя рядами нагнетательных и добывающих скважин при изоляции суперколлектора. Предполагается, что суперколлектор расположен в середине поперечного среза пласта. Исследована эффективность трех различных сценариев изоляции, когда изоляционные интервалы а) расположены в центре суперколлектора и имеют различную протяженность; б) имеют малую протяженность, но различное положение вдоль суперколлектора; в) распределены дробно вдоль суперколлектора при неизменной суммарной протяженности.

Строится решение двумерной задачи двухфазной фильтрации в вертикальной плоскости XZ поперечного сечения пласта $G=[0,L] \times [0,H]$ с проницаемостью k , содержащей подобласть суперколлектора $G_s=[0,L] \times [0,h]$ $G_s=[0,L] \times [0,h]$ с проницаемостью $K \gg k$, внутри которой могут располагаться зоны изоляции G_i низкой проницаемости $k_i \ll k$ (рис. 1). Для описания вариантов изоляции суперколлектора будем использовать обозначения: D – ширина зоны изоляции, l – расстояние до центра или между центрами зон изоляции.

Были заданы наиболее характерные величины параметров задачи:

$$H=1, L=10, h=0.1, k=1, K=10^2, k_i=10^{-6}.$$

$$H=1, L=10, h=0.1, k=1, K=10^2, \kappa=10^{-6}.$$

Период моделирования состоял из двух этапов:

- 1) $0 < t \leq \tau$ – начальный этап заводнения до прорыва воды через суперколлектор;
- 2) $\tau < t \leq T$ – второй этап заводнения.

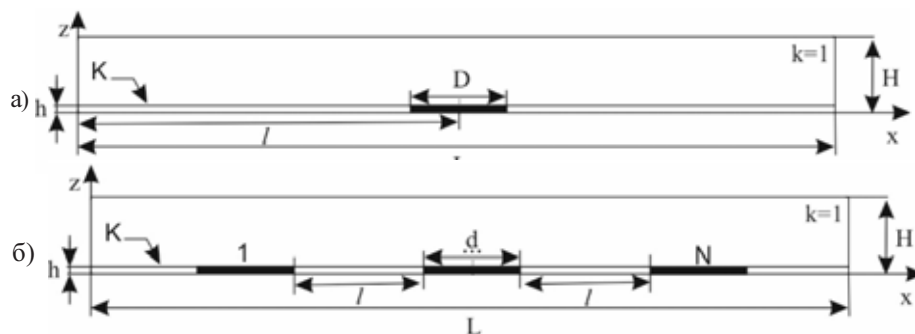


Рис. 1. Схема области решения и сценариев изоляции а) изоляция одиночным интервалом заданной ширины; б) изоляция дробными равноотстоящими интервалами равной ширины.

Сценарии изоляции моделировались на втором этапе заводнения, поскольку решение о необходимости изоляции водопритока принимается, как правило, после фиксации преждевременного обводнения скважин.

Начальное условие для первого этапа заводнения отражало отсутствие воды в пласте, а для второго этапа совпадает с распределением насыщенности на момент времени $t = \tau$, полученным из решения задачи для первого этапа заводнения.

Задача решалась численно – распределение давления отыскивалось методом конечных элементов, а задача переноса насыщенности решалась методом конечных объемов.

Изоляция одиночным центрированным интервалом

Параметром первого сценария является ширина интервала изоляции D .

На рис. 2 приведены поля насыщенности при различной протяженности интервала изоляции в момент прорыва фронта насыщенности в области G в добывающие скважины. Наиболее полный охват области пласта заводнением наблюдается при изоляции более половины длины суперколлектора.

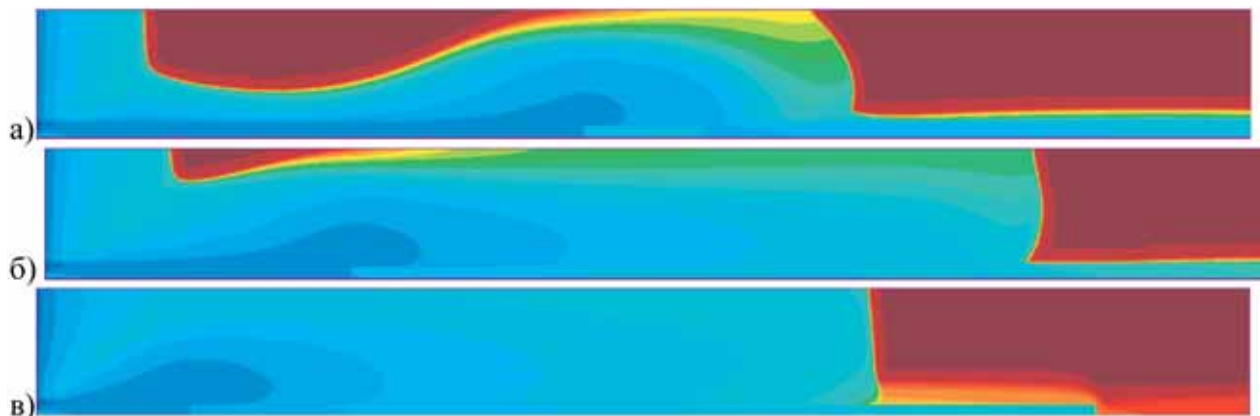


Рис. 2. Поле насыщенности в момент прорыва при первом сценарии изоляции
а) $D = 1$, б) $D = 5$, в) $D = 7.5$

Эффективность изоляции высокопроницаемого слоя можно оценить по коэффициенту извлечения нефти (КИН), длительности заводнения, а также количеству поровых объемов закачанной воды, которые будут достигнуты при фиксированных значениях предельной обводненности жидкости F_{lim} на выходной границе (галерея добывающих скважин) (рис. 3). В случае рентабельной обводненности $F_{lim} = 90\%$ изоляция приводит к более значимому увеличению КИН с 0,54 до уровня 0,72–0,85, а для $F_{lim} = 95\%$ увеличение КИН происходит от значения 0,72 до уровня 0,8–0,875. При этом можно отметить: 1) даже малая протяженность интервала изоляции приводит к значительному повышению КИН; 2) изоляция более половины длины слоя суперколлектора, по-видимому, является экономически нецелесообразной, поскольку дальнейший рост КИН практически прекращается.

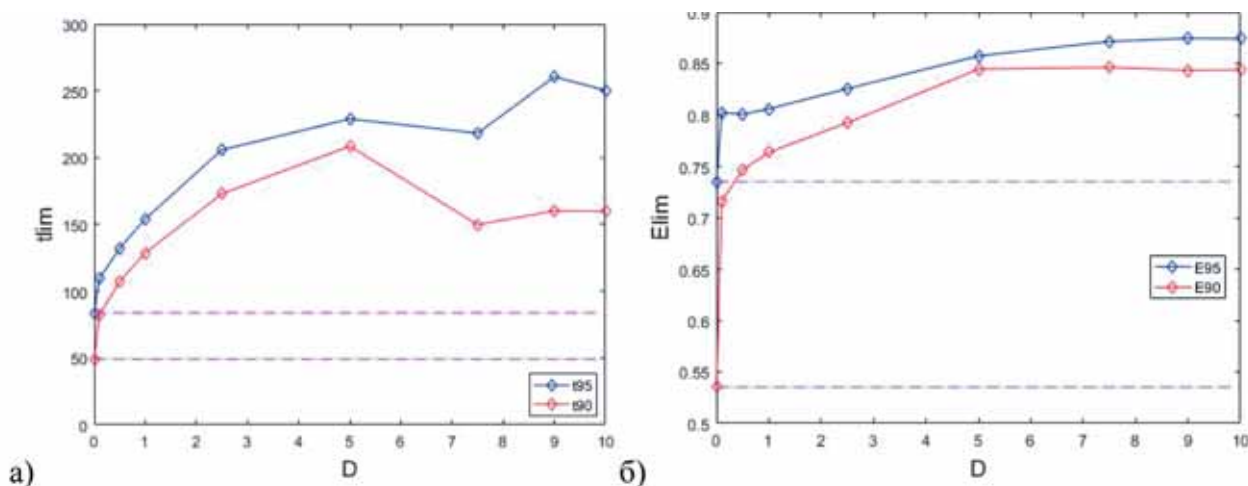


Рис. 3. Зависимость от ширины D интервала изоляции.
при достижении 90% и 95 % обводнения а) длительности заводнения; б) КИН

Для дальнейшего сравнения отметим КИН при $D = 1$ – $КИН_{90} = 0.76$, $КИН_{95} = 0.8$.

Изоляция интервалом единичной длины с произвольными положением в пропластке

Параметром второго сценария является положение центра интервала изоляции l вдоль суперколлектора, при этом длина интервала фиксирована $D = 1$, что соответствует одной десятой расстояния между галереями скважин.

На рис. 4 приведены поля насыщенности при различном положении центра интервала изоляции в момент прорыва фронта насыщенности в области G в добывающие скважины. При смещении центра интервала изоляции дальше середины суперколлектора охват пласта заводнением становится менее эффективным, происходит запирание нефтенасыщенной области, что может привести к преждевременному решению о выводе нерентабельной скважины из эксплуатации.

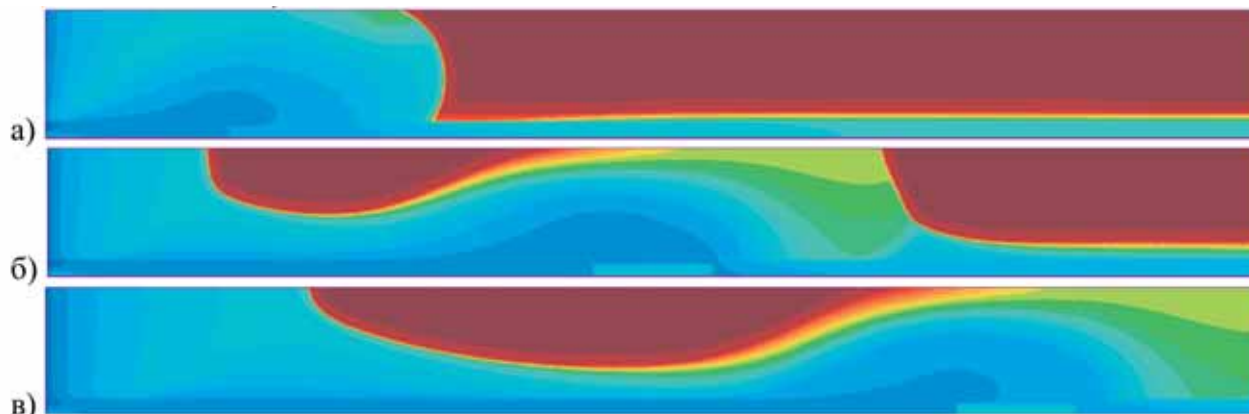


Рис. 4. Поле насыщенности в момент прорыва при втором сценарии изоляции) $l = 2$,
б) $l = 5$, в) $l = 8$

Интерес представляет принципиальное различие зависимости КИН от положения центра интервала изоляции для уровней предельной обводненности 90% и 95% (рис. 5). В первом случае оптимальным является расположение интервала изоляции вблизи центра области заводнения, тогда как для более высокой предельной обводненности этот вариант является наименее эффективным. Для высокого уровня (95%) предельной обводненности за счет выбора положения одного интервала изоляции протяженностью 10% от длины области заводнения можно добиться повышения КИН на 2–3%. Для более низкого уровня предельной обводненности (90%) выбор положения интервала изоляции оказывается более значительным и может привести к различиям предельного КИН более 10%. Таким образом, при оптимальных расположениях интервала $D = 1$ имеем максимальные значения $КИН_{90} = 0.78$, $КИН_{95} = 0.85$.

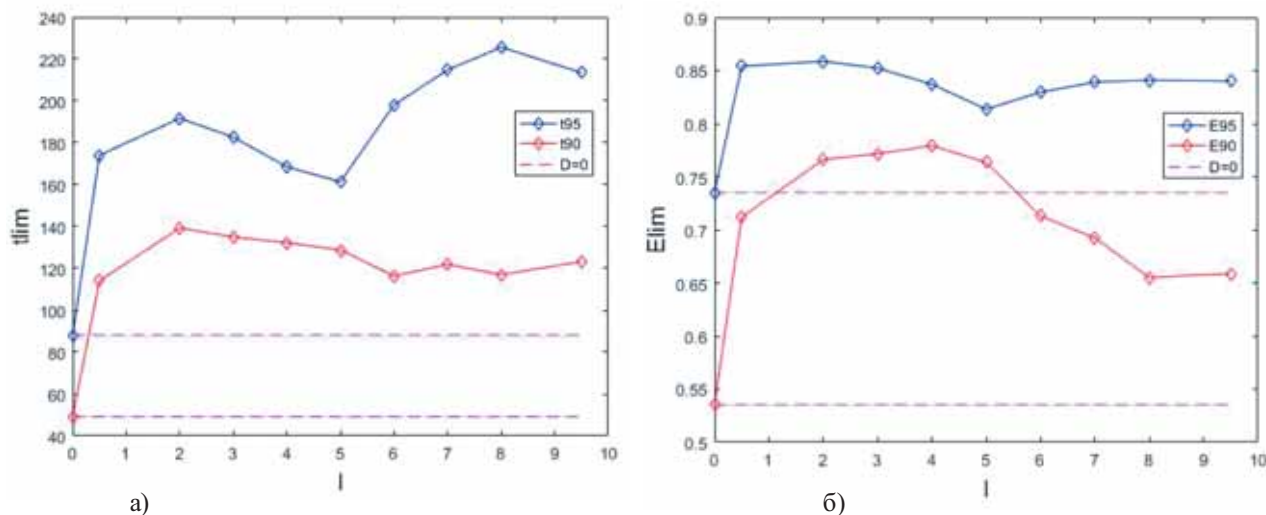


Рис. 5. Зависимость от положения центра интервала изоляции при достижении 90% и 95% обводнения а) длительности заводнения; б) КИН.

Изоляция равноотстоящими интервалами с единичной суммарной длиной

Параметром третьего способа изоляции является число интервалов изоляции N . При этом их суммарная длина, как и прежде, равна единице, то есть 10% от длины области заводнения.

Из приведенной динамики полей насыщенности (рис. 6) видно, что за счет изменения числа интервалов изоляции при неизменной их общей длине можно существенно повлиять на охват области пласта заводнением.

Максимальное повышение КИН происходит при предельной обводненности 90% с 0,54 до 0,84 при числе интервалов изоляции $N = 4$, а при предельной обводненности 95% – с 0,74 до 0,85 уже при $N = 2$. При этом длительность заводнения повышается примерно в 2,5 раза. Дальнейшее увеличение числа интервалов изоляции не при-

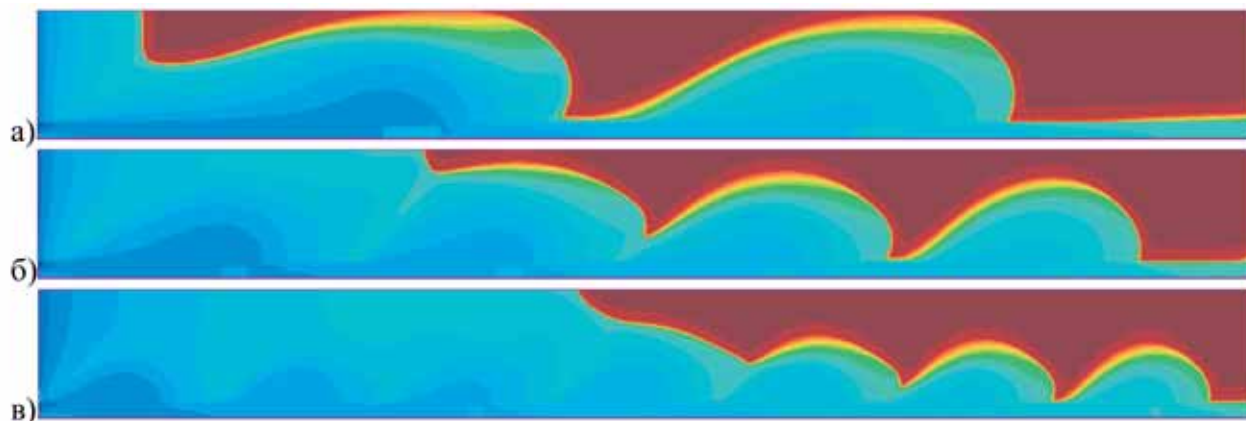


Рис. 6. Поле насыщенности в момент прорыва при третьем сценарии изоляции а) $N = 2$, б) $N = 4, N = 7$

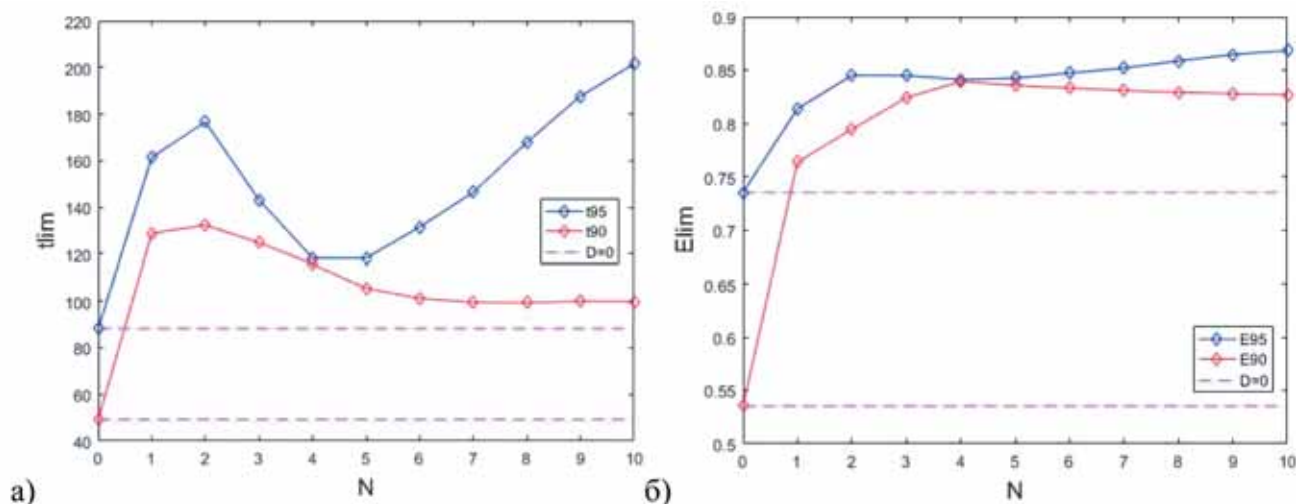


Рис. 7. Зависимость от числа интервалов изоляции N при достижении 90% и 95% обводнения а) длительности заводнения; б) КИН

водит к значимому росту КИН. Таким образом, за счет дробного распределения изолирующего материала общей протяженностью $D = 1$ можно достичь предельных значений $КИН_{90} = 0.84$, $КИН_{95} = 0.85 \div 0.87$.

На основании выполненных расчетов можно заключить, что планирование вариантов изоляции должно происходить с использованием аппарата вычислительного эксперимента при заданных параметрах коллектора и пластовых флюидов.

В рассмотренном случае выбор сценария изоляции слоя суперколлектора существенно зависит от уровня экономически целесообразной предельной обводненности:

1) при уровне обводненности 90% изоляция более 50% длины суперколлектора экономически нецелесообразна, максимальное повышение КИН при этом достигает примерно 30%; если ограничить объем интервала изоляции на уровне 10% длины области заводнения, то за счет его расположения в центре области заводнения можно достичь повышения КИН примерно на 20%; если же тот же объем интервала изоляции распределять вдоль пропластка дробными интервалами, то достаточным является разбивка на 4 равноотстоящих интервала изоляции, когда КИН повышается примерно на 30%, что эквивалентно централизованной изоляции 50% длины суперколлектора единым интервалом;

2) при уровне обводненности 95% изоляция суперколлектора на интервале 10% от общей длины области заводнения оказывается наиболее эффективной при его дробном расположении, что позволяет повысить КИН примерно на 12% по сравнению с вариантом заводнения без изоляции высокопроницаемого слоя; такая эффективность оказывается эквивалентна случаю полной изоляции слоя по всей его длине.

Литература

1. Закиров С.Н., Рощина И.В., Индрунский И.М., Роцин А.А. Разработка месторождений нефти и газа с суперколлекторами в продуктивном разрезе. М.: Издательско-полиграфическая компания ООО «Контент-пресс», 2011. 248 с.
2. Алтунина Л.К., Кувишинов В.А., Стасьева Л.А. Термообратимые полимерные гели для увеличения нефте-

отдачи. Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск. Химия в интересах устойчивого развития 19 (2011). С. 127–136.

3. Бахшян Н.А. Снижение обводненности скважин с помощью потокоотклоняющих технологий на примере Ванкорского месторождения/ Н.А. Бахшян// Международный научно-исследовательский журнал. 2016. № 6(48) Часть 2. С. 33–37.

4. A. Jahanbani Ghahfarokhi, J. Kleppe, and O. Torsaeter, Norwegian University of Science and Technology. Simulation Study of Application of a Water Diverting Gel in Enhanced Oil Recovery. SPE-180190-MS.

5. Багир А. Сулейманов, Хасай А. Фейзуллаев, НИПИ «Нефтегаз» SOCAR. SPE-198388-RU. Численное моделирование изоляции водопритоков при разработке зонально-неоднородных нефтяных пластов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ

Р.А. Мамедов

*Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
г. Москва, rus_mamedow@mail.ru*

Восточно-Сибирское море, представляющее собой часть Арктического шельфа России, расположено между Новосибирскими островами и островом Врангеля. Эта область достаточно слабо изучена, в пределах территории Восточно-Сибирского моря отсутствуют пробуренные скважины. Осадочный бассейн шельфа Восточно-Сибирского моря находится на региональной стадии изучения. Ранние представления о его геологическом строении базировались в основном на данных геологической съемки островов и прилегающей суши, а также на интерпретации потенциальных полей. Для решения геологической задачи в 2011 – 2012 годах полевая геофизическая партия ОАО «МАГЭ» выполнила морские полевые работы – сейморазведку МОВ ОГТ 2Д.

В северо-западной части континентальной окраины шельфа Восточно-Сибирского моря, по результатам сейсмических исследований автором выполнено 3Д – моделирование и построен структурный каркас, отобразивший геолого-тектоническое строение территории (рис. 1).

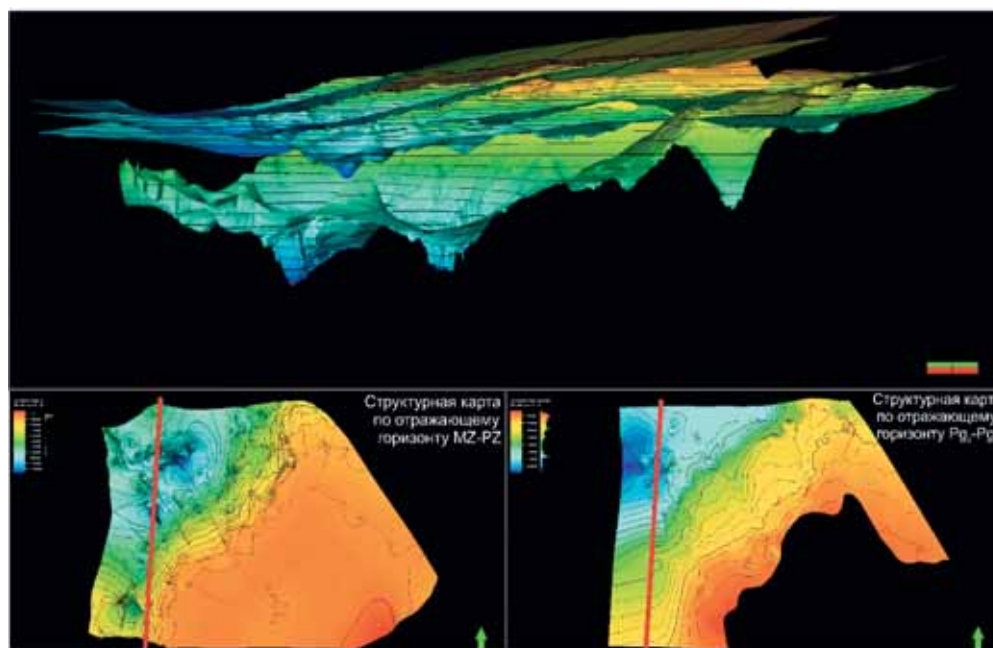


Рис. 1. Структурная 3D модель северо-западной континентальной окраины Восточно-Сибирского моря.

В пределах шельфа Восточно-Сибирского моря выделяются два надпорядковых тектонических элемента: Новосибирская эпикиммерийская (эпимезозойская) плита и Гиперборейская краевая плита с каледонским и частично более древним фундаментом. Основными структурами на шельфе в гиперборейской плите являются: поднятие Де-Лонга, Жоховская впадина, Дремхедский прогиб и Шелакское поднятие. Поднятие Де-Лонга представлено позднекайнозойскими осадочными породами, мощность – первые сотни метров, в радиальных грабенах до 1 км [1].

Для оценки перспективности нефтегазоносности была выполнена работа по бассейновому моделированию 2Д в программном обеспечении Petro Mod, ранее этот метод не применялся на изучаемой территории. В виде исходных данных был использован временной разрез (рис. 2а). При моделировании осадочного бассейна выполнены следующие задачи:

- отбор и подготовка входных данных;
- наполнение модели информацией (загрузка данных);
- восстановление истории погружения бассейна;
- расчет катагенетической преобразованности г/п и определение зрелости нефтегазоматеринских толщ;
- калибровка тепловой модели;
- расчеты объемов генерации и эмиграции УВ;
- оценка путей миграции, объемом скоплений УВ;
- качественная и количественная оценка скоплений УВ.

Важную роль для оценки нефтегазоперспективности региона играют тектогенные зоны – ступенчатые сбросы фундамента, горстово-блоковые и вулканогенные поднятия в области перехода континент – океан, что мы и наблюдаем на геолого-тектоническом разрезе (рис. 2 б). Во внутренних впадинах ограничивающие на всем этапе геологической эволюции могут накапливаться черносланцевые толщи. В большинстве осадочных бассейнов черносланцевые толщи являются основными нефтематеринскими породами.

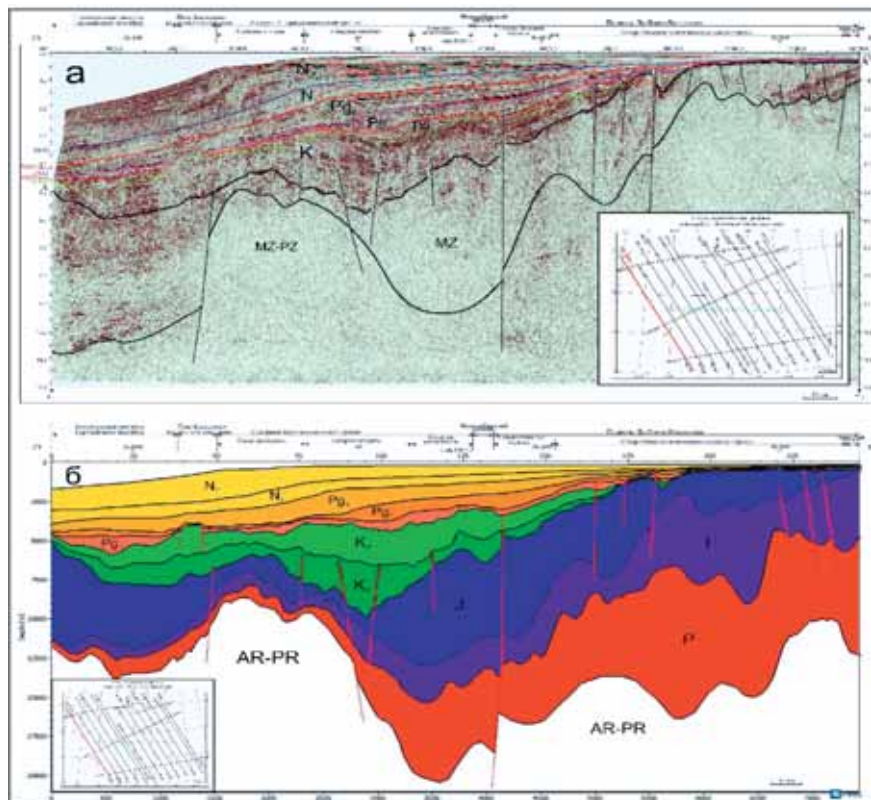


Рис. 2. Геологическое строение территории: а) временной разрез в СЗ-ЮВ направлении; б) построенная геолого-тектоническая модель 2Д.

В акватории Восточно-Сибирского моря отсутствуют скважины, вследствие чего данные о составе литолого-фациальных отложений, характеристиках нефтегазоматеринских толщ и коллекторов получены на основании сведений о прилегающих территориях. Для построения литолого-фациальной модели северо-западной окраины шельфа Восточно-Сибирского моря с элементами углеводородных (УВ) систем использовался геолого-тектонический разрез, литология, полученная из скважины, пробуренной на Новосибирских островах, где вскрыты мезозой-кайнозойские, преимущественно терригенные, отложения континентальных и прибрежно-морских фаций, а также получены данные геохимических характеристик г/п [2] (рис. 3).

Нижне- и среднепалеогеновые толщи представлены чередованием преимущественно песчаных пачек, маломощными прослоями глинистых пачек и вулканогенных образований. Преимущественно клиноформная толща имеет циклическое строение. Толщи могут являться благоприятными для поисков стратиграфических ловушек УВ и выделены как перспективные нефтегазоносные комплексы (ПНГК).

Позднеолигоцен-раннемиоценовая толща сложена мощной толщей пестроокрашенных глин каолинистового и каолинит-гидрослюдистого состава [3]. Приурочена к региональному несогласию и может являться региональным флюидоупором. Верхнемиоцен-плиоценовая толща не представляет интереса с точки зрения перспективности, так как залегает близко к поверхности разреза.

На Новосибирских о-вах, по данным работы [4], в пределах мезозойско-кайнозойских отложений выделяются две толщи, для которых характерно повышенное содержание органического вещества (ОВ), что позволяет отнести их к потенциально нефтегазоматеринским толщам (НГМТ). Для нижнемеловой потенциальной НГМТ характерно содержание ОВ около 2% представлено керогеном III типа, что свидетельствует о их газоматеринском

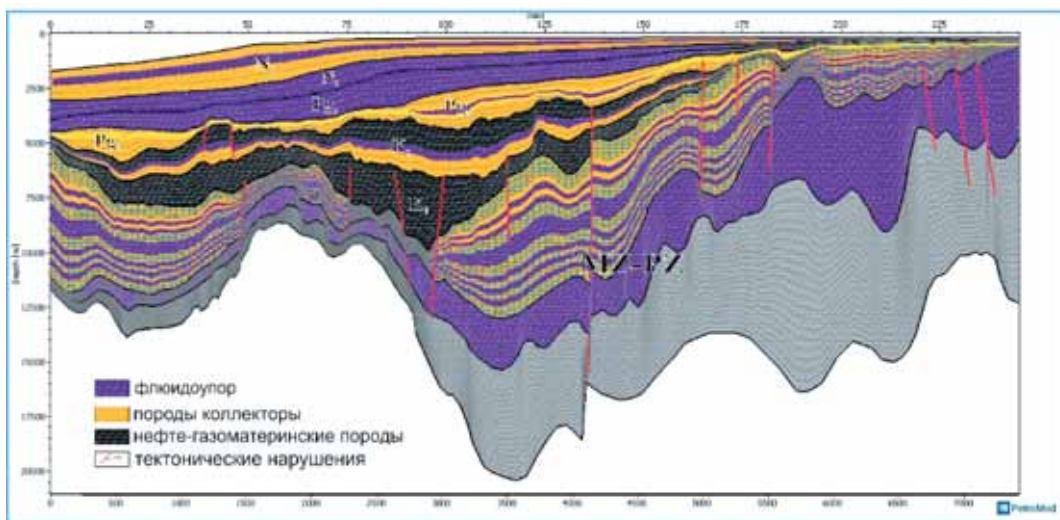


Рис. 3. Модель генерационно-аккумуляционных углеводородных систем северо-западной континентальной окраины Восточно-Сибирского моря.

потенциале [5]. Для потенциальной НГМТ верхнемелового возраста содержание ОВ составляет $>2\%$, они представлены керогеном II типа и могут быть потенциально нефтематеринскими. На хр. Ломоносова по результатам глубоководного бурения скважины АСЕХ302 в палеогеновых отложениях, как и на Новосибирских о-вах, обнаружены прослои темноцветных глин с высоким содержанием ОВ (1–14%), накапливавшиеся в морских условиях в бескислородной среде. ОВ относится к керогену II–III типа [6].

Калибровка модели прогрева осадочного чехла Восточно-Сибирского моря выполнена с учетом данных о современном тепловом режиме территории (замеры температуры в скважинах, замеры поверхностного теплового потока), палеотемпературных данных (рис.4). Калибровка тепловой модели необходима прежде всего с целью увеличения степени достоверности последующих расчетов генерации и аккумуляции УВ, так как моделирование выполняется детерминистическим способом.

Замеры величины поверхностного теплового потока на территории Восточно-Сибирского моря есть для области его континентального склона [7], она составляет 50–52 мВт/м². Температура на поверхности, по данным работы [6], в палеогеновое время достигала $+24^{\circ}\text{C}$, к середине эоцена снизились до $+10^{\circ}\text{C}$, к позднему миоцену в пределах Восточно-Сибирского моря уже присутствовал сезонный ледовый покров, в настоящее время среднегодовая поверхностная температура составляет в среднем -1°C .

Из-за отсутствия скважин на территории Восточно-Сибирского моря калибровка модели прогрева проводилась по псевдоскважине (рис. 4), расположенной в секторе акватории Чукотского моря восточнее границы с Россией, из скважины Клондайк [7]. В процессе калибровки граничные условия тепловой модели подбирались таким образом, чтобы полученные в результате моделирования расчетные значения современной температуры в скважине и теплового потока на поверхности демонстрировали максимальную сходимость с фактическими данными.

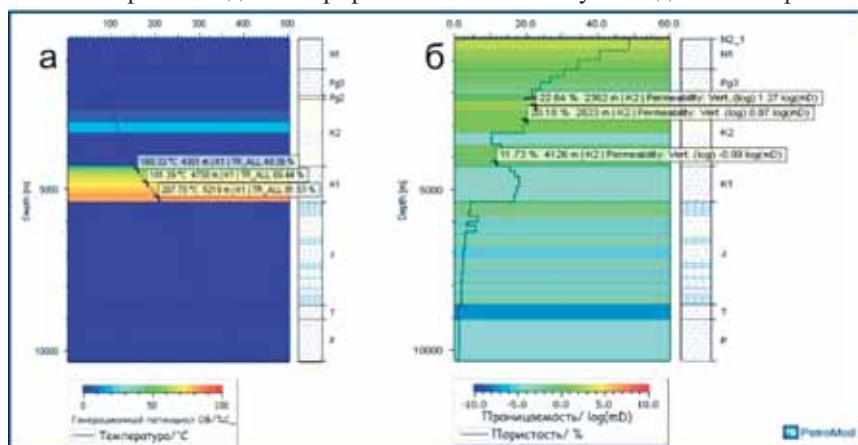


Рис. 4. Графики калибровки тепловой модели: а) температура и выработанность генерационного потенциала ОВ; б) проницаемость горных пород и пористость в ПНГК.

Таким образом, благодаря полученным данным и калибровке тепловой модели были проведены расчеты катагенетической преобразованности горных пород (рис. 5 а) и определение зрелости нефтегазоматеринских толщ (рис. 5 б).

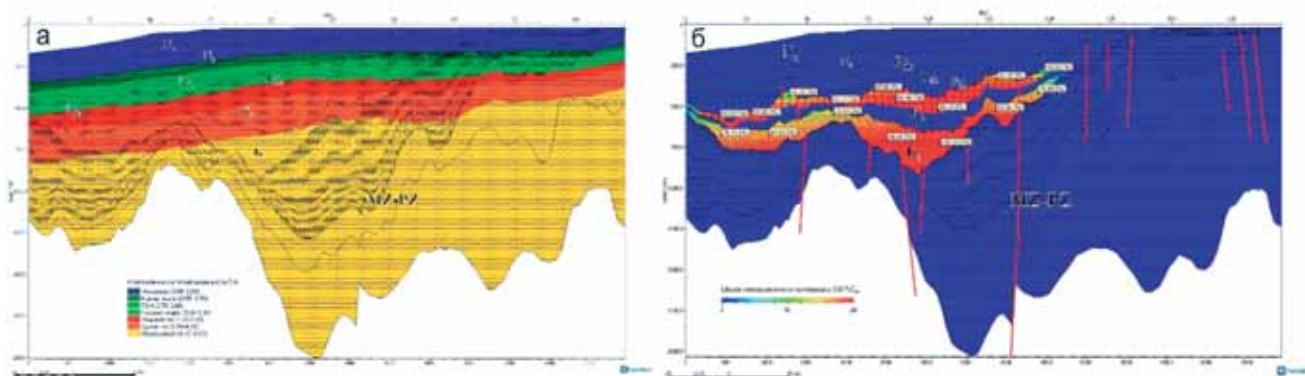


Рис. 5. а) Модель прогноза зон генерации УВ; б) Модель выработанности генерационного потенциала ОВ пород (НГМТ – К1 и К2).

В итоге была создана модель развития процессов миграции и расчетных аккумуляций углеводородов, где могут быть обнаружены скопления как жидких, так и газообразных УВ (рис. 6).

Численное бассейновое моделирование дало возможность определить зоны наиболее вероятной аккумуляции углеводородов и позволило выявить 11 крупных скоплений УВ в верхнемеловом-палеогеновом перспективном нефтегазоносном комплексе (ПНГК).

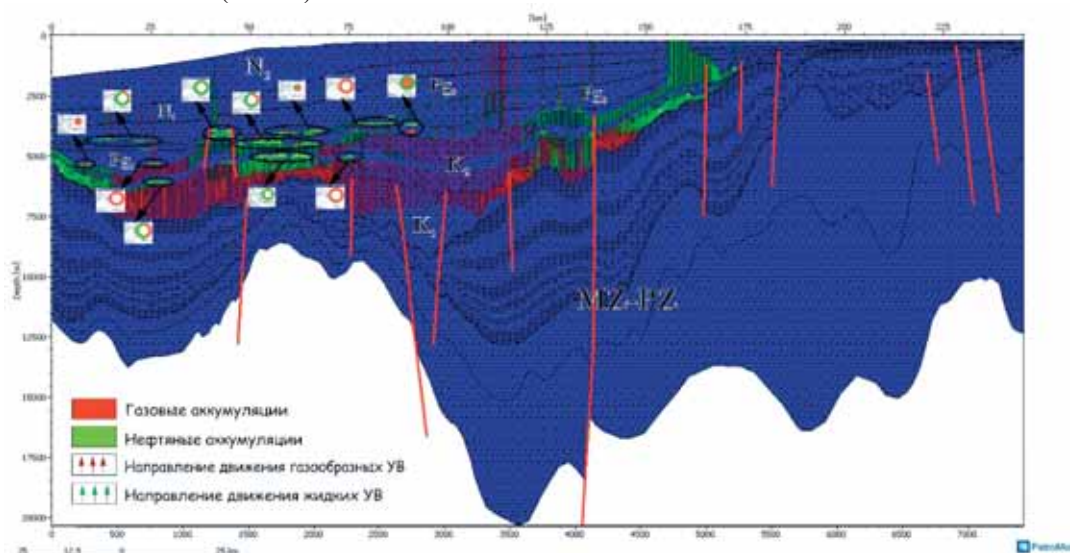


Рис. 6. Модель развития процессов миграции и расчетных аккумуляций УВ в пределах северо-западной континентальной окраины Восточно-Сибирского моря.

Таким образом, бассейновое моделирование позволило сделать следующие выводы:

- выделены две нефтегазоматеринские толщи: нижнемеловая и верхнемеловая потенциальные НГМТ;
- произведен расчет аккумуляций УВ в 11 крупных скоплениях залежей нефти и газа в верхнемеловом-палеогеновом ПНГК, скопления УВ предположительно находятся на глубине 3500–6000 м;
- выявлена толща регионального флюидоупора.

Проведенный анализ свидетельствует о высоком углеводородном потенциале и позволяет выделить наиболее перспективные участки и объекты, а также наметить направления дальнейших исследований.

Литература

1. Е.В. Захаров, В.А. Холодилов, Б.А. Никитин, О.И. Супруненко. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности шельфа морей России//ООО «Издательство дом Недр», 2011г., с.65–71, с.91–92.
2. Керимов В.Ю., Лобусев М.А., Серов С.Г. Геохимические критерии нефтегазоносности мезозойского комплекса в сибирском сегменте континентальной Арктики //Нефть, газ и бизнес. 2016. № 7. С. 10–18.
3. Кириллова Т. А., Хабибуллин Р. Р., Шкарубо С. И. Отчет по объекту «Изучение геологического строения и оценка нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря» // МАГЭ, 2013. С. 45, 99–105.
4. Sobolev P., Franke D., Gaedicke C. et al. Reconnaissance study of organic geochemistry and petrology of Paleo-

zoic-Cenozoic potential hydrocarbon source rocks from the New Siberian Islands, Arctic Russia // Mar. and Petrol. Geol. 2016. Vol. 78. P. 30–47.

5. *Mustaev, R.N., Zakharchenko, M.V., Kerimova, L.I., Salihova, I.M.* Chemical structure of kerogen of shale formations (By the Example of the Shale Formations of the East European Platform) // Oriental Journal of Chemistry. 2018. 34(5). P. 2317–2324.

6. *Stein R.* Upper Cretaceous/lower Tertiary black shales near the North Pole: Organic-carbon origin and source-rock potential // Mar. and Petrol. Geol. 2007. Vol. 24. P. 67–73.

7. *O'Regan M., Preto P., Stranne C.* et al. Surface heat flow measurements from the East Siberian continental slope and southern Lomonosov Ridge, Arctic Ocean // Geochem. Geophys. Geosystems. 2016. Vol. 17. P. 1608–1622.

ВЛИЯНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭНЕРГИЮ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Е.А. Марфин^{1,2}, А.А. Абдрашитов¹, М.М. Габдукаев², Коханова С.Я.³

¹Институт энергетики и перспективных технологий Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», г.Казань, ²Институт физики Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань, ³Казанский национальный исследовательский технический университет имени А.Н. Туполева (КНИТУ-КАИ), г. Казань

Разработка месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти, большая часть которых характеризуются высокой вязкостью и склонностью к образованию асфальто-смолистых и парафиновых отложений, сопряжена с необходимостью решения задачи снижения вязкости нефти. Эта задача возникает и в процессе добычи, и при транспортировке нефти, а решается она, как правило, тепловыми методами. Однако такой способ снижения вязкости имеет негативную сторону. Так, в работе [1] экспериментально показано, что нагрев нефти действительно приводит к снижению ее вязкости, но при последующем охлаждении до прежней температуры ее вязкость становится выше первоначального значения. В настоящее время помимо тепловых методов для улучшения вязкостно-температурных свойств нефтей используют физические и химические методы. Одним из способов решения этой задачи является акустическое воздействие в ультразвуковом диапазоне частот [2–3]. Такой метод характеризуется низкой энергозатратностью, по сравнению с другими методами, а также абсолютной экологической безопасностью. Тем не менее любое воздействие физическими полями приводит к изменению характера межмолекулярных взаимодействий между отдельными компонентами нефтяной системы, что в свою очередь может оказывать как положительное, так и отрицательное влияние на ее физические свойства.

В опубликованной литературе приводятся многочисленные свидетельства снижения вязкости различных нефтей после ультразвуковой обработки [4–6]. Так, в работе [7] достигнуто уменьшение вязкости тяжелой нефти больше 57%. Экспериментальные данные, представленные в работе [3], свидетельствуют о том, что вязкость нефти, транспортируемой по трубопроводу, после ультразвуковой обработки снижается с 13 до 3 Па·с. Такой эффект может длиться несколько суток, однако при нагреве нефти он исчезает. Влияние компонентного состава нефти неоднозначно сказывается на эффекте снижения вязкости. Так, в работе [6] показано, что у низкопарафинистой нефти, но с высоким содержанием смол и асфальтенов ультразвук приводит к более существенному снижению вязкости. Ультразвуковая обработка высокопарафинистой нефти приводит также к тому, что в осадке увеличивается доля высокомолекулярных *n*-алканов, а массовая доля асфальтенов и их средняя молекулярная масса уменьшаются [8].

Для высокопарафинистых нефтей эффект снижения вязкости наблюдается при одновременной ультразвуковой обработке и добавлении в нефть полимерных добавок [9]. Причем в данном случае проявляется синергетический эффект, аналогичный совмещению акустического воздействия с технологиями увеличения нефтеотдачи при добыче нефти [10, 11]. Влияние концентрации парафина исследовалось в работе [12], где установлено, что максимальный эффект снижения вязкости достигается при концентрации 6%. Целью настоящей работы является экспериментальное изучение температурных зависимостей вязкости нефти, содержащей асфальто-смолистые компоненты, а также изменения этих зависимостей после ультразвукового воздействия.

В настоящей работе в качестве пластовых флюидов были использованы образцы синтетической нефти, полученной растворением в разогретом минеральном масле марки И-20А SN 150 (ГОСТ 20799-88) битумной мастики (ГОСТ 30693-200). Для изучения влияния асфальто-смолистых компонентов на температурные зависимости вязкости такой нефти были подготовлены образцы, характеризующиеся массовым содержанием битума в диапазоне от 2 до 70%.

Исследование реологических свойств подготовленных жидкостей проводилось в температурном диапазоне от 0 до 70°C на вибрационном вискозиметре SV-10. Методика проведения эксперимента заключается в следующем. Измерительная ячейка объемом 40 мл заполняется предварительно нагретой нефтью и запускается процесс измерения. Результаты измерения вязкости и температуры с шагом 5 сек записываются на компьютер. В процессе эксперимента температура нефти медленно снижается до комнатной. Далее образец нефти охлаждается в морозильнике и проводятся измерения с регистрацией температуры и вязкости в процессе медленного нагрева-

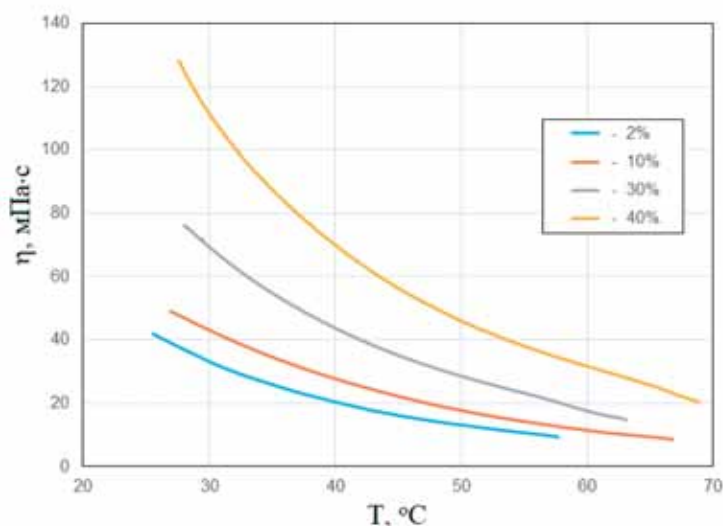


Рис. 1. Температурные зависимости вязкости нефти от содержания битума.

у образца с 2%-ным содержанием битума при температуре $T=0^{\circ}\text{C}$ вязкость составила 214,51 мПа·с, а при $T=50^{\circ}\text{C}$ – $\eta=13,12$ мПа·с. У образца с содержанием битума 60% при температуре $T=0^{\circ}\text{C}$ вязкость составила 1,795 Па·с, а при $T=50^{\circ}\text{C}$ вязкость уменьшилась до 84,7 мПа·с.

Температурные зависимости вязкости образцов нефти хорошо описываются уравнением Аррениуса-Френкеля-Эйринга:

$$\eta = A e^{\frac{W}{RT}}, \quad (1)$$

где A – эмпирический коэффициент с размерностью вязкости, W – энергия активации вязкого течения, Дж/моль, T – абсолютная температура, К, $R=8,31446$ Дж/(моль·К) – универсальная газовая постоянная. Математическая обработка полученных экспериментальных данных позволяет получить значение энергии активации вязкого течения W . Для расчета необходимо построить график зависимости логарифма вязкости от обратной температуры. Такая зависимость имеет линейный вид, а тангенс угла наклона этой кривой равен отношению W/R .

Воздействие ультразвуком на образцы синтетической нефти в первую очередь приводит к ее нагреву. После обработки в течение 1 минуты температура образца массой 60 гр. увеличивается примерно на 50°C . Процесс измерения вязкости обработанной нефти начинается через 1 минуту после воздействия. В большинстве случаев при одной и той же температуре вязкость нефти снижается. Исключения составляют при температурах ниже 40°C и концентрации битума менее 10%. Максимальное снижение вязкости нефти на 32,4% наблюдалось при температуре 50°C и 25%-ном содержании битума. В среднем закономерность уменьшения вязкости от температуры следующая. При 0°C вязкость обработанной ультразвуком нефти уменьшается на 9%, при температуре 20°C – на 6,7%, при температуре 50°C – на 25,1%.

По полученным температурным зависимостям логарифма вязкости были получены значения энергии активации вязкого течения. На рис. 2 представлены гистограммы изменения энергии активации от концентрации битума. Видно, что после акустической обработки ультразвуком (УЗ) энергия активации вязкого течения увеличивается в среднем на 11%. Очевидно, что если энергия активации увеличивается, а вязкость при этом снижается, то наибольшие изменения претерпевает коэффициент A .

В качестве примера рассмотрим образец с концентрацией битума 25%. У него после акустической обработки энергия активации вязкого течения увеличилась на 14,9% с 35,3 до 40,6 кДж/моль. В соответствии с уравнением (1) исходное среднее значение коэффициента A для необработанной нефти равно $5,334 \cdot 10^{-8}$ Па·с, а после акустической обработки это значение уменьшается почти в 10 раз до $5,18 \cdot 10^{-9}$ Па·с. При этом обращает внимание тот факт, что до обработки значение коэффициента A с увеличением температуры вначале уменьшалось, а затем, достигнув 36°C , начало увеличиваться. У обработанной нефти зависимость A от температуры иная – вначале повышается до 40°C , а затем снижается.

Таким образом, по результатам проведенных экспериментальных исследований получены температурные зависимости синтетической нефти с различным массовым содержанием битума. Установлено, что ультразвуковое воздействие на созданные образцы нефти в целом приводит к снижению вязкости. Максимальный эффект снижения вязкости наблюдается при высоких температурах и составляет более 30%. При малом содержании битума в нефти эффект ультразвукового воздействия отрицательный – вязкость нефти повышается. Наибольшее снижение вязкости во всем температурном диапазоне наблюдается у нефти с массовым содержанием битума, равным 25% и составляет в среднем 18,6%. Получены значения энергии активации вязкого течения для всех исследуемых об-

разцов до комнатной температуры. Записанные на компьютере данные обрабатываются и строятся зависимости вязкости от температуры. Далее полученные образцы нефти подвергаются ультразвуковой обработке, после чего измерение реологических свойств производится по указанной выше методике.

Воздействие на полученные образцы нефти ультразвуком осуществлялось с помощью технологического аппарата УЗТА-0,2/22-ОМ серии «Волна» на частоте 22 кГц. Интенсивность ультразвукового воздействия составила образцы синтетической нефти – 10 Вт/см² в течение 1 минуты. Выбор интенсивности и времени обработки основан на накопленном опыте ультразвукового воздействия на вязкие жидкости [1, 5].

Температурные зависимости вязкости полученных образцов нефти имеют ожидаемый характер: чем больше температура нефти, тем ниже ее вязкость; чем больше концентрация битума в нефти, тем ее вязкость выше (рис.1). Так,

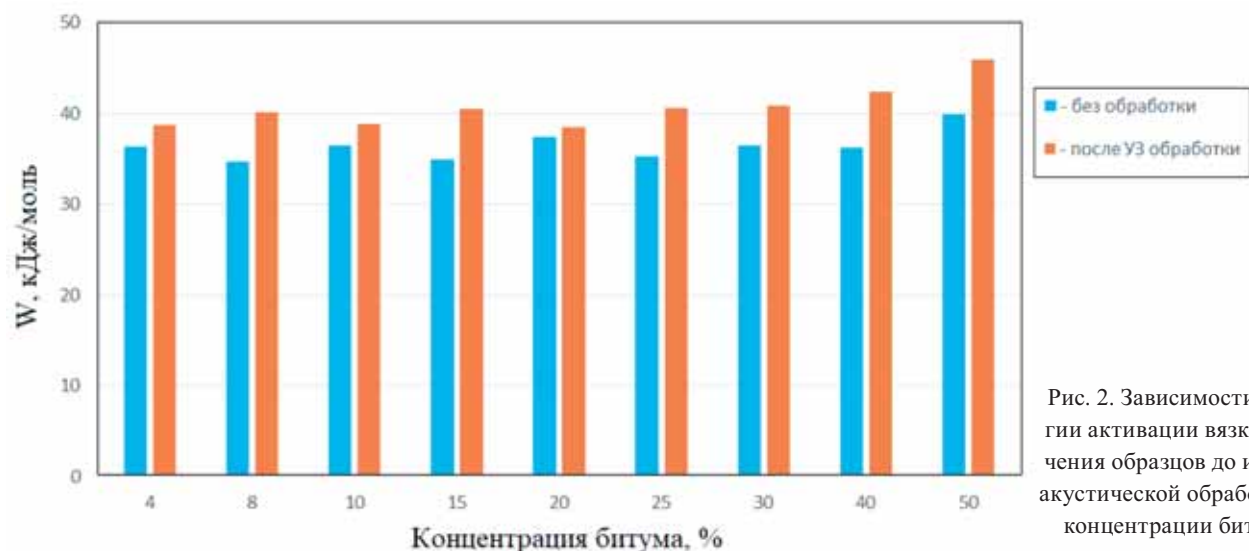


Рис. 2. Зависимости энергии активации вязкого течения образцов до и после акустической обработки от концентрации битума.

разцов нефти. Установлено, что ультразвуковое воздействие приводит к увеличению значения энергии активации. Эффект уменьшения вязкости обусловлен значительным снижением коэффициента A , что свидетельствует об изменениях в структуре межмолекулярного взаимодействия нефти. Полученные результаты могут быть использованы при совершенствовании метода ультразвукового воздействия на нефть при ее добыче и транспортировке.

Публикация докладов осуществлена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научного проекта № 18-48-160001.

Литература

1. Marfin E.A., Kadyirov A.I., Karaeva Y.V., Gabdukaev M.M. Experimental study of the effect of ultrasonic treatment on the rheological properties of oil and paraffin-containing oil // Conference Proceedings, Geomodel 2019, Sep 2019, Vol. 2019, p. 1-5. DOI: 10.3997/2214-4609.201950023.
2. Mullakaev M.S., Asylbaev D.F., Prachkin V.G., Volkova G.I. Influence of ultrasound and heat treatment on the rheological properties of Ust-Tegusskoe oil // Chemical and Petroleum Engineering. 2014. Vol. 49. № 9–10. P. 584–587.
3. Qiao J., Song W., Wang W., Yuan X., Li L. Experimental study of aging oil viscosity reduction caused by ultrasound // Proceedings of Meetings on Acoustics. 2017. Vol. 32. № 1. 030007.
4. Ershov M.A., Baranov D.A., Mullakaev M.S., Abramov V.O. Reducing viscosity of paraffinic oils in ultrasonic field // Chemical and Petroleum Engineering. 2011. Vol. 47. № 7–8. P. 457–461.
5. Fasfiev B.R., Marfin E.A., Khusnullina A.A. The change in the temperature dependence of the viscosity of oil under ultrasonic action // Conference Proceedings, Geomodel 2018, Sep 2018. Vol. 2019. P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.201802359.
6. Mullakaev M.S., Volkova G.I., Gradov O.M. Effect of ultrasound on the viscosity-temperature properties of crude oils of various compositions // Theoretical Foundations of Chemical Engineering, 2015. Vol. 49. № 3. P. 287–296.
7. Shi C., Yang W., Chen J., Sun X., Chen W., An H., Duo Y., Pei M. Application and mechanism of ultrasonic static mixer in heavy oil viscosity reduction // Ultrasonics Sonochemistry. 2017. Vol. 37. P. 648–653.
8. Anufriev R.V., Volkova G.I. [2016] Influence of ultrasonic treatment on structural-mechanical properties of oil and sedimentation. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 327 (10). 50–58.
9. Loskutova Yu.V., Prozorova I.V., Yudina N.V. Improving the structural-rheological properties of high-paraffin crude oil using chemical reagents and vibrational treatment // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2011. Vol. 47. № 5. P. 358–361.
10. Marfin E.A., Abdrashitov A.A. Extraction of heavy oil at thermal-wave impact on the producing formation // Conference Proceedings, 6th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. Apr 2014. Vol. 2014. P. 1–5. DOI: 10.3997/2214-4609.20140186.
11. Marfin E.A., Abdrashitov A.A., Kravtsov Y.I. On the selection of the optimal mode of the wave stimulation in oil production // Conference Proceedings, 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. Apr 2016, pp. 480–00011, DOI: 10.3997/2214-4609.201600094.
12. Prozorova I.V., Litvinets I.V., Volkova G.I., Morozova, A.V., Kazantsev O.A. Effect of ultrasonic treatment and polymer additive on structural-mechanical properties of solutions of paraffinic hydrocarbons // AIP Conference Proceedings. 2018. Vol. 2051. 020246.

СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ АППАРАТУРЫ И МЕТОДИКИ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА

К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов, П.А. Сафонов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев

ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО», ingeo41@mail.ru

Отдел аппаратуры и методики радиоактивного каротажа ОАО НПП «ВНИИГИС» и малое предприятие ООО НПП «ИНГЕО» являются одними из нескольких ведущих организаций в России по выпуску скважинных приборов и проведению геофизических исследований нефтегазовых скважин спектрометрическими импульсными нейтронными методами каротажа. Основные направления деятельности включают разработку геофизической аппаратуры и технологий ядерно-геофизических методов (ЯГМ) каротажа, а также сервисное обслуживание нефтегазовых скважин с применением комплекса методов на основе углерод-кислородного каротажа (С/О-каротажа) и выдачей заключений по характеру текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов.

Регионы работ включают нефтегазовые месторождения Восточной и Западной Сибири, Ямала, республик Коми, Татарстан, Башкортостан, а также Беларуси, Казахстана, Сербии и др.

Основные модификации аппаратуры, реализующей комплекс ЯГМ, имеют обозначение ЦСП (т. е. «цифровой скважинный прибор»), и включают скважинные приборы С/О-каротажа (ЦСП-С/О-90, ЦСП-ИМКС-100), двухзондового импульсного нейтронного каротажа (ЦСП-2ИНГК-43М, ЦСП-2ИННК-43), спектрометрического гамма-каротажа (ЦСП-ГК-С-90). Комплекс предназначен для использования в открытом и обсаженном стволах скважин диаметром не менее 110 мм. Измеряемые параметры включают спектральные отношения С/О, Са/Si, содержания основных химических элементов скелета горных пород и порового флюида, радиоактивных элементов (С, О, Н, Cl, Si, Ca, S, Mg, Fe, K, Th, U и др.), определяемых из регистрируемых спектров гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ), гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР), спектрометрического гамма-каротажа (СГК) [1, 2].

На рис. 1 показан пример использования комплекса ЯГМ (С/О-каротаж, ИННК, СГК) в карбонатном разрезе на одном из месторождений Республики Коми. При исследовании карбонатных разрезов большое значение имеет привлечение данных об элементном составе пород с целью компенсации влияния литологии на углеродно-кислородное и кремний-кальциевое отношения.

Для проведения исследований в нефтегазовых скважинах с меньшим диаметром (в основном боковых стволов и «хвостовиков», обсаживаемых колонной диаметром 102 мм), разработан скважинный прибор ЦСП-3ИНГКС-76 с функцией одновременной регистрации параметров 2ИНГК, спектров ГИРЗ, СГК, активационного спектра (НАК), позволяющих оценивать нейтронные характеристики (Тау, Сигма), содержание основных породообразующих химических элементов, содержание кислорода в горной породе. В отсутствие спектра ГИНР аппаратура по содержанию кислорода позволяет выделять пресные закачки на фоне нефтенасыщенных коллекторов. Большой объем исследований в различных геолого-технических условиях нефтегазовых месторождений показал высокую достоверность результатов исследований. На рис. 2 показан пример использования комплекса в терригенном разрезе на одном из месторождений Западной Сибири. При исследовании терригенных разрезов необходимо компенсировать влияние углистости, битуминозности, карбонатных включений и глинистости на регистрируемые спектральные отношения [3].

Пример применения комплексной аппаратуры ЦСП-3ИНГКС-76 для определения текущей нефтенасыщенности в обсаженном боковом стволе скважины малого диаметра, пересекающей терригенно-карбонатный разрез (Пермский край), показан на рис. 3. Коэффициент текущей нефтенасыщенности рассчитан с использованием параметров импульсного нейтронного каротажа и спектров ГИРЗ (метод 3ИНГКС), СГК, активационного спектра.

Пример результатов мониторинга процесса разработки продуктивных пластов одного из не-

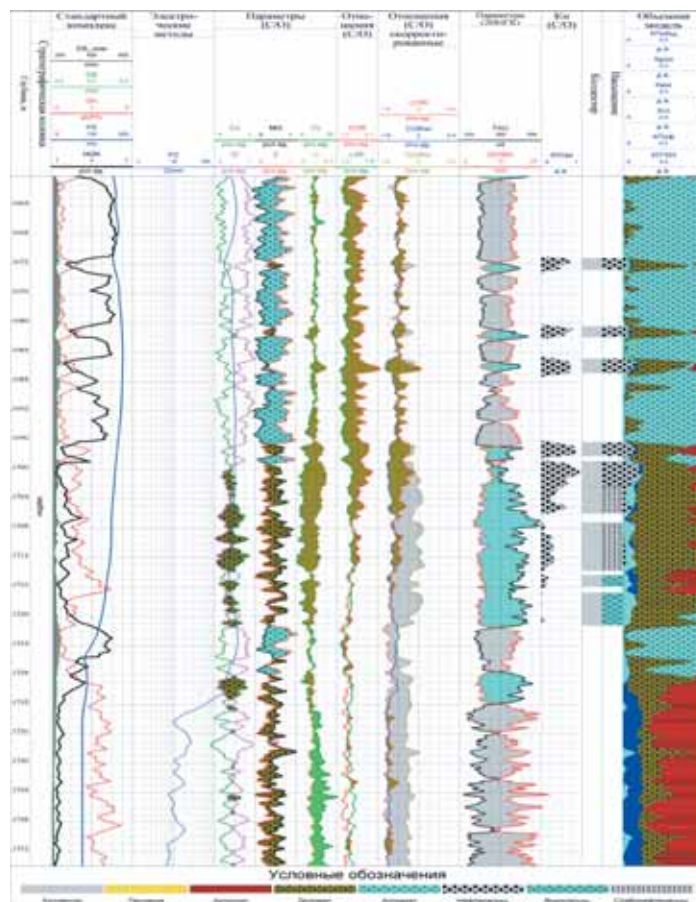


Рис. 1. Пример определения текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов комплексом ЯГМ в карбонатном разрезе (Республика Коми).

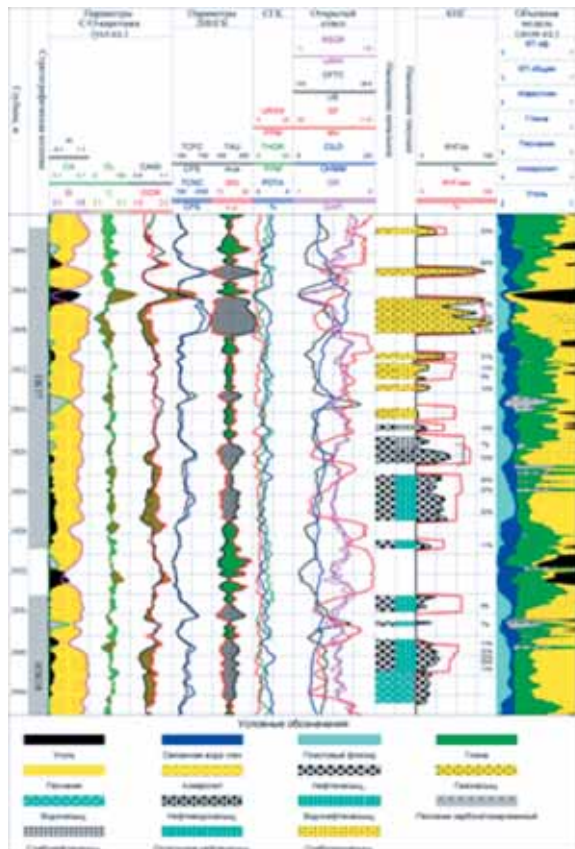


Рис. 2. Пример определения текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов комплексом ЯГМ в терригенном разрезе (Западная Сибирь).

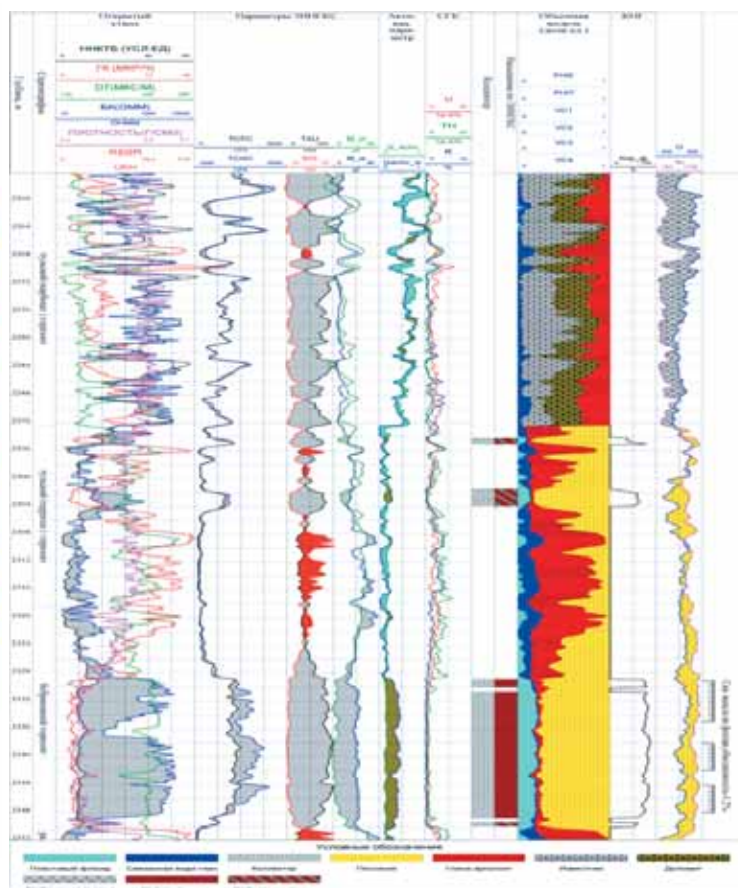


Рис. 3. Пример определения текущей нефтенасыщенности пластов-коллекторов аппаратурой ЦСП-ЗИНГКС-76 в карбонатно-терригенном разрезе (Пермский край).

фтяных месторождений Татарстана представлен на рис. 4, который демонстрирует снижение нефтенасыщенности коллекторов в процессе эксплуатации залежи.

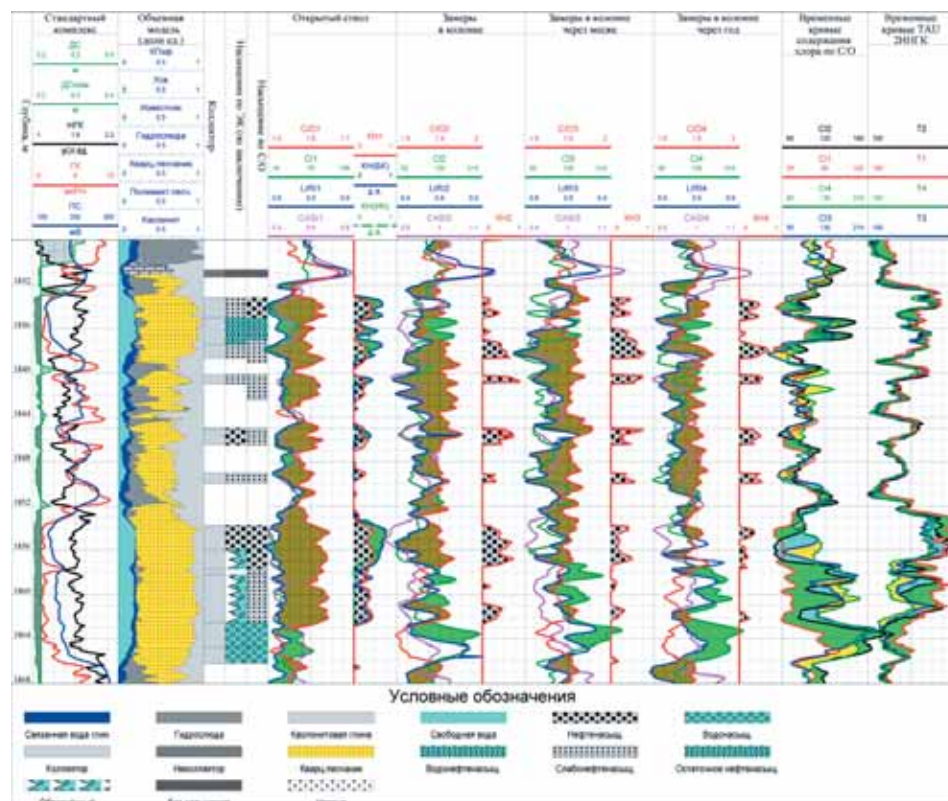


Рис. 4. Мониторинг процесса разработки продуктивных пластов.

Диапазон определения коэффициента нефтенасыщенности (Кн), %	10–100
Предел допускаемой абсолютной погрешности измерения Кн, %	±5
Размеры детекторов сцинтилляционных (БЗ/ДЗ) на основе кристаллов LaBr ₃ , мм	50x50/ 50x100
Частота генерации нейтронов в режиме ИНГК-С, кГц	10
Диапазон измерения времени жизни тепловых нейтронов, мкс	20–2000
Относительная погрешность определения времени жизни тепловых нейтронов, %	± 2
Диапазон измерения водонасыщенной пористости, %	1–40
Тип применяемого импульсного генератора нейтронов	ИНГ-063
Диапазон измерения содержаний ЕРЭ, %:	
– урана	(1–100)·10 ⁻⁴
– тория	(1–100)·10 ⁻⁴
– калия	0,1–20
Диапазон измерения энергии гамма-квантов, МэВ	0,06–7,0
Количество каналов в спектре	1024
Количество регистрируемых спектров	7
Скорость каротажа, м/час	50–70
Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное рабочее давление, МПа	80
Диаметр, мм	73
Длина, мм	3200
Вес, кг	40

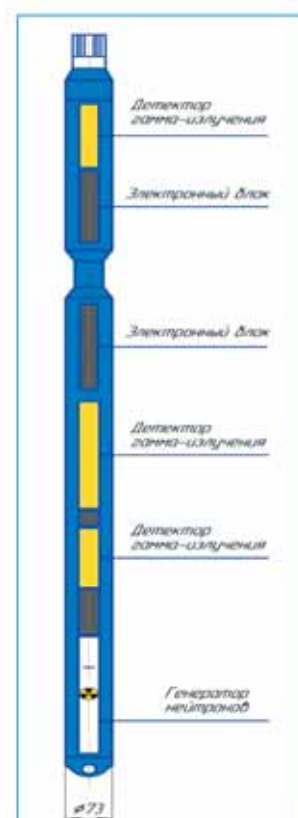


Рис. 5. Двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73.

Инновационной разработкой по модернизации комплекса ЯГМ является двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73, объединяющий все методы применяемого комплекса. Схема и технические характеристики представлены на рис. 5 [4].

Аппаратура ЦСП-2ИМКС-73 за одну спускоподъемную операцию в перспективе будет способна реализовать весь известный комплекс ЯГМ: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т. ч. углерод-кислородный каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), нейтронный активационный каротаж (НАК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК).

НИОКР по ее разработке ведутся с конца 2015 года при финансовой поддержке ФГБУ «Фонд содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере» (Фонд содействия инновациям). В рамках кампании импортозамещения новая аппаратура по проекту будет соответствовать или превосходить передовые западные технологии, представленные на российском и международном геофизических рынках, аппаратурой RST (Schlumberger), приборами серии MSI, RPM, PDK (Baker-Atlas) и RMT (Halliburton).

Литература

1. Перелыгин, В.Т. Опыт развития и применения комплекса методов импульсного спектрометрического нейтронного каротажа в различных геолого-технических условиях. [Текст] / В.Т. Перелыгин, К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, В.Л. Глухов, П.А. Сафонов, А.Ф. Камалтдинов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2016. Вып.6(264). С.39–54.
2. Опыт применения методов импульсного нейтронного каротажа при оценке текущей нефтенасыщенности в скважинах на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» / К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, В.Л. Глухов, И.Х. Шабиев, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, А.Н. Огнев, А.Ф. Камалтдинов // Нефть. Газ. Новации. Самара, 2019. № 2. С.32–37.
3. Результаты применения ядерно-геофизических методов каротажа в эксплуатационных скважинах нефтегазовых месторождений Томской области / К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов, П.А. Сафонов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев // Газовая промышленность. М.: ПАО «Газпром», 2017. № 4 (751). С.62–67.
4. Развитие аппаратуры и методики контроля текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов ядерно-физическими методами каротажа. К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, П.А. Сафонов, В.Л. Глухов, В.М. Романов, А.Н. Огнев, Р.Г. Гайнетдинов, И.Х. Шабиев // Нефть. Газ. Новации. Самара, 2018. № 2. С.54–58.

ОПЕРАТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГТИ В ПМ «ГОРИЗОНТ+»/ «MLPLOTTER» И РЕЙТИНГ ПОДРЯДЧИКОВ

Р.Р. Миникеев*

(АО «ИГиРГИ») А.В. Гагарин (ООО «РН-БашНИПИнефть»)

Введение

В работе дано общее представление о геолого-технологических исследованиях (далее ГТИ) как основе системы информационного обеспечения строительства скважин. ГТИ решает широкий круг геологических и технологических задач на всех этапах строительства скважины. Рассмотрены основные проблемы и достижения в области проведения данных исследований в скважине и перспективы развития интерпретации полученных данных в офисе на специализированном ПО с целью обобщения проблематики вопроса развития данного направления, поиска путей решения развития столь важного источника данных при бурении, повышения эффективности проводки скважины в целом.

Статистические данные

По подрядчикам был произведен анализ геологических данных ГТИ, выявлены взаимосвязи максимально высоких значений удельного веса брака и КПЭ с количеством осложнений. В результате было установлено, что наибольшее количество осложнений случается на скважинах, где работали недобросовестные подрядчики.



Рис. 1. Недобросовестные подрядчики по ГТИ (на основании рейтинга).

Краткие тезисы

Оперативная интерпретация данных ГТИ проводится в специализированном программном модуле для гео-навигации «Горизонт+» с использованием следующих методик интерпретации газового каротажа: ОПУСЗ (методика Лукьянова Э.Е.), X-log (методика Haworth&Whittaker Ratio), Соотношения Пикслера, C1aбс/C1aбс, Соотношения Старосельского В.И. Анализируется описание шлама, проводится корреляция газопоказаний с шламограммой, а также корреляция данных ГТИ с данными ГИС при бурении. По данным методикам успешно выполняется интерпретация данных ГТИ и их контроль качества согласно договору с исполнителем и РД 153-39.0-069-01. Интерпретация проводится как буровая (оперативно, при бурении скважины), так и постбуровая (в случае формирования финального отчета по геологии ГТИ или выдаче заключения о наличии осложнения и нарушений).

При анализе данных, поступающих при бурении скважин, оценка выдается по следующим критериям: оперативность (полнота передаваемых параметров, шаг записи данных, частота отправки данных, соблюдение формы геологического отчета ГТИ и т.д.); информативность (качественный показатель, т.е. степень достоверности данных геологии ГТИ). Специалисты АО «ИГиРГИ» проводят независимый анализ качества поступающих геологических (информация с долота – определение вскрытия целевого интервала по данным газового каротажа на долоте с предоставлением оперативного отчета) и технологических данных (экспертное заключение о наличии осложнения и имеющихся технологических нарушениях при бурении и реконструкции скважины). Результаты анализа данных фиксируются при помощи ведения рейтинга подрядных организаций по ГТИ, по которому формируется статистика.

Разработаны методики анализа данных ГТИ, представлена статистика корреляции полученных результатов с данными ГИС и их интерпретацией. В программном модуле «Горизонт+» подобрана оптимальная группа методик анализа данных на качественном и количественном уровне.

Основная проблема, которая затронута в работе – отсутствие базы данных по оценкам качества подрядчика, обеспечивающая максимальную эффективность проведения тендеров по ГТИ. В тендерные документы предложено введение дополнительных параметров по удельному весу брака и коэффициентов плановой эффективности (далее КПЭ), базой данных при этом является оперативная интерпретация данных ГТИ и ведение рейтинга.

данном документе будут необходимые требования к подрядчику по ГТИ по персоналу и приборам в поле и интерпретации ГТИ в офисе Заказчика (примеры форм отчетности, журналы калибровок оборудования, примеры планшета интерпретации, количество предоставляемой информации и частота записи / отправки и т.д.)

Литература

1. Лукьянов Э.Е., Стрельченко В.В. Геолого–технологические исследования в процессе бурения. М.: Недра, 1997. – 688с.
2. Миникеев Р.Р., Голубков Д.Е. Перспективы оценки продуктивности коллекторов в процессе бурения боковых и горизонтальных стволов скважин по данным газокаротажа ГТИ (на примере Советского месторождения нефти). М.: НТВ ОАО «НК»Роснефть». 2014. С. 30–33.
3. Тарасова Е.В. Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу. Тверь: «Каротажник». 2011. № 10(208).

СТОХАСТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ АКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ПРОМЫСЛОВЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ

В.Н. Михайлов^{1,3}, Р.К. Хайрtdинов², Ю.А. Волков³

¹ООО «Казанский научно-технический центр «Недра» MihailovVN@mail.ru,

²ЗАО «Предприятие КАРА АЛТЫН», ³ООО «ЦСМРнефть»

В силу того, что законы фильтрации нефти в горных породах, а также геологическое строение и физические свойства пласта всегда известны лишь приближенно, традиционные 3D гидродинамические модели часто имеют большую (по сравнению даже с простейшими нульмерными статистическими моделями) погрешность прогноза. Отчасти именно поэтому существующие цифровые геологические и гидродинамические модели не позволяют осуществлять полноценный контроль над разработкой залежей, и прогнозировать с желаемой степенью точности результаты эксплуатационного бурения и геолого-технических мероприятий. Поэтому актуально создание альтернативных моделей для прогноза технологических показателей разработки, в основе которых лежат фундаментальные эмпирические закономерности разработки, многократно наблюдаемые на практике и адаптированные к условиям конкретного месторождения.

Дополнительный плюс, если такая модель является интегральной, то есть учитывает совокупность геологических, промысловых и экономических факторов. Еще дополнительный плюс, если модель позволяет давать интервальную оценку прогнозируемых параметров. Для этого она должна быть стохастической.

В связи с этим предлагаемая стохастическая интегральная модель нефтяной залежи предполагает последовательное решение следующих задач:

1) Проведение полномасштабной ревизии качества существующих геолого-петрофизических моделей месторождений, включая анализ качества исходных данных о геологии, истории разработки и текущем состоянии месторождения, на которых эти модели основаны. Одно из наших ноу-хау [1, 2] – это методика оперативной оценки качества геолого-петрофизической модели. Но мы не только выявляем неточности интерпретации, но и предлагаем собственную методику интерпретации ГИС на основе 3-х мерных палеток (в 4 раза более точную по сравнению с прототипом).

В настоящее время основной способ проверки – это сравнение прогнозных и фактических дебитов скважин, т.к. результаты интерпретации традиционных ГДИС по Аканскому месторождению приводят к противоречивым выводам и не заслуживают доверия. На следующем этапе планируется использовать для этих целей авторскую методику интерпретации ГДИС на порядок более точную, чем традиционные методики, применявшиеся на данном месторождении.

2) Вторая задача – построение уточненной геолого-петрофизической модели как основы для дальнейшего гидродинамического и стохастического моделирования. Итоговая интегральная детерминированно-стохастическая модель залежи, включающая в себя актуальные геологическую и гидродинамическую модели, а также ряд стохастических моделей для учета влияния на разработку неполноты имеющихся геолого-промысловых данных и изменчивости технологических параметров. Это позволит осуществить зонирование изучаемой залежи как по литологическим признакам, так и по степени отбора нефти, а также давать интервальную оценку прогнозируемых параметров с заданной доверительной вероятностью.

3) Отдельно следует остановиться на задаче оптимального планирования геолого-технических мероприятий (ГТМ) и прогноза технологической эффективности ГТМ. Нами были построены графики зависимости накопленной дополнительной добычи нефти от количества проведенных ГТМ. Такие графики были построены как для Аканского месторождения, так и в целом по месторождениям малых нефтяных компаний Республики Татарстан. На всех этих графиках с небольшими отклонениями наблюдается одна и та же закономерность: как правило, 80% дополнительной добычи дают 20% ГТМ. Мы показали, что главной причиной низкой эффективности ГТМ является незнание потенциального дебита скважины. Известные методики расчета потенциального дебита скважины

имеют очень большую погрешность, главным образом из-за погрешности интерпретации ГИС. Использование созданной на предыдущем этапе уточненной геолого-петрофизической модели позволяет учесть потенциальный дебит каждой скважины при создании стохастической модели для прогноза технологической эффективности ГТМ.

При этом технологическая эффективность внутри модели оценивается по нескольким параметрам, основные из которых – это начальный прирост дебита нефти и скорость затухания эффекта. Так как модель является стохастической, то внутри себя она оперирует не средними значениями параметров, а функциями распределения вероятностей для этих параметров. Благодаря этому на выходе из модели, можно получить как точечную так и интервальную (с заданной степенью доверительной вероятности) оценку любого интересующего нас параметра.

4) Нестандартный подход применен также к оценке величины извлекаемых запасов на основе создания стохастической модели зависимости скорости падения дебитов нефти от величины накопленной добычи нефти и некоторых других параметров. Проведенные исследования показали, что отклонение фактических средних дебитов от гиперболической зависимости с большой точностью могут быть описаны случайной функцией, параметры которой были определены нами на основе фактических данных.

Знание этой случайной функции позволяет методом монте-карло генерировать ансамбль возможных реализаций случайного процесса и таким образом прогнозировать изменение среднего дебита скважин на длительную перспективу. На рис. 1 показаны оптимистический и пессимистический варианты прогноза падения дебита с доверительной вероятностью 95%.



Рис. 1. График изменения среднего дебита нефти добывающих скважин с 2010 по 2019 год, совмещенный с оптимистическим и пессимистическим прогнозами с доверительной вероятностью 95%, рассчитанными на основе стохастической модели падения дебита.

Полученные интервальные оценки скорости падения среднего дебита могут быть использованы для более качественной адаптации гидродинамических моделей, предназначенных для долгосрочного прогноза.

Кроме того, они могут быть использованы для оперативных расчетов различных сценариев разработки в рамках упрощенной интегральной модели месторождения. Также как и полнофункциональная модель, упрощенная модель учитывает всю совокупность геологических, промысловых и экономических факторов. Отличие заключается в отсутствии модуля для гидродинамических расчетов и в разной степени генерализации.

При этом уточненный прогноз потенциальных дебитов скважин, прогноз прироста дебита и продолжительности эффекта за счет ГТМ, прогноз роста обводненности и падения дебитов с учетом промысловых факторов (накопленной добычи, закачки, плотности сетки скважин, учет экономических факторов, влияющих на предельные рентабельные дебиты и обводненность – все это сохраняется в упрощенной модели и позволяет проигрывать различные сценарии разработки месторождения.

При этом заложенные в модель стохастические алгоритмы позволяют делать интервальные оценки прогнозируемых параметров, в том числе величины извлекаемых запасов нефти, с заданной степенью доверительной вероятности. В качестве примера на рис. 2 приведен прогноз добычи нефти по Аканскому месторождению на период до 2109 года.

Фонд добывающих скважин задан в соответствии с историей разработки и техсхемой. Фонд рентабельных скважин определялся на основе установленных предельных значений: минимального дебита нефти и максимальной обводненности.

В заключение хотим сказать, что это наш первый опыт по созданию интегральной стохастической модели для интервальной оценки извлекаемых запасов, и что он оказался очень вдохновляющим. Мы полагаем, что

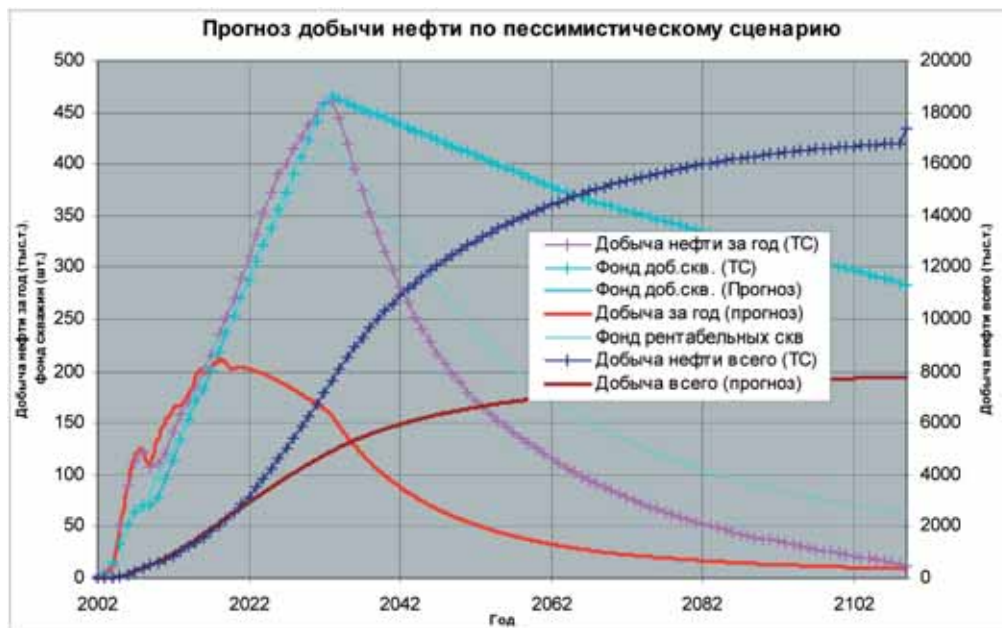


Рис. 2. Прогноз добычи нефти по верей-башкирскому объекту Аканского месторождения на период до 2109 года с учетом отключения нерентабельных скважин (пессимистический сценарий).

данная модель должна развиваться, в частности, как инструмент для оперативного мониторинга разработки и планирования ГТМ.

Литература

1. Волков Ю.А., Михайлов В.Н., Муслимов Р.Х., Потрясов А.А., Скачек К.Г. Количественный критерий для управления качеством геолого-петрофизических моделей при проектировании разработки // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. XVI конференция 2013. Т.1. С. 265–268.
2. Волков Ю.А., Михайлов В.Н. Количественные критерии для управления качеством моделей длительно разрабатываемых месторождений // Георесурсы. 2014. № 1(56). С. 29–34.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИНЫ В ПЛАСТЕ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ

П.Е. Морозов

Институт механики и машиностроения – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань, morozov@imm.knc.ru

Наиболее простым и доступным способом интенсификации добычи высоковязких нефтей является электропрогрев призабойной зоны добывающей скважины [1–5]. Тепловое воздействие снижает вязкость нефти и вероятность образования парафинистых и смолистых отложений в призабойной зоне, что способствует увеличению текущей и суммарной добычи нефти. На практике применяются два способа прогрева призабойной зоны: 1) периодический и 2) стационарный, при котором прогрев производится без прекращения эксплуатации скважины, т.е. при непрерывном притоке нефти к скважине. Главной особенностью стационарного прогрева добывающей скважины является то, что кондуктивной передаче тепла от скважинного нагревателя препятствует обратный конвективный вынос тепла движущейся к скважине пластовой жидкости (рис. 1). Необходимо также учитывать тот факт, что тепло, выделяемое нагревателем, расходуется не только на нагрев продуктивного пласта, но и на нагрев окружающих пласт горных пород и жидкости, откачиваемой из скважины на поверхность.

Первая аналитическая модель стационарного прогрева призабойной зоны добывающей скважины предложена в работе [5]. В дальнейшем теоретические и экспериментальные исследования стационарного прогрева призабойной зоны скважины проводились в работах многих авторов [1–4, 6–9]. В работе [6] получено аналитическое решение задачи нестационарного распределения температуры в пласте в случае, когда на забое скважины расположен тепловой источник постоянной температуры. В работе [1] приводится приближенное решение задачи нестационарного распространения тепла в призабойной зоне для теплового источника постоянной температуры или постоянной мощности. В работе автора [10] получено аналитическое решение аналогичной задачи. Численному решению задачи стационарного прогрева призабойной зоны скважины методом конечных разностей посвящены работы [3, 7–9].

Важно отметить, что в большинстве расчетных схем [1–10] кровля и подошва пласта принимаются теплоизолированными, а на скважине задается граничное условие I или II рода. Однако в действительности на забое осуществляется как конвективный, так и кондуктивный теплообмен, что приводит к необходимости задания на скважине граничного условия III рода (условия Робина) [11, 12]. Малоизученным остается вклад конвективной теплопроводности в формирование температурного поля при прогреве призабойной зоны добывающей скважины.

Рассмотрим горизонтальный пласт постоянной толщины h с добывающей скважиной на забое которой установлен нагреватель – непрерывно действующий цилиндрический источник тепла с радиусом, равным радиусу скважины, и длиной, равной толщине пласта. Будем использовать «неполную схему сосредоточенной емкости», предложенную Н.А. Авдониным [13] и М.А. Пудовкиным [11] для решения задачи о нагнетании теплоносителя в пласт. Согласно данной схеме допускается равенство среднеинтегральной по мощности температуры пласта температуре его кровли и подошвы и пренебрегается горизонтальной теплопроводностью в окружающих пласт горных породах. Дополнительно примем во внимание, что эффективная теплопроводность пласта линейно зависит от скорости фильтрации [12, 14]. При сделанных предположениях процесс прогрева призабойной зоны добывающей скважины описывается системой дифференциальных уравнений:

$$c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda_e r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \rho_o c_o V \frac{\partial T}{\partial r} + \frac{2\lambda_1}{h} \frac{\partial T}{\partial z}, \quad r_w < r < \infty, \quad z = 0, \quad (1)$$

$$c_{pl} \frac{\partial T}{\partial t} = \lambda_1 \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}, \quad z > 0, \quad (2)$$

с начальными и граничными условиями

$$T(r, z, 0) = T_0, \quad (3)$$

$$T_d(r, z, t) = T_0, \quad r^2 + z^2 \rightarrow \infty, \quad (4)$$

$$2\pi h \left(\lambda_e r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - 2\pi h \rho_o c_o V (T - T_0) = -N, \quad r = r_w, \quad (5)$$

где T_0 – начальная температура пласта; $\lambda_e = \lambda + \lambda_d$ – эффективная теплопроводность; λ – теплопроводность пористой среды, насыщенной неподвижной жидкостью; $\lambda_d = \beta \rho_o c_o |V|$ – конвективная теплопроводность; β – коэффициент тепловой дисперсии; $V = q/2\pi h$ – скорость фильтрации; q – дебит скважины; λ_1 – теплопроводность окружающих горных пород; N – мощность скважинного нагревателя; r_w – радиус скважины; $c_p = \rho_o c_o \Phi + \rho_r c_r (1 - \Phi)$ – теплоемкость пласта; Φ – пористость; ρ_o, ρ_r – плотности нефти и пористой среды; c_o, c_r – удельные теплоемкости нефти и пористой среды; c_{pl} – объемная теплоемкость окружающих горных пород.

$$\bar{T}_d(r_d, z_d, u) = \frac{e^{-\frac{\sqrt{u} z_d}{a} - \mu(r_d - 1)} U(\gamma, \eta, \xi(r_d))}{u[(2\nu + \mu(1 + 2\nu\beta_d))U(\gamma, \eta, \xi(1)) + 2\gamma\mu(1 + 2\nu\beta_d)U(\gamma + 1, \eta + 1, \xi(1))]}, \quad (6)$$

где u – переменная преобразования Лапласа; $T_d = \frac{2\pi\lambda h(T - T_0)}{N}$ – безразмерная температура; $t_d = \frac{\lambda t}{c_p r_w^2}$

– безразмерное время; $r_d = \frac{r}{r_w}$; $z_d = \frac{z}{h}$; $h_d = \frac{h}{r_w}$; $\beta_d = \frac{\beta}{\lambda}$; $\mu = \sqrt{u + a\sqrt{u}/\alpha}$; $a^2 = \frac{\lambda_1 c_p}{\lambda c_{pl}}$; $\alpha = \frac{2\lambda_1}{\lambda h_d}$; $\gamma = \frac{1 + 2\nu}{2} - \beta_d \nu \mu$; $\eta = 1 + 2\nu$; $\xi(r_d) = 2\mu(r_d + 2\nu\beta_d)$; $U(a, b, x)$ – вырожденная гипергеометрическая функция 2-го рода (функция Трикоми). Безразмерное число $Pe = 2\nu = \frac{\rho_o c_o q}{2\pi\lambda h}$, называемое числом Пекле, характери-

зует отношение конвективного и кондукторного переноса тепла. Для обратного преобразования Лапласа используется алгоритм Стефеста [14].

Из (6) при $u \rightarrow 0$, что соответствует $t_d \rightarrow \infty$, получаем выражение для установившегося распределения температуры в пласте:

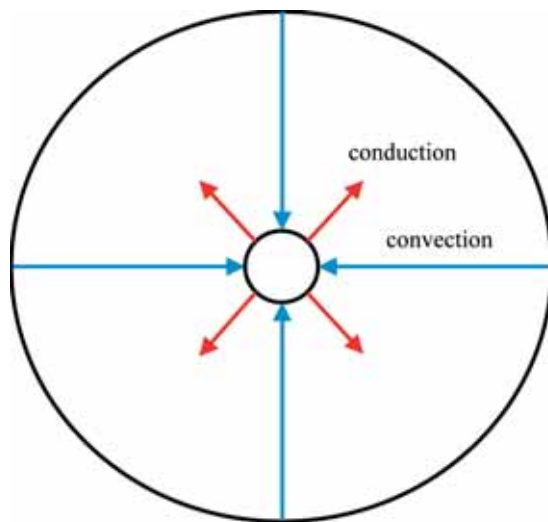


Рис.1. Схема прогрева призабойной зоны добывающей скважины.

$$T_d(r_d) = \frac{(r_d + Pe\beta_d)^{-Pe}}{2Pe(1 + Pe\beta_d)^{-Pe}}, \quad (7)$$

откуда следует, что температура на забое скважины со временем стремится к своему максимальному значению

$$T_w = T_0 + \frac{N}{4\pi\lambda h Pe} = T_0 + \frac{N}{2\rho_o c_o q}.$$

Если пренебречь влиянием конвективной теплопроводности ($\lambda > \lambda_d$, $\beta \approx 0$), то решение задачи (1)–(5) в изображениях по Лапласу имеет следующий вид:

$$\bar{T}_d(r_d, z_d, u) = r_d^{-\nu} \frac{e^{\frac{\sqrt{u} z_d}{a}} K_\nu(\mu r_d)}{u[2\nu K_\nu(\mu) + \mu K_{\nu+1}(\mu)]}, \quad (8)$$

где $K_\nu(x)$ – модифицированная функция Бесселя 2-го рода ν -го порядка. В работе [10] получено решение аналогичной задачи, но без учета обратного конвективного выноса тепла поступающей из продуктивного пласта жидкостью (на скважине задается граничное условие II рода). В этом случае первое слагаемое в квадратных скобках в знаменателе выражения (8) исчезает, а для установившегося распределения температуры в пласте справедливо

выражение $T_d(r_d) = \frac{r_d^{-Pe}}{Pe}$ [1, 10]. Сравнение последнего выражения с (7) показывает, что вид граничного условия на скважине существенно влияет на распределение температуры в пласте.

На рис. 2 представлены графики изменения безразмерной температуры в пласте на различных расстояниях от оси скважины, где сплошные линии соответствуют аналитическому решению задачи (6), а символы – замеренным значениям температуры на лабораторной модели пласта со следующими параметрами [1]: $q=10$ см³/мин, $N=15$ Вт, $\lambda=1,49$ Вт/м·К, $Pe=0,372$, $\lambda_1=0,965$ Вт/м·К, $c_p=2,01 \cdot 10^{-6}$ Дж/м³·К, $c_{p1}=3,21 \cdot 10^{-6}$ Дж/м³·К, $h=0,1$ м, $r_w=0,006$ м. Оценка безразмерного коэффициента тепловой дисперсии β_d составила 5,5. Для сравнения на рис. 2 пунктирными линиями представлены расчеты без учета конвективной теплопроводности согласно решению (8). Из рис. 2 видно, что предложенная модель процесса прогрева призабойной зоны добывающей скважины, в которой учитывается конвективная теплопроводность пласта, более точно описывает физический эксперимент.

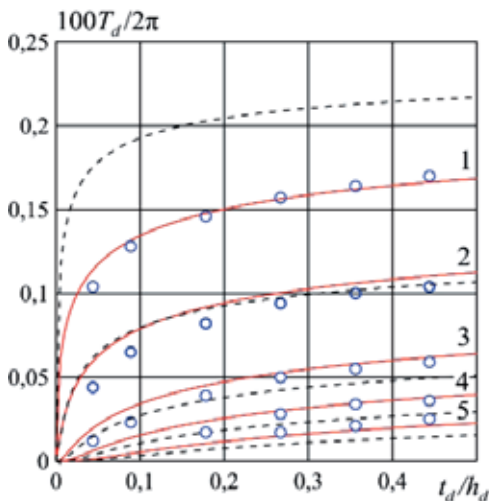


Рис. 2. Расчетные (линии) и экспериментальные (символы) зависимости безразмерной температуры от времени в различных точках пласта: 1 – $r_d = 1$; 2 – $r_d = 2,67$; 3 – $r_d = 5,5$; 4 – $r_d = 8,17$; 5 – $r_d = 11,5$.

Дебит скважины при стационарном прогреве призабойной зоны в случае экспоненциальной зависимости вязкости нефти от температуры $\mu(T) = \mu_0 \exp(-\gamma(T - T_0))$ определяется из решения нелинейного уравнения:

$$2\pi k h (p_k - p_w) = \mu_0 q \int_1^{\frac{R_k}{r_w}} \frac{e^{-A \left(\frac{r_d + Pe\beta_d}{1 + Pe\beta_d} \right)^{-Pe}}}{r_d} dr_d, \quad (9)$$

где $A = \frac{\gamma N}{2\rho_o c_o q}$. Если пренебречь влиянием конвективной теплопроводности ($\beta_d = 0$), то для дебита скважины получаем следующее нелинейное уравнение

$$q = \frac{2\pi k h Pe}{\mu_0} \frac{p_k - p_w}{Ei(-A) - Ei\left(-A \left[\frac{R_k}{r_w} \right]^{-Pe}\right)}, \quad (10)$$

где $E(x)$ – интегральная показательная функция. При отсутствии теплового воздействия на призабойную зону скважины ($A=0$) выражения (9) и (10) приводят к формуле Дюпюи.

На рис. 3 представлены индикаторные диаграммы, рассчитанные на основе выражений (9) и (10) при следующих параметрах: $N=10$ кВт, $r_w=0,1$ м, $R_k=200$ м, $h=10$ м, $k=0,1$ мкм², $\mu_0=300$ мПа·с, $\lambda=2$ Вт/м·К, $\rho_o=980$ кг/м³, $C_o=1800$ Дж/кг·К, $\beta=1$ м, $\gamma=0,025$. Как видно из рис. 3, неучет влияния тепловой дисперсии приводит к занижению оценки продуктивности скважины.

Заключение.

В работе получено аналитическое решение задачи прогрева призабойной зоны добывающей скважины с учетом влияния конвективной теплопроводности в продуктивном пласте и потерь тепла через кровлю и подош-

ву пласта. Показано, что глубина распространения теплового фронта в призабойной зоне добывающей скважины определяется числом Пекле, мощностью нагревателя и величиной тепловой дисперсии β . Сравнение с экспериментом показало, что предложенная модель адекватно описывает процесс прогрева призабойной зоны добывающей скважины. Получено нелинейное уравнение, позволяющее проводить оценку влияния тепловой обработки призабойной зоны скважины на ее продуктивность.

Литература

1. Шейнман А.Б., Малофеев Г.Е., Сергеев Н.И. Воздействие на пласт теплом при добыче нефти. М.: Недра, 1969. 256 с.
2. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недра, 1978. 216 с.
3. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М.: Недра, 1985. 321 с.
4. Butler R.M., Yee C.T. Progress in the in situ recovery of heavy oils and bitumen // J. of Can. Petr. Techn. 2002. V. 41. № 1. P. 31–40.
5. Shield A. Theory for the effect of heating oil producing wells // Petr. Trans. 1957. V. 210. P. 1–10.
6. Теслюк Е.В., Капырин Ю.В., Требин Г.Ф. Об оценке эффективности термического воздействия на пласт // Нефтяное хозяйство, 1962. № 8. С. 42–49.
7. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Абдуллин А.И., Гадильшина В.Р., Салимьянов И.Т. Численное решение прямых и обратных задач тепломассопереноса в нефтяных пластах // Вест. Казанского гос. технол. ун-та, 2013. Т. 13. № 24. С. 125–128.
8. Тютяев А.В., Должиков А.С., Зверева И.С. Расчетный метод оценки эффективности электропрогрева нефтяных скважин // Фунд. иссл. 2015. № 2–19. С. 4188–4191.
9. Mao D., Xie X., Jones R.M., Harvey A., Caranikas J. M. A simple approach for quantifying accelerated production through heating producer wells // SPE J., 2017. V. 22. № 1. P. 316–326.
10. Morozov P.E. Analytical solutions for transient temperature distribution in heavy-oil reservoir due to heating producer well // Lobachevskii J. of Math. 2020. Vol. 41. № 7. P. 1261–1266.
11. Пудовкин М.А., Волков И.К. Краевые задачи математической теории теплопроводности в приложении к расчетам температурных полей в нефтяных пластах при заводнении. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 1978. 188 с.
12. Lin Y.-Ch., Hu T.-F., Yeh H.-D. Analytical model for heat transfer accounting for both conduction and dispersion in aquifers with a Robin-type boundary condition // Water Resources Research. 2019. V. 55. № 8. P. 7379–7399.
13. Авдонин Н.А. О некоторых формулах для расчета температурного поля пласта при тепловой инъекции // Изв. Вузов, Нефть и газ, 1964. № 3. С. 37–41.
14. Ентов В.М. Об эффективном коэффициенте теплопроводности насыщенной пористой среды при наличии фильтрационного движения // ПМТФ. 1965. № 5. С. 153–164.
15. Stehfest H. Numerical inversion of Laplace transform // Commun. ACM. 1970. V. 13. P. 47–49.

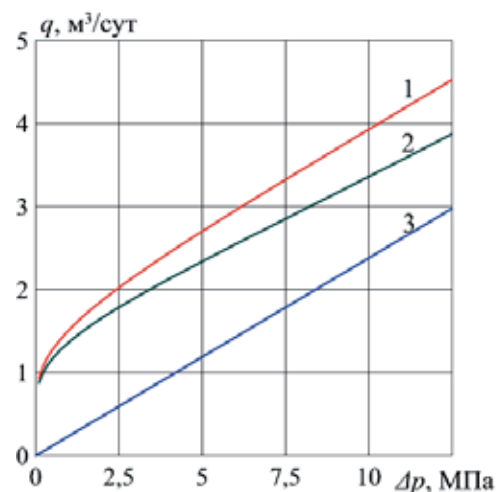


Рис. 3. Влияние теплового воздействия на продуктивность скважины:

1 – с учетом тепловой дисперсии (9); 2 – без учета тепловой дисперсии (10); 3 – без теплового воздействия (формула Дюпюи).

РОЛЬ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАЛИ ДОЛЖНА ОСТАВАТЬСЯ ПРИОРИТЕТНОЙ

Р.Х. Муслимов

Академик АН РТ, РАЕН и АГН, Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 18 (здание КГУ), тел.: (843) 233-73-84, davkaeva@mail.ru

А.Э. Конторович в своей новой парадигме развития нефтегазового комплекса России отодвигает на второй план роль крупнейших месторождений. Это противоречит накопленному опыту рационального освоения недр России.

В связи с этим на примере Ромашкинского месторождения покажем возможности решения проблемы добычи и воспроизводства запасов нефти на длительный период за счет первоочередного внимания развитию нефтедобычи на гигантских и супергигантских месторождениях.

На этом супергиганте с 1954 г. началось внедрение системы внутриконтурного заводнения, которая непрерывно совершенствовалась и пришла к современному состоянию, став эталоном широко применяемых в мире гидродинамических методов разработки. С 1968 г. эта система была дополнена широким спектром методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Внедрение новой технологии разработки по объективным и субъективным причинам шло в упорной борьбе, дискуссиях различных научных школ, в том числе монопольного в течение большого периода времени научного направления в области разработки и нефтедобычи, о чем много писал выдающийся ученый В.Н. Щелкачев [1].

Действительно, применение внутриконтурного заводнения с самого начала вызывало серьезные опасения и споры. Одни ученые и производственники (М.Ф. Мирчинк, В.С. Мелик-Пашаев и другие) опасались больших потерь нефти за счет преждевременного прорыва вод по наиболее проницаемым прослоям, особенно при высоких давлениях нагнетания (выше гидродинамического). Другие – Казанская школа во главе с профессором Н.Н. Непримеровым – обосновывали недопустимость закачки в пласт холодных поверхностных вод, приводящих к выпадению парафина и закупориванию межпоровых каналов пласта и его «склерозу». Третьи (профессор М.М. Саттаров) опасались создания худших условий для выработки заводненных пластов за счет «запечатывания» оставшихся запасов нефти закачанной водой. Затем появились исследования по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки (Р.Н. Дияшев), а позднее – данные по развивающимся в пластах деформациям из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации (М.Д. Белонин, Р.С. Сахипгараев, В.И. Славин и другие) и изменению свойств остаточных нефтей в процессе длительной разработки (Г.В. Романов, Л.М. Петрова, Т.А. Юсупова и другие) [2–8].

Все эти сомнения и опасения начали сбываться с промышленным внедрением новой технологии и чем дальше, тем острее проявились недостатки в разработке месторождений. В первую очередь они являлись следствием сложности геологического строения основной залежи (горизонтов D_1D_0) Ромашкинского месторождения и соответственно представлений гидродинамиков неадекватности об особенностях геологического строения процессах нефтевытеснения. Идеализировались и упрощались сведения о процессах нефтевытеснения геологически неоднородных пластов, считая такие пласты однородными.

Во-вторых, применяемая в первоначальном виде технология внутриконтурного заводнения, предусматривающая стационарную закачку холодной воды для выработки ошибочно считавшихся однородными и достаточно проницаемыми пластов путем поршневого вытеснения нефти, создания фронта нефтевытеснения разрезанием залежи на широкие полосы, столкнувшись с реальностью, требовала конкретного совершенствования и доработки.

Принципы разработки Ромашкинского месторождения формировались в полувекковой борьбе различных научных школ благодаря укреплению связи науки и производства, активной гражданской позиции, творческой работе производственников.

Сегодня признается, что спроектированная в 1953–1956 гг. в I Генсхеме система разработки, с современных позиций была малоинтенсивной (щадящей) и оставляла больше возможностей для постоянного ее творческого совершенствования.

Это успешно сделали специалисты Татнефти, ТатНИПИнефть и ЦКР.

Первый этап проектирования разработки (1949–1956 гг.) завершился составлением и утверждением бывшим Министерством нефтяной промышленности I-й Генеральной схемы, составленной на 1956–1965 гг. В этом документе были сформулированы [2] основные принципы разработки, из которых ряд принципов не нашел практического применения, а часть принципов претерпели коренные изменения в процессе внедрения. Незыблемыми оставались лишь принципы внутриконтурного заводнения и порядок освоения нагнетательных скважин в разрезающих рядах.

Второй этап проектирования разработки (1964–1968 гг.) завершился составлением и утверждением бывшим Миннефтепромом II-й Генеральной схемы развития добычи нефти из горизонтов D_1D_0 Ромашкинского месторождения на период до 1975 г. В этом документе были исключены принципы I Генсхемы, не нашедшие практического применения (многоэтапность системы разработки с ранним отключением обводненных скважин и батарейным переносом нагнетания, сгущение сетки скважин в зоне стягивания контуров нефтеносности) и изменены принципы заводнения (повышение давления нагнетания, дополнительное разрезание, очаговое заводнение, перенос нагнета-

ния по отдельным скважинам), а также рекомендовалось снижение забойного давления до давления насыщения, отключение скважин при большей обводненности.

Третий этап проектирования разработки Ромашкинского месторождения (1968–1978 гг.) завершился утверждением бывшим Миннефтепромом в 1978 г. III Генсхемы на период до 1990 г., в которой было сформулировано 11 основополагающих прогрессивных принципов разработки. Они имели большое теоретическое и практическое значение. Их внедрение дало возможность повысить охват заводнением продуктивного горизонта, интенсифицировать выработку пластов и замедлить темпы падения добычи нефти из-за обводнения на третьей стадии разработки.

Сделанный нами анализ (1975–1979 гг.) показал, что принятие положений первой Генсхемы разработки Ромашкинского месторождения позволило бы вовлечь в разработку 52% запасов и обеспечить конечную нефтеотдачу около 30%, второй Генсхемы соответственно – 78 и 37%, третьей – около 90 и 47,5%. Следовательно, даже в третьей Генсхеме не достигалась утвержденная нефтеотдача – 53% [9]. Эта задача была решена внедрением положений IV Генсхемы разработки.

Основные принципы разработки Ромашкинского месторождения формировались при непрерывном совершенствовании техники и технологии разработки, творческом применении новейших методов контроля и регулирования процессов нефтевытеснения, широком проведении опытно-промышленных работ по поискам и отработке новых технологий повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов, их контроля и регулирования. Разработкой Ромашкинского месторождения практически занималась вся страна – бывшего СССР – и в первую очередь ЦКР и Миннефтепром. В этом был залог успеха. Ситуация начала меняться с переходом на рыночные отношения.

Таким образом, мы перешли от малоэффективных щадящих систем разработки (выделение чрезмерно крупных объектов разработки, редких сеток скважин, рядных широкополосных систем разрезания, высоких забойных давлений, преждевременного отключения из разработки скважин при сравнительно небольшой обводненности) к современным системам с оптимальными: размерами эксплуатационных объектов, плотностью и размещением скважин (разукрупнение объектов и увеличения плотности сетки скважин – ПСС), миниблоковых, очагово-избирательных систем, при оптимизации давлениями нагнетания ($P_{пл}$, $P_{заб}$), снижениями обводненности за счет разработанных эффективных методов контроля и регулирования процессов разработки [10].

На многопластовом, многообъектном Ромашкинском месторождении были решены следующие главные проблемы:

- обоснованы системы разработки высокопродуктивных залежей маловязких нефтей, приуроченных к сложнопостроенным терригенным коллекторам достаточной проницаемости, обеспечивающим достижение высокой (до 50–60%) нефтеотдачи;
- достигнута эффективная нефтеотдача (до 40–45%) системы разработки залежей нефти повышенной вязкости (до 60 мПа·с) в терригенных коллекторах путем применения системы избирательного заводнения с закачкой воды в водоносные «окна» внутри залежи, применения физико-химических МУН, внедрения нестационарного заводнения (НЗ), оптимизации давления нагнетания и плотности сеток скважин;
- научно обоснована эффективная система разработки залежей высоковязкой нефти (более 60 мПа·с) в достаточно проницаемых терригенных коллекторах и обоснованы критерии применения методов заводнения для залежей высоковязких нефтей в карбонатных пластах [9].

Сегодня можно сказать, что освоение супергигантского Ромашкинского месторождения явилось выдающимся вкладом ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений со сложным геологическим строением. В этом большая заслуга выдающихся ученых и производственников, Центральной комиссии по разработке нефтяных месторождений, всегда внимательно следящей за разработкой Ромашкинского месторождения, ответственно и творчески подходящей к анализу его разработки и обоснованию направлений совершенствования процессов внутриконтурной выработки сложнопостроенных пластов. Большую роль играли многочисленные совещания, проводимые на общесоюзном и региональном уровнях, а также публикации статей ученых и производственников в журналах «Нефтяное хозяйство» и др.

Казалось, что после всего сделанного к концу 20-го столетия критика метода внутриконтурного заводнения должна была исчерпаться. Но это оказалось не так. Появились работы И.А. Мустафина [11–15], в которых автор на примере Ромашкинского и Самотлорского месторождений пытается доказать, что при современных системах разработки в результате применения интенсивных систем заводнения происходит вымывание породы, образование так называемых водосточных каналов (ВСК), что приводит к мифическому «разрушению структуры вмещающих отложений, последствия которого отображаются таким же ростом обводнения, сокращением объема добываемой нефти» (рис. 1).

Схема ВСК (по автору) представлена на рис 2.

Исходя из мифического разрушения пород автор делает вывод о том, что для продолжения разработки месторождений гидродинамическим методом в оптимальном режиме и в соответствии с законом РФ «О недрах» целесообразно выполнение предварительных геолого-технических мероприятий по восстановлению разрушенных объектов с последующим перепроектированием разработки.

В процессе разработки установлено, что фильтрация в основном происходит по естественным трещинам в

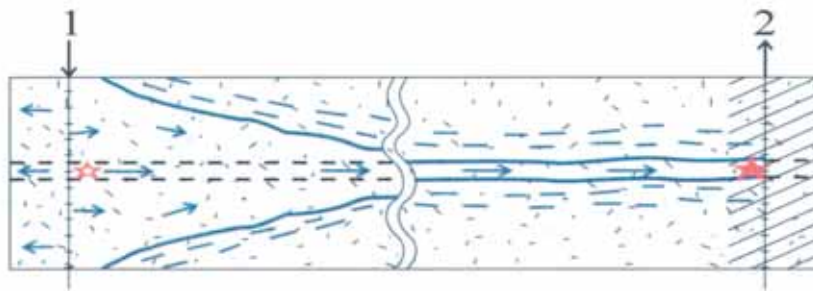


Рис. 1. Схема разрушения породы (по И.А. Мустафину).

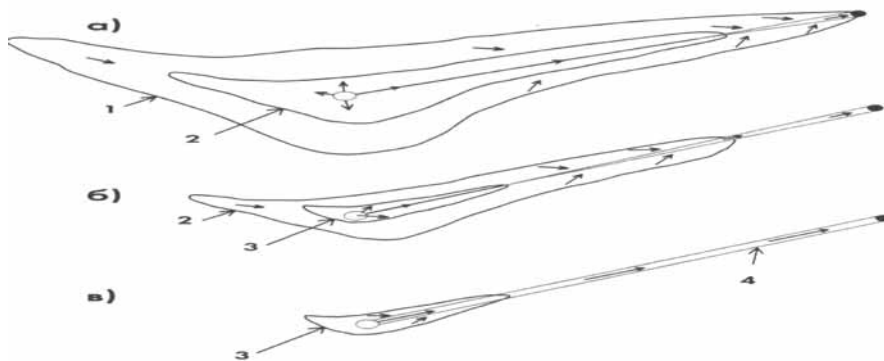


Рис. 2. Последовательность строительства водосточных каналов в недрах (а, б, в).

породах, а не по искусственно созданным ВСК. При этом наблюдается естественное опережающее обводнение по высокопроницаемым, редко по сверхвысокопроницаемым (до десятков дарси) прослоям. Затем, как правило, охват заводнением по мощности продуктивного пласта постепенно увеличивается.

Фильтрация в основном осуществляется по естественным трещинам в породах, а в опережающее обводнение – по высокопроницаемым, редко по сверхвысокопроницаемым прослоям. Затем, как правило, охват заводнением по мощности продуктивного пласта постепенно увеличивается. Этот процесс нефтяники НГДУ Лениногорскнефть впервые наблюдали в специальной контрольной скважине 3405 Абдрахмановской площади на заре внедрения внутриконтурного заводнения (рис. 3) [2]. Так называемое «разрушение» к этому процессу вообще не имеет никакого отношения.

Проведенные в КФУ исследования показали, что фильтрационные процессы в нефтегазовых пластах регулируются именно наноразмерными явлениями. Было установлено, что существенное влияние на КИН имеет тонкодисперсная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта – глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные окислы и сульфиды.

Об отсутствии разрушения пород продуктивного пласта при длительной его эксплуатации, влиянии этого

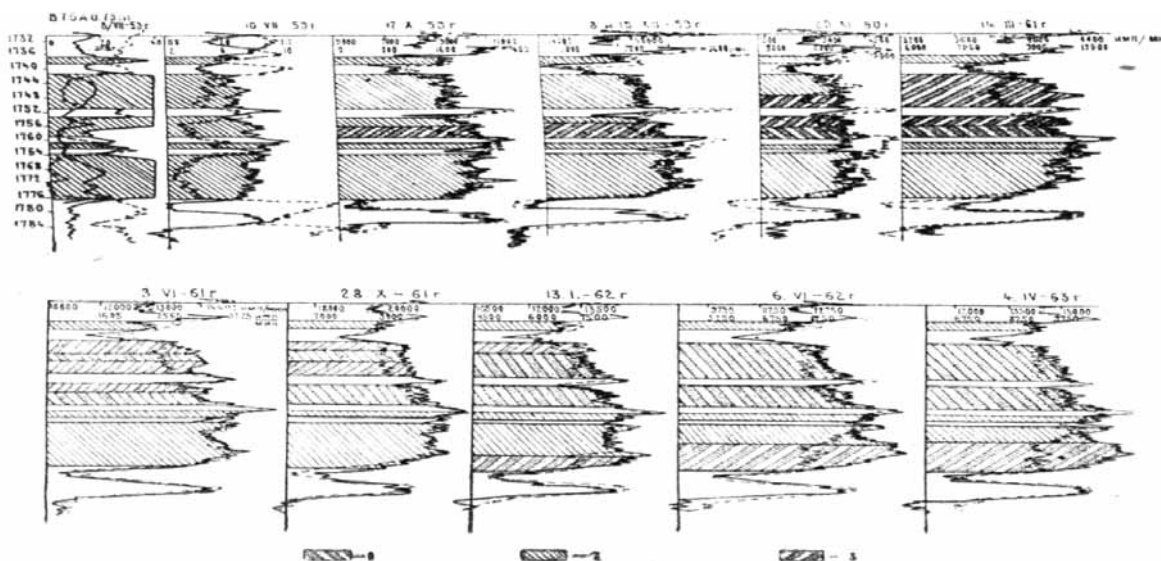


Рис. 3. Прослеживание ВНК по контрольной скважине 3405
1 – пресная вода, 2 – нефтеносная часть пласта, 3 – промытая часть пласта.

процесса на преждевременное обводнение и связанное с этим снижение текущей добычи нефти, КИН, а следовательно и технико-экономических показателей разработки свидетельствуют следующие факты.

1. Если бы процесс «разрушения» действительно протекал мы видели бы продукты этого разрушения в виде выноса с жидкостью на поверхность части породы. Это были бы громадные объемы (сотни тысяч и миллионы тонн песка или других компонентов пласта) чего на промыслах не наблюдалось.

2. Добыча нефти при наличии такого процесса начала бы снижаться гораздо раньше (при отборе немногим более 30% НИЗ – начальных извлекаемых запасов нефти), чем наблюдалось по большинству месторождений, разрабатываемых с применением заводнения (обычно падение наступает после отбора 50–60% НИЗ).

3. В настоящее время на залежи горизонтов D_1D_0 Ромашкино отобрано более половины начальных балансовых запасов (НБЗ), почти достигнут проектный КИН, а прогнозируемый КИН составляет около 0,7. Для геологических условий Ромашкино – это большое достижение. На самом лучшем по геологической характеристике месторождений мира – Восточный Техас в США – прогнозируемый конечный КИН составляет 0,716. Для сравнения: по Ромашкино – проницаемость для песчаников – 527 мДа, алевролитов – 10–150 мДа, вязкость нефти 4,5 сПз; пласт Вудбайн месторождения Восточный Техас – 2500 мДа, вязкость 0,93 сПз.

4. Экономика эксплуатации Ромашкинского месторождения намного лучше по сравнению с разработкой месторождений на других режимах. То же самое по другим месторождениям внутриконтурного заводнения. Об этом свидетельствует сравнение разработки месторождений бывшего СССР и США. В основном за счет широкого применения гидродинамических методов бывший СССР обеспечил небывало высокие темпы и вышел на исключительно высокий уровень в мире – около 625 млн т в год, добывал в 1,56 раз больше нефти в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США.

Таким образом, значительную часть увеличения КИН (11,4%) мы получаем на IV стадии разработки. Это с учетом внедрения МУН и совершенствования геологического изучения, что говорит о важности этой стадии [16].

Исследованиями показана необходимость переинтерпретации геолого-промысловых данных, построение новых петрофизических зависимостей пород-коллекторов, изменение кондиционных значений параметров пластов и их насыщения (в сторону существенного их снижения – по проницаемости до 1 мДа). По нашим оценкам, это даст увеличение извлекаемых запасов около 800 млн т. При этом кардинально меняются наши представления о геологическом строении пашийско-кыновских отложений и сама геологическая модель, позволяющих существенно изменить систему воздействия за счет пересмотра системы закачки воды.

С учетом новых представлений о геологии и состоянии эксплуатации залежей горизонтов D_1D_0 на Ромашкинском месторождении фактически одновременно присутствуют все четыре стадии разработки, каждая из которых требует своих, индивидуальных, подходов к системам разработки (табл. 1).

Таблица 1

Категории участков (запасов)	Цели управления, системы разработки, технологии	Техническое обеспечение
Участки (запасы) в плотных коллекторах ниже кондиционных значений в I стадии разработки	Освоение запасов, выделенных в самостоятельный объект разработки, интенсивное наращивание добычи нефти за счет бурения нагнетательных РГС, при необходимости добывающих РГС, площадные системы, МУН I поколения (ГРП, волновые, ЛГРП, возможно, газовые), заводнение пластовой воды с пластовой температурой	Индивидуальные малопроизводительные насосы высокого давления с регулируемой производительностью; перепуск пластовой воды из нижележащих водоносных пластов разреза
Участки (запасы) в низкопроницаемых и высокопродуктивных глинистых коллекторах во II стадии разработки	Обеспечение и сохранение максимума добычи нефти за счет выделения коллекторов в самостоятельный объект, завершение освоения проектной системы воздействия: технология КТРТК, МУН и ОПЗ I поколения (ГРП, ЛГРП, ГС, МЗС, волновые, химические), заводнение пластовой или сточной водой с сохранением температуры	Индивидуальные насосы высокого давления, бурение ГС, МЗС, специальная водоподготовка для закачки воды
Участки (запасы) в III стадии интенсивного падения добычи	Цель – добывать больше нефти, меньше воды, разукрупнение эксплуатационных объектов, УСС, бурение нагнетательных РГС для раздельного воздействия на пласты, массивированного внедрения МУН второго поколения (химические, физические, микробиологические, волновые, комплексные), внедрение АСКУ-ВП, КЭС, БДН	Имеющееся техническое оснащение разработки, АСКУ-ВП, МУН II поколения, КЭС, БДН, перфорационно-депресссионные методы, современные технологии ГБ
Участки (запасы) в IV (поздней) стадии разработки	Стабилизация и рост добычи нефти за счет интенсивной выработки пластов за счет внедрения АСКУ-ВП, массивированного применения МУН третьего и более высоких поколений с переходом на ФОЖ в нестационарном, импульсном режиме работы скважин с регулярными паузами на перфорирование залежи	Высокопроизводительные насосы для добычи жидкости, КЭС и БДН, оборудовать АСКУ-ВП, МУН для высокообводненных участков (В – до 98–99%)

Новая геологическая основа требует составления нового документа на разработку основного объекта Ромашкинского месторождения, т.к. современные требования к проектированию разработки требуют включения в документ. Эксплуатационные объекты всех этажей нефтеносности, предполагают такой же процедуры проведение и по объектам других этажей нефтеносности. Одновременно необходимо определить приоритетные МУН на уточненных объектах эксплуатации месторождения. Основанием для этого должен стать анализ применения МУН за всю историю разработки месторождения.

На Ромашкинском месторождении применялись почти все принятые в мире МУН (физико-химические, физические, тепловые, газовые, микробиологические). Всего применялось около 250 технологий (из них – 30 базовых). В настоящее время приоритетно внедряется около 30 технологий (в основном физико-химических, физических (бурение ГС, РГС, МЗС, БГС, ГРП). Сокращение диапазона внедряемых МУН объясняется развитием основного метода воздействия – различных систем заводнения. Это диктует следующие направления работ на новой геологической модели месторождения:

- вскрыть ранее затитые в процессе разработки обводненные пласты, имеющие достаточную остаточную нефтенасыщенность (0.5 и выше);
- сформировать блочную систему (в непрерывных пластах) или избирательно-площадную систему на геологических телах (в зонально неоднородных пластах), обеспечивающую лучшие условия для регулирования в нестационарных условиях либо условия для эффективного применения ФОЖ;
- предусмотреть ввод оставшихся недренируемых запасов за счет применения ФОЖ в тупиковых и застойных зонах, бурение БС и (или) БГС в недренируемых пластах и пропластках;
- на недостаточно охваченных процессами выработки ($K_{\text{ок}}$ менее 0,75–0,85) предусмотреть разработку системой водонагнетательных и добывающих ГС, МЗС и МГЗС при неперенном контроле и регулировании процессов разработки с целью поддержания пластового давления и обеспечения необходимого баланса закачки и отбора. Без организации системы разработки (именно системы) с применением ГС, МГЗС, при контроле и регулировании процессов разработки эффективность бурения таких скважин будет низкой (на уровне современной) и мы не обеспечим необходимой нефтеотдачи (рис. 1);
- исследования и проведение ОПР по проблеме переформирования залежей в процессе длительной остановки (обводненных до предела рентабельной добычи) скважин на отдельных участках, оценки потенциала добычи после их повторного пуска и влияния этого мероприятия на технико-экономические показатели дальнейшей разработки;
- повышение роли ГРП и бурения БГС для ввода в разработку слабопроницаемых пластов (рис. 1) и освоение плотных коллекторов, ранее не включенных в баланс запасов;
- в целях повышения эффективности внедрения МУН практиковать широкое составление по объектам разработки схем геолого-геохимического равновесия в системе нефть–коллектор по методике КФУ.

Согласно расчетам все изложенные меры позволят увеличить нефтеотдачу по основному объекту на 11,4% и продлить разработку месторождения до 2190 г.

До настоящего времени мы в основном изучали четыре регионально нефтеносных этажа (верей-башкирские отложения среднего карбона, тульско-бобриковские и верхне-турнейские нижнего карбона и терригенного девона). Остальной разрез практически не исследовался. Сегодня на новом оборудовании КФУ можно исследовать породы с низкой и сверхнизкой проницаемостью, что гораздо меньше, чем в США, но существенно больше, чем раньше. Сегодня необходимо изучать плотные разделы на предмет наличия в них нефти. Это может стать следующим (после переоценки потенциала регионально нефтеносных горизонтов) резервом увеличения потенциальных ресурсов нефти и обеспечит необходимые уровни и стабильную добычу нефти по месторождению. Наряду с этим необходимо проводить научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по оценке применения тепловых (закачка горячей воды, паротепловое воздействие, внутрипластовое горение) для разработки залежей в терригенных и карбонатных коллекторах с ВВН нижнего и среднего карбона, газовых (закачка дымовых газов, водогазовое воздействие) в сочетании с волновыми, физико-химическими и физическими МУН.

Однако этим не ограничивается потенциал дальнейшего наращивания ресурсов Ромашкинского супергигантского месторождения. Для их увеличения необходимо проведение большого объема научно-исследовательских (в том числе фундаментальных – на уровне наногеологии и нанотехнологий). Такие работы должны проводиться в следующих направлениях:

- исследование плотных разделов между продуктивными пластами традиционно выделяемых эксплуатационных объектов (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, гранулометрический состав и др. параметры, характеризующие особенности геологического строения плотных пород в отложениях терригенного и карбонатного комплексов, нижнего и среднего карбона);
- исследование плотных пород отложений карбонатного девона, нижнего, среднего и верхнего карбона на предмет выявления перспективных объектов для возможного их использования в дальнейшем в качестве объектов эксплуатации с применением новейших технологий исследований и добычи. Провести целенаправленные исследования геолого-физических свойств традиционно считавшихся породами-покрышками в отложениях девона и карбона;

– определена по указанным группам залежей геологические запасы нефти, наметить возможные пути их освоения, оценить возможные КИН и обосновать объемы извлекаемых запасов;

– изучение углеводородного потенциала залежей СВН и ПБ пермских отложений месторождения, поиск путей разработки запасов в этих нетрадиционных залежах углеводородов. Все эти исследования существенно пополняют углеводородные ресурсы Ромашкинского месторождения. Ввод их в разработку (после отработки методов рентабельного извлечения) позволит обеспечить более высокое и более длительное удержание текущего уровня добычи нефти.

Для того чтобы выйти на мировые уровни развития научно-практических исследований, нам нужно немедленно перейти к учету всех запасов нефти на залежах терригенного девона Ромашкинского месторождения в пластах с проницаемостью более 1 мД (как промежуточный этап), затем начать исследования нефтенасыщенности всего осадочного чехла (в основном плотных пород, проницаемостью ниже 1мДа) и поиску возможных путей добычи нефти из них, а также изучению процессов участия их в процессах фильтрации и добычи нефти из более проницаемых пород. Исследованиями в РТ доказано активное участие плотных разделов эксплуатационных объектов в процессах фильтрации. Это огромный объем работ, но их выполнение позволит стать ближе к природе и в перспективе обосновать переход на подсчет геологических запасов нефти.

Предлагаемые меры позволят значительно увеличить ресурсы Ромашкинского месторождения (рис. 4).

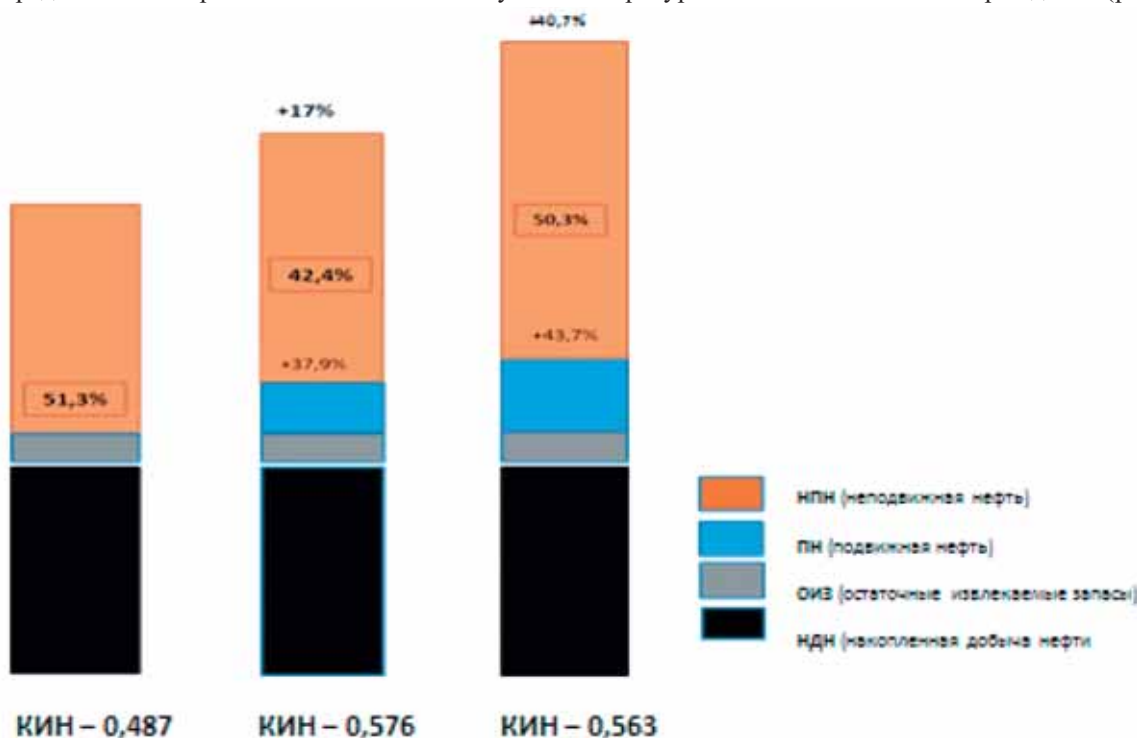


Рис. 4. Потенциальные ресурсы Ромашкинского нефтяного месторождения (с учетом новых геологических идей по Р.Х. Муслимову).

Если раньше считалось, что даже такой супергигант, как Ромашкинское месторождение, будет разрабатываться 40–50 лет, то мы обосновали, что его разработка будет длиться около 250 лет, в том числе только в так называемой общепринятой «завершающей» стадии около 200 лет.

Дальнейшее развитие и расширение применения гидродинамических методов будет происходить за счет использования таких направлений, как увеличение добычи нефти за счет переформирования залежей и подпитки из глубин Земли как родственные природным процессам миграции. Эти методы наиболее отработаны и соответствуют особенностям геологического строения месторождений (особенно на поздней стадии). Более того, они больше приспособлены к применению МУН более высоких поколений (здесь мы не имеем в виду более дорогие тепловые и газовые МУН) [19, 20].

Опыт показывает, что большинство крупнейших месторождений будут разрабатываться аналогично Ромашкинскому месторождению. Это является убедительным основанием для включения таких месторождений в новую парадигму в качестве первоочередных для планирования нефтедобычи.

Литература

1. Щелкачев В.Н. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М.: ФГУПИ. Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 608 с.
2. Муслимов Р.Х. Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения. Казань: Изд-во КГУ, 1979.
3. Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения.
4. Муслимов Р.Х. Негативное влияние процесса «старения» залежей на потенциальные возможности нефтедобычи и пути повышения эффективности разработки на поздней стадии // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Матер. V Междунар. Конф. Часть II. М.: Изд-во Московского гос. ун-та, 2001.
5. Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З. и др. Особенности состава остаточной нефти в заводненных терригенных коллекторах. Тр. Междунар. конф. «Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов (добыча и переработка)». Т. 3. Казань, 1994.
6. Непримеров Н.Н., Шарагин А.Г. Внутриконтурная выработка нефтяных пластов. Казань: Изд-во КГУ, 1961.
7. Добрынин В.М. Деформации и изменение физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970.
8. Славин В.И., Химич В.Ф. Геодинамические модели формирования АВПД и их практическое значение // Изучение геологического разреза и прогнозирование АВПД/ Тр. ВНИГРИ. – Л., 1987.
9. Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения – выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2008. № 4. С. 2–6.
10. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Изд-во КГУ, 2003. 596 с.
11. Мустафин И.А. Геолого-технологические результаты гидродинамического метода разработки месторождений нефти в РФ на примере супергигантов Ромашкино и Самотлор // Монография. Казань: Изд-во «Фолиант», 2018. 88 с.
12. Мустафин И.А., Шайхутдинов Р.С. Гидродинамические этапы разработки нефтяных месторождений. // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2-3 сентября 2015г. С. 229–230.
13. Мустафин И.А., Мустафин Г.М(А). Геолого-технологические условия применения методов увеличения нефтеотдачи пластов. // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Казань, 7–8 сентября 2016 г. II том. С. 56–58.
14. Мустафин И.А. К проектированию горизонтальных скважин на обводненных месторождениях нефти // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: материалы Междун. науч.-практ. конф. Казань, 6–7 сентября 2017 г. С. 230–231.
15. Мустафин И.А. Некоторые результаты внутриконтурного заводнения нефтяных месторождений // Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: материалы Междун. науч.-практ. конф. Казань, 9–11 сентября 2009 г. С. 294–295.
16. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. 750 с.
17. С изменением обоснованных значений кондиций пород-коллекторов Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н. Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного моделирования месторождений нефти и газа // Тр. III Междун. научн. симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, ОАО «ВНИИнефть», 20–21 сентября 2011 г. Том 2. С. 130–135.
18. Хусаинов В.М. Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика). Автореферат дис. ... на соискание ученой ст. докт. техн. наук. Москва, 2011. 50 с.
19. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Альтернативные подходы – залог создания прорывных технологий в области поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 9 (214). С. 14–17.
20. Дьячук И.А. К вопросу переформирования нефтяных месторождений и пластов // Георесурсы. 2015. № 1(60). С. 39–46.

ВОЗМОЖНОСТИ ГИС ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСЧАНИКОВ В НЕФТЕНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ

Р.З. Мухаметшин^{1,2}, С.И. Петров¹, Н.Ю. Степанов³

¹КФУ, г. Казань, geoeng111@yandex.ru, ²УГГУ, г. Екатеринбург, ³ООО «ТНГ-ЛенГИС», г. Лениногорск

Природно-преобразованные нефти, которые заключены в битуминозных песчаниках, залегающих в нефтеносных пластах, несомненно, следует рассматривать как особый класс нафтидов. К настоящему времени в продуктивных горизонтах многих месторождений Урало-Поволжья, Калининградской области и в других районах выявлены многочисленные проявления битуминозных песчаников [1–5], или так называемых «черных песчаников» (Е.А. Козина, 1967). Как показал проведенный анализ материалов керновых и промыслово-геофизических исследований по ряду месторождений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины битуминозными песчаниками может быть представлена как часть разреза, так и пласт-коллектор целиком [4].

Следует отметить, что процессы природного преобразования нефтей в продуктивных пластах могут охватывать значительные по объему части залежей. Так, по бобриковской залежи Нурлатского месторождения геологические запасы превращенных в вязкопластичные нафтиды нефтей составили 1,67 млн т, а на основной залежи Бавлинского месторождения (горизонт Д₁) они оценены в 6,5 млн т [4, 6].

Окисление нефти вплоть до вязкопластичного состояния (типа малъ и даже асфальтов) в залежах общеизвестно как на уровне современных (К.Б. Аширов, 1964; [7]), так и древних [3–5] водонефтяных контактов (ВНК). Проведенные исследования пород-коллекторов водонефтяной зоны основной залежи Бавлинского месторождения (юго-восточный склон Южно-Татарского свода) показали [4–6], что: во-первых, слои битуминозных песчаников могут залегать также в толще нефтенасыщенных пород в случае проявления древнего ВНК прогрессивного (по Р.С. Сахибгарееву) типа; во-вторых, песчаники с твердым и вязкопластичным битумом имеют пластовую форму залегания. В таком случае стандартный комплекс исследований ГИС не позволяет выявлять битумонасыщенные интервалы разреза. Следует особо подчеркнуть, что выделение связанных с древним ВНК слоев битуминозных песчаников в неавдодненных пластах чрезвычайно затруднено без керновых данных и (или) расширенного комплекса ГИС. Несовпадение древнего и современного структурных планов продуктивных горизонтов не позволяет использовать для картирования гипсометрию пласта.

В то же время, поскольку в силу тектонических движений, ВНК может терять свою горизонтальность (это продемонстрировано на примере среднекембрийской залежи нефти Ладушкинского месторождения, где выделяется пять уровней ВНК [3]), то битумоносные породы могут оказаться ниже современного положения ВНК. Как показали исследования [4], на основной залежи Бавлинского месторождения слой битуминозных песчаников не занимает в разрезе строго горизонтальное положение: так, в скважине 405, пробуренной в качестве нагнетательной еще в 1951 г. и расположенной в приконтурной части залежи, оказалось два высокоомных интервала в монолитном песчаном пласте и соответственно два контакта с водоносными породами – на отметках минус 1485 м и 1494 м, то есть нижний интервал вскрыт ниже начального ВНК (рис. 1). Как показали потокометрические исследования, нижний интервал не принимает закачиваемую воду.

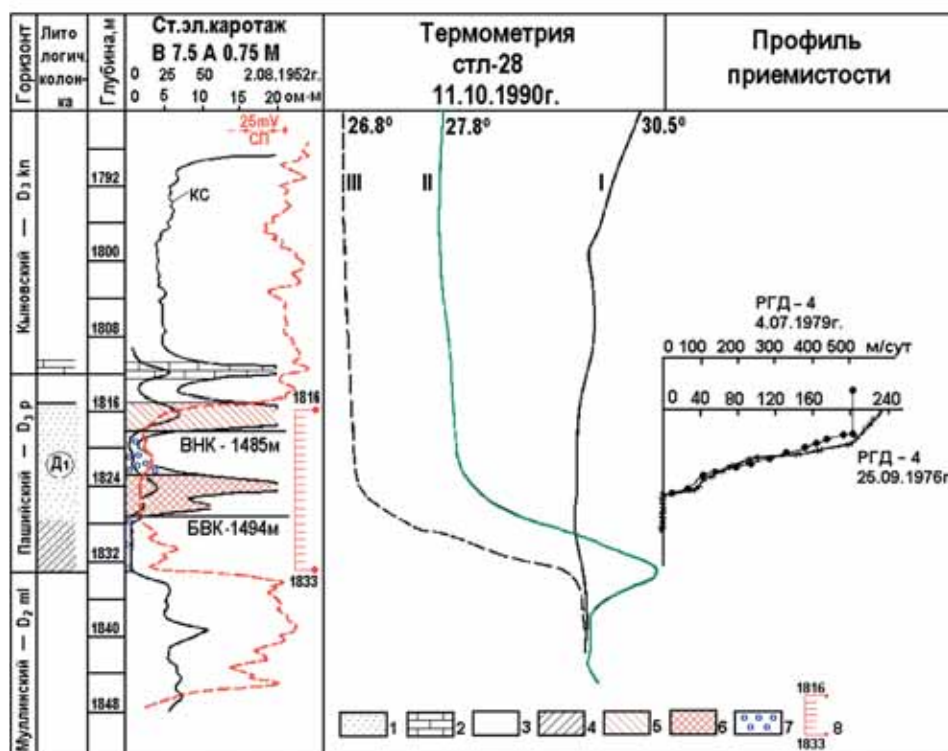


Рис. 1. Результаты исследования в нагнетательной скважине 405 Бавлинского месторождения.

Замеры: I – в простое, II – при закачке, III – после закачки; литология:

1 – песчаник, 2 – известняк, 3 – аргиллит; 4 – глинистость; 8 – интервал перфорации.

Инструментальные методы изучения кернового материала позволили выявить по разрезу продуктивного горизонта толщиной 15–18 м как минеральные изменения в коллекторах, так и неоднородности углеводородной фазы. Литолого-петрографическое изучение показало наличие в пустотном пространстве кварцевых песчаников водонефтяной зоны нафтидов, по крайней мере, двух генераций в виде: 1) легкой нефти и 2) битумов вязкой консистенции и твердых (Р.З. Мухаметшин и др., 1997, 1999; [5]). Выделенные слои битуминозных песчаников имеют все признаки древнего ВНК прогрессивного типа. Битумопроявления в пашийских слоях, в зоне древнего ВНК Бавлинского месторождения обусловлены осаждением асфальтенов из первично тяжелой (вязкой) окисленной нефти при подтоке легких УВ, то есть налицо битумогенез линии фазово-миграционной дифференциации (Б.А. Клубов, 1995; С.Г. Неручев и др., 1998) и показатель многостадийности аккумуляции нефти [4, 5].

Включение в обязательный комплекс ГИС ядерно-магнитного метода (ЯММ) каротажа позволило установить, что интервалы пласта с максимальными значениями УЭС в северо-западном секторе ВНЗ выделяются во вновь пробуренных скважинах наименьшим сигналом индекса свободного флюида (ИСФ). Поэтому подобное сочетание значений удельного электрического сопротивления (УЭС) и ИСФ может быть истолковано не иначе, как насыщение пород малоподвижной нефтью, или битумом (рис. 2).

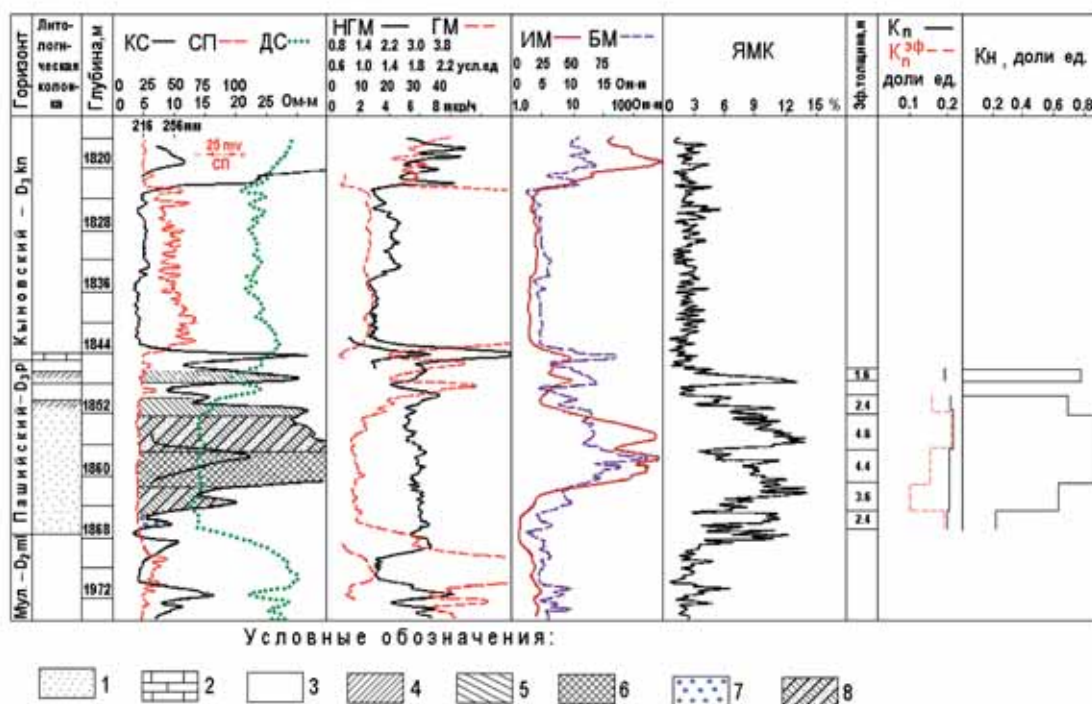


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез нижнефранских отложений в скважине 2587 Бавлинского месторождения. 1 – песчаники; 2 – известняк; 3 – аргиллиты и глинистые алевролиты; 4 – глинистость; 5, 6, 7, 8 – пласты соответственно нефте-, битумо-, водоносный и заводненный

Известно, что результаты исследований ЯММ в первую очередь зависят от фильтрационно-емкостных свойств пласта, релаксационной активности поверхности пор и насыщающего флюида. Пористость, измеряемая ЯММ в поле Земли и называемая индексом свободного флюида (ИСФ), как правило, для пород с низкой релаксационной активностью (например, песчаники и карбонаты девона и карбона Урало-Поволжья) соответствует эффективной пористости [8]. Если рассмотреть пример исследования методом ЯМК в поле Земли (см. рис. 2) в скважине 2857, то можно отметить следующее. Скважиной вскрыт продуктивный горизонт D_1 в интервале 1846–1867 м. Кроме стандартного комплекса ГИС методами КС, ПС, ДС, ГК, НГК, ИК, БК, выполнен и ЯМК. По алгоритму Стандарта организации рассчитаны значения коэффициентов пористости и нефтенасыщенности, а также по ЯМК коэффициента эффективной пористости. В верхней части до глубины 1852,5 м выделяется нефтенасыщенный пласт с глинистым пропластком посередине. Удельные сопротивления по стандартному зонду достигают 30 Ом·м, пористость по ЯМК – 12–15%. Нижняя часть по показаниям РК определяется как однородный песчаник. Высокие значения УЭС до глубины 1865 м позволяют охарактеризовать пласт как насыщенный углеводородами. Однако, судя по резкому спаду сигнала свободной прецессии на кривой ЯМК в интервале 1857–1859 м, здесь отмечается насыщение УВ аномальной вязкости.

В то же время нельзя не отметить, что сопоставление керновых данных и материалов ГИС показало, что ЯММ-исследования, которыми охвачена лишь незначительная часть пробуренных скважин, позволяют выделять интервалы с битумонасыщением только в 50% скважин из-за наблюдаемого в части скважин тонкого переслаивания песчаников с битумным цементом и нефтенасыщенных: первые обычно приурочены к слоям более круп-



Рис. 3. Скви. 221 Урустамакского пл.,
гл. 1815-1822 м, обр. 36.

нозернистых песчаников с высокими коллекторскими свойствами, как это показано на образце песчаника из горизонта Д₁ Урустамакского месторождения (рис. 3), где битум присутствует в виде цемента базального или порового типа.

Многочисленные попытки на месторождениях Татарстана получить из представленных битуминозными песчаниками интервалов притоки нефти не увенчались успехом, то есть это, по сути, неизвлекаемая часть запасов УВ. Интересен опыт освоения экспериментальной скважины 1072 Бавлинского месторождения (в интервале 1671,8–1708 м ствол обсажен стеклопластиковыми трубами с целью контроля за разработкой горизонта Д₁ методами высокоточной электрометрии), пробуренной в 1981 г. для уплотнения сетки добывающих скважин в водонефтяной зоне. По данным ГИС нижний интервал (глубина 1685,6–1693,6 м) продуктивного пласта промыт пластовой водой, выше (1681,6–1685,6 м) выделяется интервал с высокой (74% и выше) нефтенасыщенностью. Исследования методом индукционного каротажа (ИК) по технологии «каротаж-закачка-каротаж», проведенные в 1984–1987 гг. под руководством В.Г. Дворецкого (ВНИИнефтепромгеофизика) после

перфорации пласта в интервале 1682,0–1683,5 м, подтвердили отсутствие подвижной нефти. Результаты замеров ИМ в октябре–ноябре 1988 г. после обработки призабойной зоны дистиллятом по схеме «мини-теста» показали отсутствие снижения нефтенасыщения, то есть подтвердили, что нефть находится в неподвижном состоянии.

Для образцов Бавлинского месторождения из зоны древнего ВНК характерна высокая степень преобразованности ОВ, в некоторых образцах до 65% ОВ остается в породе после исчерпывающей экстракции хлороформом и спиртобензольной смесью. Выпадение битумов в пустотном пространстве в результате деасфальтизации нефти, как это наблюдалось на Бавлинском месторождении, увеличивает макронеоднородность эксплуатационного объекта. Все это существенно усложняет процессы вытеснения нефти. Встречающиеся среди нефтенасыщенных коллекторов слои «черных песчаников» увеличивают расчлененность продуктивного разреза, так как битумный цемент в таких песчаниках снижает пористость до двух раз и проницаемость на 1,5–2 порядка [2, 7]. В ТатНИПИ-нефти определены коллекторские свойства песчаников с твердым битумным цементом до и после экстрагирования УВ. Из таблицы видно, что битумный цемент, снижая пористость и проницаемость пород, резко увеличивает его «экранирующую» способность.

Таблица

Результаты исследования битуминозных песчаников пашийского возраста из скважины 13861
Абдрахмановской площади (глубина 1647–1653 м).

№ обр.	Пористость, %		Газопроницаемость, мкм ²	
	до экстрагирования	после экстрагирования	до экстрагирования	после экстрагирования
47	8,5	16,7	0,018	0,338
48	9,2	20,4	0,006	0,087
49	9,3	19,4	0,025	0,564
51	8,7	20,1	0,003	0,710
52	8,8	20,1	–	–
53	8,9	17,4	–	–
Среднее	8,9	19,0	0,013	0,425

Вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:

1. Ранее проведенные исследования показали, что битумонасыщенные песчаники в основных продуктивных горизонтах верхнего девона и нижнего карбона месторождений Татарстана могут содержать довольно большие объемы неизвлекаемых существующими технологиями разработки углеводородов.
2. Для более уверенного выделения в продуктивной части разреза битуминозных песчаников необходим отбор керна. Сочетание каменного материала и исследований ЯММ дает возможность обосновать не только выделение пластопересечений с аномальными свойствами УВ, но и позволяет выполнить исследование по оценке объемов неизвлекаемой нефти (битумов).

Литература

1. Гольдберг И.С. Условия образования асфальтитов в нефтяных и газоконденсатных залежах // Геология нефти и газа. 1975. № 5. С. 47–51.
2. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.О. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии // Тр./БашНИПИнефть. Вып. 65. Уфа, 1983. С. 43–52.
3. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.

4. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: автореф. дис. ... д-ра геол.-минер. наук. М., 2006. 52 с.
5. Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 23–27.
6. Мухаметшин Р.З., Ганиев Г.Г., Иванов А.И. Опыт оценки запасов твердых битумов в продуктивных пластах // Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр: тез. докл. XV Губкинских чтений, секция 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 1999. С. 181–182.
7. Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г., Данилова Т.Е. и др. Особенности переходной зоны и ее влияние на разработку водонефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 1983. № 10. С. 31–35.
8. Кононенко И.Я., Белорай Я.Л. Эффективность ядерно-магнитных исследований при поисках, разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геоинформатика. 2006. № 3. С. 83–90.

ВЛИЯНИЕ СУБ- И СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА ПРОЦЕССЫ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ДОМАНИКОВОЙ ПОРОДЫ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

З.Р. Насырова¹, Г.П. Каюкова², R. Djimasbe¹, Ю.А. Дуглав¹, А.В. Вахин¹

¹ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань, nzs95@yandex.ru

²Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН г. Казань

На территории Республики Татарстан доманиковые толщи представлены высокоуглеродистыми карбонатно-кремнистыми породами с известняками и доломитами, содержащими рассеянное органическое вещество (ОВ) сапропелевого типа до 20% [1]. Данные высокоуглеродистые тонкослоистые формации способны как производить углеводороды собственными нефтегазоматеринскими толщами, так и концентрировать их в отдельных пластах и зонах, выполняющих роль резервуара [2]. В настоящее время на многих нефтегазоносных территориях установлена пространственная связь расположения месторождений нефти и газа с проницаемыми зонами земной коры – глубинными разломами и рифтами [3–5]. Образование доманиковых отложений с высоким содержанием ОВ также связано с протеканием тектонических и вулканических процессов в Волго-Уральском регионе, которые способствовали накоплению огромных толщ органики в впадинах и прогибах и поступлению в осадочные толщи гидротермальных флюидов и глубинного тепла [6]. Основными компонентами глубинных флюидов являются углекислый газ, метан, вода и водород. При высоких пластовых давлениях и температурах метан, углекислый газ и вода могут переходить в сверхкритическое состояние и проявлять повышенную химическую активность в процессах преобразования ОВ пород [7]. В работе [8] показано, что вода в сверхкритических условиях при температурах выше 374,3°C и давлениях выше 22,1 МПа способна внедряться в структуру керогена и разрывать его структурный скелет, приводя к образованию битуминозных веществ. Поэтому исследования, направленные на экстракцию углеводородов из низкопроницаемых пород сверхкритическими флюидами, представляются важными и актуальными не только с точки зрения изучения процессов нефтеобразования, но и в плане разработки технологий освоения нефтематеринских доманиковых осадочных пород.

Цель работы – получение новых данных о процессах преобразования органического вещества доманиковых пород в суб- и сверхкритической воде и последующего извлечения из них преобразованных подвижных углеводородов для разработки научных основ создания технологий освоения доманиковых толщ.

Объектом исследования служил образец кремнисто-глинистой карбонатной породы из отложений доманикового горизонта Чишминской площади Ромашкинского месторождения. Данное месторождение уникально не только по своим размерам и запасам, но чрезвычайно интересно в геологическом отношении. Нефтяные залежи залегают в непосредственной близости от кристаллического фундамента. Существует предположение о глубинном происхождении нефти, о «подпитке» углеводородным притоком из пород фундамента [9]. Это предположение подтверждает наличие на Ромашкинском месторождении так называемых «аномальных» скважин с необычными свойствами, противоречащими «закону падающей добычи» [10]. Ряд исследователей в своих работах [11–13] связывают поступление абиогенной нефти из глубин в осадочную толщу через разломы или ослабленные зоны в кристаллическом фундаменте. Помимо возможных глубинных источников углеводородов, на данном месторождении широко распространены доманиковые нефтематеринские толщи в отложениях семилукского (доманикового), мендымского и саргаевского горизонтов верхнего девона франского яруса [14–16].

Образец доманиковой породы, отобранный с глубины 1720 м семилукско-мендымского горизонта, характеризуется следующим минеральным составом: 43% кварца, 19% кальцита, 19% микроклина, 12% слюды и 6% доломита [17]. По данным пиролитического метода Rock-Eval содержание органического углерода $C_{орг}$ в породе составляет 7,07%. Содержание свободных углеводородов в породе крайне низкое ($S_1=1,52$ мг/г), основная часть ОВ приходится на нерастворимый кероген ($S_2=22,52$ мг/г). Отобранный образец доманиковой породы является отличным примером породы, которая не достигла высокой стадии катагенеза.

Автоклавные эксперименты по влиянию суб- и сверхкритической воды при температурах 320, 374 и 420°C и давлениях 17,0, 24,6 и 24,4 МПа соответственно были проведены в реакторе Parr Instruments в течение 60 минут в нейтральной среде азота. После завершения каждого эксперимента был проведен анализ состава образованных газов методом газовой хроматографии. Неконденсирующиеся газы, образующиеся из доманиковой породы в среде

суб- и сверхкритической воды в основном содержат углеводородные газы H_2 , O_2 и CO_2 и другие низкомолекулярные углеводородные газы, такие как алканы C_1 - C_4 и алкены C_2 - C_4 . Чем выше температура эксперимента, тем больше выделяются углеводородные газы ряда CH_4 , C_2H_6 , C_2H_6 , C_3H_8 , C_4H_8 и $n-C_4H_{10}$, свидетельствуя о протекании деструктивных процессов по радикально-цепному механизму.

Методом рентгеноструктурного анализа были выявлены структурные и фазовые изменения в минеральном составе доманиковой породы, в частности, зафиксированы превращения в структуре слюды в экспериментах с сверхкритической водой, вследствие выделения из нее отдельной фазы монтмориллонита (рис. 1). Стоит отметить, что переход слюды в смешанный слой слюда-монтмориллонит является промежуточной формой в превращении слюды в каолинит [18]. Наличие глинистых породообразующих минералов, обладающих каталитическими свойствами, в гидротермальной системе суб- и сверхкритической воды может оказывать существенное влияние и на превращения ОВ данных пород [17].

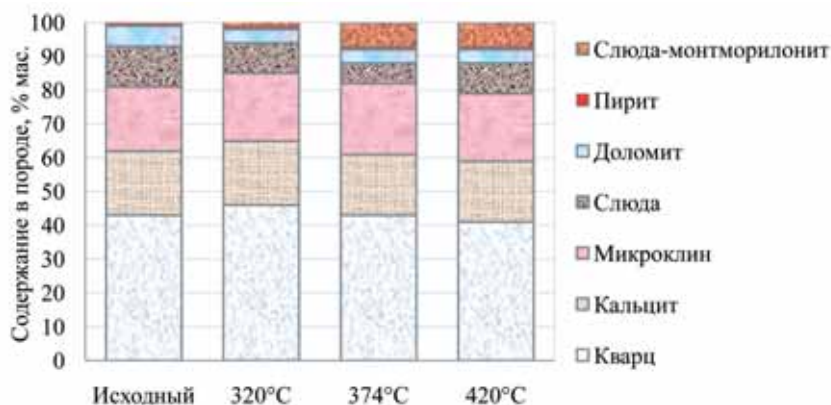


Рис.1. Минеральный состав образцов пород до и после автоклавных экспериментов.

Воздействие суб- и сверхкритической воды на породу приводит к преобразованию ОВ, сходного с естественным созреванием [19]. Об этом свидетельствует увеличение T_{max} с 429 до 435°C, что соответствует максимальной генерации углеводородов. По мере повышения температуры до условий сверхкритической воды наблюдается увеличение индекса продуктивности, снижение значений индекса водорода и количества углеводородов, образующихся в ходе деструкции керогена. Процессы разложения ОВ в среде сверхкритической воды отразились и в уменьшении содержания $C_{орг}$ с 7,07 до 1,93% в породе. Атомное соотношение $H/C_{орг}$ в образцах после экспериментов в среде сверхкритической воды выше, чем в исходной породе. Это можно объяснить участием сверхкритической воды в реакциях преобразования тяжелых компонентов и нерастворимого ОВ породы в битуминозные компоненты, что согласуется с результатами работы [8].

Таблица 1

Результаты пиролитического анализа Rock-Eval образцов пород до и после автоклавных экспериментов

Название образца	Показатели							
	$C_{орг}$	$H/C_{орг}$	T_{max}	S_1	S_2	GP	PI	HI
Исходный	7.07	2.87	429	1.52	22.17	23.69	0.06	313.58
*	4.06	2.85	432	0.27	17.84	18.11	0.01	439.41
320°C и 17 МПа	6.98	2.18	432	1.06	17.79	18.85	0.06	254.87
*	4.02	1.28	434	0.27	17.01	17.28	0.02	302.13
374°C и 24.6 МПа	4.08	5.44	435	1.79	1.95	3.74	0.48	47.79
*	3.12	5.50	433	0.39	2.42	2.82	0.14	77.56
420°C и 24.4 МПа	1.93	11.19	-	1.17	0	1.17	1.00	0.00
*	1.61	8.27	-	0.48	0	0.00	0.32	0.48

* – Тот же образец после экстракции тяжелой нефти

$C_{орг}$ – содержание общего органического углерода в породе, % мас.; $H/C_{орг}$ – отношение водорода к атомарному органическому углероду в породе, S_1 – количество свободных углеводородов в породе, мг УВ/г породы; S_2 – количество углеводородов, образующихся в ходе деструкции керогена, мг УВ/г породы; T_{max} – температура, при которой отмечается наибольшая интенсивность выхода УВ в пределах пика S_2 ; $GP=S_1+S_2$ – нефтегенерационный потенциал породы, мг УВ/г породы; $PI=S_1/(S_1+S_2)$ – индекс продуктивности, мг УВ/г породы; $HI=S_2/C_{орг}$ 100% – водородный индекс, мг УВ/г $C_{орг}$

На рис. 2 приведены кривые дифференциально-сканирующей калориметрии (ДСК). Деструкция органической части породы при нагреве образца от 20 до 1000°C сопровождается выделением тепла и, как следствие, появлением на кривых экзотермических эффектов. На ДСК кривых исходной породы и после воздействия на нее субкритической воды при 320°C наблюдается два экзотермических эффекта. Первый свидетельствует о выделении

свободных углеводородов, а второй пик о деструкции высокомолекулярной части ОВ. Увеличение температуры эксперимента до 374 и 420°C приводит к исчезновению первого пика и к заметному увеличению площади второго экзотермического эффекта. Это свидетельствует о деструкции высокомолекулярных углеводородов и нерастворимого керогена, а также об образовании продуктов уплотнения.

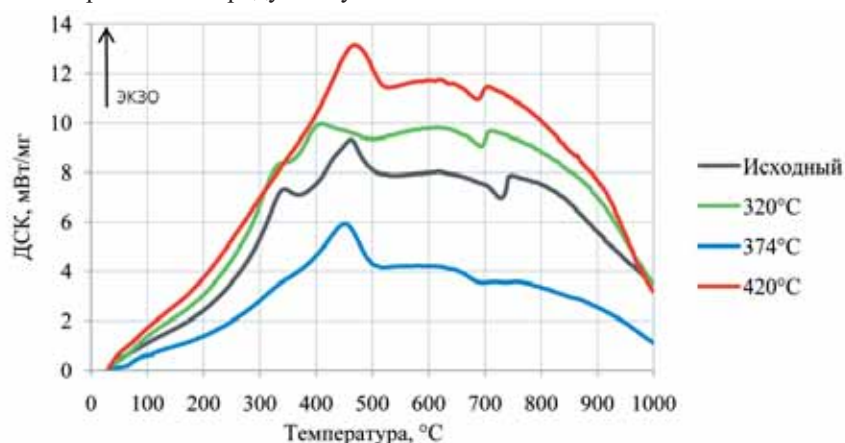


Рис. 2. Термограммы образцов пород до и после автоклавных экспериментов

В групповом составе экстрактов из пород выявляется общая закономерность: увеличивается содержание насыщенных фракций и снижается содержание смол (табл. 2). По сравнению с исходным экстрактом после опыта в среде субкритической воды выход экстракта, а также содержание ароматических углеводородов и асфальтенов увеличивается. В более ранних работах [17, 20] показано, что субкритическая вода влияет на лучшее извлечение из породы асфальтенов и высокомолекулярных n -алканов состава C_{22} – C_{30} по сравнению с исходным образцом. С увеличением температуры эксперимента до 374 и 420°C выход экстракта уменьшается с 3,98 до 3,03 и 0,91% соответственно. Это связано с интенсивным образованием углеводородных и неорганических газов в процессе проведения экспериментов и потерей части легких фракций в процессе исследования. В составе экстракта после опыта в среде сверхкритической воды увеличивается доля углеводородных фракций (насыщенных и ароматических углеводородов): при 374°C с 33,98 до 48,24 и до 68,72% при 420°C. Методом газовой хроматографии/масс-спектрометрии (ГХ/МС) установлены изменения в составе моно- и дибензотиофенов, свидетельствующих о протекании деструктивных процессов, приводящих к образованию более легких ароматических углеводородов. В составе фракции насыщенных углеводородов также обнаружено образование низкомолекулярных компонентов ряда C_{12} – C_{21} и уменьшение концентрации высокомолекулярных n -алканов состава C_{22} – C_{30} .

Наряду с образованием легких фракций в среде сверхкритической воды образуются твердые нерастворимые углистые вещества типа карбенов-карбоидов в количестве 14,49 и 2,03% при температурах 374 и 420°C соответственно. Наличие таких сильно конденсированных структур в составе экстрактов может быть результатом разложения структуры керогена. Анализ асфальтенов и карбенов-карбоидов методом ИК-спектроскопии показал присутствие большого количества кислородсодержащих соединений, являющихся продуктами гидрогенолиза структурных фрагментов, образующихся в процессах деструкции керогена и высокомолекулярных компонентов остаточной нефти в породе.

Таблица 2

Выход образованных газов, а также выход и состав экстрактов до и после автоклавных экспериментов

Наименование	Название образца			
	Исходный	320°C	374°C	420°C
Выход газов, % мас.	-	2,26	2,65	3,14
Выход тяжелой нефти, % мас.	3,12	3,98	3,03	0,91
Мальтены, % мас.	71,00	67,1	76,2	90,64
➤ Насыщенные УВ, % мас.	14,81	16,89	33,91	36,16
➤ Ароматические УВ, % мас.	19,17	22,74	14,33	32,56
➤ Смолы, % мас.	37,00	27,46	13,49	21,92
Асфальтены, % мас.	29,02	32,91	23,78	7,34
Карбены-карбоиды, % мас.	-	-	14,49	2,03

Таким образом, в результате проведенных экспериментов по преобразованию ОВ доманиковой породы в суб- и сверхкритической воде установлено, что преобразованные нефтяные экстракты отличаются от исходной породы увеличенным содержанием насыщенных углеводородов и сниженным содержанием смолисто-асфальтеновых веществ. Наибольший выход экстракта, по сравнению с исходной породой, отмечен после опыта в субкритической воде при 320°C в результате более полного извлечения из породы как высокомолекулярных n -алканов ряда C_{22} – C_{30} , так и асфальтенов. Увеличение температуры опыта до 374 и 420°C приводит к деструкции высокомолеку-

лярных н-алканов в составе насыщенных углеводородов, а также к отрыву алифатических фрагментов в конденсированных структурах асфальтенов и керогена. Термические процессы преобразования керогена аналогичные природному катагенезу подтверждаются данными пиролитического анализа по показателям $T_{\max}$, S_2 , $C_{\text{орг}}$ а также образованием нерастворимых твердых веществ типа карбенов-карбоидов в составе экстрактов после воздействия на породу сверхкритической воды при 374 и 420°C. По данным ИК-Фурье спектроскопии асфальтены и карбены-карбоиды становятся более окисленными и конденсированными, что свидетельствует о протекании окислительных процессов при преобразовании ОВ доманиковой породы в среде сверхкритической воды.

Литература

1. Хисамов Р.С. и др. Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений на территории Республики Татарстан//Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 10–13.
2. Ступакова А. В. и др. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна–типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности// Георесурсы. 2017. С. 112–124.
3. Лифшиц С.Х. Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов//Вестник Российской Академии наук, 2009. № 79 (3). С. 261–265.
4. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. О глубинности нефтеобразующих флюидов//Генезис нефти и газа. М. ГЕОС. 2003. Р. 90–92.
5. Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М. Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М.: ГЕОС. 2002. 370 с.
6. Ступакова А.В. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна// Георесурсы. 2015. № 2 (61).
7. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Мир, 1981.
8. Savel'ev V.V. et al. Effects of mechanical treatment and water under supercritical conditions on oil-Saturated sandstone//Solid Fuel Chem. Springer. 2011. № 45(2). Р. 135.
9. Галимов Э.М., Камалеева А.И. Источник углеводородов супергигантского унефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – Приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? //Геохимия. 2015. № 2015 (2). С. 103–122.
10. Муслимов Р.Х. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты//Геология нефти и газа. 2004. № 1. С. 43–49.
11. Плотникова И.Н. Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. М.: «Недра», 2004.
12. Трофимов В.А., Королев Э.А., Хузин И.А. Что такое нефтеподводящие каналы? // Материалы Всеросс. конф. с международ. участ. «Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь». М.: ГЕОС. 2010. С. 577–579.
13. Муслимов Р.Х. Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России//Георесурсы. 2012. № 5 (47).
14. Хисамов Р.С. и др. Опыт изучения и освоения доманиковых отложений на примере Бавлинского месторождения Республики Татарстан//Нефтяное хозяйство. 2018. № 11. С. 78.
15. Ананьев В.В., Сметков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции//Геология нефти и газа. 2007. № 1.
16. Хисамов Р.С. и др. Оценка сходимости результатов определения подсчетных параметров коллекторов залежей сверхвязкой нефти по данным анализа керна и геофизических исследований скважин//Нефтяное хозяйство, 2017. № 6. Р. 18–21.
17. Nasyrova Z.R. et al. Conversion of high-carbon Domanic Shale in sub-and supercritical water. – Energy & Fuels, 2020. № 34 (2). Р. 1329–1336.
18. Stoch L., Sikora W. Transformations of micas in the process of kaolinitization of granites and gneisses//Clays Clay Miner. Springer. 1976. №24 (4). Р. 156–162.
19. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 1987.
20. Z.R. Nasyrova et al. Transformation of Organic Matter of Domanik Rock from the Romashkino Oilfield in Sub- and Supercritical Water//Petroleum Chemistry. 2020. № 60 (6) (in press).

ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО АТРИБУТА СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ)

М.Х. Нгуен¹, З.М. Нгуен¹, Т.Н. Буй¹

¹Ханойский университет горного дела и геологии, г. Ханой, Вьетнам nguyenminhhoa@hugm.edu.vn

Объект изучения в представленной работе расположен к северо-востоку от месторождения Белый Тигр в Кыулунгском бассейне (рис. 1), где залежи углеводородов выявлены в нижнемиоценовых и олигоценовых песчано-алевролитовых отложениях, а также в трещиноватых гранитоидных породах фундамента, причем, фундамент является основным нефтеносным объектом, имеющим высокопродуктивные массивные залежи (рис. 2).

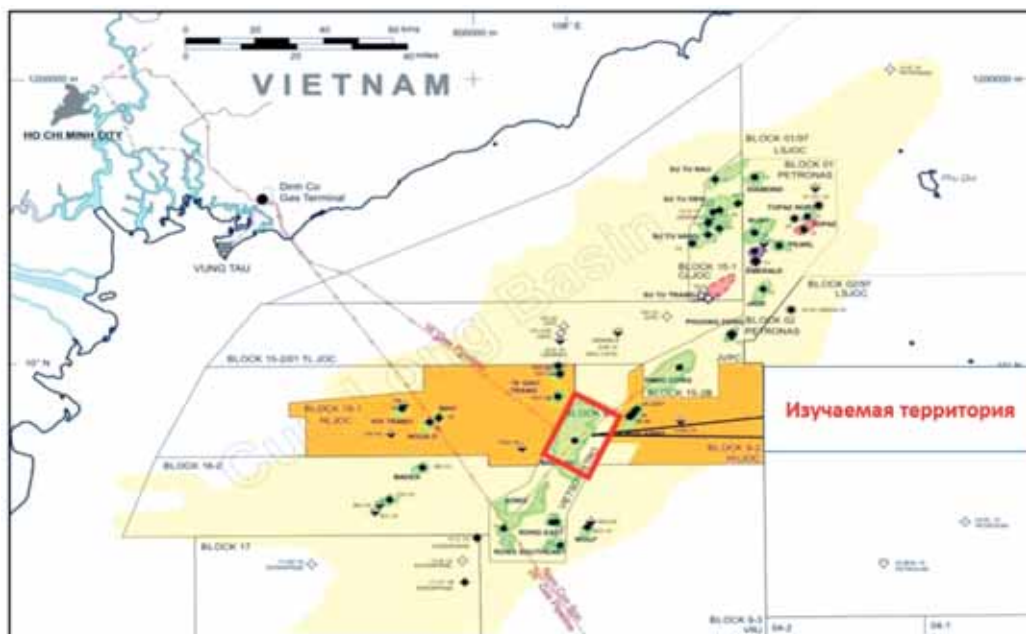


Рис. 1. Обзорная карт района исследования.

Геологическое строение изученной площади, в соответствии с развитием Кыулунгского бассейна, в целом характеризуется значительным вкладом тектонической составляющей, что обусловило следующие особенности: наличие трещиноватых коллекторов в фундаменте, блоковое строение площади, литологически прерывистый этаж осадочного чехла, значительное количество поверхностей несогласий.

С точки зрения тектонического районирования изучаемая территория расположена в Кыулунгском бассейне – структуре первого порядка, крупные выявленные структуры в бассейне принадлежат структурам второго порядка, а структуры, меньшие по размерам, расположенные в узких впадинах, грабенах – отнесены к структурам третьего порядка. Согласно данным тектонического районирования бассейна, изучаемый участок принадлежит структуре третьего порядка. Многочисленные дизъюнктивные нарушения разных порядков делят район исследований на множество блоков, создающих мозаичную структуру площади.

На изучаемом участке пробурено значительное количество скважин, в результате этого получен промышленный приток нефти из олигоцена, и участок покрыт сейсморазведкой 3D (84 км²). Работы по переинтерпретации проводились на основе сейсмических кубов 3D-PSTM и 3D-PSDM, которые были реализованы компанией Fair Field в 2008 году.

По результатам анализа образцов в скважине ВН-9 и каротажа, средняя пористость в олигоценовых песчаниках на северо-восточном участке месторождения Белый Тигр изменяется в пределах 10–13%, нефтенасыщенность (40–83%).

Поскольку на сегодняшний день самым главным инструментом для обоснования постановки геологоразведочных работ является интерпретация сейсмических материалов 3D, то для прогноза распространения ловушек были также использованы и «сейсмические данные, представляющие большой интерес ввиду получения непрерывной характеристики изменения физических свойств по разрезу и площади» [2].

Спектральная декомпозиция имеет широкое применение при интерпретации сейсмических данных. Это математический инструмент, преобразующий сейсмические данные из пространственно-временного измерения в зависимость время – частота. Частотная характеристика сейсмических данных отображает многие специфичные признаки, не выявленные на временном изображении, следовательно, спектральная декомпозиция служит полезным инструментом для интерпретатора сейсмических данных. Декомпозиция разворачивает сейсмический сигнал на непосредственные частотные составляющие. Это позволяет анализировать амплитуду и фазу, настроенные

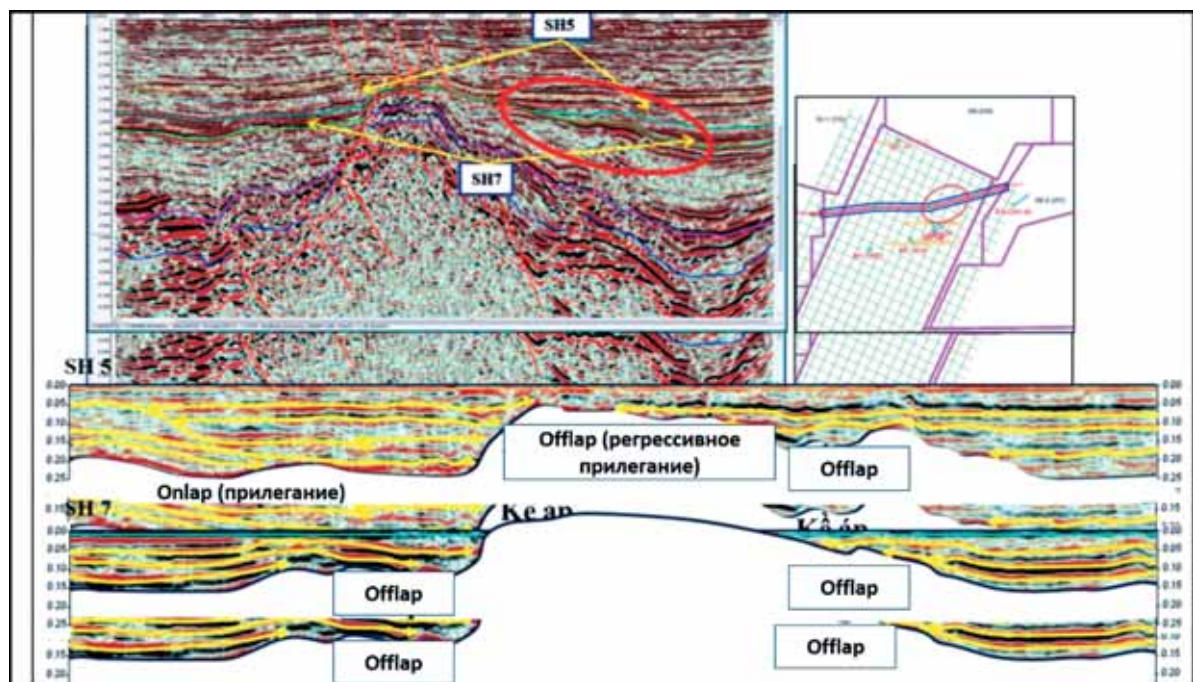


Рис. 4. Пример сейсмостратиграфического разреза через северо-восточный участок месторождения Белый Тигр.

Выводы

По сейсмическим данным при помощи сейсмического атрибута спектральной декомпозиции выявлены 5 новых неструктурных ловушек. Метод спектральной декомпозиции позволяет достоверно интерпретировать геологическое строение участка и прогнозировать локализацию контуров перспективных неструктурных ловушек.

Литература

1. Козяев А.А., Библик А.Н., Квачко С.К., Сорокин А.С., Ryan Williams. Спектральная декомпозиция – эффективная методика для изучения особенностей, на примере месторождений Восточной Сибири // Сборник докладов «Геомодель – 2016. 2016. – 523 с.
2. Шон Ф.С., Иванов А.Н., Холодилов В.Ю., Фролова Е.В. Комплексный подход к обоснованию поисково-разведочного бурения // Нефтяное хозяйство. № 6. 2015. С. 38–39.
3. Отчет «Обобщение и анализ геолого-геофизических данных по осадочным отложениям северной и северо-восточной площадей месторождения Белый Тигр с целью выявленных неструктурных ловушек углеводородов». Ханой, 2014. 235 с.

CHALLENGES FOR HIGH-RESOLUTION SEISMIC EXPLORATION FOR COAL BED METHANE (CBM) IN A GONDWANA BASIN OF EASTERN INDIA

Nimisha Vedanti¹, Nasif Ahmed², D.G. Yarakhanova³, J.R. Kayal⁴

¹Principal Scientist, CSIR-National Geophysical Research Institute, Hyderabad, India Indianimisha@ngri.res.in, ² Research scholar, CSIR-National Geophysical Research Institute, Hyderabad, India nasif4u@ngri.res.in, ³Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, dilyara.yar@mail.ru

⁴Professor, National Institute of Technology, Agartala, India, jr.kayal@gmail.com

The coal-bearing Gondwana basins of India are much complex with surface landforms, faulting, and folding, and with several intrusive bodies like dykes and other structural discontinuities due to its active tectonic evolution history [1, 2]. The complexities pose severe problems in acquisition and processing of high-quality seismic data. The prospective CBM blocks/reserves in these basins are buried and sandwiched within the heterogeneous Gondwana formations with alternating sand, shale, and coal layers, which bring significant challenges to seismic data processing and interpretation. Here, we briefly discuss a case study of *high-resolution seismic imaging* in a CBM block in east Gondwana basin of India for coal/CBM exploration.

Distribution of coal basins in India is illustrated in Figure 1.

Category II and Category III coalfields have lesser maturity, low rank, and less gas content. The category IV encompasses the Tertiary coals in India, which are much younger (15 – 60 million years) as compared to 250 million years old Gondwana Coalfields. The Gondwana coal, however, makes up to 98% of the total reserves and 99% production of coal in India.

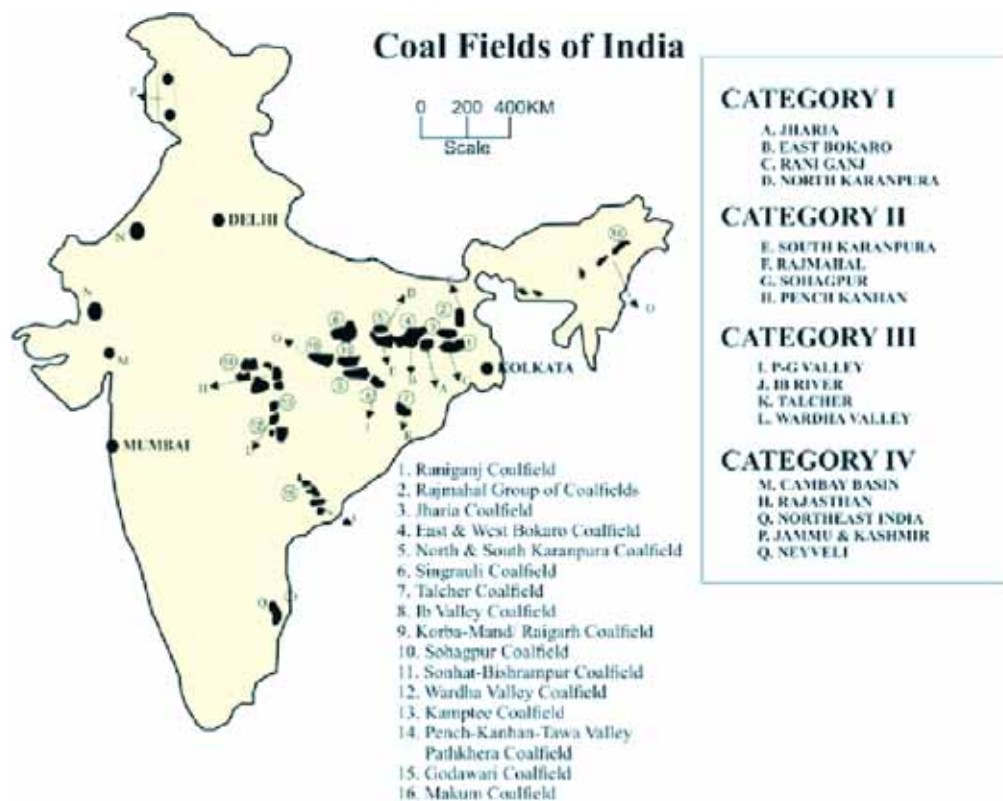


Fig. 1. Distribution of coalfields in India; classified into four categories for CBM exploration after [3]; as reconstructed by [4].

The seismic data provide spatially continuous information to detect the subsurface target zones, and its resolution is proportional to the frequency bandwidth [5]. Thus, to delineate the regional and local coal seams, broad bandwidth seismic prospecting is required. The CBM reservoirs are comparatively deeper targets for the conventional High-Resolution Seismic (HRS) Method in an attenuating environment.

References

1. Dutta A.B. (2003) Coal resources of West Bengal, Buletin Geological Survey of India. Series A, 5 (2003), p. 45
2. Dasgupta, P. (2020). Formation of intracratonic Gondwana basins: Prelude of Gondwana fragmentation? Journal of Mineralogical and Petrological Sciences, 115(2), 192–201. doi:10.2465/jmps.191004a
3. Peters, J. (2000). Evaluation of Coalbed Methane Potential of Jharia Basin, India. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. doi:10.2118/64457-ms
4. Vishal, V., Ranjith, P.G., Singh, T.N., (2013), CO₂ permeability of Indian bituminous coals: Implications for carbon sequestration, International Journal of Coal Geology. doi: 10.1016/j.bbr. 2011.03.031
5. Goossens, R. F., and D.J. Buchanan. (1984) «The role of seismic surveying in coal mining exploration.» Mining Science and Technology 1, no. 4 (1984): 253-267.

ПРОБЛЕМЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ВЫСОКИМ РАЗРЕШЕНИЕМ ДЛЯ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В БАССЕЙНЕ РЕКИ ГОНДВАНА В ВОСТОЧНОЙ ИНДИИ

Нимиша Веданти¹, Насиф Ахмед², Д.Г. Яраханова³, Джнана Ранджан Каял⁴

¹Главный научный сотрудник, СНПИ-Национальный геофизический научно-исследовательский институт, Хайдарабад, Индия, nimisha@ngri.res.in

²Научный сотрудник, СНПИ-Национальный геофизический научно-исследовательский институт, Хайдарабад, Индия, nasif4u@ngri.res.in

³Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация, dilyara.yar@mail.ru

⁴Профессор, Национальный технологический институт, Агартала, Индия, jr.kayal@gmail.com

Углеводородные бассейны Гондваны в Индии имеют очень сложные поверхностные рельефы, разломы и складки, а также с несколько интрузивных тел, такие, как дайки, и другие структурные неоднородности, вследствие их активной истории тектонической эволюции [1, 2]. Эти сложности создают серьезные проблемы при сборе и обработке высококачественных сейсмических данных. Перспективные блоки / запасы метана угольных пластов (CBM) находятся в разнородных пластах Гондваны с чередующимися слоями песка, сланца и угля, что

создает значительные проблемы для обработки и интерпретации сейсмических данных. Здесь мы кратко обсудим тематическое исследование сейсмических изображений высокого разрешения в блоке CBM в восточном бассейне Гондваны в Индии для разведки угля /CBM.

Распределение угольных бассейнов в Индии показано на рисунке 1.

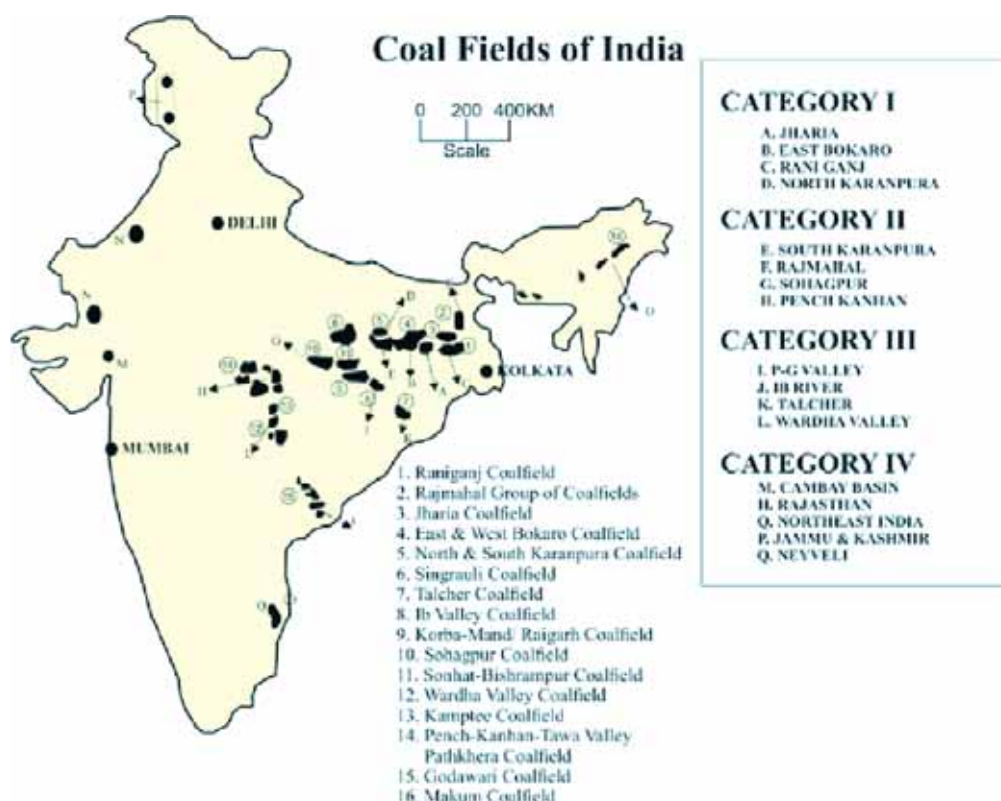


Рис. 1. Распределение угольных месторождений в Индии; классифицированы на четыре категории для CBM после разведки [3]; как реконструированные [4].

Угольные месторождения категории II и категории III имеют меньшую зрелость с низким и малым содержанием газа. Категория IV охватывает третичные угли в Индии, которые намного моложе (15–60 млн лет) по сравнению с 250 млн лет Гондваны. Однако уголь Гондваны составляет до 98% от общих запасов и 99% от добычи угля в Индии.

Сейсмические исследования предоставляют непрерывную информацию о поверхностных зонах, а их разрешение пропорционально ширине полосы частот [5]. Таким образом, для разграничения региональных и локальных угольных пластов требуется широкополосная сейсморазведка. Коллекторы CBM являются сравнительно более глубокими целями для обычного *сейсмического метода с высоким разрешением* (HRS).

Литература

1. Dutta A.B. (2003) Coal resources of West Bengal//Buletin Geological Survey of India. Series A, 5 (2003), p. 45.
2. Dasgupta P. (2020). Formation of intracratonic Gondwana basins: Prelude of Gondwana fragmentation?//Journal of Mineralogical and Petrological Sciences. 115(2). 192–201. doi:10.2465/jmps.191004a.
3. Peters J. (2000). Evaluation of Coalbed Methane Potential of Jharia Basin, India. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. doi:10.2118/64457-ms.
4. Vishal V., Ranjith P.G., Singh T.N. (2013), CO₂ permeability of Indian bituminous coals: Implications for carbon sequestration//International Journal of Coal Geology. doi: 10.1016/j.bbr.2011.03.031.
5. Goossens R.F., and D.J. Buchanan (1984). The role of seismic surveying in coal mining exploration//Mining Science and Technology 1. № 4 (1984): 253–267.

ПРИМЕНЕНИЕ ХЕЛАТООБРАЗУЮЩЕГО АГЕНТА С МИНИМАЛЬНОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТЬЮ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ С ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Д.В. Нуриев, М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Э.Р. Жолдасова

Институт «ТатНИПИнефть», г. Буздьма, nurievdv@tatnpi.ru

Введение

В настоящее время в ПАО «Татнефть» ведется разработка залежей сверхвязкой нефти (СВН) методом парогравитационного дренирования, при этом отбор скважинной продукции осуществляется высокопроизводительными электроцентробежными насосами (ЭЦН). Интенсивный отбор жидкости при высоких пластовых температурах способствует увеличению количества отказов подземного оборудования вследствие осаждения неорганических солей на деталях ЭЦН, что приводит к сокращению межремонтного периода работы скважин и, как следствие, снижению эффективности разработки месторождений СВН.

Одним из наиболее распространенных способов удаления солеотложений с глубинно-насосного оборудования (ГНО) служит периодическая обработка насосов и фильтров растворами ингибированной соляной кислоты, преимуществами которой является высокая реакционная способность и дешевизна. Недостатком этого способа в условиях высокой пластовой температуры является значительное увеличение реакционной способности кислоты, одновременно с этим происходит снижение эффективности действия различных ингибиторов, что приводит к сильной коррозии подземного оборудования [1].

Цель данной работы заключалась в разработке состава, обеспечивающего эффективное удаление солеотложений с ГНО в условиях высоких температур при минимальной коррозионной активности.

В процессе работы по разработке состава для удаления неорганических отложений:

- изучен состав отложений из глубинного скважинного оборудования;
- подобраны оптимальные концентрации состава для удаления неорганических солей с низкой коррозионной активностью при пластовых температурах;
- проведены опытно-промышленные испытания с применением разработанного состава.

Материалы и методы исследования

Объектами исследования являлись отложения, отобранные с подземного оборудования добывающих скважин, расположенных на объектах НГДУ «Нурлатнефть» и «Ямашнефть». Пластовая вода имеет гидрокарбонатно-натриевый тип, поэтому наиболее вероятной причиной осаждения солей является увеличение pH пластовой воды вследствие снижения содержания диоксида углерода в воде из-за высокой температуры в прискважинной зоне. Отложения солей наблюдаются от фильтра скважины до выкидных линий. Процесс отложения солей на рабочих поверхностях насоса и трубах усиливается при прорыве горячего конденсата из паровой камеры в ствол добывающей скважины со стороны наклонного устья. Об этом свидетельствует снижение минерализации добываемой жидкости с 3,3 кг/м³ до 2 кг/м³ и увеличение температуры в стволе скважины до 145°C. Пар с водой, попадая внутрь насоса, создают условия для испарения пластовой воды, в результате чего происходит более интенсивное осаждение солей (накипи) из пластовой воды на рабочих поверхностях ГНО. Для разработки эффективного состава для удаления отложений солей первостепенной задачей является изучение их качественного и количественного состава.

Подготовка проб заключалась в предварительной очистке солеотложений от углеводородов (нефти) экстрагированием в растворе четыреххлористого углерода с использованием аппарата Сокслетта в течение пяти суток. Образец после предварительного экстрагирования промывали дистиллированной водой и сушили при комнатной температуре. На рис. 1 представлены отложения, отобранные с поверхности подземного оборудования добывающих скважин, до и после проведения экстрагирования.

Качественный химический анализ солей осуществляли путем проведения аналитических реакций. Аналитическим сигналом являлись цвет, изменение запаха, выделение газообразных продуктов, выделение или растворение осадка.



Рис. 1. Внешний вид отложений неорганических солей.

Количественный элементный анализ химического состава образцов отложений проводили по определению следующих элементов: алюминия (Al), кремния (Si), кальция (Ca), магния (Mg), натрия (Na), железа (Fe), углерода (C), водорода (H), азота (N), кислорода (O) следующими методами: атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивно-связанной плазмой, атомно-абсорбционная спектрометрия, пиролитическая адсорбционная хроматография.

Для разработки состава в качестве реагента для растворения солей использовали динатриевую соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (Трилон Б). Также в работе в качестве добавок использовались регу-

лятор pH, представляющий собой аммонийную соль слабой органической кислоты и комплексный ингибитор коррозии.

Исследования растворения отложений солей в составе выполнялись гравиметрическим методом. Время эксперимента составляло 120 мин. Температура испытаний – 95°C.

Изучение коррозионной активности разрабатываемого состава заключалось в определение скорости коррозии гравиметрическим методом по потере массы стальных пластин с измеренной площадью поверхности, погруженных в испытуемый раствор на определенный промежуток времени. Испытания проводились в температурном диапазоне от 25°C до 130°C. Коррозионную активность составов при температуре 130°C определяли при давлении 0,2 МПа с использованием парового стерилизатора высокого давления MLS-3781. Также проводились исследования поверхности пластин, извлеченных из составов, с помощью оптического микроскопа OLYMPUS BX51.

Состав солеотложений

В результате качественного анализа в исследуемых образцах выявлено присутствие катионов Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} и анионов CO_3^{2-} , Cl^- . Установлено, что состав солей представлен карбонатами кальция, магния, хлористым натрием, соединениями железа и другими солями.

Анализ данных количественного элементного анализа (табл. 1) позволил установить, что основным компонентом проб солеотложений является карбонат кальция, об этом свидетельствует массовое соотношение элементов $\text{Ca}:\text{C}:\text{O}$, которое очень близко соответствует соотношению молекулярных масс этих атомов в карбонате кальция (CaCO_3) $\text{Ca}:\text{C}:\text{O} = 1:0,3:1,2$. Данная концепция позволяет рассчитать содержание карбоната кальция в первом образце, которое составляет от 75,1% до 94,2%. В отложениях присутствуют также небольшое количество солей магния (в виде карбоната магния или доломита), незначительное количество соединений алюминия и кремния. Существенное отличие образцов проявляется в содержании соединений железа, которое находится в диапазоне 0,12–5,71% (в пересчете на Fe_2O_3) и натрия 0,05–1,3%.

Таблица 1

Результаты количественного анализа образцов солеотложений.

Определяемый элемент	Массовая доля, %		Метод определения
	Минимальное значение	Максимальное значение	
Ca	30,04	37,66	Атомно-эмиссионная спектроскопия с индуктивносвязанной плазмой
Mg	0,47	0,51	
Al	0,03	0,10	
Si	0,05	0,26	
Fe	0,12	4,00	Атомно-абсорбционная спектрометрия
Na	0,05	1,30	
C	10,90	11,80	Метод пиролизической адсорбционной хроматографии
H	0,10	0,52	
O	47,88	48,06	
N	не обнаружен	не обнаружен	

Разработка состава на основе Трилона Б

Для разработки состава на основе результатов качественного и количественного состава отложений, а также известных неагрессивных химических реагентов для растворения неорганических солей [2–6] в качестве основного реагента выбрана динатриевая соль этилендиаминтетрауксусной кислоты (Трилон Б). Трилон Б широко применяется в качестве ингибитора отложений солей кальция, магния, бария и железа на различных поверхностях. Хорошо растворяется в воде и щелочах, очень слабо растворяется в спирте; pH Трилона Б с массовой долей 5–10% составляет 4–5,5 ед. Реагент образует очень устойчивые комплексные соединения (хелаты) с большинством катионов. Вследствие высокой устойчивости получаемого комплексона исключается возникновение вторичных осадков или шламов, а сами комплексы легко выводятся из очищаемой системы или аппарата вместе с промывочным раствором. В отличие от кислот и щелочей комплексоны безопасны.

Растворяющая способность Трилона Б по отношению к образцам солеотложений идентична 8%-ному раствору ингибированной HCl (рис. 2), но время растворения карбонатных отложений раствором Трилона Б значительно увеличивается. Установленное свойство замедленного реагирова-

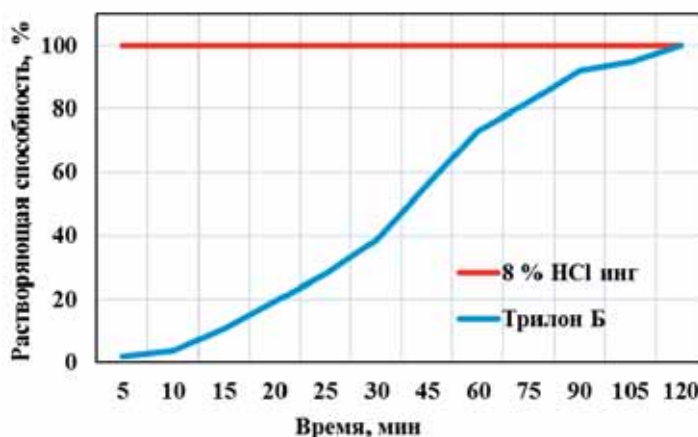


Рис. 2. Растворяющая способность составов.

ния позволит составу на основе Трилона Б равномерно воздействовать по всей площади поверхности солевых отложений.

Коррозионная активность раствора Трилона Б значительно ниже, чем раствора ингибированной соляной кислоты (рис. 3). Также выявлено, что пластины, выдержанные в растворе ингибированной соляной кислоты, характеризуются локальным разрушением металла в виде отдельных точечных поражений – питтингов. Питтинговая коррозия является одним из самых опасных видов коррозии [7]. Однако полученные значения скорости коррозии стали в растворе Трилона Б являются недопустимыми (скорость коррозии стали достигает 80 г/м²ч при температуре 130°C) для применения раствора Трилон Б без ингибирующих добавок в промышленных испытаниях.

Для подбора ингибитора коррозии проведены исследования коррозионной активности раствора Трилона Б с различными добавками (рис. 4). В результате разработан состав, включающий Трилон Б, регулятор pH и ингибитор коррозии. Дополнительное включение в композицию регулятора pH повышает ингибирующие свойства состава. Максимальное значение скорости коррозии стали в разработанном составе (4,7 г/(м²·ч)) снижено по сравнению с чистым раствором Трилона Б в 17 раз и по сравнению с раствором ингибированной соляной кислоты в 23,4 раза и является приемлемым для проведения промысловых испытаний. При этом на поверхности пластин, выдержанных в составе на основе Трилона Б, наблюдается только наличие областей с коррозионной повреждаемостью в виде цветного налета.

Таким образом, в результате проведенных лабораторных исследований разработан состав для удаления солевых отложений с ГНО при добыче ССН (состав защищен патентом RU № 2688992).

Опытно-промышленные испытания

Первые опытно-промышленные испытания разработанного состава были проведены в декабре 2017 года на месторождениях НГДУ «Ямашнефть» и «Нурлатнефть». Добыча СВН на данных НГДУ осложнена регулярным падением дебитов жидкостей вследствие осаждения неорганических солей (в основном карбонатных отложений) в ЭЦН. Результаты ОПИ разработанного состава для удаления солевых отложений (технология ВТК-А) показаны примере динамики работы ЭЦН одной добывающей скважины (рис. 5).

По результатам успешных ОПИ разработан стандарт ПАО «Татнефть» «Инструкция по удалению отложений неорганических солей с нефтепромыслового оборудования при добыче сверхвязкой нефти (ВТК-А). Технология ВТК-А промышленно внедряется на месторождениях ПАО «Татнефть» с 2018 г. Суммарная экономическая эффективность на одну скважиную обработку составляет не менее 500 тыс. руб.

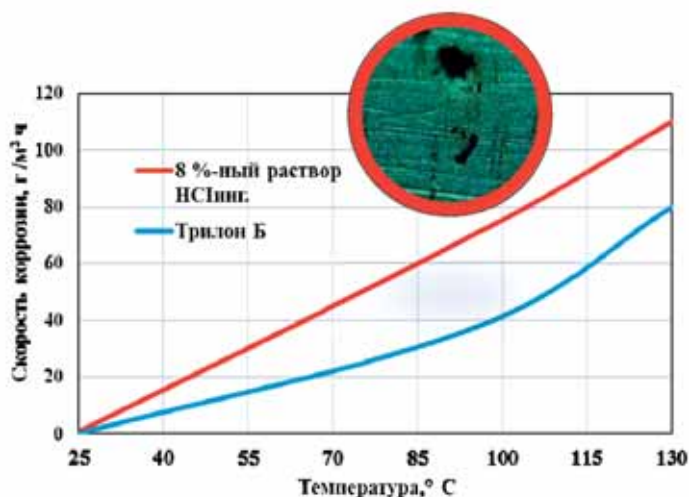


Рис. 3. Зависимость скорости коррозии стальных пластин в растворах ингибированной соляной кислоты и Трилона Б от температуры.

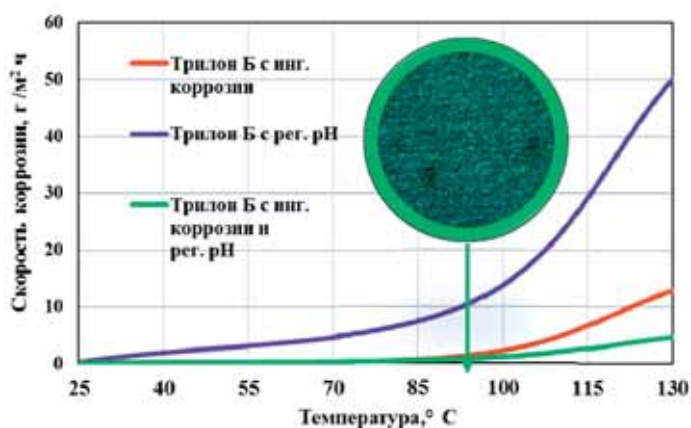


Рис. 4. Зависимость скорости коррозии стальных пластин растворах Трилона Б с добавками от температуры.



Рис. 5. Динамика изменения производительности ЭЦН на скважины № 1.

Выводы

В результате работы в институте «ТатНИПИнефть» разработан состав для удаления отложений неорганических солей с нефтепромыслового оборудования при добыче СВН, обеспечивающий эффективное равномерное растворения неорганических солей при минимальной коррозионной активности. Основным активным компонентом состава является Трилон Б. Эффективность действия состава подтверждается проведенным комплексом лабораторных исследований с использованием образцов неорганических отложений реальных объектов разработки. Технология с применением разработанного состава на основе Трилона Б успешно прошла ОПИ и внедряется на месторождениях СВН.

Литература

1. *Хисаметдинов, М.Р.* Разработка состава для удаления отложений неорганических солей с нефтепромыслового оборудования при добыче сверхвязкой нефти / М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Э.Р. Жолдасова, Д.В. Нуриев, М.И. Амерханов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 39–41.
2. *Никишина, Л.И.* Экспериментальные и промысловые исследования методов борьбы с отложением солей // Обзоры зарубежной литературы. Серия «Добыча», М.: ВНИИОЭНГ, 1977. С. 99.
3. *Люшин, С.Ф.* Отложения неорганических солей в скважинах, призабойной зоне пласта и методы их предотвращения / С.Ф. Люшин, А.А. Глазков, Г.В. Галеева [и др.] // Обзорная информация. Сер. «Нефтепромысловое дело». М.: ВНИИОЭНГ, 1983. 100 с.
4. Осложнения в нефтедобыче / Под общей ред. Н.Г. Ибрагимова, Е.И. Ишемгужина. Уфа: Монография, 2003. 302 с.
5. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. М.: 2004. 432 с.
6. *Малькольм А. Келланд.* Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер. с англ. яз. 2-го изд.; под ред. Л.А. Магадовой. СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. 608 с.
7. *Колотыркин, Я.М.* Основы теории развития питтингов / Я. М. Колотыркин, Ю. А. Попов, Ю. В. Алексеев // Итоги науки и техники. Сер. коррозия и защита от коррозии. М.: ВИНТИ, 1982. Т. 9. С. 88–139.

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГРУППЫ АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ ПОРОДЫ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.Б. Остроухов, Н.В. Пронин, И.Н. Плотникова

Академия наук Республики Татарстан, г.Казань

В настоящее время в период истощения основных запасов нефти и газа интерес представляют толщи с высоким содержанием рассеянного органического вещества (ОВ), которые являются потенциальным объектом для разработки «сланцевых» нефти и газа. Слагающие их породы часто неоднородны по составу и количеству ОВ, что влияет на их генерационный потенциал и промышленную разработку.

Изучение неоднородности состава ОВ в разрезе указанных толщ осуществляется путем идентификации и исследования различных углеводородных соединений, отражающих процессы, происходящие при его накоплении и дальнейшем преобразовании в породе. В практике геохимических исследований ОВ к таким соединениям относятся входящие в состав битумоидов и нефтей – алканы, нафтенy и арены.

Данная статья посвящена разработке методики исследования индивидуальных соединений, несущих информацию о составе и строении исходного ОВ и позволяющих реконструировать условия его накопления с последующим преобразованием. К одним из таких соединений относятся углеводороды ароматического ряда – тетразамещенные изоалкилбензолы (изорениератен и его изомеры I, II, III) состава C_{40} .

Для изучения ОВ пород, рассматриваемых отложений на первом этапе был использован стандартный комплекс геохимических исследований, включающий пробоподготовку образцов, с использованием горячей хлороформной экстракции, определение содержания битумоида с последующим его делением на группы методом жидкостной хроматографии. Масляные фракции ОВ пород были проанализированы на хроматомасс-спектрометре: «Thermo-Scientific ISQ («Finnigan», США)», с использованием компьютерной обработки данных в режиме SCAN. Разделение УВ велось на капиллярной колонке длиной 30 м, диаметром 0,32 мм с фазой PE-XLB. Хроматографирование проводилось в режиме линейного программирования от 100°C до 300°C, в диапазоне температур от 100°C до 150°C, скорость подъема температуры составляла 12,5°C в минуту и 3°C в минуту в диапазоне от 150°C до 300°C. Изотермический режим при начальной температуре длился 2 минуты, при конечной (300°C) – 14 минут. Температура испарителя – 300°C. Газ– носитель – гелий, скорость потока – 2 мл/мин. Особое внимание при данных условиях хроматографирования было уделено выходу изорениератана – высокомолекулярному ароматическому соединению состава C_{40} .

Расширенные геохимические исследования углеводородного состава ОВ пород семилукского горизонта [1–4] позволили выявить характерную для данных отложений группу соединений. Они представляют собой моноциклические ароматические соединения состава C_{10} – C_{30} с изопреноидной алкильной цепью нерегулярного строения [5], являющиеся производными природного ароматического каротиноида (АК) состава C_{40} (изорениератена). Изорениератен (ISR) широко представлен в живой природе начиная с возраста Земли 1,6 млрд лет [6] и по настоящее время. При этом его содержание в природной среде за все геологическое время не было постоянным. В определенные периоды, содержание изорениератана (диагенетического продукта ISR) в живой природе, а затем, и в отложениях, то значительно возрастало, то практически исчезало [7]. К одному из периодов с повышенным содержанием изорениератана относятся отложения франско-фаменского возраста позднего девона.

Впервые на территории Республика Татарстан изомеры изорениератана (I, II, III), его диагенетические и каталитические продукты были установлены в отложениях семилукского возраста в 2013–2014 годах и описаны в работе [1]. Аналогичные соединения наблюдаются в отложениях доманика и на сопредельных территориях Татарстана, что указывает на масштабность проявления единых геолого-фациальных условий осадконакопления, способствующих периодическому активному развитию биоты.

Присутствие палеорениератана (I) отмечается в составе ОВ всех пород по разрезу доманикового горизонта (рис. 1). При этом необходимо отметить, что его содержание всегда выше содержания изорениератана (II). Высокая представительность соединения I подразумевает его широкое использование в комплексе геохимических исследований доманиковых отложений. Но для этого необходимо понимание условий его образования и преобразования в природной среде. Однако в настоящее время существует проблема, связанная с невозможностью установления его природного аналога. В составе более 700 установленных природных соединений не выявлены соединения каротиноидного строения с метильным замещением 3,4,5–/2,3,6– в кольце [11, 12]. В то же время значительное количество соединения I присутствует в отложениях позднего девона [7]. Это вызывает определенный интерес как к его происхождению, так и приуроченности к доманиковым отложениям.

В природной среде конечным продуктом биохимического процесса преобразования каротиноидов в структуре зеленых серных бактерий Chlorobiaceae в условиях эвксидной обстановки является изорениератен (ISR) [9, 10]. Это происходит в результате действия генома crtU, приводящего к разрушению геминальных метильных групп циклогексеновых колец при их ароматизации с сохранением в нем количества метильных заместителей с замещения 2,3,6–/2,3,6– по отношению к алкильной цепи [12]. У палеорениератана в отличие от изорениератана метильное замещение одного из колец составляет 3,4,5–.

Термокаталитическое воздействие на циклические соединения с диметильным геминальным замещением в

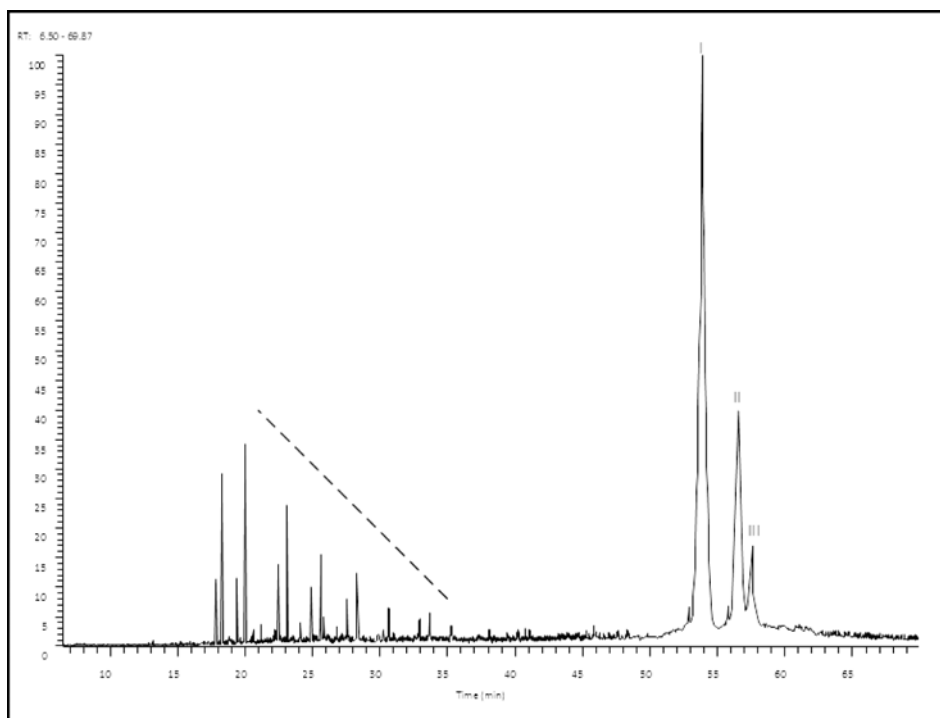


Рис. 1. Масс-фрагментограмма по иону m/z 134. Расшифровка I, II и III приведена в тексте.

процессе их ароматизации приводит к разрушению метильной группы. В результате этого происходит перемещение одного из метилов группы с образованием двух возможных соединений с метильным замещением 2,3,6– и 2,4,6– [5]. Образование соединений с метильным замещением 3,4,5– установлено не было. Из продуктов реакции только одно соединение с замещением 2,3,6– соответствовало нефтяному, в то время как соединения с замещением 2,4,6– в составе ОВ пород и нефти не обнаружены. К этому необходимо добавить, что основным продуктом термокатализа являются тризамещенные алкилбензолы с метильным замещением 2,6–, также не выявленные в составе нефти и ОВ пород.

Выполненные экспериментальные исследования термокаталитического воздействия на ароматические УВ с большим количеством индивидуальных соединений – трех изомеров изорениератана состава C_{40} – позволили установить термическую деструкцию данных ароматических УВ при температурах в интервале от 330°C до 370°C с образованием новых соединений, предположительно состава C_{10} (рис. 2).

Полученные результаты позволяют в комплексе геохимических исследований проводить оценку термокаталитической преобразованности ОВ. Данную характеристику можно получить, основываясь на преобразованности ряда соединений АК, выраженной посредством коэффициента:

$$K_{ac1} = [\Sigma C_{10} / (\Sigma C_{10} + C_I + C_{II})]$$

где: ΣC_{10} – сумма пренитола и изодуrolа; C_I – содержание палеорениератана; C_{II} – содержание изорениератана.

В основу коэффициента положено отношение содержаний соединений I и II и алкилбензолов состава C_{10} с метильным замещением бензольного кольца в положении 1,2,3,4 – (пренитол) и 1,2,3,5– (изодуrol). Набор соединений основан на том, что они являются основными продуктами термической деструкции по β -связи алкильной цепи наименее устойчивых соединений I и II. Данный процесс подтвержден лабораторными исследованиями на образцах с высоким содержанием соединений I и II. Во всех продуктах термолиза целевые соединения C_{10} присутствовали в полном объеме при отсутствии высокомолекулярных алкилбензолов состава выше C_{11+} , что исключило их использование для этих целей.

Соотношение компонентов в коэффициенте K_{ac1} принято с учетом изменения его значений в интервале от 0 и до 1,0 по мере увеличения деструкции (преобразования) данной группы соединений. Максимальное значение 1,0 связано с полным отсутствием соединений I и II в составе нефти. Значения коэффициента K_{ac1} для нефтей доманиковых отложений Татарстана располагаются в пределах от 0,7 и до 1,0. Конечное значение интервала указывает на полное отсутствие соединений I и II в нефти.

Для сравнительной оценки преобразованности состава ОВ пород были использованы изомеры гопана состава C_{27} с конфигурацией Ts и Tm, традиционно применяемые в комплексе геохимических исследований. Использование гопанов связано с высокой бактериальной активностью [8] в анаэробной сульфидной оксидной среде рассматриваемого палеобассейна.

Термокаталитическое воздействие на насыщенные полициклические соединения приводит к их изомери-

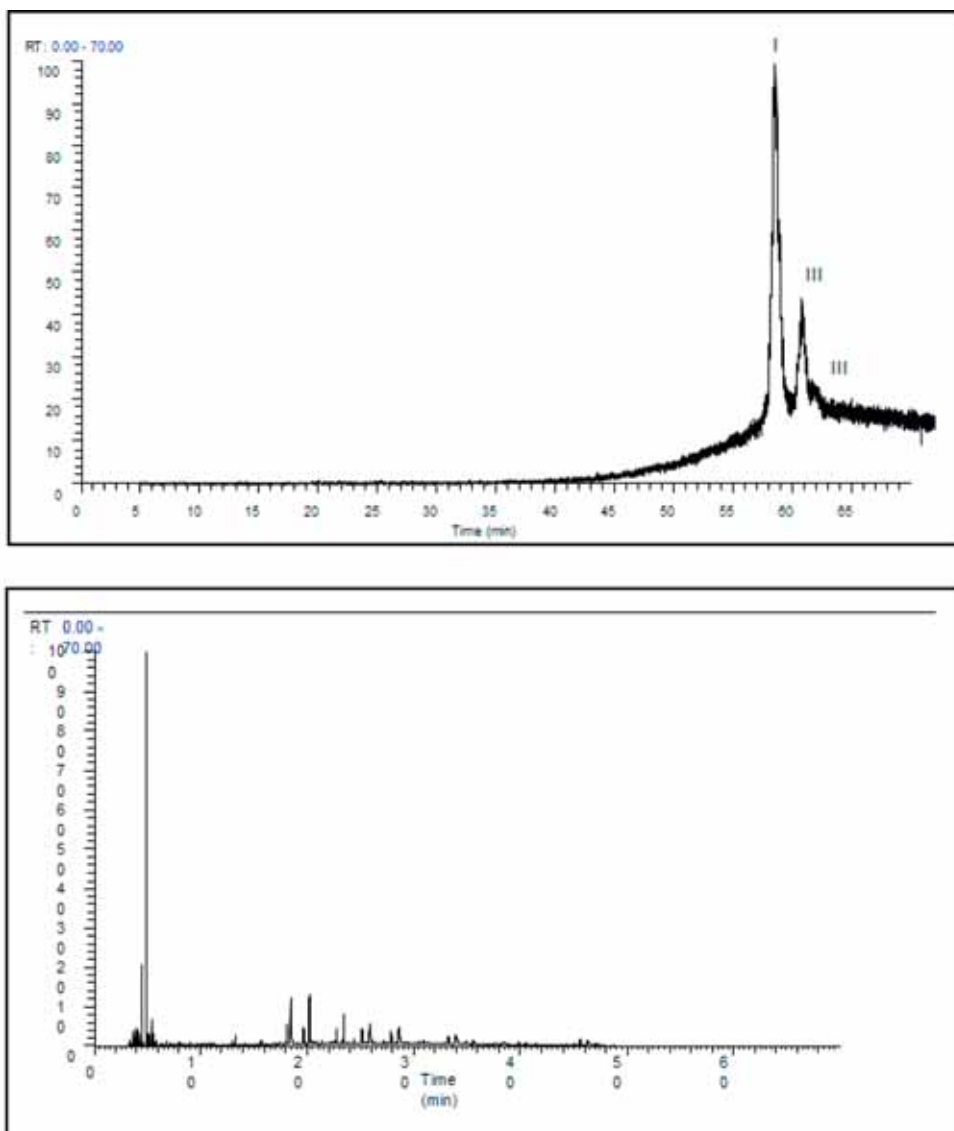


Рис. 2. Масс-фрагментограмма, исследуемого образца ароматических УВ по иону m/z 134 до (А) и после (Б) проведения термической деструкции (370°C).

зации с накоплением в смеси более термодинамически устойчивых изомеров. Необходимая тепловая энергия в недрах с глубиной залегания ОВ пород увеличивается, активизируя тем самым изомеризацию в составе гопана состава C27 с конфигурацией Tm в Ts. Для оценки данного процесса на практике широко используется коэффициент $K_z = Ts/(Ts+Tm)$, значения которого располагаются в интервале 0–1. Максимальное значение K_z указывает на полное превращение гопана с конфигурацией Tm в Ts и соответственно на высокую степень термокаталитического процесса.

Значения коэффициента K_z для исследованных образцов изменяются в достаточно широком интервале от 0,1 и до 0,4, но все они указывают на невысокую степень термокаталитического преобразования.

Использование коэффициентов K_{ac1} и K_z при изучении битумоидов пород семилукского горизонта показало присутствие в узких интервалах глубин углеводородов с различной степенью термокаталитической преобразованности – от низкой до высокой. Низкая степень термокаталитической преобразованности характерна для преимущественно кремнистых и карбонатно-кремнистых пород, значительно обогащенных ОВ и имеющих низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Высокая степень термической преобразованности установлена для УВ карбонатных прослоев, обладающих более высокими значениями ФЕС, но практически не содержащих сингенетичное ОВ. Значительное различие в степени термической преобразованности позволяет предположить различные источники генерации битумоидов, присутствующих в породах семилукского горизонта.

Таким образом, в породах семилукского горизонта присутствуют УВ минимум двух УВ-систем – УВ сингенетичного слабо преобразованного ОВ (кероген доманикитов) и УВ высокой степени преобразованности, которые сформированы при более высоких термобарических условиях и являются миграционными, привнесенными в исследуемые породы (пришедшими из другого источника генерации).

Поскольку формирование промышленных залежей в породах семилукского и мендымского горизонтов скорее всего связано именно с миграционными УВ, использование рассмотренных коэффициентов для идентифика-

ции подвижных миграционных УВ в пропластках данных горизонтов является прекрасным поисковым критерием. Данный критерий может быть использован в расширенном комплексе газового каротажа.

Представленные геохимические коэффициенты являются основой нового подхода к использованию «геохимического каротажа» в общем комплексе экспрессных геолого-технологических исследований в процессе бурения скважины. Данные коэффициенты могут быть успешно применены при исследовании шлама для определения интервалов-коллекторов, зон трещиноватости и разуплотнения, в которых присутствуют следы миграции УВ-флюидов, подвижные УВ, что может указывать на наличие промышленных залежей нефти.

Литература

1. *Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Плотникова И.Н.* К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений//Георесурсы. 2015. № 3 (62). С. 54–63.
2. *Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П.* К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти//Георесурсы. 2017. 1(19). С. 52–58.
3. *Плотникова И.Н., Остроухов С.Б. Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Салихов А.Д., Носова Ф.Ф.* Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана//Георесурсы. 2017. 4(19). С. 311–317.
4. *Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф.* Актуальные задачи геохимических исследований нефтей и битумов для решения задач нефтепоисковой геологии. В сб. Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. М.: МГУ. 2017. С. 263–268.
5. *Ostroukhov S.B., Arefyev O.A., Makusina V.M., Zabrodrina M.N., Petrov A.A.* Monocyclic aromatic hydrocarbons with isoprenoid side chains. *Neftehimia* No. 22. 1982. P. 723–788.
6. *Brocks J. J., Schaeffer P.* Okenane, a biomarker for purple sulfur bacteria (Chromatiaceae), and other new carotenoid derivatives from the 1640 Ma Barney Creek Formation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*. Vol. 72. 2008. No.5. P. 1396–1414.
7. *French, K.L., Rocher, D., Zumberge, J.E., Summons, R.E.*, Assessing the distribution of sedimentary C40 carotenoids through time//*Geobiology*. 13. 2015. P.139–151.
8. *Kannenbergh E.L., Poralla K.* Hopanoid biosynthesis and function in bacteria//*Naturwissenschaften*. 1999. 86. P. 168–176.
9. *Koopmans M.P., Koster J., Van Kaam-Peters H.M.E., Kenig F., Schouten S., Hartgers W.A., De Leeuw J.W. and Sinninghe Damste J.S.* Diagenetic and catagenetic products of isorenieratene: molecular indicators for photic zone anoxia//*Geochimica et Cosmochimica Acta*. No. Vol. 60. 1996a. P. 4467–4496.
10. *Koopmans M.P., Schouten S., Kohnen M.E.L. and Sinninghe Damste J.S.* Restricted utility of aryl isoprenoids for photic zone anoxia//*Geochimica et Cosmochimica Acta*. Vol. 60. 1996b. P. 4873–4876.
11. *Maresca, J.A., Graham, J.E., Bryant, D.A.* The biochemical basis for structural diversity in the carotenoids of chlorophototrophic bacteria//*Photosynth. Res.* 97. 2008a. P.121–140.
12. *Maresca, J.A., Romberger S.P., Bryant D.A.* Isorenieratene biosynthesis in green sulfur bacteria requires the cooperative actions of two carotenoid cyclases//*J.Bacteriol.*Vol.190. 2008b.No.19.P. 6384–6391.

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССА ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

И.Н. Плотникова¹, Г.Т. Салахидинова²

¹ Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ² ТОО «Caspian Energy Research», Казахстан, г. Атырау

На рубеже XIX и XX веков в Татарстане группой специалистов ТатНИПИнефть, под руководством Р.Х. Муслимова, И.Ф. Глумова, Р.Р. Ибатуллина были начаты исследования процесса восполнения нефтяных залежей в терригенных отложениях девона Ромашкинского месторождения. Основной целью этих исследований являлось изучение феномена современного подтока углеводородов в пласты-коллекторы разрабатываемых месторождений [8–11]. Интерес к этой проблеме возник не только в Татарстане, поскольку факты возобновления запасов углеводородов были зафиксированы в различных нефтегазодобывающих регионах [1–6].

Большое число фактов, подтверждающих процесс восполнения запасов нефти, обуславливает необходимость проведения на разрабатываемых нефтяных месторождениях широкого комплекса детальных исследований, позволяющих зафиксировать данный процесс и осуществлять его мониторинг. В первую очередь необходимы определения пространственно-временных закономерностей в изменении флюидного режима залежи, дебитов скважин и состава их продукции, пластовых давлений и температур. Локализацию зон подтока, определение их размеров, режимов флюидной активности необходимо осуществлять в тесной связи с современными геодинамическими процессами и развитием полей трещиноватости, что позволит осуществить оценку объемов поступающих флюидов и определение их состава. Важнейшей составляющей комплекса исследований является мониторинг свойств нефти и растворенного в ней газа.

На месторождениях, только вводимых в разработку, мониторинг геолого-промысловых показателей и гео-

химических характеристик нефти и растворенного газа необходимо начинать с первых лет их освоения [11, 17].

Уникальная информация, которая будет получена в ходе таких работ, позволит выявить аномальные участки залежей, где дебиты нефти и низкий уровень обводненности продукции будут стабильны в течение долгого времени, обеспечивая высокую добычу на месторождении [17].

Результаты комплексных геохимических исследований нефтей, выполненных ранее на месторождениях Татарстана [7, 12–14, 18], позволяют обосновать возможность организации геохимического мониторинга на разрабатываемых залежах нефти с целью выявления и картирования (определения размеров и границ) участков современного подтока легких углеводородов в нефтяные залежи.

Использование такого мониторинга можно предложить для:

- выявления участков проявления миграционных процессов УВ, что позволит, с одной стороны, следить за притоками легких углеводородов в нефтяную залежь, а с другой – более рационально и гибко использовать систему заводнения, поскольку в участках поступления новых порций УВ проводить интенсивную закачку воды не рекомендуется (новые порции УВ будут активнее поступать в коллектор в тех участках, где пластовое давление понижено);
- оценки и мониторинга проявления геодинамических процессов, движения блоков и как следствие – перераспределения флюидов в залежах, что может помочь в выделении блоков, трещиноватых разуплотненных зон осадочного чехла и в более рациональном распределении скважин под закачку;
- оценки эффекта от применения различных методов увеличения нефтеотдачи, направленных на повышение охвата разрабатываемого объекта заводнением. В случае «включения» изолированных линз и участков пласта, ранее не затронутых воздействием закачиваемых вод, геохимические исследования нефти из добывающих скважин позволят это однозначно определить;
- оценки текущих запасов нефти, которые могут изменяться вследствие поступления в залежь новых порций углеводородов.

Система мониторинга должна быть двухуровневой [17]. Первый уровень – анализ геолого-промысловых данных и выявление потенциальных участков поступления миграционных углеводородов в аномальные залежи на основе использования геолого-промысловых критериев аномальности [8, 15, 16]. Второй уровень – геохимические исследования нефтей и растворенных в них газов как в пределах скважин с признаками аномальности, так и на прилегающих участках залежи [15, 18].

Наиболее показательным и простым в использовании для массовых анализов методом исследования нефти с целью выявления и мониторинга процесса поступления легких углеводородов в залежи нефти, является измерение плотности нефти. Однако уменьшение плотности не всегда может свидетельствовать о поступлении в скважину более легких и менее окисленных УВ из зон, не затронутых заводнением или из других источников генерации. На уменьшение плотности могут влиять поступление и растворение в ней различных природных газов – азота, водорода, углекислого газа и т. д., являющихся результатом процессов глубинной дегазации Земли. К примеру, при мониторинге флюидов разуплотненных зон КФ периоды «всплесков» содержания водорода и азота свидетельствуют о проявлении глубинной дегазации, что также может отражаться на плотности нефти. В этом случае участки снижения плотности нефти (и, возможно, инверсии ее дебитов) будут тяготеть к зонам развития повышенной трещиноватости пород фундамента и осадочного чехла (миграционных каналов), но зафиксировать перемещение УВ можно будет только на основе использования геохимических исследований нефти. В этом случае наиболее целесообразным будет применение следующего аналитического комплекса:

- изучение состава растворенных газов с акцентом на состав растворенных углеводородных газов. На наличие перераспределения флюида в залежи и на поступление новых порций легких УВ укажет возрастание как общего содержания УВ газов в нефти, так увеличение доли метана. Важным моментом является изучение содержания в составе растворенных газов гелия и его изотопного состава;
- изучение группового состава нефтей. Увеличение доли масляной фракции в составе наблюдаемой нефти однозначно будет указывать на поступление в данную часть залежи легких УВ;
- изучение состава нормальных алканов и использование коэффициентов K_1 и K_2 по методике С.Б. Остроухова [15, 18]. Мониторинг положения точки исследуемой нефти в доверительном интервале и смещение этой точки в область более легкой нефти и газоконденсата однозначно будет указывать на облегчение нефти за счет поступления в нее легких УВ. Этот метод анализа целесообразно использовать в контрольных скважинах при оценке эффекта от применения МУН, поскольку вовлечение в добычу застойных зон и линз однозначно отразится на составе нефти в добывающих скважинах. Поэтому проведение анализа нефтей в добывающих скважинах до воздействия и на протяжении определенного периода после него позволит не только изучить динамику поступления в добывающие скважины «свежих», не окисленных нефтей, но и определить, в каком участке залежи этот процесс идет наиболее активно;
- изучение элементного состава нефти. Увеличение содержания процентного содержания углерода в нефти будет указывать на увеличение в ее составе легких УВ;
- изучение биомаркеров и изотопного состава нефтей. Этот вид исследования может быть использован в тех нефтях, где по данным четырех предыдущих видов анализа получены результаты, указывающие на наличие процесса переформирования залежи. Изотопия и применение ГХ-МС позволят на более глубоком уровне оценить источник поступления УВ (перемещение УВ в пределах залежи или поступление их из другого пласта или из дру-

того источника генерации). Применение этих методов носит в большей степени научный характер, направленный на изучение процессов генерации, миграции нефти и стадийности формирования нефтяных залежей. Наряду с изучением изотопного состава углерода, целесообразно проводить исследование изотопного состава водорода и кислорода, а также изотопного состава углекислого газа.

Исследование растворенных газов, газожидкостная хроматография нефти и изучение ее элементного состава не представляют большой сложности в плане организации работ с большим числом проб нефтей. Эти исследования могут выполняться силами 3–4 специалистов в относительно небольшой лаборатории, которая оснащена газовым, газожидкостным хроматографами и высокоэффективным жидкостным хроматографом.

На начальном этапе мониторинга целесообразно провести исследование всех нефтей из добывающих скважин для создания так называемого «нулевого уровня» или точки отсчета, относительно которой будут оцениваться последующие замеры геохимических показателей.

Вопрос частоты замеров может решаться в зависимости от задач мониторинга, например, отбор проб может быть регулярным (один раз в месяц или в квартал) или привязан к периодам применения МУН, изменения системы заводнения (вводу новых скважин), после сейсмического события (мониторинг сейсмических событий проводится на территории Ромашкинского месторождения вот уже более 20 лет) и т. д.

Также геохимический мониторинг нефтей может быть использован при оценке эффективности вибровоздействия на участки залежей (в процессе проведения которого также активизируются застойные зоны пласта и невыработанные участки и линзы). Именно применение комплекса геохимических исследований позволит выделить те участки залежи, на которых вибровоздействие оказало максимальный эффект.

Таким образом, на основании использования геохимических показателей на разрабатываемых месторождениях нефти может быть организован геохимический мониторинг состава нефтей, который позволит изучить процесс переформирования залежи в процессе разработки, оценить степень проявления и активность геодинамических процессов и их влияния на состав нефтей в залежи, оценить эффективность различных методов воздействия на пласт с целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

В рамках проводимого исследования представляется целесообразным проведение мониторинга процесса современной миграции углеводородов на участках рассмотренных аномальных скважин Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов (159, 166, 10755, 5187, 5188, 5212, 5310, 890, 1391, 1469) и на участках скважин (9549, 9589, 20172, 20173, 20458, 20675), в которых нефти по комплексу исследованных геохимических параметров, проявляют аномальные характеристики. Высокие перспективы проведения мониторинга процесса современной миграции углеводородов в нефтяные залежи на участках аномальных скважин обусловлены длительной историей изучения в Татарстане их промысловых характеристик, физико-химических свойств и молекулярных параметров добываемых нефтей, геодинамического режима недр в пределах месторождений и использованием различных видов МУН, что позволяет создать обширную информационную базу с возможностью применения экстраполяции ранее выявленных особенностей на вновь возникающие. Мониторинг новых участков позволит подтвердить выявленные по геохимическим критериям притоки легких углеводородных флюидов и скорректировать систему разработки, тем самым повышая величину коэффициента нефтеизвлечения и продлевая срок эксплуатации залежей. Несомненно, мониторинговые исследования будут способствовать изучению механизма формирования и переформирования залежей нефти и газа и влияния на него различных геологических и флюидодинамических факторов.

Литература

1. Аширов К.Б. Обоснование причин многократной восполнимости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области / Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев А.Л. // Известия Самарского научного центра РАН. 2000. № 1. Т. 2. С. 166–173.
2. Бочкарев В.А. Концепция двухэтапного формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины / В. А. Бочкарев, С. Б. Остроухов, С. Э. Сианисян // Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф. (11–15 окт. 2010 г.). Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2010. С. 64–69.
3. Гаврилов В.П. Нефть и газ – возобновляемые ресурсы [Электрон. ресурс] // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Режим доступа : http://www.gubkin.ru/faculty/geology_and_geophysics/chairs_and_departments/geology/VP_statya_Neft%20gaz%20vozobnovlyaemy.pdf
4. Горюнов Е.Ю. Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Клементьева Д.Н. и др. // Геология нефти и газа. 2015. № 5. С. 62–69.
5. Запивалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения / Н. П. Запивалов // Известия Томского политехнического университета. № 1. 2012. Т. 321. С. 206–211.
6. Касьянова Н.А. Геофлюидодинамические доказательства современного восполнения запасов нефтегазовых залежей [Текст] / Н. А. Касьянова // Геология, география и глобальная энергия. 2010. № 3 (38). С. 14–16.
7. Каюкова Г.П. Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей/Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. // Георесурсы. Том. 47. № 5. 2012. С. 37–40.

8. Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н. и др. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты // Геология нефти и газа (спецвыпуск). 2004. С. 43–49.
9. Муслимов Р.Х. Возобновляются ли запасы нефти? / Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. // ЭКО. 2012. № 1 (145). С. 29–34.
10. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитки при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. № 3. Том 20. С.186–192.
11. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Альтернативные подходы – залог создания прорывных технологий в области поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефть. Газ. Новации. № 9 (214). 2018. С. 22–27.
12. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2019. 290 с.
13. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Моделирование разработки нефтяных месторождений с учетом их переформирования на поздней стадии и подпитки глубинными углеводородами // «Нефтяное хозяйство». № 3. 2019. С. 56–60.
14. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Восполнение нефтяных залежей в свете новой концепции нефтегазообразования // Георесурсы. 2019. № 4. Том 21. С. 4–12.
15. Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Салахидинова Г.Т., Носова Ф.Ф., Миннуллин Р.М. Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей//Нефтяное хозяйство. 2014. 3. С. 84–87.
16. Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты // Георесурсы. Том. 15. № 1. 2004. С. 40.
17. Плотникова И.Н. Геохимические критерии идентификации невыработанных участков нефтяных залежей на поздней стадии их разработки / Плотникова И.Н., Салахидинова Г.Т. // Нефть и газ. № 5. 2017. С. 83–102.
18. Салахидинова Г.Т. Геолого-геохимические критерии локализации участков современного переформирования нефтяных месторождений (на примере территории Татарстана) / Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, ИПНГ РАН, 2019, 164 с.

УДК: 550.832

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИС – ОТ ОТКРЫТОГО СТВОЛА, ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН ДО ГЕОНАВИГАЦИИ, КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ

В.Т. Перелыгин, В.Н. Даниленко, А.А. Сергеев
ПАО НПП «ВНИИГИС», Башкортостан, Октябрьский

ВНИИГИС является предприятием с богатой 64-летней историей, которое успешно занимается разработкой специальных и уникальных геофизических технологий исследования скважин. За последнее десятилетие ВНИИГИС совместно с организованными на его базе научно-производственными фирмами достиг значительных успехов в направлении повышения информативности создаваемых технологий.

Для контроля нефтенасыщенности комплексом радиоактивных методов разработан и опробован в условиях нефтегазовых скважин трехзондовый прибор импульсного каротажа, включающий зонды импульсного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам или зонды импульсного нейтронного гамма каротажа и спектрометрический зонд ГК. Эта аппаратура реализует стандартную технологию 2ИНГК (2ИННК), а также спектрометрию гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и нейтронной активации (НАК) для оценки элементного состава горных пород, включая массовое содержание водорода, хлора, кислорода и кремния, а также спектрометрию естественного гамма-излучения (СГК) с регистрацией радиоактивных элементов U, Th, K; аппаратура имеет внешний диаметр 76 мм, благодаря чему она может быть использована в скважинах малого диаметра, включая боковые и горизонтальные стволы.

Успешно прошла опытно-промышленное опробование на объектах «Лукойл-Пермь» инновационная разработка – двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73. Прибор построен с применением современных схмотехнических решений и кристаллов на основе бромидов лантана. За одну спускоподъемную операцию аппаратура реализует широкий комплекс ядерно-физических методов геофизических исследований скважин: 2-зондовый спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в том числе углерод-кислородный (С/О) каротаж, 2-зондовый импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК), и может заменить используемый комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа для оценки нефтенасыщенности в обсаженных скважинах малого диаметра. Проводится научно-исследовательская разработка по изготовлению варианта данной аппаратуры на кристаллах германата висмута [1].

Разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура спектрометрического нейтронного гамма каротажа КСПРК-Ш, реализующая методы трехзондового спектрометрического нейтронного гамма каротажа (ЗСНГК), двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа (2ННК) и спектрометрического гамма каротажа (СГК), обладает

высокими технологическими возможностями. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов, определить наличие и фазовое состояние углеводородных флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях. На основе зондирования, осуществляемого с помощью аппаратуры КСПРК-Ш, реализуется технология диагностики нетрадиционных коллекторов [2].

Во ВНИИГИС продолжают работы по совершенствованию скважинной сейсмической аппаратуры в плане повышения функциональности, термостойкости (175–200°C) и использования ее совместно с наземной сейсморазведкой 2Д и 3Д. Расширяется круг задач, решаемых ВСП, не только по изучению структуры околоскважинного пространства, но и по контролю за гидроразрывом пластов, выделению застойных зон нефти в обводненных месторождениях, а также при проектировании мест заложения нагнетательных скважин при эксплуатации месторождений [3, 4].

ВНИИГИС совместно с ГИТАС первые в России проводят работы методом обращенного годографа (МОГ ВСП), специфика которого позволяет изучать структуру околоскважинного пространства по всему интервалу исследования с его подзабойной частью включительно. Система наблюдений при проведении работ МОГ ВСП заключается в перемещении положений пунктов взрыва при фиксированном положении пунктов приема – приемников (от 8 до 100 зондов). По сравнению с работами непродольного ВСП модификация МОГ ВСП позволяет обеспечить более высокое соотношение сигнал-шум и существенное сокращение времени при проведении полевых работ, простоя скважины в 2 раза и увеличение эффективности работ в 2 раза. Всего наработано более 10 объектов, в том числе есть опыт работы в структурах Роснефти, Газпрома и за рубежом. Совместная интерпретация данных МОГ ВСП и наземной сейсморазведки, а также переинтерпретация данных наземной сейсморазведки позволила выделить маломощные и малоамплитудные пласты, имеющие большое значение в условиях подземных газовых хранилищ.

Для выявления в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов большое значение приобретает оценка пространственной ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве. Во ВНИИГИС разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Электрический сканер позволяет выделять интервалы трещиноватости и в комплексе с имиджерами FMI (FMS, EMI) отличать вторичную (технологическую) трещиноватость от глубоких возможно насыщенных трещин. Созданный во ВНИИГИС индукционный наклонмер удовлетворяет требованиям большой глубинности исследований и надежного выделения крутопадающих трещин. Наклонмер НИПТ-1 непрерывно сканирует околоскважинное пространство с помощью вращающегося вертикального измерительного зонда. Он «видит» слои горных пород и трещины на глубине до 0,5 м и даже те трещины, которые не пересекают ствол скважины и проходят мимо ствола.

Проблемы, возникающие при заканчивании скважин на этапах разобщения пластов и вторичного вскрытия пласта в сложных геолого-технических условиях, позволяют рассматривать эту ситуацию как проблему трудно-извлекаемых запасов. Во ВНИИГИС разработана технология вибрационного воздействия на тампонажную смесь в процессе цементирования скважин, создаваемого дебалансным вибратором на каротажном кабеле ВЭМС-Д. Положительные результаты работ, проведенных вибраторами ВЭМС-Д на месторождении Шанли КНР и 20 скважинах месторождения Узень Казахстана, свидетельствуют об эффективности метода и эксплуатационной надежности аппаратуры.

Очевидна необходимость использования после проведения вибрационного воздействия «щадящих» методов вторичного вскрытия, одним из которых является сверлящая перфорация приборами на кабеле. Во ВНИИГИС разработан аппаратный ряд сверлящих перфораторов ПС-112М, ПГСП-2, ПГСП-3 позволяющий решать широкий спектр задач при вводе в эксплуатацию и ремонте скважин. Для вскрытия карбонатных коллекторов с ухудшенными фильтрационными свойствами и продуктивных объектов с глубокой зоной коьматации в настоящее время разработан и проходит производственные опробования сверлящий перфоратор ПГСП-3, позволяющий выполнять более протяженные каналы диаметром 20 мм, глубиной до 300 мм. Логическим продолжением является разработка малогабаритного перфоратора, предназначенного для вскрытия боковых отводов, забуриваемых в скважинах старого фонда и бурящихся скважин, обсаженных трубами диаметром 114, 127 и 140 мм.

На сегодняшний день ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10 [5].

Дальнейшее развитие получил автономный пробоотборник ПГМ-36-300А для горизонтальных и наклонных скважин. Эти пробоотборники в специальных контейнерах крепятся между трубами НКТ, затем при помощи наземного ремонтного оборудования связка труб НКТ и пробоотборников спускается в интервал испытания или добычи продукции. Отбор представительной пробы в межколонном пространстве, обеспечивается пробоотборником ПГМ-28-300, который имеет внешний диаметр корпуса 28 мм. В интервал испытания пробоотборник спускается или на каротажном кабеле, или на скребковой проволоке, или крепится в байпасе. Для транспортировки пробы для дальнейшего исследования разработан транспортировочный контейнер с термостатом.

Для повышения информативности и качества образцов горных пород, отбираемых сверлящими керноотборниками, а также обеспечения соответствия их размерности стандарту исследования керна колонкового бурения разработан и проходит испытания сверлящий керноотборник СКТ-3М2, предназначенный для отбора образцов

диаметром 30 мм длиной до 55 мм. Как логическое продолжение ведется разработка керноотборника для отбора образцов керна диаметром 38 мм. Учитывая современные тенденции уменьшения диаметра бурящихся скважин и ежегодное увеличение объемов строительства скважин малого диаметра, разработан и готовится к производству опытный образец малогабаритного сверлящего керноотборника МСК, предназначенного для исследования скважин диаметром от 142 мм до 170 мм.

Разработанные во ВНИИГИС электромагнитные дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 и совместно с НПФ «ГИТАС» приборы МИД-К получили широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока. Электромагнитные дефектоскопы МИД-К обеспечены современной телеметрической системой, позволяющей передавать большие объемы информации с высокой точностью измерений. МИД-К включают осевой зонд Z, два поперечных зонда (X, Y), зонд ГК и термометр. Аппаратура позволяет определять толщину первой и второй колонн, дефекты, интервалы коррозии и перфорации в двухколонных конструкциях, она используется для мониторинга технического состояния обсадных колонн и НКТ на подземных хранилищах газа (ПХГ) и нефтегазовых скважин.

Особую актуальность в трех-четырёхколонных конструкциях скважин приобретает проблема отдельного выделения дефектов и определения толщины стенок по каждой колонне в отдельности. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвертой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473–508–610 мм. ВНИИГИС совместно с ГИТАС успешно реализовывает проект в данном направлении [6, 7].

На основе электромагнитного дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42 разработан прибор ЭМДС-3 с повышенной глубинностью исследований, увеличенного диаметра до 48 мм и 58 мм, который получил широкое признание за рубежом. По результатам скважинных работ проведено усовершенствование методического и программного обеспечения. Совместно с АО «ГИТАС» разработан новый прибор МИД-4 для контроля технического состояния скважин до пяти колонн включительно с определением толщины стенок 4-х колонн. Дефектоскоп МИД-4 получил широкое применение в странах дальнего зарубежья.

Разработан и прошел скважинные испытания автономный вариант МИДа.

В последние годы проведены исследования и разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы с азимутальным и радиальным разрешением: МИД-К-ГК-С, МИД-СК-100. В различных модификациях аппаратуры используется от 4 до 12 датчиков.

С распространением в стране и за рубежом колтубинговых установок, все большую популярность получает аппаратура «Дефектоскоп-колтубинг», предназначенная для контроля в реальном времени технического состояния гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), используемых в колтубинговых установках.

Проходит производственные испытания внутритрубный дефектоскоп «МИД-ПТП». Аппаратура, перемещаясь вместе с потоком (нефть, газ) и сканируя внутреннюю поверхность, позволяет исследовать промышленные трубопроводы для их аттестации с последующим мониторингом, с указанием дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины трубы в миллиметрах.

По заданию компании Vanguard (Оман) в ПАО НПФ «ВНИИГИС» был разработан и изготовлен комплексный прибор TCM-2-120. Аппаратура TCM-2-120 состоит из двух модулей: модуля электромагнитного дефектоскопа и модуля волнового акустического каротажа и шумометрии. Прибор позволяет за одну спуско-подъемную операцию оценить состояние цементного кольца, определить толщину стенок колонны и выявить дефекты первой и второй от оси скважины колонн.

В целях обеспечения экологической безопасности эксплуатации нефтегазовых месторождений, оценки технического состояния работающей нефтегазовой скважины, в НПФ «ГИТАС» совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная малогабаритная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП для работы через кабель. Она включает в себя все последние разработки в области магнито-импульсной дефектоскопии и спектрометрического нейтронного гамма каротажа и состоит из двух комплексов аппаратур: МИД-Сканер (или МИД-4), совмещенный с пятизондовой аппаратурой КСПРК-Ш. Аппаратура ОТСК-ОСЗП может быть совмещена с любым аппаратным комплексом диаметром от 48 мм и выше. В настоящее время аппаратура востребована как в России, так и за рубежом, награждена Первой премией правительства Российской Федерации. Разработан и проходит скважинные испытания автономный вариант аппаратуры ОТСК-ОСЗП.

Разработана также технология мониторинга изменения газонасыщенности подземных объектов хранения газа на основе метода переходных процессов с периодической передачей информации в центр наблюдений.

Забойные телеметрические системы на основе беспроводного электромагнитного канала связи, разработанного во ВНИИГИС, прочно заняли свою нишу при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин и свыше 30 лет эксплуатируются и производятся многими организациями России. Совместно с малыми предприятиями разработан и успешно используются ряд телеметрических систем с беспроводным электромагнитным каналом связи различных диаметров, таких как ЗИС-4МЭ, Азимут-4-108, ЗТМ-172, ЗТС-42-ЭМ, ЗТС-42 КК с комбинированным каналом связи и несколькими модификациями наддолотных модулей, позволяющими проводить измерения в процессе бурения вблизи долота.

Совместно с ООО НПФ «Горизонт» разработана и проходит производственные испытания модульная телеметрическая система «Азимут 4-108», измеряющая в процессе бурения инклинометрические параметры, угол положения отклонителя и естественную радиоактивность горных пород (ГК). Телесистема имеет возможность

подключения дополнительных модулей многозондового бокового каротажа, радиоактивного каротажа и наддолотного модуля, что повышает эффективность оперативного управления траекторией ствола скважины на основе геофизической информации о разбуриваемой породе.

Широко используется для целей геонавигации в процессе бурения наддолотный модуль (НДМ), разработанный совместно с ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК», позволяющий наряду с измерением зенитного угла, проводить азимутально-ориентированные измерения интенсивности гамма – излучения, решающие проблему контроля положения глинистой покрышки продуктивного пласта. Полученные данные позволяют осуществлять оперативный контроль управления траекторией скважины. С помощью наддолотного модуля пробурено свыше 500 скважин в различных горно-геологических условиях на месторождениях Пермского края, Татарстана, Самарской области и др.

Следующим этапом развития техники получения данных в непосредственной близости от забоя явилось создание забойного двигателя со встроенным в нижней части модулем, измеряющим зенитный угол, скорость вращения вала забойного двигателя и осуществляющим пространственно-ориентированный гамма-каротаж и каротаж «кажущегося» сопротивления. Работа выполнена ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» совместно с ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» – ведущим российским производителем забойных двигателей.

С 2012 года ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» ведет активные разработки в области создания аппаратуры каротажа для процесса бурения (LWD). Данные технологии позволяют в режиме реального времени осуществлять корректировку положения ствола скважины в пласте с оптимальными фильтрационно-емкостными свойствами. Для решения задачи определения сопротивления пласта и его коллекторских свойств в процессе бурения ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработало комплекс геофизических методов электромагнитного и радиоактивного каротажа. Модули можно комплектовать отдельно, в зависимости от решаемых задач.

Режим работы с аппаратурой LWD предусматривает одновременную возможность записи каротажа гамма каротажа (ГК), индукционного каротажа (ИК), нейтрон-нейтронного каротажа (ННК), нейтронного-гамма каротажа (НГК) и передачи всех данных, в том числе от наддолотного модуля (или двигателя с встроенным измерительным модулем), на поверхность в режиме реального времени по комбинированному каналу связи (скорость передачи данных до 5 бит/с.). Каротаж в процессе бурения дает возможность оперативной корректировки траектории ствола скважины в зависимости от меняющихся геологических условий, позволяет отказаться от дополнительных промежуточных и привязочных каротажей. Комплексная интерпретация методов ГК, ИК, ННК позволяет в оперативном режиме определять коллекторские свойства продуктивного пласта и рассчитывать петрофизические параметры уже на этапе первичного вскрытия [8].

Литература

1. Развитие аппаратуры и методики контроля текущей нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов ядерно-физическими методами каротажа /К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, П.А. Сафонов и др. // Нефть. Газ. Новации. Самара, 2018. № 2. С.54–58.
2. Комплексная аппаратура ядерного каротажа (КСРК-Ш) для исследования нефтяных скважин /А. В. Кондрашов, В. Р.Р. Куйбышев, И.З. Минуллин, В.Н. Даниленко // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2016. Вып. 6(264). С.164–171.
3. Этапы развития аппаратуры и технологий скважинной сейсморазведки во ВНИИГИС / Г.Г. Сафиуллин, Н.М. Ахметшин, Т.С. Мамлеев и др. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2016. Вып. 7(265). С. 52–69.
4. Технология микросейсмических исследований для контроля гидроразрыва пластов [Электронный ресурс] / В.Н. Даниленко, С.А. Черкашнев, А.А. Сергеев, Т.С. Мамлеев (ПАО НПФ «ВНИИГИС», АО НПФ «ГИТАС», г. Октябрьский, РФ) // XXIII науч.-практ. конф. «Новая геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний»: Тезисы докладов конференции в рамках XXV Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии – 2017», г. Уфа, Изд-во ООО «Новтек Бизнес», 2017. С. 59–60.
5. Шакиров А.А. Даниленко В.Н. Современные возможности аппаратуры и методики испытания пластов и отбора проб приборами на кабеле // Нефть. Газ. Новации. Самара, 2018. № 2. С.50–53.
6. Увеличение глубинности обследования обсадных колонн методом электромагнитной дефектоскопии / А. А. Миллер, А. В. Миллер, С. В. Степанов, В. Г. и др. // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС, 2016. Вып.7(265). С. 180–188.
7. Магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия многоколонных скважин / А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, В.В. Даниленко, Г.И. Головацкая. // Нефть. Газ. Новации. Самара, 2017. № 2. С. 20–25.
8. Новые разработки ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» в процессе бурения/Никонов В.А., Васильев А.В., Яхина И.А., Султанов В.Ф. // Бурение и нефть, апрель 2020. С. 38–41.

ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА ВЕРЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Р.В. Прокофьев¹, О.А. Акберов¹, Р.А. Былинкин², Д.В. Краснов², М.С. Чаганов², Н.П. Григорьева²

¹АО «ГРИЦ», г. Казань, geology@gric-nk.ru

²АО «НИИнефтепромхим», г. Казань, krasnov.d.v@neftpx.ru

В связи с сокращением добычи нефти из высокопродуктивных пластов остро встает вопрос об изыскании резервов стабилизации и повышения добычи нефти путем вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов.

К такому типу относятся объекты верейского горизонта (**C2ver**) Старо-Кадеевского месторождения. Коллекторы отложений верейского горизонта Старо-Кадеевского месторождения сложены преимущественно известняками с прослоями доломитов, характеризующихся микро- и макротрещиноватостью хаотичного и субвертикального направления, которые являются основной флюидопроводящей системой. Залежь по своему строению относится к пластово-сводовой. Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составляет 0,04, водонефтяной фактор – 0,45 д.ед. при средней обводненности 47% и дебиту по жидкости 1,7 т/сут. Нефть верейского горизонта можно отнести к тяжелым, сернистым, парафинистым и высоковязким: массовое содержание серы – 3,53%, смол – 18,2%, асфальтенов – 9,1%, парафинов – 1,4%, вязкость нефти в пластовых условиях ~86 мПа·с.

Верейская залежь Старо-Кадеевского месторождения по своей структуре разнообразна как в плане запасов, так и в плане проведения технологических операций по поддержанию заданных режимов различными методами интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. Но есть участки, характеризующиеся низкими коллекторскими свойствами и слабой нефтенасыщенностью, на которых обычные технологии не дают ожидаемого результата, при этом их реализация занимает продолжительное время, что не всегда экономически оправдано. Основным методом, на данный момент, обеспечивающим повышение нефтеизвлечения из этой зоны является кислотное воздействие, освоение которой после обработки занимает несколько суток.

Для освоения таких скважин АО «НИИнефтепромхим» была предложена комплексная технология (химическая ОПЗ в режиме ультразвукового (УЗ) воздействия), имеющая существенные преимущества по сравнению с химическими, ультразвуковыми, ударно-волновыми технологиями:

- интенсификация процессов в жидких средах вследствие сверхтонкого диспергирования (не реализуемого другими способами) и увеличения межфазной поверхности реагирующих элементов;
- осуществление воздействия на весь массив нефтяного коллектора, включая низкопроницаемые зоны с мелкими порами.

Отличительной особенностью применяемого УЗ оборудования от существующих аналогов является:

- обеспечение мощности источника в зоне воздействия – ~4 кВт;
- оборудование оснащено системой удаленного компьютерного управления;
- длина скважинного излучателя – 2,5 м;
- спуск УЗ прибора в скважину осуществляется на кислотостойком геофизическом кабеле через НКТ.

Предварительные лабораторные испытания на насыпных моделях показали, что совместная технология кислотного воздействия с УЗ обработкой позволяет повысить проницаемость по нефти в 1,7 раза по сравнению с обычной соляно-кислотной обработкой (СКО). Данный физико-химический метод способствует более качественному расколматированию пористой среды и повышению проницаемости по нефти, а также уменьшению времени обработки по сравнению с СКО [1].

Промысловые испытания разработанной технологии были проведены на скважинах №№ 5273, 5213 Старо-Кадеевского месторождения. Следует отметить, что продуктивные отложения верейского горизонта (**C2ver**) Старо-Кадеевского месторождения относятся к отложениям с трудноизвлекаемыми запасами нефти и освоение их стандартными кислотными методами ОПЗ не всегда эффективно. Геолого-промысловые характеристики скважин приведены в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-промысловые характеристики скважин

№ п/п	Наименование характеристик	Скважина № 5273	Скважина № 5213
	Мощность коллектора/вскрытая мощность	7,6 / 4,6	6,0 / 4,0
	Кпор, КпрАБС, Кгл, Кн.	16,9 / 41,6 / 6,4 / 53,2	13,4 / 26,4 / 12,5 / 55,6

Схема обработки скважины № 5273

Скважина № 5273 (из действующего фонда) – продуктивные отложения **C2ver** вскрыты тремя интервалами перфорации: 1,8 м, 1,0 м, 1,8 м. Скважина принимала при 0 атм (поглощающая).

По результатам ГК, ЛМ провели спуск УЗ прибора на геофизическом кабеле в интервал перфорации. При открытой затрубной задвижке довели 3,1 м³ кислотной композиции (КК) до пласта, посадили пакер на 960,4 м и закачали 5,4 м³ КК при ультразвуковом воздействии по два часа на каждый интервал перфорации. Затем КК продавили нефтью объемом 5 м³ в режиме УЗ в течение 30 мин. По окончании работ провели подъем оборудования, запустили скважину в работу. Режим работы скважины № 5273 представлен в таблице 2.

Режим работы скважины № 5273

Наименование показателей	Режим работы скважины до обработки	Режим работы скважины после обработки			
	На 1.02.19	25.02.19	01.03.19	01.04.19	01.05.19
Q_n , т/сут	0,9	2,1	1,6	1,5	1,0
$Q_{ж}$, т/сут	1,0	2,3	2,0	1,9	1,3
Обвод., % вес	16	10	12	11	11
$P_{пл}/P_{заб}$, атм	30	35/23	35/22	35/14	35/15
$H_{ст}/H_{дин}$, м		687/724	565/740	565/789	565/825

Проведенные работы по очистке призабойной зоны пласта с использованием КК совместно с ультразвуковым воздействием на скважине № 5273 показали хорошие результаты в первые дни после освоения скважины, в последующем режим работы вышел на плановый показатель, сопоставимый со значениями после обычной СКО. По нашему мнению, это связано с высокой первоначальной приемистостью скважины при 0 атм, что предполагает перед СКО в режиме УЗВ закачку отклоняющего реагента, который бы предотвратил уход кислоты в наиболее промытые зоны и поспособствовал охвату всего массива воздействием. Прирост добычи нефти по данному методу составил 0,8 т/сут.

Схема обработки скважины № 5213

Скважина № 5213 (из бурения) – продуктивные отложения **C2ver** вскрыты тремя интервалами перфорации: 1,0 м, 1,0 м, 2,0 м. Приемистость скважины на первом режиме работы насосного агрегата (700 об./мин., Ш 125 мм) составила 0 м³/сут при 60 атм (приемистость отсутствовала).

По результатам ГК, ЛМ также провели спуск УЗ прибора на геофизическом кабеле в интервал перфорации. При открытой затрубной задвижке довели 3,1 м³ КК с массовой долей соляной кислоты 14% до пласта, посадили пакер на 978,5 м и закачали КК при ультразвуковом воздействии с ожиданием падения давления. Общее время работы ультразвукового прибора в скважине составило ~6 часов (по 1,5–2 часа на один интервал перфорации). Конечная приемистость скважины на втором режиме работы насосного агрегата (1000 об./мин, Ш 125 мм) была 200 м³/сут при 45 атм. После проведенных работ осуществили подъем оборудования, запустили скважину в работу. Режим работы скважины № 5213 приведен в таблице 3.

Таблица 3

Режим работы скважины № 5213

Наименование показателей	Режим работы скв. до обработки	Режим работы скважины после обработки			
	На 01.03.19	01.04.19	11.04.19	01.05.19	01.06.19
Q_n , т/сут	Из бурения	1,1	0,9	0,9	0,9
$Q_{ж}$, т/сут		1,2	1,1	1,1	1,1
Обвод., % вес		10	10	10	10
$P_{пл}/P_{заб}$, атм		45/31	44/29	44/28	44/24
$H_{ст}/H_{дин}$, м		530/590	430/617	430/637	430/693

Общее время ОПЗ скважины № 5213 соляной кислотой в режиме ультразвукового воздействия, включая подготовительные работы (привязку по ГК, ЛМ, спуск и подъем УЗ оборудования), продавку КК нефтью в пласт, составило 10 часов. Дебит скважины после освоения достиг ~1,0 т/сут, что соответствует плановому показателю после ГТМ.

Как правило, затраченное на ОПЗ скважин верейского горизонта Старо-Кадеевского месторождения аналогичных по геолого-физическим характеристикам скважине № 5213, исчисляется несколькими сутками, при этом на многих скважинах не удается получить ожидаемого результата по дебиту нефти.

Таким образом, интенсификация добычи нефти физико-химическим методом с применением технологии комплексного освоения скважин в режиме ультразвукового воздействия показала эффективные и высокие результаты по сравнению со стандартной соляно-кислотной обработкой.

Литература

1. Былинкин Р.А., Краснов Д.В., Вердеревский Ю.Л., Чаганов М.С., Григорьева Н.П., Магдеев Э.Р., Абрамова А.В., Никонов Р.В., Новиков В.В., Хабибуллин Р.А., Петров Г.А., Марунин Д.А. Влияние кислотных составов марки СНПХ совместно с сонокатализатором на проницаемость моделей пласта по нефти//Нефть. Газ. Новации. 2019. №. 1. С. 6–9.

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ МИКРОГЕЛЕВЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

К.Р. Рафикова¹, М.Р. Хисаметдинов¹, А.В. Насыбуллин²

¹Институт «ТатНИПИнефть», г. Бузульма, rkr@tatnipi.ru, ²ГБОУ ВО АГНИ, г. Альметьевск

В настоящее время в мировой практике перспективными являются исследования, направленные на создание эффективных физико-химических методов увеличения нефтеотдачи, которые позволяют воздействовать на остаточные запасы, увеличивая коэффициент извлечения нефти. Среди таких технологий – закачка в пласт полимерных микрогелевых композиций с поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Из литературы известны различные виды полимерных микрогелей: коллоидно-дисперсные гели, формирующиеся в пластовых условиях или на поверхности; микрогели; чувствительные к температуре пласта (Bright Water) и микрогели, чувствительные к pH [1, 2, 3].

Микрогелевая полимерная композиция относится к группе коллоидно-дисперсных гелей, характеризующихся высокой проникающей способностью и низкой адсорбцией в пористой среде, что позволяет изменять фильтрационные потоки в глубинных зонах пласта за счет избирательного блокирования частицами микрогеля обводнившихся зон. Основным действием, оказываемым микрогелевой композицией на пласт, является блокирование продвижения воды в высокопроницаемых зонах с вовлечением в разработку низкопроницаемых зон пласта. Применение микрогелевых композиций позволяет на 50% повысить устойчивость частиц микрогеля к механической деструкции и высокой минерализации [4].

За период применения технологии микрогелевых систем (МГС-К) на месторождениях ПАО «Татнефть» было осуществлено 460 обработок участков нагнетательных скважин и дополнительно добыто порядка 900 тыс. т нефти через нагнетательные скважины, расположенные в пределах Ромашкинского, Ново-Елховского, Елабужского, Ново-Суксинского, Азев-Салаушского и Первомайского месторождений. Удельная эффективность технологии с начала применения составляет около 2000 т/скв.

В ходе мониторинга результатов применения технологии МГС-К, была изучена зависимость эффективности от некоторых значимых параметров участков на примере объектов ПАО «Татнефть». Анализ проведен для закачек, реализованных по технологии МГС-К с 2015 года со сроком продолжительности эффекта не менее одного года в зависимости от степени слоистой неоднородности пластов (рис. 1).

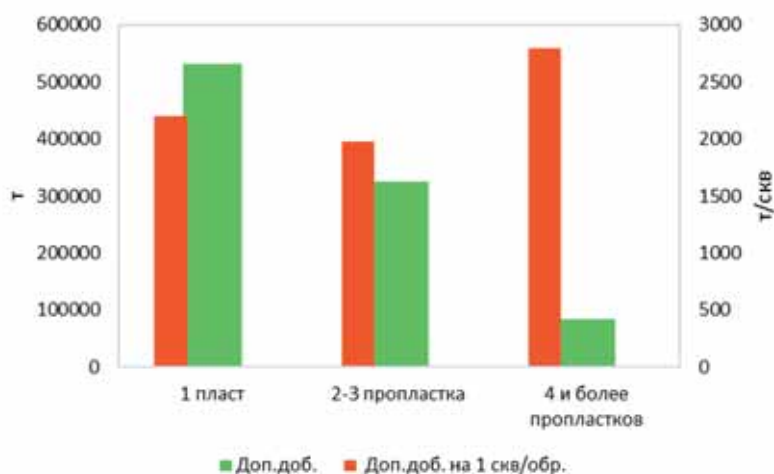


Рис. 1. Распределение удельной дополнительной добычи нефти по количеству трещинок на объектах применения технологии МГС-К.

Несмотря на то что большинство объектов применения технологии МГС-К из рассмотренной выборки (436 обработок) – однопластовые с низкой степенью неоднородности (242 обработки), наибольшие значения удельной дополнительной добычи нефти в зависимости от количества трещинок были получены в условиях многопластовых объектов (7% обработок) [5].

В настоящее время средний объем закачки по технологии МГС-К в ПАО «Татнефть» составляет 750 м³, поэтому в ходе работы было необходимо определить, как отразится закачка увеличенных объемов на ее технологической эффективности в условиях многопластовых коллекторов.

Для уточнения параметров микрогелевых композиций и получения исходных данных для проведения моделирования были проведены лабораторные исследования трех вариантов микрогелевых композиций, отличающихся друг от друга концентрациями компонентов – композиции №№ 1, 2 и 3 (композиция № 3 характеризуется минимальной концентрацией полимера 0,05%, композиция № 2 – максимальной концентрацией полимера 0,2%) [6].

Лабораторные исследования включали в себя изучение физико-химических и реологических свойств трех типов композиций, а также фильтрационные исследования с использованием образцов терригенных кернов с помощью установки УИК-4(8) (ООО «Гло-Бел лаборатория», г. Москва). В ходе фильтрационных исследований, после первичного вытеснения нефти водой до полного обводнения жидкости на выходе из керна, осуществлялось довытеснение остаточной нефти различными вариантами микрогелевой полимерной композиции.

В ходе исследований были получены зависимости вязкости композиции и коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации полимера в композиции, которые были положены в основу гидродинамических моделей.

Расчеты возможных вариантов воздействия проводились на основе сегмента пятиточечного элемента, содержащего добывающую и нагнетательную скважины.

Построение геолого-гидродинамической модели и расчеты вариантов воздействия полимерными композициями проводились в программном пакете TNavigator компании RFD. В данной модели были заданы параметры коллектора и свойства нефти, приближенные к реальным данным терригенных отложений верхнего девона Ромашкинского месторождения, при этом нужно учитывать, что модель не отражает в полной мере сложную слоистую проницаемую неоднородность реальных объектов разработки.

Моделирование осуществлялось в условиях гидрофильного коллектора, характеризующегося слоистой неоднородностью пласта. Модель слоистой неоднородности представлялась чередованием высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков, кратно отличающихся по проницаемости, с пористостью 19 и 12% соответственно.

В гидродинамический симулятор были заложены зависимости множителя проницаемости породы, вязкости воды, коэффициента остаточной нефтенасыщенности от концентрации агентов. При воздействии полимерной композицией в условиях модели фиксировалось изменение данных показателей по направлению от нагнетательной скважины к добывающей.

С целью установления наиболее технологически эффективных вариантов микрогелевого воздействия было осуществлено моделирование пяти различных объемов закачки полимерной композиции (200, 750, 1500, 5000, 10000 м³) с разными концентрациями агентов и базового варианта без использования композиции при продолжении заводнения.

По кубу нефтенасыщенности, после моделирования применения композиции № 2 в объеме 1500 м³ (рисунок 2б) видно, что в ходе моделирования микрогелевого воздействия происходит увеличение охвата вытеснением за счет снижения неравномерности распределения фильтрационных потоков, технологический эффект достигается путем вовлечения в разработку низкопродуктивных интервалов и довытеснения остаточных запасов нефти.

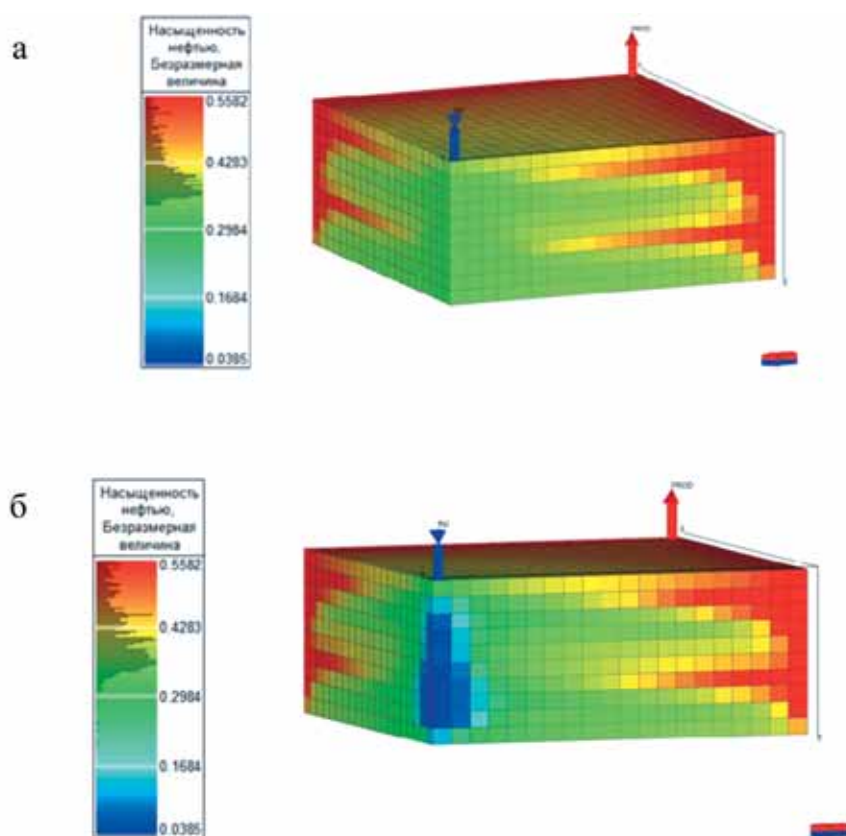


Рис. 2. Изменение нефтенасыщенности при моделировании базового варианта (а) и микрогелевого воздействия на пласт (б).

На основе полученных в результате моделирования расчетных показателей было проведено сопоставительное сравнение технологической эффективности по различным вариантам воздействия микрогелевыми полимерными композициями. Необходимо учитывать, что полученные технологические показатели достигнуты именно в моделируемой среде.

В большинстве расчетных вариантов, более технологически эффективной оказалась микрогелевая композиция № 2, отличающаяся максимальной концентрацией полимера в микрогелевой композиции. Технологическая эффективность композиции № 1, наиболее часто используемой в промышленных условиях и характеризующейся средними значениями концентраций компонентов, была несколько меньше.

Композиция № 3, характеризующаяся минимальными концентрациями компонентов, продемонстрировала наименьший прирост дополнительной добычи среди исследуемых. Согласно полученным расчетным данным, дополнительная добыча нефти с увеличением объема закачки возрастает, как показано на рисунке 3.

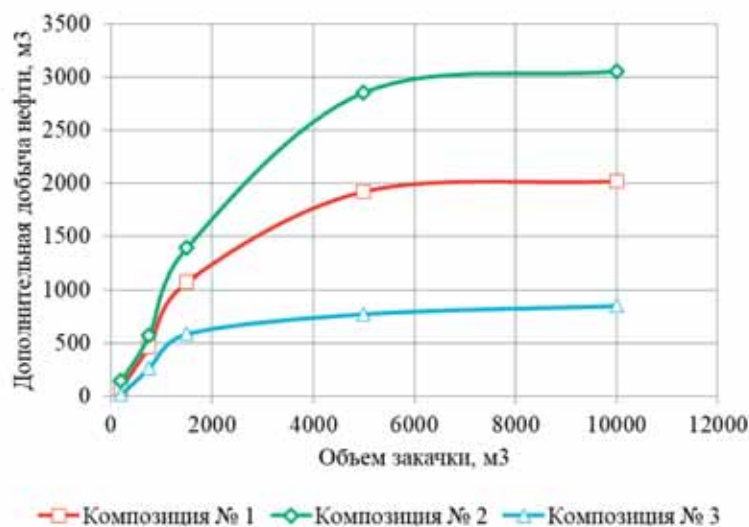


Рис. 3. Результаты моделирования по определению влияния различных вариантов закачки на дополнительную добычу нефти.

Как видно из рисунка 3, по результатам моделирования, увеличение объема закачки свыше 6000 м³ для наиболее эффективных композиций № 1 и № 2 не приводило к дальнейшему росту дополнительной добычи.

Проведенные расчеты вариантов закачки 1500 и 5000 м³ для композиций №№ 1 и 2, продемонстрировавших в условиях модели наиболее высокую эффективность, показали, что индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ) имеет сопоставимые значения для композиций №№ 1 и 2 при расчетном объеме 1500 м³ и 5000 м³, при этом разница ИДДЗ в случае применения разных объемов увеличивается с ростом цены нефти.

Опыт применения микрогелевых композиций на объектах ПАО «Татнефть» показывает высокую технологическую эффективность технологии в условиях слоистой неоднородности пластов. Необходимо отметить, что важным фактором, определяющим эффективность проведения работ по увеличению нефтеизвлечения, является основанный на анализе геолого-промысловой информации выбор конкретного объекта воздействия.

Гидродинамическое моделирование вариантов разных объемов закачки на модели слоисто-неоднородного пласта, характеризующегося чередованием высокопроницаемых и низкопроницаемых пропластков, подтверждает результаты промысловой практики. Путем моделирования процесса вытеснения нефти с помощью микрогелевых композиций были определены наиболее эффективные варианты закачек по принятым типам технологических процессов.

Результаты моделирования различных вариантов применения микрогелевого воздействия в целом показали возможность достижения более высокой технологической эффективности при увеличении объемов закачки по сравнению с объемами, применяемыми в настоящее время (750 м³). Выполненный расчет ИДДЗ и рентабельности позволяет рекомендовать проведение испытаний микрогелевого воздействия с увеличенными объемами для определения фактического технологического эффекта.

Литература

1. *Abdulbaki M.R.* Stimulation study of polymer microgel conformance treatments: The University of Texas at Austin. August, 2012.
2. *H. Frampton, P. Denyer, D. H. Ohms, M. Husband, J. L. Mustoni.* Bright Water® Sweep Improvement From The Lab To The Field 15th// European Symposium on Improved Oil Recovery, Paris, France. 2009.
3. Examination of Literature on Colloidal Dispersion Gels for Oil Recovery/R.S. Seright // New Mexico Tech, Socorro, NM. 2015.
4. *Варламова, Е.И.* О влиянии деструктивных факторов на свойства микрогелевой системы, предназначенной для увеличения нефтеотдачи из терригенных пластов [Текст] / Е.И. Варламова, М.Р. Хисаметдинов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. Вып. 80. С. 143–147.
5. *Рафикова, К.Р.* Анализ эффективности микрогелевых композиций с точки зрения определения объектов воздействия [Текст] / К.Р. Рафикова, М.Р. Хисаметдинов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2020. Вып. 88.
6. *Хисаметдинов М.Р., А.С. Трофимов, К.Р. Рафикова, А.В. Насыбуллин д.т.н., А.Ф. Яртиева, д.э.н.* Определение оптимальных параметров воздействия на пласт полимерными композициями с помощью моделирования // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 90–93.

О РОЛИ ГЛУБИННЫХ НАДВИГОВ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.В. Родкин^{1,2}, Д.Г. Яраханова³

¹ИТПЗ РАН, г. Москва, rodkin@mitp.ru, ²ИПНГ РАН, г. Москва,

³Казанский федеральный университет, г. Казань, dilyara.yar@mail.ru

Как известно, теории нефтегенеза сталкиваются с двумя значительными трудностями. Первая состоит в описании процесса концентрации рассеянной нефти в месторождениях. Вторая – с проблемой описания собственно процесса нефтегенеза. Здесь мы подробнее рассмотрим первую проблему, хотя, естественно, эти две проблемы можно обсуждать только совместно, причем с учетом противостояния двух теорий – органического и неорганического происхождения нефти.

Доминирующей в настоящее время, несомненно, является концепция органического нефтегенеза. Она достаточно убедительно подкрепляется массовостью нахождения в нефтях остатков живых организмов и выявлением связи состава нефтей с характером органического вещества в близлежащих осадочных бассейнах. Ряд принципиально важных моментов оказываются, однако, нерешенными. Действительно, в классическом варианте органической модели нефтегенеза условиями формирования месторождений углеводородов предполагаются наличие богатых органическими остатками осадочных толщ, прогрев их до температуры, отвечающей главной фазе нефтеобразования (ГФН), и обеспечение сохранности нефтей перекрывающими слабопроницаемыми осадочными толщами.

Отсюда следует ряд выводов: везде, где достаточно богатые органикой осадки были прогреты до температур ГФН, и можно ожидать развитие массивированного нефтегенеза; при этом лучшая сохранность нефтей и формирование месторождений требуют спокойных, не нарушенных разломами и иными высокопроницаемыми зонами условий залегания, под слабопроницаемыми экранирующими толщами. Эти положения логически естественны, просты и удобны для использования при нефтепоисковых работах; поэтому они широко применяются нефтяниками. В рамках таких представлений территории с мощностью осадочных отложений более 2000 м и температурой 60-70 °С и немногим более должны быть отнесены к перспективным. Действительно, в ряде нефтегазоносных регионов такие условия выполняются (Западная Сибирь, Мангышлак и др.), но другие регионы с подобными же условиями оказались не нефтегазоносными (Московская синеклиза, Мелекесская впадина, межгорные впадины Западного Казахстана и Дальнего Востока, мезозойские отложения Приаралья, многие другие). Довольно неожиданно выяснилось также, что достаточно часто месторождения углеводородов (УВ) явным образом тяготеют к разломным зонам.

Не вполне удачно, однако, сложилось с прогнозируемостью и у альтернативной абиогенной модели. Собственно говоря, нет ни одного убедительного свидетельства, что месторождения нефти связаны с глубинными диапирами, как это обычно полагается в рамках абиогенной модели нефтегенеза. Более того, можно убедительно продемонстрировать отсутствие месторождений УВ вблизи таких диапиров. Очевидными реперами глубинных диапиров являются так называемые горячие точки и алмазные трубки. Но ни в окрестности первых, ни в какой-либо связи со вторыми крупных месторождений нефти не известно. На рисунке 1 дана схема расположения основных нефтегазоносных провинций мира и расположение горячих точек. Легко увидеть, что если между этими объектами и есть связь, то отрицательная – вблизи выходов на поверхность современных и древних мантийных диапиров месторождений углеводородов не наблюдается. Не наблюдается и связи месторождений углеводородов с алмазоносными провинциями.

Установлено, однако, и это можно увидеть на рисунке 1, что основные нефтегазоносные провинции довольно часто формируют протяженные нефтегазоносные пояса, которые коррелируют с областями высокой тектонической активности, приуроченными к современным зонам субдукции. Еще более тесная связь (рисунок 1) наблюдается с положением древних зон субдукции возрастом около 100 млн лет. В ряде мест, в районе Северного моря и в Западной Сибири, связь наблюдается с существенно более древними зонами субдукции. Можно ли в этих случаях говорить о связи бассейнов нефтегазоаккумуляции с процессами субдукции неизвестно.

В качестве типичного примера и для детализации характера связи нефтегазоносных бассейнов с палеозонами субдукции можно привести разрез литосферы Сахалина (рис. 2). В этом районе имела место мезозойская субдукция литосферы Охотского моря под северо-восток Сахалина. Остатком ее глубоководного желоба является впадина Дерюгина [3]. В качестве недавней работы, посвященной обоснованию связи процессов нефтегенеза с процессами субдукции отметим работу [3]. В этой работе и в более ранних работах [1], посвященных этому вопросу показывается, что в связи с процессами палео- и современной субдукции можно ожидать образование УВ месторождений как в области палеожелоба, так и в задуговых бассейнах.

Модель формирования месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина обусловлена возникновением надвигов и срывов, которые способствовали проникновению морской воды в толщу ультрамафитов, обеспечивая тем самым масштабные процессы их серпентинизации с сопутствующей генерацией углеводородов. При этом происходило тектоническое нагнетание и накачка углеводородов в их корневую зону, что явилось причиной латеральной миграции углеводородов в западном направлении и привело к формированию нефтегазовых месторождений в антиклинальных принадвиговых и поднадвиговых ловушках на шельфе острова. Шельф Восточного Сахалина, особенно его северный сегмент, является наиболее богатым нефтегазоносным районом на акваториях дальневосточных морей России. Начиная с 1976 в результате интенсивных сейсморазведочных работ и глубокого бурения здесь открыто порядка восьми месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти,

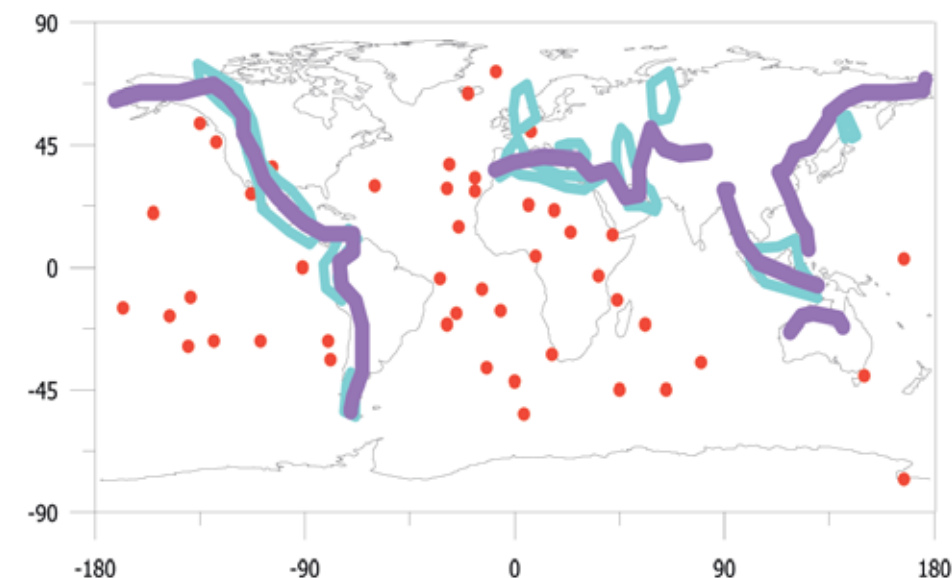


Рис. 1. Тектоническая позиция поясов нефтегазоносности фиолетовые линии – современные и палеозоны субдукции (~ до 100 млн лет), полигоны – основные провинции УВ накопления, точки – «горячие точки». Видны отсутствие корреляции газо-нефтепроявлений с «горячими точками» и наличие такой связи с зонами субдукции [1].

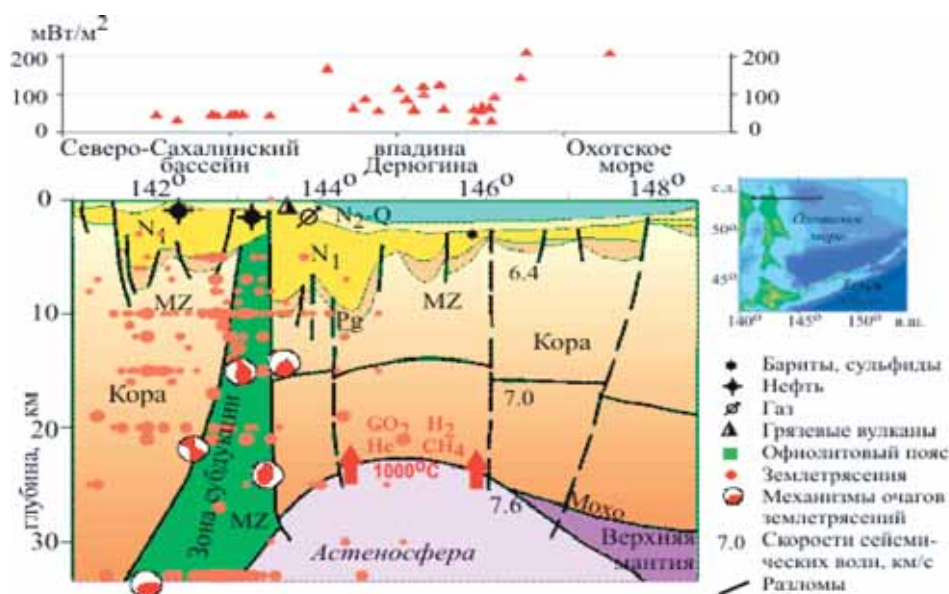


Рис. 2. Пример соотношения нефтегазоносного бассейна и палеозоны субдукции [2].

многократно превосходящими таковые месторождения, известные на острове. Считается, что впадина Дерюгина является «нефтегазосборной» площадью для месторождений нефти и газа, сосредоточенных в верхней части ее западного борта. В целом прослеживается взаимосвязь процессов образования углеводородов и геодинамики тектонопарофиолитовые аллохтоны – сопредельные глубоководные впадины окраинных морей вообще и на западе Тихого океана, в частности [4].

В указанных выше работах роль зон субдукции в процессах нефтегенеза понималась довольно разносторонне. Это и концентрация распределенного по площади органического вещества в зонах субдукции, и рециклинг углерода через зоны субдукции с образованием месторождений УВ уже в тылу вулканической дуги в области тыловых бассейнов растяжения. Еще один аспект возможной роли зон субдукции связан с возможностью развития в верхней мантии и в коре вблизи зон субдукции повышенных концентраций водорода. На повышенную концентрацию водорода в глубинных эманациях газа в поясах современной тектонической активности указывали разные авторы. Применительно к тектонически активным поясам, связанным с зонами субдукции, рост концентрации водорода может возникнуть как компенсирующий фактор процесса окисления мантии погружающимися приповерхностными породами зон субдукции [5]. Принципиальная химическая реакция при этом имеет вид:



Образующийся согласно (1) водород будет подниматься вверх и может способствовать формированию УВ. Отметим, что факт повышенной окисленности мантии зон островдужных систем может полагаться надежно установленным по данным о составе ксенолитов [6].

Выше уже отмечалась роль зон субдукции в плане концентрирования распределенного по площади органического вещества осадочного бассейна в линейную структуру глубоководного желоба и зоны субдукции. Но такой процесс концентрирования реализуется не только в зонах субдукции, но и в других глубинных зонах надвига. А такие структуры широко распространены. И к разломным зонам и, в частности, зонам сквозькоровых надвигов

оказываются приурочены УВ месторождения. Весьма убедительные и отнюдь не уникальные примеры такой приуроченности представлены на рисунке 3.

Результаты сейсмических исследований весомо подкрепляют предположение о связи крупных УВ месторождений с зонами надвигов. Глубинное сейсмическое строение крупных месторождений УВ наиболее полно рассмотрена по данным сейсмических геотраверсов [7]. В 48 случаях они пересекали такие месторождения, что дало возможность выявить и статистически проанализировать присущие области месторождений особенности глубинного строения [9]. Крупные нефтяные месторождения оказались сильно сейсмически гетерогенными. Для них характерны зоны пониженной скорости V_s волн, сильные вариации отношений скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s), что часто трактуется как свидетельство активного флюидного режима, наличие резких скоростных контактов и наклонных сейсмических границ. В совокупности эти особенности сейсмического строения отвечают зонам глубинных надвигов. Заметим, что тот же вывод – о приуроченности крупных УВ месторождений к зонам надвигов – можно сделать исходя из данных эмпирической физико-геолого-генетической модели высокоперспективных зон нефтегазоносности [10].

В заключение отметим также, что модель связи зон активного нефтеобразования с зонами надвигов (в частности, с зонами субдукции) может рассматриваться также и как развитие и детализация вполне общепринятой флюидодинамической модели [11, 12].

Работа выполнена в рамках выполнения государственного задания по теме «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)». Рег. номер: АААА-А19-119013190038-2. Раздел IX: «Науки о Земле». ПФНИ № 132.

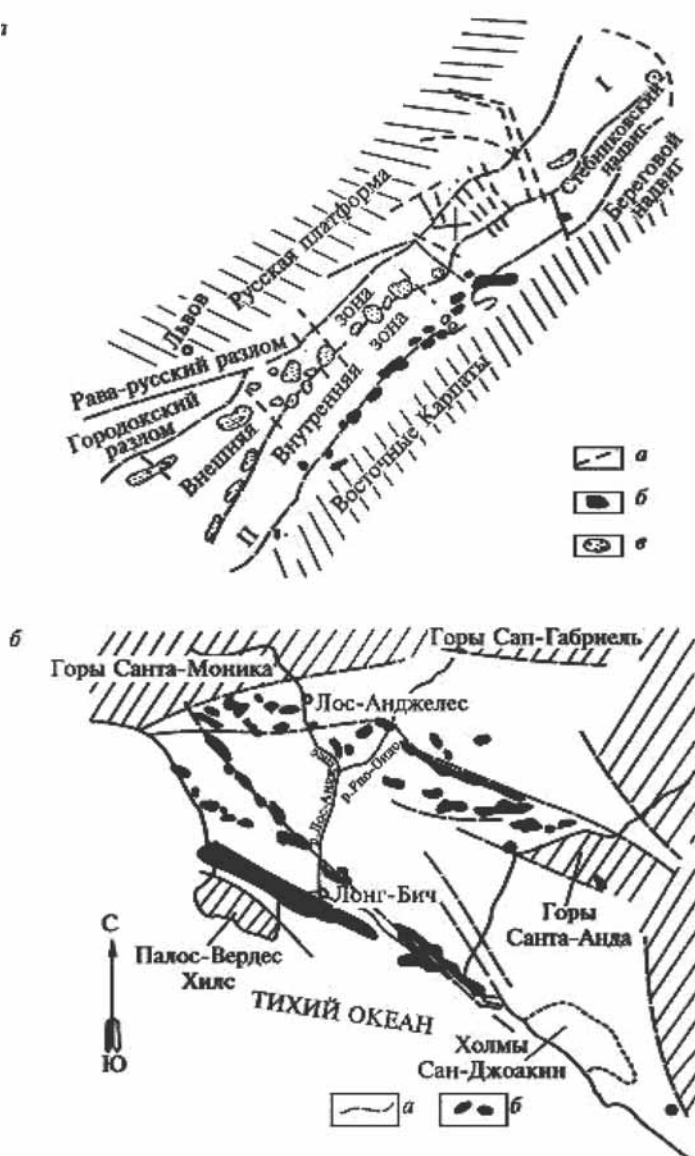


Рис. 3. Расположение месторождений нефти и газа (а) в Предкарпатском прогибе и (б) в Лос-Анджелесской впадине;

а – региональные разломы, б – месторождения нефти, в – месторождения газа [7, 8].

Литература

1. Родкин М.В. Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах. В кн.: Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений. М., ГЕОС, 2002. 221–253.
2. Родников А.Г., Забаринская Л.П., Рашидов В.А., Родкин М.В., Сергеева Н.А. Геотраверс Северо-Китайская равнина – Филиппинское море – Магелановы горы//Вестник КРАУНЦ, Науки о Земле. 2007. 1(9). 79–89.
3. Кучеров В.Г., Дмитриевский А.Н., Иванов К.С., Серовайский А.Ю. Глубинный цикл углеводородов – от субдукции к мантийному апвеллингу//Доклады РАН. 2020. Том 492. № 1. С. 61–65.
4. Разницын Ю.Н. Геодинамика офиолитов и формирование месторождений углеводородов на шельфе Восточного Сахалина//Геотектоника. 2012. № 1. С. 3–18.
5. Летников Ф.А. Флюидные фации континентальной литосферы и проблемы рудообразования//Вестник ОГГТГН РАН. Иркутск: Институт земной коры СО РАН. 1999. № 4(10).
6. Ballhaus C. Redox states of lithospheric and asthenospheric upper mantle//Contrib Mineral Petrol (1993) 114:331–348.
7. Булин Н.К., Егоркин А.В. Региональный прогноз нефтегазоносности по глубинным сейсмическим критериям. М., 2000.

8. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа//Избр. тр. М.: Изд-во МГУ, 2001.
9. Родкин М.В., Рукавишников Т.А. Очаг нефтеобразование как неравновесная динамическая система – модель и сопоставление с эмпирическими данными//Геология нефти и газа. 2015. № 3. С. 63–68.
10. Сафонов А.С. (1994) Физико-геолого-генетическая модель – основа прогноза высокоперспективных зон нефтегазоносности//Прикладная геофизика. 131. 385–392.
11. Соколов Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа//Избр. тр. М.: Изд-во МГУ, 2001.
12. Родкин М.В., Рундквист Д.В. Геофлюидодинамика. Приложение к сейсмологии, тектонике, процессам рудо – и нефтегенеза. Долгопрудный: Издательский Дом «Интеллект», 2017. –288 с.

НЕФТЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ, БУДУЩЕЕ

Т.Р. Сабилов, А.Б. Мокеев

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский Горный университет», Санкт-Петербург, timur.sabirov.201@mail.ru

«При благоприятных условиях разведки к жизни может быть вызван новый громадный нефтяной район, который будет иметь мировое значение». – Губкин И.М. [1].

В настоящее время нефтегазохимический комплекс является базовым бюджетообразующим сектором экономики Республики Татарстан. Это главная точка роста в соответствии со Стратегией социально-экономического развития Республики Татарстан до 2030 года. В 2018 году предприятиями нефтегазохимического комплекса республики произведено продукции на сумму 1,68 трлн рублей, что составляет около 60% республиканского объема выпуска промышленной продукции. Кроме того, предприятия отрасли являются наиболее инвестиционно активным сектором экономики. Ежегодно компаниями Группы «Татнефть», Группы «ТАИФ», малыми нефтяными компаниями осваивается более 160 млрд. рублей инвестиций. Это 25%–30% всего объема ежегодных инвестиций в основной капитал по нашей республике. ПАО «Татнефть» – одна из крупнейших российских нефтяных компаний, международно-признанное вертикально-интегрированное предприятие с богатой историей и выдающимися личностями. В настоящее время Татарстан успешно заключает многочисленные контракты с зарубежными нефтегазовыми компаниями. Это характеризует самобытность и независимость экономики Татарстана.

Цель работы – исследование той сферы, благодаря которой Республика Татарстан и Российская Федерация развиваются экономически. Найти понимание того, почему регион является одним из наиболее прогрессивных и перспективных во всей стране. Во многом причина неудач в организации промышленной нефтедобычи в Поволжье и на Урале Ласло Шандора и других предпринимателей в XIX веке связана с недостатком геологической информации и несовершенством технологии бурения. Без проведения глубокого бурения невозможно было сделать вывод о размерах и характере нефтяных пластов. Примерно до 1880 года – нефтяники Волго-Уральского региона не могли добиться желаемых результатов. Поиски волжской нефти – особая страница в биографии СССР: порой это были безрезультатные экспедиции советских геологов, путешествия по опасным районам. Однако стоит отметить, что опыт первопроходцев нефтяных месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции свидетельствовал о том, что время кустарных промыслов ушло в прошлое и будущее нефтедобычи за крупными механизированными производствами. По словам бывшего председателя Госплана СССР, наркома нефтяной промышленности СССР Николая Константиновича Байбакова: «Было время, когда наша огромная страна жила и развивалась, достигла космических высот исключительно благодаря нефти Татарстана». 26 июля 1948 года – историческая дата для всех нефтяников Татарстана – скважина № 3 у села Тимяшево Шугуровского района Татарской АССР зафонтанировала. Так было открыто Ромашкинское месторождение. По международной классификации оно относилось к супергигантам и вошло в десятку крупнейших мировых месторождений. Оно действует и в наши дни. «Ромашкинское – уникальное историческое месторождение. Оно сыграло важнейшую роль в развитии нефтедобывающей отрасли нашей страны, и, несмотря на высокую степень выработанности запасов, остается одним из главных месторождений России, чей потенциал еще далеко не исчерпан», – считает главный геолог ПАО «Татнефть» Раис Хисамов. Опыт интенсивной разведки ромашкинских отложений позднее способствовал открытию новых месторождений, таких крупных, как Ново-Елховское, Бондюжское, Первомайское, Елабужское и др. За открытие Ромашкинского месторождения нефти и внедрение технологии внутриконтурного заводнения при разработке большой научный и инженерный коллектив ученых, геологов, нефтяников был награжден Государственной премией СССР (1950 г.) и Ленинской премией (1962 г.).

Первое НГДУ республики – «Лениногорскнефть» – было создано в 1950 году. На момент образования под контроль управления была передана 41 скважина. Ежедневно нужно было добывать 921 т нефти, что было высоким показателем для того времени. За первый же год работы коллектив перевыполнил план почти на 25%, добыв более 426 тыс. т черного золота. 1980-е и 1990-е годы стали этапом применения новых технологий и передовой техники, использования геолого-технических методов воздействия на пласт. Так, на промыслах управления впервые в нефтяной промышленности СССР были применены ныне широко известные во всем мире технологии гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации. Здесь впервые в СССР было внедрено в качестве метода повышения нефтеотдачи пласта воздействие на пласт поверхностно-активными веществами

Определяющим этапом в становлении и дальнейшем системном развитии нефтяной промышленности Татарской АССР стало принятие Постановления Совета Министров СССР от 28 апреля 1950 года «О мероприятиях



Рис. 1. Открытие Ромашкинского месторождения [5].

по ускорению развития добычи нефти в Татарской АССР». Этим документом была закреплена концепция, главным в которой являлось требование ускоренных темпов наращивания добычи нефти. Постановлением было организационно оформлено создание объединения «Татнефть». За значительный вклад в развитие экономики страны Объединение «Татнефть» в 1966 году было награждено Орденом Ленина – высшей государственной наградой СССР.

С момента основания ПАО «Татнефть» до 2020 года можно выделить следующие этапы существования компании:

1 этап: 1943–1970 гг. – отмечены вводом в эксплуатацию основных объектов разработки и интенсивным ростом добычи нефти

2 этап: 1970–1975 гг. – период стабилизации добычи нефти на максимальном уровне.

3 этап: 1976–1994 гг. – период интенсивного падения уровня добычи нефти.

4 этап: начиная с 1995 г. – стабилизация добычи нефти на уровне 24–26 млн т нефти в год.

Татнефть сегодня

Топливо-энергетический комплекс Республики Татарстан включает в себя нефтедобычу и нефтепереработку, энергетику и систему газоснабжения. Он является основой экономики республики. По итогам 2018 года предприятиями комплекса выпущено 49 процентов объема промышленного производства, обеспечено 75 процентов прибыли региона. ПАО «Татнефть» было добыто 29,7 млн тонн нефти, малыми нефтяными компаниями (НГДУ) было добыто 7,2 млн тонн сырья. Доля топливно-энергетического комплекса в добавленной стоимости составила 35 процентов. Основой нефтегазового комплекса является нефтедобыча. Нефть добывается на территории 22 муниципальных районов Республики Татарстан. В Татарстане «Татнефть» ведет добычу на 70 нефтяных месторождениях. Среди них одно из крупнейших в мире – Ромашкинское, на долю которого приходится более половины от общего объема добычи нефти по компании.

Открытое акционерное общество «Татнефть» является вертикально интегрированной нефтяной компанией – одной из крупнейших в нефтегазохимической отрасли Республики Татарстан. Занимает ведущее место среди российских нефтяных компаний. Нефтедобывающая отрасль Республики Татарстан представлена ПАО «Татнефть», на долю которого приходится порядка 80 процентов добываемой в республике нефти. Компания занимает пятое место в Российской Федерации по добыче нефти, а по объему подтвержденных запасов – 21-е место в мире. Ежегодный объем добычи нефти компанией составляет более 36 млн т

В состав компании входят: нефте и газодобывающие подразделения, нефтегазоперерабатывающие и нефтехимические предприятия, организации, реализующие нефть, продукты нефтепереработки и нефтехимии, а также предприятия бурового и нефтяного сервиса.



Рис. 2. Доходы компании за 2018 г.

Доказанные, вероятные и возможные запасы нефти ОАО «Татнефть» по оценке независимой фирмы «Миллер энд Ленц» составляют 1192,5 млн т «Татнефть» уделяет серьезное внимание вопросам охраны окружающей среды и промышленной безопасности. Деятельность компании в этой сфере отвечает требованиям международных стандартов Экологического менеджмента и менеджмента профессионального здоровья и безопасности [7].

Основные активы компании сосредоточены на территории Российской Федерации, бизнес-проекты ведутся на внутреннем и зарубежном рынках.

В 2018 году была разработана стратегия развития ТЭК РТ до 2030 года. Реализация Стратегии компании предусматривает аспекты устойчивого роста и обеспечение благоприятных экономических и социальных условий развития бизнеса путем максимально эффективного использования всех видов ресурсов и создания ценности для заинтересованных сторон на каждом этапе деятельности.

Ключевой задачей компании является обеспечение максимально эффективной монетизации запасов и направление полученной прибыли на создание новых перспективных точек роста стоимости, которые способствовали бы сохранению устойчивого положения и доходности компании до 2030 года.

Последовательные программные действия компании позволяют обеспечивать рентабельность добычи нефти и газа, поддерживать высокий уровень обеспеченности углеводородными ресурсами, эффективно развивать собственную нефтепереработку и нефтехимию, а также наращивать инновационный потенциал и внедрять прогрессивные цифровые решения для создания надежного технологического базиса компании.

Дальнейшее развитие нефтедобычи на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, связано с решением задач повышения нефтеизвлечения запасов нефти; обеспечения ввода в активную разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Широкое применение осваиваемых нефтяными компаниями Татарстана технологий горизонтального бурения (горизонтальные скважины, разветвленные горизонтальные скважины, боковые стволы), бурения скважин по уплотненной сетке, одновременно-раздельной эксплуатации скважин и тепловых методов позволяют эффективно наращивать добычу нефти. На малоэффективных месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти необходимо применять совершенно новые подходы к разработке.

Литература

1. Академик Иван Михайлович Губкин (1871 – 1939), М.: Изд-во. «Нефть и Газ» РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина, 2000 г. С. 57.
2. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2019. – 324 с.
3. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. (под ред. проф. Р.Х. Муслимова). Том 1. Казань: Изд-во. «Фэн», 2007 г. С. 7.
4. Журнал «Нефть и жизнь». № 4 (120). 2018. 52 с. (под ред. Ибрагимова Н.Г.)
5. «Три миллиарда. История». М.: Изд-во. «Закон и порядок», 2007 г. (под ред. Гарифуллиной С.А.)
6. www.tatneft.ru – офиц. сайт ПАО «Татнефть».
7. Годовой отчет публичного акционерного общества «Татнефть» за 2018 год, утвержден Годовым общим собранием акционеров ПАО «Татнефть», 21 июня 2019 года, протокол № 29 от 25.06.2019. 283 с.

ПРОБЛЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Н.В. Самсоненко¹, А.С. Эльдарханов²¹РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, ²НЦ «Новейшие материалы и технологии, г. Москва.

Аннотация. Крепление скважин является важнейшим, завершающим этапом совместной деятельности ряда сервисных компаний при бурении. Один из ключевых стратегических рисков, связанных с цементированием – значительное обводнение эксплуатационных скважин во времени с последующим ухудшением их производственных показателей, что приводит к большим потерям продукции, к экологическим проблемам и соответствующему недополучению прибыли. В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко применяются тампонажные смеси, которые не обеспечивают необходимой герметичности заколонных и межколонных пространств и надежного разобщения пластов. Использование новых, запатентованных нами порошкообразных эрозионных буферных, расширяющихся тампонажных смесей и технологий их применения позволит исключить возникновение разнообразных осложнений процесса цементирования скважин в разных, в том числе сложных горно-геологических условиях.

Ключевые слова: осложнения процесса цементирования скважин, расширяющиеся тампонажные смеси, аэрированный тампонажный раствор, технология цементирования обсадных колонн, тампонажные цементы, крепление скважин, сухие смеси для цементирования нефтегазовых скважин, межпластовые перетоки флюидов, заколонные проявления.

Падение мировых цен на нефть, которое предсказывали многие специалисты отрасли еще в 2012–2013-х годах, сделало в настоящее время весьма актуальными вопросы снижения ее себестоимости за счет повышения эффективности извлечения и уменьшения затрат на всех этапах: разведки, бурения и крепления скважин, добычи, транспортировки, переработки, решения проблем экологии. Это особенно значимо, когда цены на нефть резко ушли вниз.

В литературе приводятся статистические данные о состоянии дел по рассматриваемым проблемам. На профильных конференциях обсуждаются эти вопросы, много конкретных предложений от ученых и специалистов, **но реальных шагов по их реализации нет** или они очень медленные. Очевидно, что вопросы внедрения в производство новых технологий не только чисто технические или экономические, но и политические. Они требуют существенных налоговых и нормативно-правовых изменений.

Крепление скважин является важнейшим, невоспроизводимым, завершающим этапом совместной деятельности ряда сервисных компаний при бурении нефтегазовых скважин. Некачественное крепление приводит к появлению дефектных скважин, что практически обесценивает результаты труда многих производственных предприятий, участвующих в строительстве объектов системы обустройства месторождений.

Отсутствие профессионального контроля качества выполнения операций на каждом этапе приводит к многомиллионным в последующим затратам на ликвидацию осложнений, аварий, к потерям времени и огромных средств, а самое главное – к существенному снижению эффективности производства.

Одним из обязательных технологических процессов крепления скважин является цементирование, которое предназначено для решения следующих основных задач: обеспечение безопасной и долговременной эксплуатации скважин; надежная герметизация заколонных и межколонных пространств.

Решение первой задачи в основном предполагает сохранение устойчивости стволов скважин при долговременной их эксплуатации. Решение второй задачи обеспечивает предотвращение разнообразных осложнений процесса цементирования, а именно: межпластовых перетоков между разوناпорными пластами, негерметичности обсадных (прежде всего эксплуатационных) колонн при опрессовках, межколонных давлений, заколонных проявлений и др.

Связанная с этим важнейшая проблема низкой эффективности добычи в России – **высокая обводненность** скважин, которая приводит к значительным пустым затратам на подъем воды, а затем и ее закачку. Уменьшение обводненности весьма значимо экономически: при обводненности 85% (средней по РФ) вместе с 1 т нефти поднимается еще 6 куб. м воды. При обводненности 75% уже будет подниматься только 3 куб. м воды, что при годовой добыче в России 500 млн т даст экономию (для бесполезного выкачивания, а затем сепарации и закачивания обратно) 1,5 млрд куб. м воды. Снижение обводненности хотя бы до среднемирового уровня 75% даст экономию 2 млрд USD/год [1].

До сих пор инновационная разработка российских ученых – порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси, которая практически исключает межпластовые перетоки, не получила широкого практического применения. При этом сегодня не существует иного более простого, надежного и эффективного способа устранения разнообразных осложнений при цементировании нефтегазовых и других скважин в разных горно-геологических условиях. При массовом строительстве наклонно-направленных скважин, скважин с горизонтальными секциями в продуктивных пластах, многоствольных и многозабойных скважин с повсеместным использованием гидроразрыва пластов – основные задачи цементирования обсадных колонн вне продуктивных пластов остаются неизменными. В интервалах продуктивных пластов задачи герметизации заколонных пространств могут решаться и без использования цементирования, а именно: при использовании открытого забоя и с применением нецемен-

тируемых компоновок. По данным [1] объем российского рынка цементирования оценивается в 58–60 млрд руб. в год. Из них примерно 55% приходится на вторичное цементирование, которое в основном применяется при проведении КРС и при подготовке к ГРП. При этом абсолютное большинство ремонтно-изоляционных работ (РИР) разнообразных видов осуществляется с использованием цементирования. Для РИР характерен высокий уровень технологической сложности, т.к. проведение работ осуществляется в условиях дефицита надежной информации по скважинам и как закономерный результат – низкий уровень успешности работ. Отличительной особенностью цементирования является поступательное технологическое развитие при отсутствии прорывных и революционных технологических решений. Ключевым фактором, за счет которого достигается повышение конкурентоспособности и рентабельности цементирования, является разработка и применение тампонажных смесей. А по остальным факторам – цементирующее оборудование, программное обеспечение, оснастка цементируемых колонн и др. технологическое превосходство – ярко выражено у международных сервисных компаний, в т.ч. в разработках для применения на шельфе морей и в особо сложных горно-геологических условиях [1]. В настоящее время для цементирования разных обсадных колонн широко, а практически повсеместно, применяются облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с разнообразными расширяющими добавками. Вышеуказанные тампонажные смеси при гидратации позволяют целенаправленно формировать составные столбы тампонажных растворов в заколонных и межколонных пространствах скважин. При этом облегченные тампонажные растворы преимущественно применяются вне интервалов продуктивных пластов, что значительно упрощает процесс цементирования при сохранении сплошности составного столба в заколонном и межколонном пространствах. Использование данных тампонажных растворов имеет давнюю историю, но поступательное совершенствование компонентных составов и технологий привело к росту их применения до того уровня, когда они стали наиболее востребованы при первичном цементировании и в большинстве иных процессах цементирования. Утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси, в том числе с расширяющими добавками, образующие при гидратации утяжеленные и нормальной плотности тампонажные растворы, применяются в интервалах продуктивных пластов для повышения герметичности разобщения последних. Важность технологии цементирования с последовательным применением облегченных, утяжеленных либо нормальной плотности тампонажных растворов-камней состоит в том, что она защищает рынок цементирования от потери части спроса через замещение пакерным оборудованием. Несмотря на широкое, а практически повсеместное применение, известные облегченные, утяжеленные и нормальной плотности тампонажные смеси даже с расширяющими добавками имеют существенные недостатки, поскольку при гидратации в процессе цементирования образуют седиментационно- и суффозионно-неустойчивые тампонажные растворы с повышенным водоотделением даже при сложной химической обработке жидкостей затворения, а при твердении – камни с величиной объемной усадки до 5–7% и более. Повышенную объемную усадку тампонажных камней обеспечивают используемые в смесях и растворах минеральные компоненты, разнообразные химические реагенты и электролиты с повышенными дозировками, армирующие компоненты, высокие давления и температуры, которые полностью устраняют действие расширяющих добавок [2]. В российской нефтяной отрасли отдельный сервис применяется все шире и становится отраслевым стандартом у тех нефтяных компаний, которые имеют в своем составе сервисные предприятия. В рамках этой практики услуги цементирования контрактуются отдельно, что, с одной стороны, создает дополнительные возможности для более широкого круга поставщиков сервисных услуг, а с другой стороны – усиливает конкуренцию и приводит к снижению закупочных цен на сервисные услуги. Но тендерная практика нефтяных компаний в значительной степени нацелена на получение у поставщиков сервисных услуг наиболее низкой цены, что неизбежно приводит к серьезной потере качества работ в случае демпинга с ценой ниже себестоимости. В настоящее время как интересы, так и результаты коммерческих отношений заказчиков и подрядчиков значительно разбалансированы. У заказчиков риски связаны с последствиями некачественного цементирования, которые проявляются в основном после сдачи скважин в эксплуатацию, т.е. когда договорные отношения завершены и оплата сервисных услуг произведена. У подрядчиков риски связаны с частичным либо полным неполучением оплаты, а также с задержкой платежа вследствие претензий заказчика по качеству произведенных подрядчиком работ. Следует отметить, что требования и показатели, используемые в контрактах для оценки качества работ, являются адекватными требованиям и рискам, относящимся к строительству скважин, но не соотносятся с рисками на этапах освоения и эксплуатации скважин. При интенсификации добычи (ГРП, кислотные обработки и др.) фактические параметры могут выходить за рамки требуемых значений, приводя к разрушению тампонажного камня и потере герметичности заколонных пространств. После ввода скважин в эксплуатацию подрядчики не обладают информацией о качестве проведенных ими работах по цементированию обсадных (прежде всего эксплуатационных) колонн, динамике дебита, сроках начала обводнений и их интенсивностях, объемах и частоте проведения РИР, особенно на начальных этапах эксплуатации. А отсутствие взаимодействия между заказчиками и подрядчиками по поводу работы введенных в эксплуатацию скважин исключает необходимость у подрядчиков совершенствовать технологии и разрабатывать эффективные для конкретных условий заказчиков решения. В результате, сервисные компании остаются без финансовых средств и мотиваций к совершенствованию технологий, а заказчики – без необходимого качества услуг, что переносит их потенциальные потери на неопределенный срок в будущее.

Таким образом, незнание (или игнорирование) руководителями нефтяных компаний современных российских технологий, инертность в принятии решений по отказу от устаревших, малоэффективных традиционных

решений, а также отсутствие стимулов, материальных и финансовых ресурсов для технологического развития российских поставщиков услуг по цементированию скважин негативно отражается на компаниях-заказчиках, которые в значительной мере зависят от качества разработок поставщиков услуг – оборудования и материалов. В отличие от российских поставщиков услуг по цементированию, зарубежные сервисные компании за счет значительных финансовых вложений в НИОКР в полной мере обладают передовыми разработками технологий и оборудования. Однако расчет на применение их передовых технологий и оборудования сталкивается с ограничениями из-за высокого уровня цен, а также политических рисков – вероятности санкций. Кроме того, недостаточное технологическое развитие российских поставщиков услуг по цементированию приводит к конкурентному преимуществу зарубежных компаний даже при высоких ценах на их услуги, они активно внедряют самые современные технические и технологические решения в нефтедобыче. Они постоянно совершенствуют их, а мы – постоянно их только догоняем. А ведь в **Программе «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (ЭСР-2030)** указывается, что «...**энергетическая безопасность является одной из важнейших составляющих национальной безопасности страны** и стратегической целью государства является максимально рациональное использование энергетических ресурсов страны» [3].

В качестве примера, характеризующего состояние эксплуатационного фонда скважин, можно использовать оценку, сформированную в «Сургутнефтегаз» на период конца прошлого десятилетия: доля скважин с серьезными нарушениями герметичности, имеющими значимые последствия для производственных показателей, составляла от 40 до 80% по разным подразделениям. Ярким примером того, насколько высоки могут быть финансовые и иные потери подрядчиков и заказчиков, связанные с негерметичностью скважин, является и авария на буровой платформе Deepwater Horizon. По данным специалистов, размер полного финансового ущерба для компании ВР превысил размер экономии, имевшей место при цементировании, не менее чем в 500 раз. На основе данных и оценок по добыче из новых скважин потери (упущенный доход) от роста обводненности, из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств, в масштабах российской нефтедобычи составляет не менее 15 млрд руб. в год, что соответствует примерно половине объема рынка первичного цементирования [1]. На старых скважинах потери из-за негерметичности заколонных и межколонных пространств проявляются осложнениями и авариями, сокращением сроков эксплуатации скважин, большим числом РИР (при традиционно низком уровне их успешности), снижением эффективности поддержания пластового давления и т.п. На сегодняшний день рынок цементирования представляет собой массовые стандартизированные услуги с высококонкурентной средой поставщиков, которые имеют достаточно ровный уровень технического и технологического оснащения. При этом технологические новации, являющиеся ключевым фактором конкурентоспособности поставщиков, создают краткосрочные преимущества последним. Это определяет важность постоянного, планомерного технологического развития компаний – поставщиков услуг, т.к. разработка новых технологий цементирования для российской нефтяной отрасли, как и в остальном мире, является основным делом последних. К современным новым технологическим решениям следует отнести разработку и внедрение расширяющихся тампонажных смесей заводского производства либо изготовление в цехах сухих смесей тампонажных предприятий, имеющих серьезные рыночные перспективы. Это порошкообразные эрозионные буферные смеси (ПЭБС) и порошкообразные расширяющиеся тампонажные смеси (ПРТС) [4–6]. Важным достоинством вышеуказанных смесей является то, что в процессе гидратации, при указанных лабораторией водосмесевых отношениях, образуются аэрированные гидрогелевые облегченные эрозионные буферные и тампонажные растворы, а также тампонажные растворы нормальной плотности с большой величиной объемного расширения (до 10% и более). Повышение качества цементирования всех обсадных колонн в разных горно-геологических условиях можно обеспечить только за счет улучшения подготовки заколонных и межколонных пространств к замещению тампонажными растворами, существенного понижения гидродинамических и гидростатических давлений на поглощающие пласты и пристволенной кольматации их мельчайшими пузырьками воздуха, возникающими при повышенной гидродинамической активации (перемешивании в осреднительной емкости) аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности. Аэрированные гидрогелевые облегченные и нормальной плотности тампонажные растворы составных столбов в процессе твердения образуют тампонажные камни с большой величиной объемного расширения, создающие напряженные контакты со всеми горными породами и обсадными колоннами в заколонных и межколонных пространствах, [4, 7]. Таким образом, существенное повышение качества первичного цементирования скважин можно обеспечить только с использованием расширяющихся тампонажных смесей (ПЭБС и ТПРД), образующих при твердении аэрированные облегченные и нормальной плотности камни с большой величиной объемного расширения (до 10% и более) и создающие преимущественно сплошной контакт как с колоннами, так и с породами. При последовательном применении вышеуказанных аэрированных гидрогелевых облегченных эрозионных буферных и тампонажных растворов, а также аэрированных гидрогелевых тампонажных растворов нормальной плотности достигается существенное упрощение процессов цементирования разных обсадных колонн при сохранении сплошности тампонажных растворов-камней в заколонных и межколонных пространствах.

Литература

1. Гнибидин В.Н., Рудницкий С.В. Цементирование: Рынок под давлением/ ROGTEC. 2019. С.24–43.
2. Самсоненко Н.В., Симонянц С.Л. Инновационные смеси и технологии первичного цементирования скважин//Монография. М.: МАКС Пресс., 2018. 296 с.
3. Эльдарханов А.С., Хавкин А.Я. Современные государственные задачи нефтедобычи. Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы международной НПК. Казань, 2–3 сентября 2015 г. Казань: «ФЭН». 2015. С. 56–60.
4. Самсоненко Н.В. Расширяющийся тампонажный материал с регулируемой плотностью раствора/Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др.// Патент РФ №2401292, опубл. 10.10.2010. Бюл. № 28.
5. Самсоненко А.В. Сухая смесь для буферного раствора/А.В.Самсоненко, Н.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др.// Патент РФ №2324721, опубл.20.05.2008. Бюл. № 14.
6. Самсоненко Н.В. Способ цементирования скважин/Н.В. Самсоненко, А.В. Самсоненко, И.В. Самсоненко и др.// Патент РФ №2369722, опубл. 2009. Бюл. № 28.
7. Эльдарханов А.С., Самсоненко Н.В., Абрамов В.О. Разработка комплексной инновационной технологии заканчивания нефтегазовых скважин// Материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. 2016. Том. С.117–120.

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

О.Н. Сарданашвили, Ю.Г. Богаткина

Институт проблем нефти и газа РАН г. Москва, o.sardan@mail.ru

Целью внедрения новых технологий бурения нефтяных и газовых скважин является снижение себестоимости буровых работ и увеличение прибыли компании.

Рост эффективности при сокращении аварий и осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин обусловлен следующими факторами:

- уменьшением общей длительности простоев бурового оборудования, что обеспечивает предприятию получение дополнительного дохода;
- общим увеличением фактического физического ресурса оборудования;
- снижением общего ущерба, обусловленного нарушениями процесса бурения.

В рамках выполнения работ Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» в ИПНГ РАН была разработана высокопроизводительная автоматизированная система предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ. Внедрение этой системы позволит снизить число аварий и осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин не менее, чем на 30% [1, 3]. Соответственно будет повышаться и технико-экономическая эффективность освоения и разработки месторождений углеводородов.

В соответствие с нормативными документами основным показателем технико-экономической эффективности освоения и разработки месторождений углеводородов является чистый дисконтированный доход. Однако в этом документе представлены только основные технико-экономические показатели эффективности без указания конкретных методов их расчета.

Для обоснования и расчета основных показателей технико-экономической эффективности разработки месторождений природных углеводородов была разработана экономическая методика оценки промышленного освоения запасов на основе динамического моделирования [2]. Данная методика позволяет учесть затраты на освоение и разработку месторождений углеводородов, в том числе и при внедрении систем предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин.

На основе этой методики определяются следующие технико-экономические показатели:

- поток денежной наличности;
- чистый дисконтированный доход;
- экономический эффект.

Поток денежной наличности – это разница между выручкой от реализации продукции и затратами на освоение и разработку месторождения, включающими налоги (CF_t), и рассчитывается по следующей формуле [1]:

$$CF_t = V_t - (3\kappa_t + 3\epsilon p_t - A_t^n) - \text{Ннал}_t, \quad (1)$$

где

V_t – выручка от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках, млн руб.;

Z_k – полные капитальные вложения, млн руб.;

$Z_{эр}$ – полные эксплуатационные расходы, млн руб.;

A^n – амортизация, млн руб.;

$N_{нал}$ – налоговые отчисления и платежи, не входящие в состав себестоимости, млн руб.

Выручка от реализации продукции рассчитывается по следующей формуле:

$$V_i = Q_{ni} * A1 * Ц1 + Q_{gi} * A2 * Ц2 + Q_{gi} * Ц3, \quad (2)$$

где

Q_{ni} – добыча нефти, тыс.т;

Q_{gi} – добыча газа, тыс.м³;

$A1$ – доля реализации нефти на внешнем рынке, д.ед.;

$Ц1$ – цена реализации нефти на внешнем рынке, руб./т

$A2$ – доля реализации нефти на внутреннем рынке, д.ед

$Ц2$ – цена реализации нефти на внешнем рынке, руб./т

$Ц3$ – цена реализации газа на внутреннем рынке, руб./тыс.м³

Основным технико-экономическим критерием является чистый дисконтированный доход (ЧДД), который рассчитывается на основе величины потока денежной наличности. Он является разницей между дисконтированной выручкой и дисконтированными затратами на разработку месторождения, включающими налоги, и рассчитывается по следующей формуле [3]:

$$ЧДД_i = CF_i * (1/(1+E))^t, \quad (3)$$

где

CF_i – поток денежной наличности (чистый доход), млн руб.;

E – норма дисконта, ед.

Экономический эффект ($\mathcal{E}_{эфф3}$) рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{эфф3} = (1 - ЧДД_2 / ЧДД_1) * 100\%, \quad (4)$$

где

$ЧДД_1$ – значение чистого дисконтированного дохода по новому варианту; $ЧДД_2$ – значение чистого дисконтированного дохода по базовому варианту.

Все показатели, необходимые для расчета технико-экономических показателей эффективности определяются на основе методики динамического моделирования основных технико-экономических показателей по экономической оценке эффективности разработки месторождений [1,2].

Расчет капитальных вложений (Z_k) производится по трем основным направлениям затрат[4]:

- бурение скважин и геолого-технические мероприятия (ГТМ);
- оборудование, не входящее в сметы строок;
- нефтепромысловое обустройство.

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Z_k = Z_{kb_i} + Z_{кобнс_i} + Z_{коб_r}, \quad (5)$$

где

Z_{kb_i} – капитальные вложения в бурение скважин и геолого-технические мероприятия (ГТМ);

$Z_{кобнс_r}$ – капитальные вложения в оборудование, не входящее в сметы строок;

$Z_{коб_i}$ – капитальные вложения в нефтепромысловое обустройство.

Расчет капитальных вложений в бурение скважин и ГТМ (Z_{kb_i}) проводится с учетом бурения следующих типов скважин:

- нефтяных скважин;
- нагнетательных скважин;
- газонагнетательных скважин;
- резервных скважин.

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Z_{kb_i} = Z_{кбд_i} + Z_{кбн_i} + Z_{кбгн_i} + Z_{кбр_i}, \quad (6)$$

где

$Z_{кбд_i}$ – капитальные автоматизированные вложения в бурение и ГТМ нефтяных скважин;

$Z_{кбн_i}$ – капитальные вложения в бурение нагнетательных скважин;

$Z_{кбгн_i}$ – капитальные вложения в бурение газонагнетательных скважин;

$Z_{кбр_i}$ – капитальные вложения резервных скважин.

Капитальные вложения в оборудование, не входящие в сметы строок ($Z_{кобнс_r}$), рассчитываются отдельно для буровых организаций и предприятий нефтедобычи, а также через коэффициент стоимости оборудования, не

входящий сметы строек прочих организаций.

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Зкобнс_i = (Зкобб_i + Зкобд_i) * Кобп, \quad (7)$$

где

Зкобб_i – капитальные вложения в оборудование для буровых организаций;

Зкобд_i – капитальные вложения в оборудование предприятий нефтедобычи;

Кобп – коэффициент для учета стоимости оборудования, не входящего в сметы строек прочих организаций.

Капитальные вложения в объекты нефтепромыслового обустройства (Зкоб) включают затраты (млн руб.):

- в оборудование скважин под эксплуатацию по способам добычи (Зкобор_i);
- комплекс сбора и транспорта нефти и газа (Зкст_i);
- подготовку нефти (Зкп_i);
- объекты очистки и утилизации сточных вод (Зкск_i);
- поддержание пластового давления (Зкпд_i) с закачкой воды (газа, водогазовой смеси и других рабочих агентов);

• в строительство объектов общепромыслового назначения (Зкпр_i) включаются затраты на внутрипромысловые дороги и подъезды к кустам скважин, строительство баз, сооружение линий электропередач и подстанций, объекты автоматизации и телемеханизации, объекты промводоснабжения и канализации, а также резерв затрат в другие неучтенные объекты и работы.

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Зкоб_i = Зкобор_i + Зкст_i + Зкп_i + Зкск_i + Зкпд_i + Зкпр_i, \quad (8)$$

Годовые эксплуатационные затраты (Зэ_г) на разработку месторождения включают в себя:

- условно-постоянные (Зэ);
- условно-переменные расходы (З'э);
- амортизацию (А^н);
- налоговые отчисления в составе себестоимости (Нал).

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Зэ_{гт} = Зэ_{гт} + З'э_{гт} + А^n + Нал_i \quad (9)$$

Условно постоянные эксплуатационные расходы Зэ_г включают в себя (млн руб.):

- затраты на капитальный ремонт скважин и прочих основных средств Закр_i исходя из среднегодового количества действующих скважин добывающих и нагнетательных (Закр_i);
- затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала Ззп_г, основная и дополнительная, с учетом соотношения способов эксплуатации, включая отчисления на социальное страхование исходя из среднегодового количества действующих добывающих скважин (Ззп_г);
- затраты по прочим эксплуатационным расходам (Ззпр_г) рассчитываются исходя из среднегодового количества действующих добывающих скважин с учетом затрат на ликвидацию аварий (Ззпр_г).

Затраты на внедрение автоматизированной системы предупреждения аварий и осложнений должны быть учтены в этом показателе (Ззпр_г).

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Зэ_{гт} = Зкпр_i + Зум_i + Ззп_i + Ззпр_i \quad (10)$$

Условно-переменные годовые эксплуатационные расходы включают (Зэ'_г) (млн руб.):

- затраты на сбор и внутрипромысловый транспорт нефти и газа, исходя из текущей добычи жидкости (Зтр_г);
- затраты на электроэнергию для механизированной добычи жидкости насосным способом исходя из текущей добычи жидкости насосным способом (Зэнд_г);
- затраты на повышение нефтеизвлечения (Зэзг_г);
- затраты на электроэнергию для подготовки и общепромысловые нужды исходя из текущей добычи нефти (Зэпто_г);
- затраты на освоение природных ресурсов (Зпрр_г).

Расчет проводится по следующей формуле:

$$Зэ'_i = Зтр_i + Зэнд_i + Зэзг_i + Зэпто_i + Зпрр_i \quad (11)$$

На основе этой методики был проведен расчет технико-экономической оценки эффективности освоения

и разработки Мусюршорского месторождения [2] при внедрении автоматизированной системы предупреждения аварий и осложнений в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

По данным проведенных ранее исследований было принято, что сокращение числа аварий при внедрении автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций составляет 30% [1, 3]. За счет этого увеличивается добыча нефти и газа в целом на месторождении, а также сокращаются эксплуатационные расходы. Цены на углеводороды приведены за 2016 г. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1

Технико-экономические показатели разработки Мусюршорского месторождения до и после внедрения автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин

Основные технико-экономические показатели	Условное обозначение показателя	По базовому варианту	По варианту с внедрением автоматизированной системы предотвращения аварий и осложнений
Цена на нефть на внешнем рынке (руб./т)	Ц1	16452	
Цена на нефть на внутреннем рынке (руб./т)	Ц2	7735	
Цена на газ на внутреннем рынке (руб./тыс.м ³)	Ц3	315	
Добыча нефти (тыс.т)	Qн	2153	2545
Добыча газа (млн м ³)	Qг	229	270
Выручка от реализации продукции (млн руб.)	Выр	22363	25718
Капитальные вложения (млн руб.)	Зк	1285	1285
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн руб.)	Зэр	15642	15163
Поток денежной наличности (млн руб.)	CF	1769	2874
Чистый дисконтированный доход (млн руб.)	ЧДД	939	1540
Экономический эффект по величине ЧДД, %	Э _{эфф3}		40

Как видно из расчетов, оценка эффективности освоения и разработки Мусюршорского месторождения показывает, что вариант с внедрением автоматизированной системы экономически рентабелен. Показано, что эксплуатационные затраты с применением автоматизированной системы существенно ниже, чем до ее применения. Это позволяет получить больший доход инвестору. Экономический эффект по величине ЧДД увеличился на 40%.

Доклад подготовлен в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Литература

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. М.: Наука, 2006. 134 с.
2. Павловская А.В. Оценка эффективности научно-технических мероприятий в строительстве нефтяных и газовых скважин [Текст]: учеб. пособие / А.В. Павловская. Ухта: УГТУ, 2009. 112 с.
3. Абу-Абед Ф.Н. Автоматизированная система мониторинга и снабжения объектов нефтегазодобывающей промышленности // Известия ТулГУ. Науки о Земле. 2018. Вып. 1. С. 121–131.

ВЛИЯНИЕ ИНТРУЗИВНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР (НА ПРИМЕРЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)

С.Г. Серов, В.Ю. Керимов

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»,
г. Москва, serovsg@mgri.ru.

Внутренние районы Сибирской платформы в нефтегазгеологическом смысле известны как Лено-Тунгусская нефтегазовая провинция (ЛТНГП) [1]. В южных районах Тунгусской синеклизы и сопряженных с ней на юге структурах (Байкитской антеклизе и Катангской седловине) к числу перспективных в нефтегазгеологическом отношении комплексов относятся рифейские и, как правило, несогласно перекрывающие их верхневендско-нижнекембрийские толщи [2–5 и ссылки там]. В разрезе рифея на некоторых уровнях (в особенности в его верхах) здесь присутствуют высокоуглеродистые толщи [6]. В некоторых случаях породы этих толщ содержат C_{org} до 13,62% [7] и представляют собой нефтематеринские образования. В предпоздневендское время рифейские толщи, в строении которых кроме высокоуглеродистых глинистых пород значительная роль принадлежит карбонатным породам (доломитам, известнякам и мергелям), были выведены на эрозионную поверхность и испытали дезинтегрирование, химическое и физическое выветривание и карстование. Это обусловило их повышенную пористость и трещиноватость, что создает благоприятные условия для возникновения здесь коллекторов трещинно-порового и трещинно-кавернозного типов [4]. Базальные уровни верхневендско-нижнепалеозойского разреза представлены грубозернистыми породами (песчаниками, реже гравелитами и конгломератами) с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. При этом залегающие в самых верхах верхневендской и на нескольких уровнях в нижнекембрийской части разреза соленосные отложения, представляют собой региональные флюидоупоры – породы-покрышки.

Рифейские высокоуглеродистые глинистые породы (нефтематеринские образования), трещиноватые и закарстованные рифейские карбонаты и обломочные породы базальных уровней верхневендско-нижнепалеозойского разреза (породы коллекторы), а также соленосные толщи верхов верхнего венда и низов кембрия (породы-покрышки) в совокупности являются необходимыми элементами ГАУС.

Очевидно, что элементы ГАУС ЛТНГП претерпели воздействие, связанное с магматизмом Сибирского суперплюма. И действительно, тепловой режим, обуславливающий процессы эволюции ГАУС – генерацию, миграцию и аккумуляцию углеводородов, критически зависит от проявлений магматизма, определяющего термическую историю бассейна. При этом тепловой эффект магматизма выражается в очень быстром (фактически мгновенном в геологическом масштабе времени) приросте температур в тех частях бассейна, которые затронуты магматизмом, и последующим медленным перераспределением тепла в окружающие породы. Кроме того, внедрение интрузий обуславливает «уплотнение» вмещающих пород и приводит к скачкообразному увеличению совокупной толщины разреза.

На большей части территории Западно-Сибирской НГП влияние рассматриваемых интрузивных и эффузивных магматических процессов малозначимо, в связи с тем, что основные нефтегазоносные комплексы провинции – это меловая и юрская системы, накопление которых происходило после описываемых в этой статье магматических процессов. Однако нельзя исключать влияние постмагматических процессов на повышение геотемпературного фона недр и на эволюцию ГАУС Приенисейского прогиба на юго-востоке Западной Сибири и западной части Енисей-Хатангского прогиба. Это обуславливается продолжительным влиянием Сибирского суперплюма на тепловой поток в последующие этапы развития.

Техника и технология выполнения 3D бассейнового моделирования и моделирования эволюции ГАУС в районах со сложным геологическим строением описаны в [2, 5]. Для выяснения влияния Сибирского суперплюма на ГАУС ЛТНГП провели 3D бассейновое моделирование для района, расположенного между Енисейским кряжем на западе и меридиональной частью долины верхнего течения р. Подкаменная Тунгуска на востоке и ограниченно с севера 64, а с юга 60 параллелью [8–10].

В моделях по опорному геофизическому профилю «Батолит», где магматические процессы происходили на рубеже пермского и триасового времени (250 млн лет назад). Интрузии проникали в толщи осадочных пород, «раздвигая» их. Благодаря этому в местах прорыва расплавов совокупная толщина чехольного комплекса локально увеличилась на 150–250 м.

Согласно построенным моделям в результате внедрения интрузий образовался аномальный фон температур, который не вернулся к фоновым значениям и по сей день. Этот всплеск притока тепла повлек за собой смещение катагенетической преобразованности органического вещества пород вверх по разрезу и создал условия для генерации углеводородов в верхних отделах рифейской системы (рис 1).

Зоны генерации: 1 – биогенные, низкотемпературные УВ (<0,55); 2 – начало генерации нефти (0,55–0,7); 3 – основная зона генерации нефти (0,7–1,0); 4 – начало генерации газа, остатки нефти (1,0–1,3); 5 – генерация жирного газа (1,3–2,0); 6 – генерация сухого газа (2,0–4,0); 7 – зона генерации безуглеводородных газов (>4,0).

Расчет отражающей способности витринита и температурного влияния интрузий позволил определить закономерности распространения зон нефтегазогенерации на каждый из региональных комплексов (рис. 2). Расчеты показывают, что в результате внедрения интрузий области сохранения жидких УВ значительно сократились как по рифейскому, так и по верхневендско-нижнепалеозойскому НГК. На основе этих представлений о сохранности УВ в различных термобарических условиях были выделены следующие зоны:

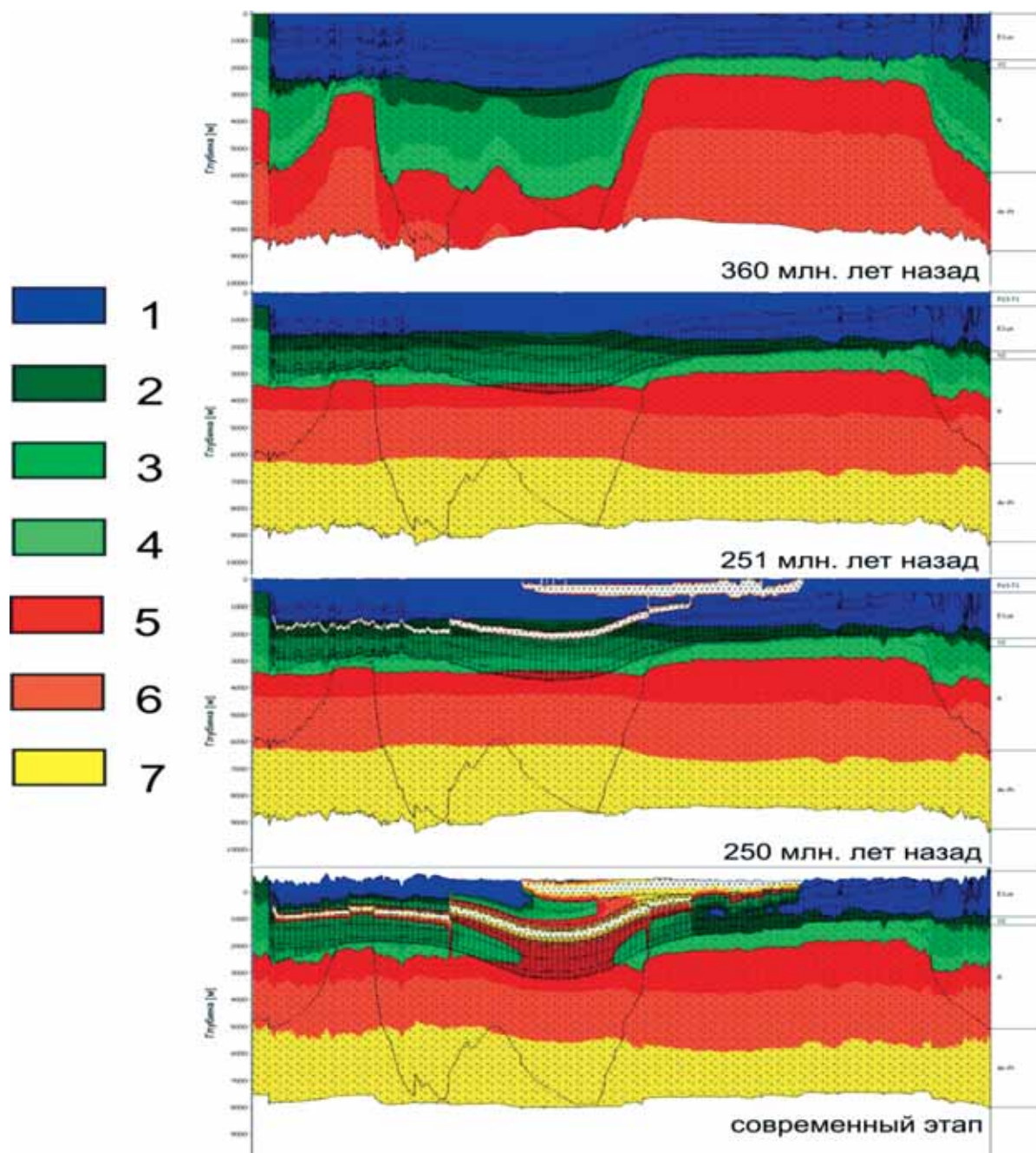


Рис. 1. Модели развития зон генерации УВ по профилю «Батолит»: накануне воздействия Сибирского суперплюма (251 млн лет назад), в период воздействия Сибирского суперплюма (250 млн лет назад), современный этап развития бассейна.

Чисто газовая зона – «жесткие» термобарические условия способствуют повсеместному вторичному крекингу жидких УВ (желтый цвет на карте).

Газоконденсатная зона – зона вторичного крекинга жидких УВ (красный цвет на карте).

Нефтяная зона – зона сохранности жидких УВ (зеленый и синие цвета на карте).

Расчетная отражающая способность витринита, зоны генерации, EasyRo%: 1 – биогенные, низкотемпературные УВ (<0,55); 2 – начало генерации нефти (0,55–0,7); 3 – основная зона генерации нефти (0,7–1,0); 4 – начало генерации газа, остатки нефти (1,0–1,3); 5 – генерация жирного газа (1,3–2,0); 6 – генерация сухого газа (2,0–4,0); 7 – зона генерации безуглеводородных газов (>4,0).

Интрузивные процессы на Сибирской платформе оказали критическое влияние на термальную историю осадочных бассейнов в регионе, на процессы уплотнения, генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Тепловое воздействие раннетриасового интрузивного магматизма оказывало как положительное, так и отрицательное влияние на формирование и эволюцию генерационно-аккумуляционных углеводородных систем в Сибирском регионе.

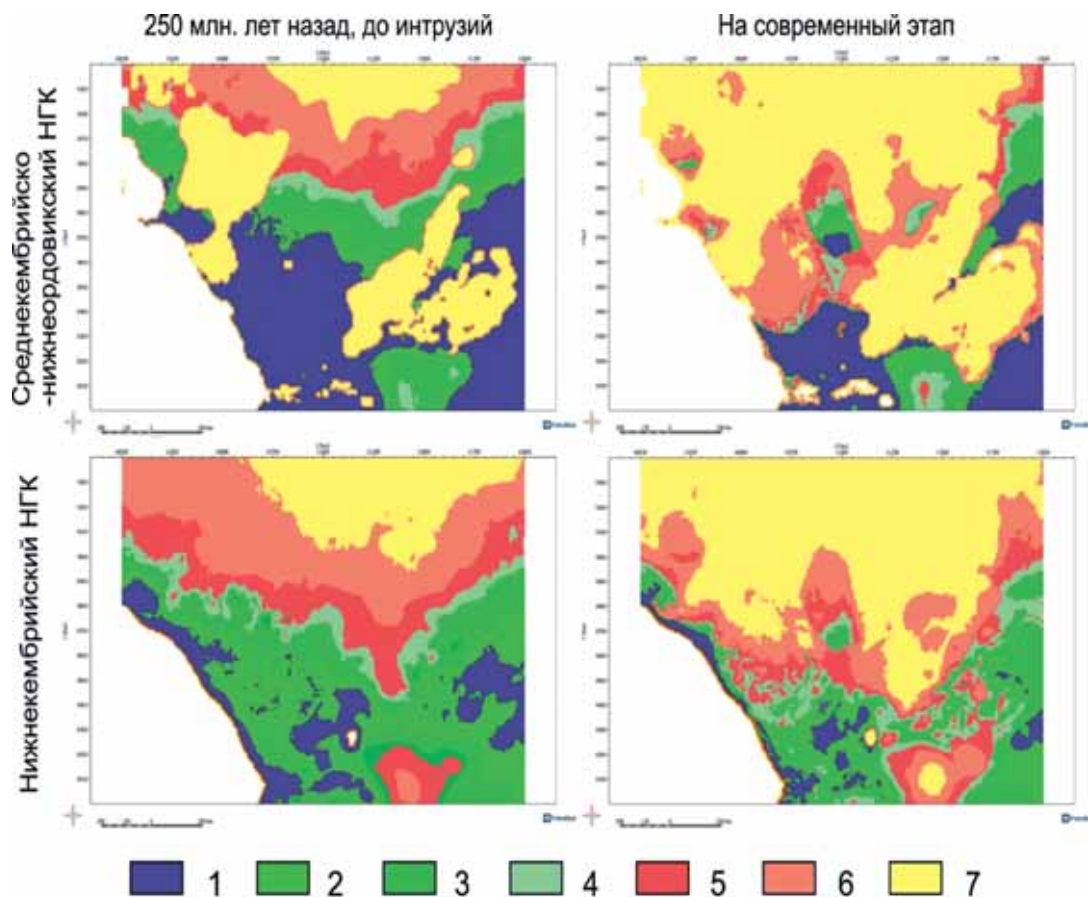


Рис. 2. Карты зон генерации УВ полученные по результатам моделирования.

Литература

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы//Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 8. С. 851–862.
2. Керимов В.Ю., Бондаров А.В., Осипов А.В., Серов С.Г. Эволюция генерационно-аккумуляционных углеводородных систем на территории Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы (Восточная Сибирь)//Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 39–42.
3. Kerimov V.Y., Gordadze G.N., Kuznetsov N.B., Giruts M.V., Serov S.G., Gayduk A.V. Studying hydrocarbons biomarkers from Riphean, Vendian and lower Cambrian rocks of Katanga saddle. В сборнике: Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development 17. 2015. С. 594–598.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. 146 с.
5. Лобусев М.А., Бондарев А.В., Серов С.Г., Кузнецов Н.Б. Влияние магматизма Сибирского суперплюма на нефтегазоносность региона // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 3 (284). С. 56–67.
6. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего – среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 124 с.
7. Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы//Геология нефти и газа. 2009. № 6. С.40–56.
8. Керимов В.Ю., Кузнецов Н.Б., Осипов А.В., Серов С.Г. Новые направления геологоразведочных работ на Сибирской платформе. Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. DOI: 10.3997/2214-4609.201414004. С. 579–583.
9. Шилов Г.Я., Серов С.Г. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Собинского нефтегазоконденсатногелиевого месторождения в связи с обоснованием проведения необходимых объемов геологоразведочных работ // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 3 (288). С. 36–46.
10. Серов С.Г. Особенности геологического строения и нефтегазоносности западной части Сибирской платформы // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2020. № S1. С. 242–249.

МОДЕЛИ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

С.Г. Серов

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г. Москва, serovsg@mgri.ru.

Углеводородный потенциал Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП) [1] по официальным оценкам значительно превышает 50 млрд. т у. т. По оценкам на 2015 год, суммарные начальные разведанные запасы [2,3] газа региона равны 8,8 трлн м³, а жидких углеводородов – менее 1 млрд т. у. т. (извлек.).

В пределах Лено-Тунгусской провинции [4] выделено четыре нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский, верхневендско-нижнекембрийский и кембрийский [5]. Важнейшим среди них является терригенный венд. Главным образом нефтегазоносность данных нефтегазоносных комплексов (НГК) обуславливается наличием нижнекембрийских галогенных флюидоупоров (усольской свиты), представленных несколькими пластами соли с межсольевыми карбонатами [1]. Ярким примером района проведения «активных» геологоразведочных работ (ГРП) является Западная часть Сибирской платформы: территория Байkitской антеклизы и структуры ее северного (Курейская синеклиза) и восточного (Катангская седловина) обрамления (рис. 1).

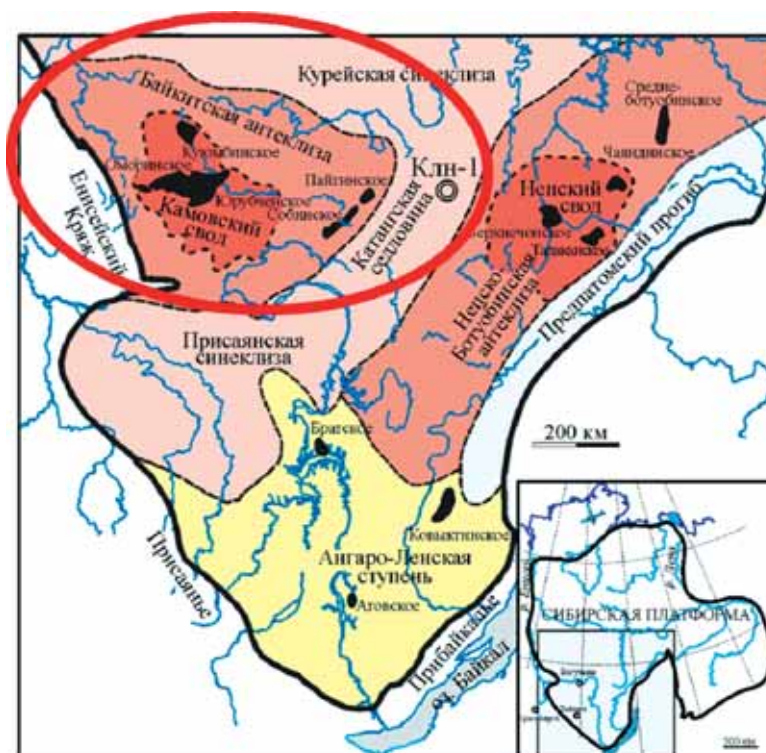


Рис. 1. Основные структурные элементы чехла южной части Сибирской платформы.

Красным кругом определен объект изучения – Западная часть Сибирской платформы: Байkitская антеклиза и ее северное (Курейская синеклиза) и восточное (Катангская седловина) обрамления. Схема составлена на основе материалов (Мельников и др. 2008, Филиппов, Старосельцев, 2009, Howard et al. 2012 и др. [6–12])

Рифейский НГК представлен терригенно-карбонатным отложением. Продуктивные интервалы разреза связаны с карбонатными юрубченской и куюмбинской свитами верхнего рифея, слагаемых доломитизированными известняками с коллекторами порово-каверно-трещинного типа.

Региональной покрывкой для НГК служат глинистые карбонатные породы кровли рифейской толщи. Рифейский комплекс «выпадает из разреза» в наиболее приподнятых частях байkitской антеклизы и полностью отсутствует в пределах соседней Непско-Ботубинской антеклизы. Очевидны колоссальные результаты предвендского перерыва (следствие эрозионных процессов).

Вендский (непско-тирский) НГК распространен в центральных и южных районах провинции. Треть ресурсов углеводородов всей провинции сконцентрирована в вендском комплексе. Распространен в центральных и южных районах провинции. Коллекторами являются разноразмерные песчаники, зональной покрывкой служат аргиллиты и глинистые доломиты тирской свиты, локальными покрывками – глинистые горизонты внутри комплекса. Нефтегазоносность терригенного комплекса установлена на 35 месторождениях, в том числе крупнейших Ковыктинском (Иркутская область), Собинском (Эвенкийский автономный округ), Чаядинском и Тас-Юряхском (Республика Саха).

Верхневендско-нижнекембрийский (даниловско-усольский) НГК представлен кавернозными, трещинова-

тыми доломитами и известняками. Региональным экраном служит соленосная толща у сельской свиты, покрышками – сульфатизированные и глинистые карбонаты. Нефтегазоносность комплекса установлена на 12 месторождениях, в том числе Верхневилучанском, Верхнечонском, Талаканском.

Кембрийский НГК распространен почти на всей территории провинции, за исключением северных районов. Коллекторами являются кавернозные и трещиноватые массивные доломиты и известняки. Региональными покрышками служат соляные пачки внутри комплекса, зональными покрышками – аргиллиты и мергели верхнеленской свиты. Здесь открыты Биркинское, Биль-чирское, Атовское, Христофоровское, Моктаконское, Иреляхское, Тасеевское, Непское, Ченкиямское, Илыгирское и др. месторождения.

В пределах западной части Сибирской платформы открыты 10 месторождений нефти и газа, запасы которых учтены в Государственном балансе (таблица 1).

Месторождения находятся на территории Байkitской НГО: Курумбинское, Юрубчено-Тохомское, Оморинское, Камовское, Шушукское, Борщевское, Исчухское, Ново-Юдоконское и Катангской НГО: Собинское и Пайгинское. На основе нефтегазовой геостатистики стоит отметить, что подавляющее большинство запасов в пределах изучаемого объекта приурочено к рифейскому НГК, что объясняется уникальными запасами нефти Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) в рифейских карбонатных комплексах (рис. 2).

ГРП в пределах Восточно-Сибирской мегапровинции на сегодняшний день характеризуются тенденцией снижения запасов углеводородов открываемых месторождений. Среди открытий преобладают небольшие по запасам месторождения [13–14]. Вместе с тем, в малоизученных районах Восточно-Сибирской мегапровинции можно ожидать выявление значительного числа крупных, до 10–12 крупнейших и гигантских газосодержащих месторождений, несколько сверхгигантских месторождений. Наиболее вероятно открытие месторождений смешанного фазового состояния с преобладанием газовой компоненты.

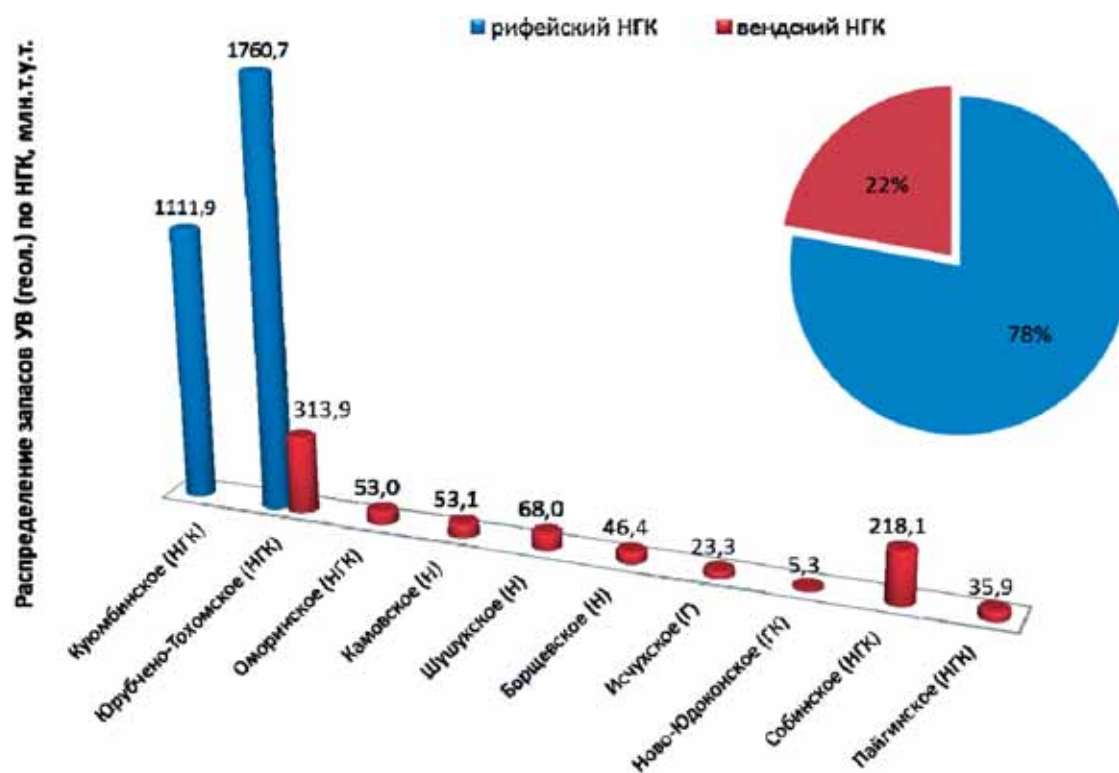


Рис. 2. Распределение запасов (УВ) залежей нефти и газа в пределах западной части Сибирской платформы.

Перспективы новых открытий могут быть связаны с рифейскими, вендскими и кембрийскими комплексами северной части Байkitской антеклизы и Курейской синеклизы. Хочется отметить, что на современном этапе наибольший интерес вызывает проведение ГРП в северных областях Восточной Сибири [15, 16].

Изучаемая территория ранжирована с точки зрения перспектив нефтегазоносности по каждому НГК. Наиболее перспективным районом является центральная часть Байkitской антеклизы, где скопления углеводородов прогнозируются во всех изученных нефтегазоносных комплексах: рифейском, вендском и венд-нижекембрийском. Вероятно открытие средних и мелких по запасам месторождений – спутников Юрубчено-Тохомского и Курумбинского. В пределах Таначи-Моктаконского района возможные открытия связаны с вендским и венд-нижекембрийским НГК. Но перспективы последнего существенно снижены из-за высокого риска разрушения скоплений на большей части территории.

Литература

1. Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С. Сравнительная нефтегазовая геостатистика западно-сибирской и восточно-сибирской мегапровинций // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2014. № 3 (19). С. 33–43.
2. Методическое руководство по количественной и экономической оценке ресурсов нефти, газа и конденсата России. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2000. 189 с.
3. Kuramshin R.M., Osipov A.V., Serov S.G. Classification of hydrocarbons. The results of the first year of implementation. Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. Volume 2017-September, 2017. DOI: 10.3997/2214-4609.201702238.
4. Каламкаргов Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран: Учебник для вузов. М.: ФГУП Изд.: Нефть и газ, 2005. 570 с.
5. Постникова О.В., Фомичева Л.Н., Соловьева Л.В., Пошибаев В.В., Коновальцева Е.С. Природные резервуары рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы: особенности строения и закономерности размещения // Геология нефти и газа. 2010. № 6. С. 54–64.
6. Howard J. P., Bogolepova O.K., Gubanov A.P. The petroleum potential of the Riphean-Vendian succession of southern // Geological Society, London, Special Publications. 2012. V. 366. DOI 10.1144/SP366.1.
7. Melnikov N.V., Smirnov E.V., Borovikova L.V., Filiptsov Yu.A., Valchak V.I. Petroleum potential of the Riphean-Vendian Chunya sedimentary basin in the western Siberian platform. Russian Geology and Geophysics. 2008. T. 49. № 3. P. 176–182.
8. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. – 146 с.
9. Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Кн. 2. Азиатская часть России. М.: ВНИГНИ, 2010. 720 с.
10. Конторович А.Э. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции в верхнем протерозое Сибирской платформы / А.Э. Конторович, А.Н. Зосимова, А.А. Конторович и др. // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. № 8. С. 166–195.
11. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 8. С. 851–862.
12. Гутина О.В. Комплексное обоснование стратиграфической схемы рифейских отложений юго-западной части Сибирской платформы (Байкитская, Катангская НГО, Енисейский кряж, Чадобецкое поднятие). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 180 с.
13. Шилов Г.Я., Серов С.Г. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Собинского нефтегазоконденсатно-гелиевого месторождения в связи с обоснованием проведения необходимых объемов геологоразведочных работ // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2017. № 3 (288). С. 36–46.
14. Лобусев М.А., Бондарев А.В., Серов С.Г., Кузнецов Н.Б. Влияние магматизма Сибирского суперплума на нефтегазоносность региона // Труды Российского гос. ун-та нефти и газа им. И.М. Губкина. 2016. № 3 (284). С. 56–67.
14. Gordadze G.N., Kerimov V.Y., et al. Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from late Precambrian and lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian Platform). Geochemistry International, Volume 55, Issue 4, 1 April 2017. P. 360–366, DOI: 10.1134/S0016702917040024.
15. Kerimov V.Y., Kuznetsov N.B., Bondarev A.V., Serov S.G. New directions for petroleum exploration on Siberian Platform. Geomodel 2015. 17-th Scientific-Practical Conference on Oil and Gas. Geological Exploration and Development. 2015. P. 579–583. DOI: 10.3997/2214-4609.201414004.
16. Серов С.Г. Особенности геологического строения и нефтегазоносности западной части Сибирской платформы // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2020. № S1. С. 242–249.

ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ В СИСТЕМЕ «НЕФТЬ-ВОДА» РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ НА ПРИМЕРЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА

О.С. Сотников

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», sotnikov@tatnipi.ru

Введение

Данные об относительных фазовых проницаемостях (ОФП) являются неотъемлемой частью гидродинамических моделей месторождений. От качества данных об ОФП в значительной мере зависит качество модели и, как следствие, качество проектных решений.

На данный момент разработано и активно развивается целое научное направление, посвященное определению ОФП, в рамках которого был разработан целый ряд методик определения данного параметра. В рамках данной работы будут рассмотрены два метода: расчет по кривым капиллярных давлений и экспериментальный метод нестационарной фильтрации. Выбор данных методик для рассмотрения основан на том, что оба метода позволяют получить искомые данные в сравнительно короткий промежуток времени (до недели). Рассмотрим суть обеих методик, их преимущества и недостатки, а также историю их развития.

Метод расчета по кривым капиллярного давления

Метод расчета ОФП по капиллярным кривым был впервые предложен Пурцеллом [1]. В случае определения капиллярного давления дренированием водонасыщенного образца в воздухе, ОФП для смачивающей фазы вычисляется по следующему соотношению:

$$k_{rw} = \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_c)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_c)^2}, \quad (1)$$

где k_{rw} – ОФП для смачивающей фазы, доли ед.;

S_w – текущая водонасыщенность образца, доли ед.;

P_c – капиллярное давление, 10^{-1} МПа;

S_{wi} – остаточная (связанная) водонасыщенность, доли ед.

Аналогично может быть рассчитана ОФП для несмачивающей фазы:

$$k_{rmw} = \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_c)^2}{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_c)^2}, \quad (2)$$

где k_{rmw} – ОФП для несмачивающей фазы, доли ед.

Бурдайн расширил формулы Пурцелла введением так называемых коэффициентов кривизны, которые зависят от величины насыщенности каждой фазы [2]. Формула для расчета ОФП смачивающей фазы будет иметь следующий вид:

$$k_{rw} = (\lambda_{rw})^2 \frac{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_c)^2}{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_c)^2}, \quad (3)$$

где λ_{rw} – отношение коэффициентов кривизны для смачивающей фазы, которое вычисляется следующим образом:

$$\lambda_{rw} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}, \quad (4)$$

По такому же принципу рассчитывается ОФП для несмачивающей фазы:

$$k_{rmw} = (\lambda_{rmw})^2 \frac{\int_{S_{wi}}^1 dS_w / (P_c)^2}{\int_{S_{wi}}^{S_w} dS_w / (P_c)^2}, \quad (5)$$

$$\lambda_{rmw} = \frac{1 - S_w}{1 - S_{wi}}$$

Аналитическое выражение для расчета ОФП по моделям Пурцелла и Бурдайна можно получить только, если капиллярное давление представлено простой аналитической функцией. Кори предложил [3] следующую форму функции для капиллярного давления:

$$1/P_K^2 = C \cdot S_w^*, \quad (6)$$

где C – эмпирический коэффициент;

S_w^* – нормированная водонасыщенность, вычисляемая следующим образом:

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}, \quad (7)$$

Подставляя уравнение (4) в уравнения (3) и (5) модели Бурдайна, получаем так называемую модель Кори для расчета ОФП

$$k_{rw} = (S_w^*)^4, \quad (8a)$$

$$k_{rmw} = (1 - S_w^*)^2 \cdot \left[1 - (S_w^*)^2 \right]. \quad (8b)$$

Очевидным ограничением данной модели является упрощенная аналитическая форма функции капиллярного давления, выражаемая формулой (6). Брукс и Кори модифицировали исходную функцию капиллярного давления [4]:

$$P_K = p_e \cdot (S_w^*)^{-1/\lambda}, \quad (9)$$

где p_e – давление начала вытеснения, 10^{-1} МПа;

λ – коэффициент распределения пор по размерам.

Аналогичным образом, подставляя уравнение (9) в модель Бурдайна, можно получить модель Брукса-Кори:

$$k_{rw} = (S_w^*)^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}}, \quad (10a)$$

$$k_{rmw} = (1 - S_w^*)^2 \cdot \left[1 - (S_w^*)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right]. \quad (10b)$$

Метод нестационарного вытеснения

Способ расчета ОФП по результатам экспериментов по нестационарному вытеснению жидкости газом был впервые предложен Уэллжем. В действительности по этому методу определяются только отношения относительных проницаемостей [5]. Методика проведения опытов по вытеснению жидкости газом сравнительно проста и сводится к следующему. Выбирается сравнительно однородный керн, и определяются его физические свойства: проницаемость, геометрический объем и пористость. Образец монтируется в кернодержателе и на 100% насыщается смачивающей фазой (например, нефтью). С одного конца в керн подается газ, а с другого конца извлекаются газ и нефть. При расчете данных, полученных из этих опытов, должны быть удовлетворены следующие три необходимых условия или предположения. Во-первых, перепад давления, приложенный к керну, должен быть больше некоторой величины, чтобы свести до минимума любые капиллярные концевые эффекты. Во-вторых, газонасыщенность керна можно брать соответствующей среднему давлению в керне, определяемому по формуле:

$$\bar{p} = \frac{p_1 + p_2}{2}, \quad (11)$$

где p_1 – давление на входном конце керна, а p_2 – давление на выходном конце, 10^{-1} МПа. В-третьих, течение должно происходить горизонтально; размеры керна настолько малы, а время опыта настолько непродолжительно, что влияние гравитационных сил пренебрежимо мало.

Если эти три условия удовлетворяются, то в процессе опыта необходимо измерить только два параметра: 1) количество закачанного в керн газа во времени и 2) количество добытой из керна нефти во времени. При постоянстве давлений на входе в керн и на выходе в процессе опыта по этим двум параметрам можно рассчитать отношение ОФП для газа и нефти.

Общий объем закачанного в керн газа, приведенный к среднему давлению, выражается в объемах порового пространства керна и может быть рассчитан по формуле:

$$(G_1)_{on} = \frac{2 \cdot G_1 \cdot p_1}{L \cdot F \cdot \phi \cdot (p_1 + p_2)}, \quad (12)$$

где $(G_1)_{on}$ – объем закачанного газа, выраженный в объемах порового пространства керна, доли ед.; $L \cdot F \cdot \phi$ – объем порового пространства керна, см^3 ; G_1 – объем закачанного газа при давлении p_1 , см^3 .

Средняя газонасыщенность $S_{z,cp}$ может быть подсчитана простым делением объема добытой нефти на общий объем порового пространства керна. Так как значения нагнетаемого газа и отбираемой нефти замеряются во времени, то для каждого момента можно определить $S_{z,cp}$ и соответствующий объем закачанного газа, выраженный в объемах порового пространства керна, и таким образом получить $S_{z,cp}$ как функцию $(G_1)_{on}$. Наклон этой кривой,

представляющий собой долю нефти в потоке, выходящем из керна, в любой момент времени определится следующим выражением:

$$f_n = \frac{d(S_z)_{cp}}{d(G_1)_{on}}, \quad (13)$$

где f_n – доля нефти в потоке, выходящем из керна, доли ед. Отношение ОФП для газа и для нефти может быть рассчитано из выражения:

$$\frac{k_z}{k_n} = \frac{1 - f_n}{f_n \left(\frac{\mu_z}{\mu_n} \right)}, \quad (14)$$

где k_z/k_n – отношение ОФП для газа к ОФП для нефти; μ_z и μ_n – вязкости газа и нефти, мПа·с.

Это отношение ОФП существует при газонасыщенности на выходном конце керна, выражающейся уравнением:

$$(S_z)_2 = (S)_{cp} - (G_1)_{on} \cdot f_n, \quad (15)$$

Решение приведенной системы уравнений дает отношение относительных проницаемостей как функцию насыщенности. Приведенные зависимости также могут быть использованы для расчета процесса вытеснения нефти водой.

Метод Уэлджа был расширен Джонсоном и др. [6] для расчетов ОФП по каждой фазе. Метод JBN заключается в следующем. Во время лабораторного эксперимента происходит непрерывная регистрация объемного расхода нагнетаемой воды q , объема вытесненной нефти V_o , перепад давления в образце ΔP . Средняя водонасыщенность образца выражается следующим соотношением:

$$S_w = S_{wi} + \frac{V_o}{L \cdot F \cdot \varphi}, \quad (16)$$

где S_{wi} – связанная водонасыщенность, доли ед.; F – площадь поперечного сечения образца, см²; L – длина образца керна, см; φ – коэффициент пористости образца, доли ед.

Объем закачанной воды в объемах пор:

$$Q_w = \frac{\sum q}{L \cdot F \cdot \varphi}. \quad (17)$$

Параметр приемистости:

$$\Pi = \frac{q \cdot \mu_o \cdot L}{\Delta P \cdot k_o}, \quad (18)$$

где k_o – проницаемость по нефти при остаточной водонасыщенности, мкм²; μ_o – вязкость нефти, мПа·с.

Значения производных:

$$D_1 = \frac{dS_w}{dQ_w}, \quad (19)$$

$$D_2 = \frac{d \left[\frac{1}{Q_w \cdot \Pi} \right]}{d \left[\frac{1}{Q_w} \right]} \quad (20)$$

$$\text{ОФП по нефти:} \quad k_{ro} = \frac{D_1}{D_2}, \quad (21)$$

$$\text{ОФП по воде:} \quad k_{rw} = \frac{1 - D_1}{D_1} \cdot \frac{\mu_w}{\mu_o} \cdot k_{ro}. \quad (22)$$

Вычисленные значения ОФП относятся к водонасыщенности на выходном конце керна:

$$S_{w2} = S_w - Q_w \cdot D_1. \quad (23)$$

Вычисленные зависимости ОФП от насыщенности нормированы на фазовую проницаемость по нефти при неснижаемой водонасыщенности.

Основным преимуществом метода JBN [6] над методом Уэлджа [5] является возможность расчета ОФП для каждой фазы вместо простого соотношения ОФП. Метод JBN фактически стал стандартным со дня его опубли-

кования. Оба метода основаны на теории Баклея-Левретта и являются решением обратной задачи для дифференциальных уравнений в частных производных, описывающих совместную многофазную фильтрацию в поровом пространстве. Известно, что эти уравнения не решаются аналитически. Поэтому для вывода двух вышеуказанных методов уравнения фильтрации были упрощены путем исключения капиллярных и гравитационных составляющих. Так как капиллярность игнорируется, то необходимо принимать дополнительные меры по исключению капиллярных концевых эффектов при проведении экспериментов (например, искусственно завышая скорость вытеснения). Данное ограничение снимается использованием специальных программных пакетов для обработки результатов фильтрационных экспериментов (Sendra, CYDAREX). В эти программы заложены несколько упрощенные гидродинамические модели многофазной одномерной фильтрации, позволяющие решать прямые и обратные задачи без ограничений.

В рамках данной работы проводится сравнение методов расчета ОФП по модели Брукса-Кори и по методу JBN, так как оба этих метода не требуют дополнительного программного обеспечения и могут быть реализованы стандартными средствами современных табличных процессоров, таких как Microsoft Excel, Libre Office Calc и т.д.

Сравнение методов определения ОФП

На рисунках 1 и 2 приведены результаты определения ОФП на образцах девонского песчаника и турнейского известняка методами Брукса-Кори и JBN. Для этого на одних и тех же образцах были замерены капиллярные давления и проведены эксперименты по нестационарному вытеснению. Для расчета ОФП по модели Брукса-Кори были использованы капиллярные давления, полученные дренированием водонасыщенного образца в воздухе, что является стандартной лабораторной практикой. Эксперименты по вытеснению были проведены с использованием пластовой воды и очищенной дегазированной нефти с месторождения. В экспериментах пластовые условия моделировались по эффективному давлению, пластовой температуре и соотношению вязкостей нефти и воды.

Первое, что обращает на себя внимание – это несоответствие краевых точек кривых ОФП по разным методам. Единственная точка, одинаковая для обеих кривых, – это точка связанной водонасыщенности. Для модели Брукса-Кори краевые точки ОФП равны единице. Этим показывается, что фазовые проницаемости как по смачивающей, так и по несмачивающей фазе равны между собой. Это не соответствует реальному положению вещей и не подтверждается результатами прямого определения. Реальные краевые точки ОФП получаются только в результате экспериментов по вытеснению.

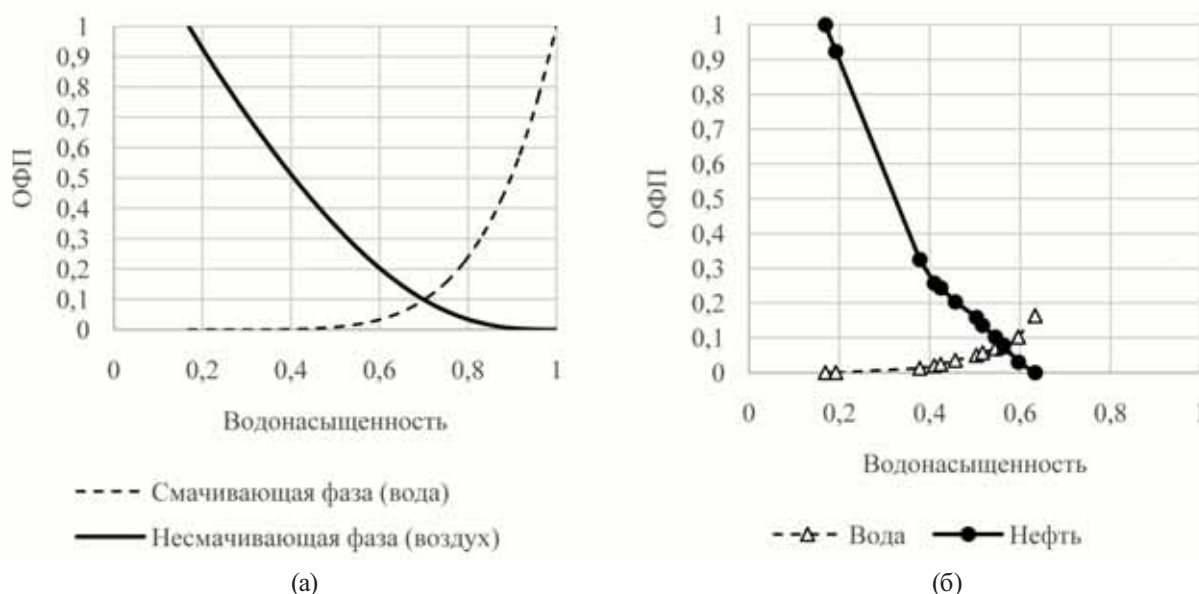


Рис. 1. Результаты определения ОФП методом Брукса-Кори (а) и вытеснению с расчетом методом JBN (б). Образец терригенного коллектора пашийских отложений. Коэффициент пористости – 17,97 %; газопроницаемость – $1064 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Несоответствие правой крайней точки водонасыщенности возникает из-за того, что кривые по капиллярным моделям и методом вытеснения нефти водой получаются определены для разных направлений процесса вытеснения. При определении кривых капиллярного давления более смачивающая фаза (вода) вытесняется менее смачивающей фазой (воздухом), то есть происходит так называемый процесс дренажа. В процессе вытеснения нефти водой наблюдается обратная ситуация – происходит процесс впитывания, т.е. более смачивающая фаза (вода) вытесняет менее смачивающую (нефть). Для ОФП по модели Брукса-Кори максимальная точка водонасыщенности равна 1, так как процесс вытеснения воды воздухом при определении капиллярных давлений начинается при полном насыщении порового пространства образца водой. Эксперимент по вытеснению нефти водой заканчивается на точке остаточной нефтенасыщенности, что дает точку максимальной водонасыщенности меньше единицы. Различие в точках максимальной водонасыщенности особенно значимо для низкопроницаемых карбонатных коллекторов (рис. 2).

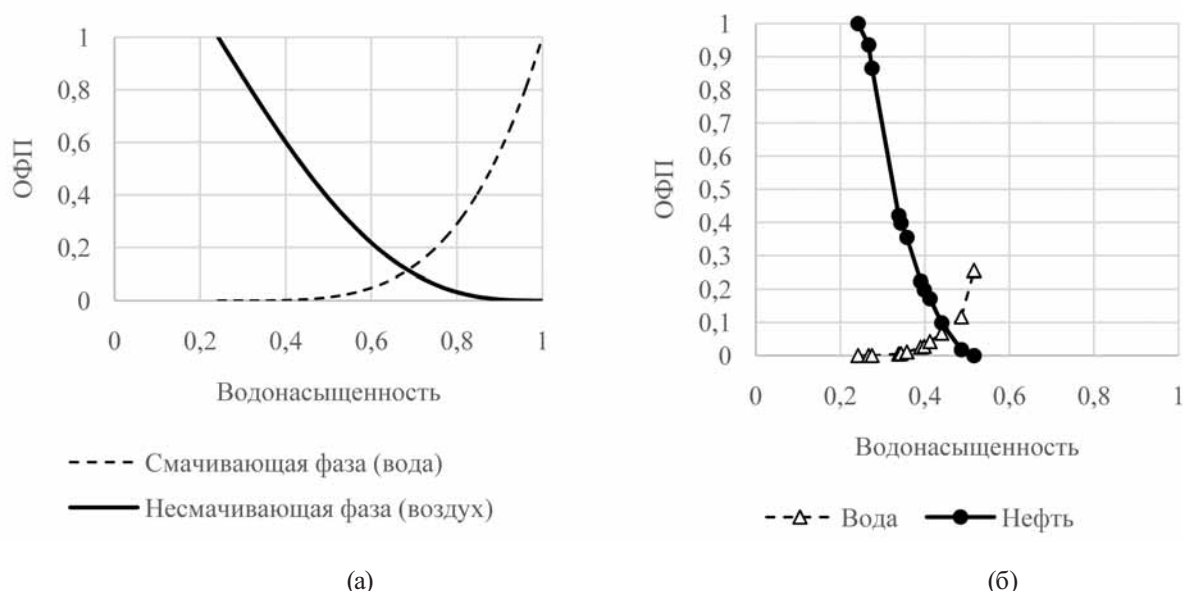


Рис. 2. Результаты определения ОФП методом Брукса-Кори (а) и вытеснению с расчетом методом JBN (б). Образец карбонатного коллектора турнейских отложений. Коэффициент пористости – 13,99%; газопроницаемость – $54,1 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Таким образом, ОФП, рассчитанные только по капиллярным кривым не являются адекватными процессам, происходящим при совместной фильтрации нефти и воды в поровом пространстве. Однако в случае необходимости определения ОФП для коллекторов с низкой проницаемостью метод расчета по капиллярным кривым является чуть ли не единственной возможностью получения ОФП. Как правило, минимальная проницаемость образцов для экспериментов по вытеснению – это $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². При необходимости применения метода расчета по капиллярным кривым нужно обязательно корректировать краевые точки ОФП и точку максимальной водонасыщенности с привлечением дополнительных данных, которые, как правило, получаются при проведении экспериментов по вытеснению по упрощенной программе.

Выводы и предложения

- Во всех случаях, когда возможность, необходимо определять ОФП фильтрационными методами на реальных образцах керна.
- Метод нестационарного вытеснения сочетает в себе оперативность и высокое качество получаемых результатов, поэтому рекомендуется для практического применения.
- Использовать капиллярные модели только в случае пород с проницаемостью ниже $10 \cdot 10^{-3}$ мкм². В случае необходимости применения данного метода обязательно нужно корректировать краевые точки ОФП и точку максимальной водонасыщенности с привлечением дополнительной информации.

Литература

1. Purcell W.R. Capillary pressures – Their measurements using mercury and the calculation of permeability//Сборник АИМЕ. Вып. 186. 1949.
2. Burdine N.T. Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data//Сборник АИМЕ. Вып. 198. 1953.
3. Corey A.T. The interrelation between gas and oil relative permeabilities//Producers Monthly. № 19. 1954.
4. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow//Journal of Irrigation and Drainage Division. № 6. 1966.
5. Welge H.J. Simplified method for computing oil recoveries by gas or water drive//Сборник АИМЕ. Вып. 195. 1952.
6. Johnson E.F., Bossler D.P., Naumann V.O. Calculation of relative permeability from displacement experiments//Сборник АИМЕ. Вып. 216. 1959.

ЦИФРОВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

В.Е. Столяров¹, Н.А. Еремин¹, А.Л. Пахомов²

¹*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г.Москва, bes60@rambler.ru*

²*Компания «Хромос Инжиниринг», г. Москва*

Реализуемая в Российской Федерации государственная программа «Цифровая экономика» предусматривает разработку и внедрение широкого диапазона современных цифровых технологий и оборудования: от нейронных и квантовых до технологий виртуальной и дополненной реальностей, применения искусственного интеллекта и нейросетей; технологий больших данных и элементов робототехники, а также изменение и упрощение нормативного регулирования для формирования технологических заделов и возможности применения интеллектуальных технологий в промышленности. Основным препятствием для реализации сценария по цифровой трансформации нефтегазодобывающей отрасли является высокая зависимость газо-нефтедобывных и перерабатывающих предприятий от современных иностранных технологий, в том числе и в области разработки и применения оборудования непрерывного потокового контроля состава и качества углеводородной продукции в реальном масштабе времени. Наличие значительных объемов уже открытых и доказанных для промышленной разработки запасов газа и нефти позволяет обеспечить потребности не только собственной экономики и населения, но и обеспечить выполнение экспортных контрактных обязательств в длительной перспективе. Имеющаяся сырьевая база, развитая энергетическая инфраструктура и транспортная сеть позволяют прогнозировать сохранение энергетической независимости страны и экспортной доходности нефтегазовой отрасли, а также оптимистично строить прогнозы цифровой трансформации [1] в перспективе.

В настоящее время на основе отечественного оборудования хроматографии имеется возможность обеспечить переход от количественного экспортно-сырьевого сценария развития поставки добываемого сырья к социально ориентированному подходу обеспечения качества и состава добываемой продукции, проводя измерения непосредственно на скважинах и сборных пунктах, обеспечивая таким образом необходимое конкурентное качество поставки в трубопроводную структуру продукции добычи. Такая возможность в сжатые сроки обеспечит смещение приоритетов от экспорта первичных энергоресурсов к возможности поставки продукции другой ценовой категории. Предлагаемый подход позволяет уже в настоящее время обеспечить возможность нефтегазодобывающим обществам при помощи цифрового аналитического оборудования получить арбитражный инструмент, автоматизировать процесс мониторинга получаемой продукции по контрольным точкам на основании превентивного анализа процесса производства и тем самым обеспечить основы цифровой трансформации на основе интеграции технологий потокового контроля качества и реализуемых на месторождениях интеллектуальных систем управления добычей. На основе длительного опыта эксплуатации лабораторных хроматографов в 2015 году компанией «Хромос Инжиниринг» был разработан промышленный газовый хроматограф «Хромос ПГХ-1000», отвечающий современным требованиям и тенденциям в области анализа качества природного газа, позволяющий обеспечить анализ для территориально распределенных технологических объектов и мониторинг состава добываемой продукции добычи.

Хроматограф предназначен для определения компонентного состава природного газа и расчета физико-химических показателей и применяется в узлах коммерческого учета газа, на газонасосных, газоизмерительных, газораспределительных станциях, на предприятиях электроэнергетического сектора. Для решения широкого спектра аналитических задач в 2018 году был разработан потоковый хроматограф общепромышленного назначения «Хромос ПГХ-1000.1» в различных вариантах исполнения, что обеспечивает возможность проведения качественного и количественного анализа различных объектов природного и промышленного происхождения. На основе линейки выпускаемой продукции для обеспечения потокового контроля нефти и газа разработан и выпускается промышленный комплект Лабораторно-информационной Модульной Системы (ЛИМС). Оборудование сочетает высокую степень автономности, экономичность, интеграционные возможности, удобство в обслуживании. Положительными сторонами блочно-модульного применения специализированного аналитического оборудования и создаваемого комплексного решения контроля качества являются и другие преимущества, в том числе:

- центр компетенций и поддержки обустраивается на любом цифровом предприятии удаленно, что позволяет оптимизировать количество экспертов и состав дорогостоящего оборудования, экономить всех видов ресурсов при обеспечении контроля процессов, исходя из фактического состояния парка оборудования;
- появляется возможность минимизировать затраты по обслуживанию и ремонту, оптимизировать состояние неснижаемых запасов ЗИП на складах, обеспечить независимый контроль производителем оборудования состояния парка приборов;
- отсутствует потребность специальной подготовки персонала, так как работы проводятся в постоянном контакте и под контролем экспертов с привлечением «мобильных операторов», не имеющих специальной или экспертной подготовки;
- формируется долгосрочный архив данных и моделей, когда база (матрица) данных сигнализирует о начале процесса «ухода измерения» или процесса от заданных параметров в соответствии с нормативными документами и регламентами работ;

- имеется возможность организации независимого контроля технологического процесса из любой точки мира по сотовому телефону, с использованием средств промышленного интернета и обеспечением информационной и технологической безопасности;
- процесс обеспечивает своевременное информирование об «отклонении» параметров процессов с заданного коридора величин (допусков), что позволяет спланировать действия по корректировке технологических задач и настроек оборудования;
- гарантировано стабильное качество продукта с заданными характеристиками в реальном времени в непрерывном режиме;
- гарантирован беспристрастный контроль на всех стадиях и элементах производства без изменения технологических режимов;
- упрощается система закупки оборудования и процедуры организуются в соответствии с критериями (метрологические характеристики, а не требования).

В процессе эксплуатации была отмечена простота обслуживания, возможность доступа к основным узлам хроматографа и правильность алгоритмов обработки нештатных ситуаций, возможность интеграции прибора с новыми технологиями при создании сложных информационных цифровых комплексов [2]. Модульная схема позволяет легко создавать, а при необходимости адаптировать конфигурацию прибора под конкретную аналитическую задачу заказчика, что снижает его итоговую стоимость. Обеспечена также совместимость протоколов обмена ПО нижнего уровня, что позволяет взаимозаменять устройства прибора при их последующей модернизации, проведении ремонтов. Электронные модули- блок управления, усилители, платы питания, платы управления кранов, установленные на хроматографе в момент его сборки, могут заменяться и дополняться на разработанные вновь, с лучшими характеристиками, что позволяет поддерживать работоспособность различных версий прибора в течение многих лет его эксплуатации. Важной особенностью прибора является применение многопроцессорной модульной схемы в хроматографе и соответственно возможность работы без управляющего компьютера под управлением установленного на встроенный компьютер сертифицированного программного обеспечения (ПО) «Хромос Поток», которое обеспечивает непрерывный процесс контроля работы функциональных узлов хроматографа и обработку хроматографической информации [3].

Обеспечение процесса мониторинга различных технологических процессов с помощью промышленного масс-спектрометра приведено на рис. 1.

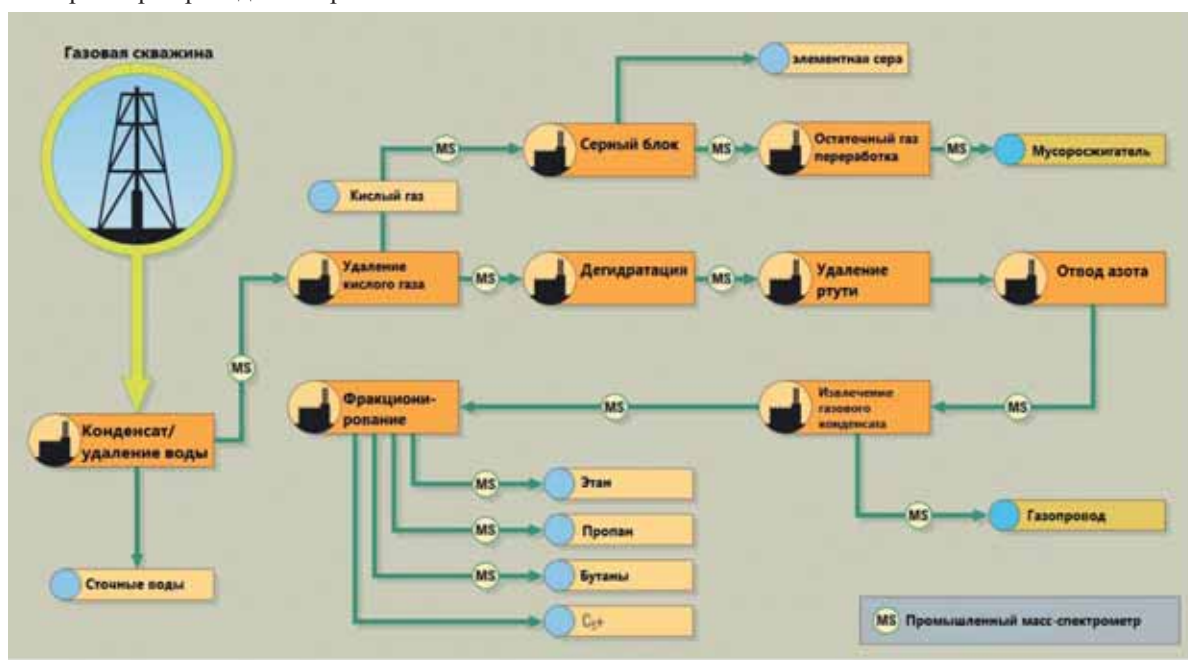


Рис. 1. Организация непрерывного контроля качества добываемой продукции.

Применяемые при создании системы качества расширяются за счет технологий Индустрия 4.0, обеспечивают возможность интерпретации данных и их оценки, отображению и виртуализации, а также способствуют эффективной работе и поддержке при организации удаленного подключения квалифицированного специалиста из центра компетенций по любым современным каналам связи. Сотруднику предприятия предоставляется возможность оперативных аудиовизуальных подсказок и указаний, в том числе на основе оборудования виртуальной реальности – очки ВР (очки виртуальной реальности), которые обеспечивают реализацию функций диагностики, анализа технического состояния оборудования, контроля объемов и сроков проведения обслуживания и ремонтов, контроль состояния процессов по всему комплексу качества продукции и, установок производства. Технологии виртуальной и дополненной реальности позволяют:

- диагностировать оборудование с учетом сроков эксплуатации и фактического состояния, выявлять вышедшие из строя узлы и выполнять локализацию отказов;
- получать при необходимости интерактивные инструкции по ремонту узлов и видеоинструкции по ремонту узлов и диагностике;
- обеспечивать поддержку мобильного оператора для всего производства, а также видеопередачу (виртуальное присутствие) для контроля объекта из центра компетенций;
- выделять задачи для ремонтируемого (обсуждаемого) узла (графическое выделение);
- организовывать просмотр хроматограмм и контрольных точек технологического процесса в реальном масштабе времени по запросу и в непрерывном режиме;
- проводить подготовку хроматографа к поверке, проведению регламентных работ без остановки производственного процесса.

В составе аналитического прибора предусмотрена внутренняя память (глубина архива до 5 лет) для хранения результатов анализа, хроматограмм и аварийных сообщений. В программном обеспечении (ПО) прибора имеется защита от преднамеренных и непреднамеренных изменений метрологически значимой части ПО и измеренных данных, при этом защита осуществляется путем ведения контрольного журнала событий и вывода сообщений об ошибках, возможности разграничения прав доступа с помощью учетных записей и паролей. Время проведения цикла анализа (периодичность получения результатов измерения в автоматическом режиме) обеспечено не более 5 минутами за измерение. Несомненным преимуществом прибора является возможность его работы в комплексе интеграции для цифрового технологического объекта и установки блок-контейнера для определения состава добычи на самых ранних стадиях обустройства и эксплуатации на нефтегазовом месторождении. Особенности прибора позволяют обеспечить в реальном масштабе времени и ряд дополнительных функций:

- паспортизацию продукции в «облаке» при организации непрерывного цикла измерений и обеспечении дистанционного контроля продукции;
- обеспечение автоматического режима контроля выходной продукции по основным критериям – время анализа, время калибровки, достоверность измерений;
- возможность дистанционного контроля использования паспортов и состояния расходных и измерительных средств (калибровочный баллон, прибор);
- снижение издержек на аварийные выезды групп специалистов;
- возможность получения объективного и беспристрастного вывода о работе прибора без учета посреднического мнения лаборанта, начальника лаборатории, метролога на основании реально получаемых оперативных результатов измерения;
- поверку прибора в онлайн режиме, контроль технического состояния и обновления версий программного обеспечения, а также прозрачность и актуальность получаемой информации по качеству продукции.

По состоянию на конец 2019 года компанией «Хромос Инжиниринг» было проконтролировано более 2500 приборов на территории Российской Федерации и Ближнего зарубежья [4].

Среди потребителей хроматографа «Хромос ПГХ» находятся предприятия-лидеры добывающих, нефтеперерабатывающих, машиностроительных, топливно-энергетических, химических и металлургических комплексов, пищевой промышленности, природоохранных, медицинских учреждений, ведущих отраслевых и академических институтов и вузов. Для организации измерений предусматривается поставка Системы точечного отбора проб (СТОМГ) собственного производства, которая предназначена для отбора точечных проб в пробоотборник с последующим транспортированием к месту проведения анализа компонентного состава. Необходимо отметить экономические преимущества проведения потоковых (онлайн) анализов перед лабораторными (не менее чем в 100 раз), а также технические и организационные преимущества при сравнении совокупности проводимых при анализе процедур:

- проведение большого количества быстрых и независимых анализов;
- интеграция в комплексную цифровую систему управления и воздействия в технологический процесс для обеспечения конечного качества продукции;
- отсутствие влияния компетенций и человеческого фактора на результат измерений;
- значительное снижение затрат за счет отсутствия лабораторного стационарного оборудования и необходимости его транспортировки, внедрения при обеспечении качества измерений и непрерывности измерений для потокового оборудования и др.

Внешний и внутренний вид блок-бокса для обеспечения экспресс-анализа приведен на рис. 2.

Необходимо отметить, что широкому применению предлагаемых подходов препятствует несовершенство законодательной базы и принятое нормативное регулирование, так как большинство имеющихся документов на использование методик и оборудования не соответствуют современным требованиям или приняты с учетом лабораторного контроля.

В настоящее время под руководством Министерства энергетики Российской Федерации проводится работа по приведению и совершенствованию законодательства в области обеспечения потокового контроля качества продукции для добычи и транспортировки нефти и газа. Современные хроматографы с высокоэффективными капиллярными колонками позволяют значительно сократить время анализа и увеличить степень разделения ком-



а) Внешний вид.



б) Внутренний вид.

Рис. 2. Блок-бокс для анализа качества продукции; а) внешний вид; б) внутренний вид.

понентов, обеспечив тем самым возможность непрерывного контроля качества выпускаемой продукции для добывающих, транспортных и перерабатывающих отраслей углеводородного сырья (нефть и газ). С учетом этих возможностей проводятся мероприятия по патентной защите разработанной методики поточного анализа состава нефти и химических реагентов на наличие хлорорганических соединений и серосодержащих примесей.

Доклад подготовлен в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Литература

1. Столяров В. Е., Еремин Н. А., Степанян А. А. Управление нефтегазовыми активами в эпоху технологий хранения и обработки больших массивов данных // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. DOI: 10.33285/0132-2222-2019-12(557)-5-14. Т.557. № 12. 2019. С. 5–14;
2. Пахомов А.Л. Анализ природного и сжиженного газа. Инструментальные решения компании «Хромос» // Аналитика. Сделано в России. DOI: 10.22184/2227-572X.2017.36.5.46.54. № 5/(36). 2017. С. 46–54;
3. Пахомов А.Л. Новые разработки от ведущего российского производителя газовых хроматографов. //Энергетика и промышленность России. № 21 (329). 2017 г.;
4. Столяров В.Е., Еремин Н.А. Оптимизация процессов добычи газа при применении цифровых технологий.//Геология, Геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 6. 2018. С. 54–61.

МЕХАНИЗМ МИГРАЦИИ ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Сухарев А.И.¹, Ревинский Ю.А.²

¹ ЮФУ, Ростов-на-Дону, e-mail: a_sukharev59@mail.ru

² ЮФУ, Ростов-на-Дону, e-mail: yarevinskiy@sfedu.ru

Понимание механизма миграции глубинных углеводородов лежит в плоскости осознания того факта, что как зона их генерации, так и пути миграции характеризуются активной геодинамикой, изменяющейся в пространстве и во времени. Основу динамики глубинных процессов закладывают конвекционные мантийные потоки, внедрение которых в литосферу приводит к глубокой трансформации слагающих ее породных комплексов, что в свою очередь генерирует дополнительную серию флюидов различных типов и составов. При этом их компоненты в изменяющихся ТБХ-условиях трансформируются, взаимодействуют друг с другом, при определенных условиях гомогенизируются или расслаиваются, консервируются. Примером консервации глубинных флюидов являются эффузивно-пирокластические отложения современного вулканизма. Исследования состава газов собственно из силикатного расплава и продуктов экстракции из пирокластике кроме стандартного набора компонентов флюида показали наличие метана и других углеводородов [1]. На совещании ИГ Коми НЦ УрО РАН в г. Сыктывкар в 2011 году был заслушан доклад, где отмечалось, что «в вакуолях исландских миндалекаменных базальтов зафиксированы обильные выпоты углеводородов». Все это указывает на то, что глубинные углеводороды, претерпевая различные многочисленные трансформации за время своего движения в верхние горизонты литосферы, не образуют монокомпонентного флюида. Безусловно, это утверждение требует тщательного обсуждения, на том основании, что если не решить эту задачу, то можно скатиться в другую от «органической теории» крайность: признание «природных нефтепроводов из мантии» и с энтузиазмом начать разрабатывать методики их поиска.

Исходя из вышесказанного, понять механизм миграции глубинных углеводородов возможно, только сформулировав методологию прогноза состояния системы «порода-флюид» на различных уровнях разреза – от верхней мантии до верхних горизонтов литосферы и характера физико-химического их взаимодействия с флюидами другого типа и состава. Для решения этой задачи следует акцентировать внимание на исследовании тектонофаций и фаций метаморфизма, объясняющих физико-механическое состояние и изменение геохимии породных комплексов литосферы на различных ее уровнях.

Вначале следует рассмотреть общие представления о тектонофициях, сформулированные по результатам анализа особенностей деформации различных породных комплексов, находящихся на различных этапах трансформации в условиях ката- и метазенеза (далее метаморфизма) [2]. Особое внимание уделялось фактам наложения деструктивных процессов, развивающихся по одним и тем же породам, находящимся на различных горизонтах литосферы, выведенные туда последовательной серией этапов тектонической активности. На то, что это имеет место и в разрезах нефтегазоносных бассейнов, в частности Западной Сибири, указывают результаты исследования радиологического возраста магматических комплексов данного региона и его четкая корреляция с региональными стратиграфическими горизонтами, маркирующими этапы изменений условий осадконакопления [7].

В первом приближении выделяются три тектоно-фациальных зоны (сверху вниз): эпи-, мезо- и катазона [2]. В силу различий физико-механических свойств пород и их реакции на деформации на различных уровнях литосферы, границы между выделенными зонами условные. Эпизона выделяется в границах распространения нелитифицированных отложений, характеризуется отсутствием разрывных нарушений, складками обликания и другими структурно-текстурными особенностями терригенно-осадочных отложений, незатронутых стадий диагенеза. Переход в мезозону фиксируется по появлению трещин кливажа. Мезозона включает в себя литифицированные породные комплексы, способные фиксировать зоны деструктивных деформаций. Особый интерес представляет катазона, объединяющая породные комплексы глубокой степени метаморфизма, физико-механическое состояние которых соответствует той стадии, когда все типы деструкции выражаются в виде пластичных деформаций, вязкость которых снижается при приближении к границе верхней мантии. Характерным примером являются мигматиты. Одна из версий объясняет их происхождение следующим образом. Порода, находящаяся в жестких РТ-условиях, претерпевшая деформацию с признаками дилатации. В зоне деструкции переходит в состояние силикатного флюида – расплава. Если в эту зону попадают углеводороды, то силикатный расплав, растворив их в себе, становится транспортером. В зависимости от уровня активизации недр, расплав или кристаллизуется на месте, образуя специфические структурно-текстурные элементы породы – мигматиты, или при больших объемах расплава, внедряясь в верхние горизонты литосферы, образует интрузии, в случае выхода на поверхность – толщи эффузивно-пирокластических отложений. При этом судьба растворенных углеводородов зависит от условий кристаллизации этого силикатного флюида.

В системе «порода-флюид» все взаимосвязано и в случае, если РТХ-условия меняются, включается механизм, который должен привести систему к новому равновесию. При повышении температуры и давления глины трансформируются в аргиллит, далее в филлит, кристаллический сланец, эклогит. Изменения начинаются с уплотнения осадка и далее до кристаллохимической трансформации исходных, а затем и новообразованных минералов. На первом этапе выводится свободная вода, затем связанная, далее катионы типа натрия и калия. В более жестких РТ-условиях из системы выходят кальций, алюминий и железо. При трансформации одной молекулы роговой обманки $[\text{Si}_4\text{O}_{11}]_2$ при переходе от амфиболитовой фации к гранулитовой формируются две молекулы ромбического

пироксена $[\text{Si}_2\text{O}_6]$ и пять молекул свободного кремнезема $[\text{SiO}_2]$. Исследования показали, что в условиях эклогитовой фации в пироксенах магний замещает железо, кроме того из системы выводится кальций. При определенных условиях эти элементы утилизируются при кристаллизации гранатов, которые отмечаются в ассоциации с пироксенами в эклогитах, но основная масса кальция, алюминия и железа выводится из системы. Так, в Восточно-Сахалинских и в Восточно-Шмидтовских горах аргиллитовую толщу набильской серии ($K_{1,2}nb$) и отложения орлинской свиты (J_3-K_1or) соответственно в зоне развития фрагментов офиолитового пояса Сахалина прорваны карбонатными и силицитовыми дайками и штоками, контролируемые Восточно-Сахалинским разломом. Мощность деструктивных тел варьирует от полуметра до десятков и сотен метров. Центральное-Сахалинский разлом контролирует лимонит-гетитовый линейный штокверк, пронизывающий разрез, включая сертунайскую свиту ($N_{1,2}sr$) на юге и нутовскую ($N_{1,2}nt$) – ее аналог, на севере острова. Подобный комплекс отложений слагает турон-маастрихтский разрез Северо-Тазовской впадины Большехетской синеклизы на севере Западной Сибири. Здесь подобные отложения фиксируют позднеюрский этап активизации глубинных процессов [5]. Первые признаки развития данного этапа маркируются базальным пластом песчаников, датируемых верхами верхнего бата и фиксирующие начало общереальной трансгрессии [4]. Данный пласт нечетко различается на каротажных диаграммах от пласта $Ю_2$ в кровле малышевского горизонта, выделяется в качестве пахомовской пачки и идентифицируется как $Ю_2^0$ [4]. Активная фаза позднеюрского этапа маркируется отложениями гидротермально-экспляционного типа фосфорит-карбонатного, кремнисто-карбонатного и собственно карбонатного и силицитового состава, часто насыщенными окаменелым битумом. Комплекс характеризуется литогеохимической зональностью карбонатов от превалирования анкеритового компонента в васюганской свите до существенно кальцитового в георгиевской. Силициты, примеси фосфора, магния и марганца характерны для георгиевской и баженовской свит. В обязательный комплекс исследования керн входило его фотографирование в ультрафиолетовом спектре, что позволило диагностировать часть карбонатных, кремнистых и фосфатных отложений как нефтенасыщенные. Термобарогеохимические исследования подтвердили эти предположения [6].

Следующим этапом исследований было определить позицию углеводородов в системе «порода-флюид» на минеральном уровне. С этой целью были исследованы темно-бурые и светло-серые кальциты из зональных прожилков в известняках и собственно известняки георгиевской свиты и кремнисто-карбонатные отложения баженовской свиты. Термический анализ георгиевского известняка (рис. 1) показал, что в момент разложения карбонатов, фиксируемый по выделению $\text{CO}_2(1)$, отмечается выделение серии углеводородных газов: $\text{CH}_4(2)$, $\text{CH}_3(3)$, $\text{C}_2\text{H}_2(4)$, $\text{C}_2\text{H}_4(5)$. В первом приближении с отмеченной группой газов синхронизируется и $\text{SO}_2(7)$. Не синхронизируется с ними график выделения $\text{H}_2\text{O}(6)$. Аналогичные результаты были получены и в процессе анализа темно-бурого и светло-серого кальцита из прожилков в исследуемом известняке. Кроме того, во всех трех пробах отмечено незначительное количество OH , синхронизирующееся с H_2O .

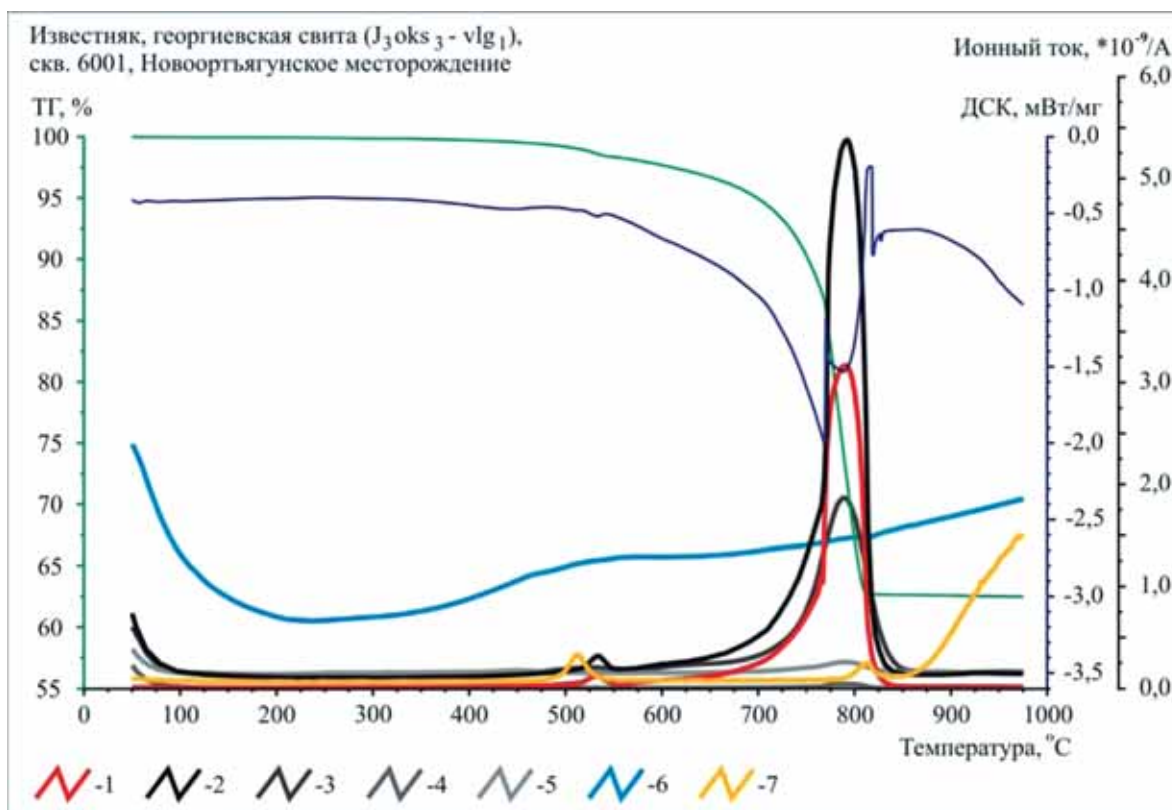


Рис. 1. Флюид из баженовской кремнисто-карбонатной породы состоит из большего числа компонентов, чем георгиевские (рис. 2).

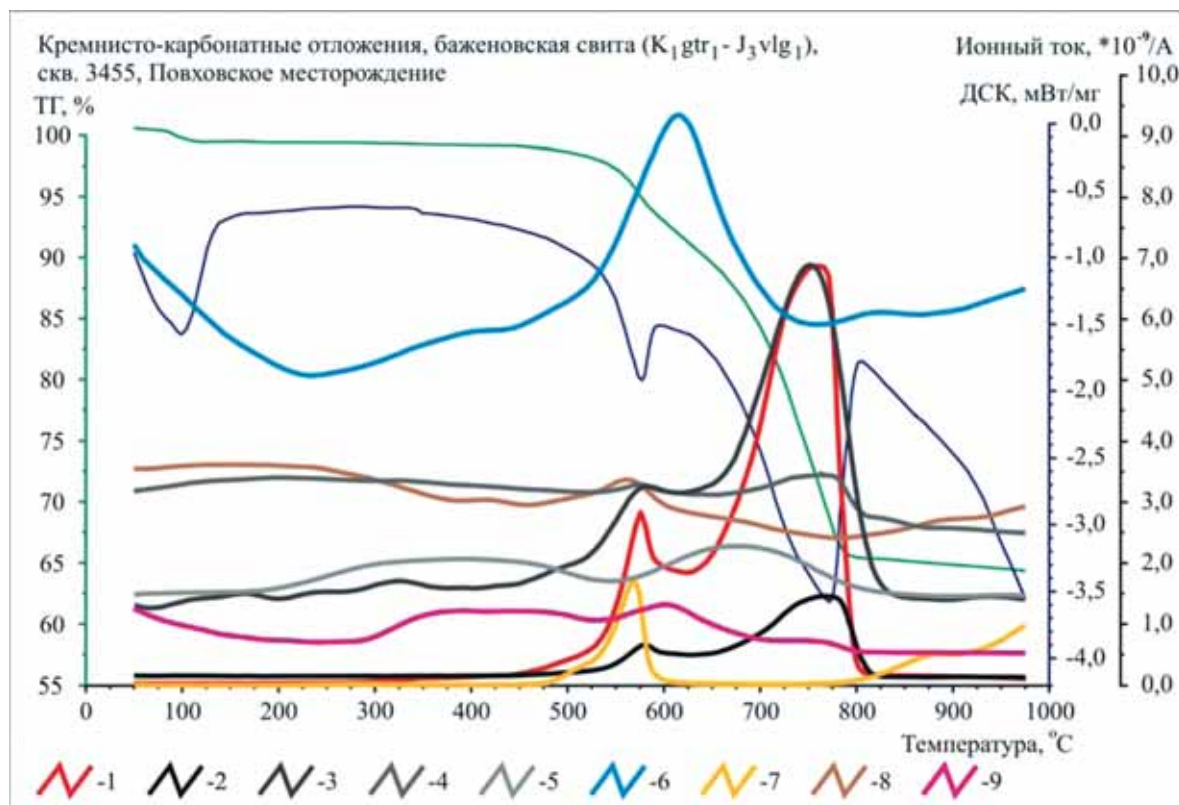


Рис. 2. Добавились $C_2H_6(8)$ и $H_2S(9)$, график выделения которых не синхронизируется с CO_2 .

Исследования баженовской пробы в отличие от георгиевских показали отсутствие синхронизации CO_2 с $C_2H_2(4)$ и $C_2H_4(5)$. Синхронизация графиков выделения CO_2 и CH_4 позволяет сделать вывод, что углеводороды входят в структуру кристаллической решетки карбоната. Данные о размерах элементарной ячейки кристаллической решетки карбонатов и размер молекулы метана укладываются в данное утверждение. Кроме того, следует добавить, что молекула метана при повышении давления способна сжиматься. Объяснить данный симбиоз можно только с позиции гомогенизации карбонатного флюида с углеводородным, развитие которого возможно только при высоких РТ-параметрах в системе. А если сопоставить этапы перераспределения основных петрохимических окислов в зависимости от фаций метаморфизма, то можно с определенной долей вероятности утверждать, что углеводородный флюид уже был сгенерирован и гомогенизировался с карбонатным флюидом в условиях эклогитовой фации метаморфизма. Несинхронное выделение H_2O и OH относительно CO_2 и CH_4 также можно объяснить с позиции регионального метаморфизма: данные компоненты флюида выводятся из кристаллической структуры минералов еще в условиях ранних фаций метаморфизма.

Дальнейшая судьба растворенных углеводородов зависит от условий разделения гомогенного флюида на компоненты и их консервации. Возможна консервация флюида в породообразующих минералах магматического комплекса или в новообразованиях, таких как рудные тела в зоне его контакта с вмещающими породами. Например, при проведении геологоразведочных работ на золоторудном месторождении Джамгыр в западном Тянь-Шане в рудных минералах зафиксированы CH_4 и C_2H_4 . Следует отметить, что углеводороды зафиксированы только в предрудную и рудную стадию, а также в черных карбонатах рудного штокверка. Многообразие процессов разрушения породных комплексов, например диавторез в региональном метаморфизме или метасоматоз, определяют многообразие путей приобретения законсервированными углеводородами статуса свободного флюида.

Выводы

1. Поведение глубинных углеводородов в системе «порода-флюид» при их движении из зоны генерации в верхние горизонты литосферы следует моделировать с позиции тектонофаций и фаций регионального метаморфизма.
2. Глубинные углеводороды транспортируются в верхние горизонты литосферы в виде многокомпонентного гомогенного флюида.
3. В процессе кристаллизации основных компонентов глубинного флюида: силикатного расплава, кальциевого, кремнистого, фосфатного или других компонентов – формируются породы-носители.
4. Высвобождение законсервированных в породах-носителях углеводородов осуществляется в процессе развития эндогенных процессов, таких как диавторез, метасоматоз и другие.

Литература

1. Мархинин Е.К. Вулканизм. М.: Изд-во «Недра», 1985. 287 с.
2. Паталаха Е.И. Тектоно-фациальный анализ. М.: Изд-во «Недра», 1985. 169 с.
3. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС. 2009. С. 54–65.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири // Новосибирск. Объяснительная записка. Изд-во СНИИГГиМС, 2004. 113 с.
5. Сухарев А.И. Признаки гидротермально-эксталяционных процессов Знания из области МГРИ-РГГРУ. Материалы VIII научных чтений «Проблемы региональной геологии Северной Евразии». 2012. С. 81–84.
6. Сухарев А.И. Углеводородная специализация глубинных флюидов (Западная Сибирь). М.: ЦГЭ, 2015. Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти, 4-е Кудрявцевские чтения.
7. Федоров Ю.Н., Кривоножкин В.Г., Иванов К.С. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным К-Аг метода датирования). М.: Доклад АН. 2004. Том 397. № 2. С. 239–242.

УГЛЕВОДОРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

Сухарев А.И.

Ростов-на-Дону, e-mail: a_sukharev59@mail.ru

Доказательства глубинной природы углеводородов (УВ) имеет широкую теоретическую и лабораторную базу [1]. Практическую значимость данного факта следует искать в плоскости понимания механизма вывода УВ из зоны генерации в верхние горизонты литосферы. Безусловно, в качестве наиболее эффективного механизма следует рассматривать глубинные процессы, обеспечивающие в периоды их активизации сконцентрированное в пространстве и времени интенсивное движение флюидных систем. Взаимодействуя с вмещающими отложениями, часть глубинных флюидов консервируется в продуктах взаимодействия в виде включений, которые и являются объектом исследования.

Регионом, оптимальным для проведения исследований глубинных процессов и их взаимосвязи с залежами УВ, можно считать Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию. Широкое распространение нефтегазоносных площадей в зоне развития в фундаменте Западно-Сибирской плиты пермо-триасовой рифтовой системы, отсутствие активного орогенного этапа в пострифтогенный период развития региона и практически нетрансформированные отложения ее осадочного чехла позволяют проводить исследования специализации глубинных флюидов, законсервированных в продуктах их взаимодействия с вмещающими породными комплексами.

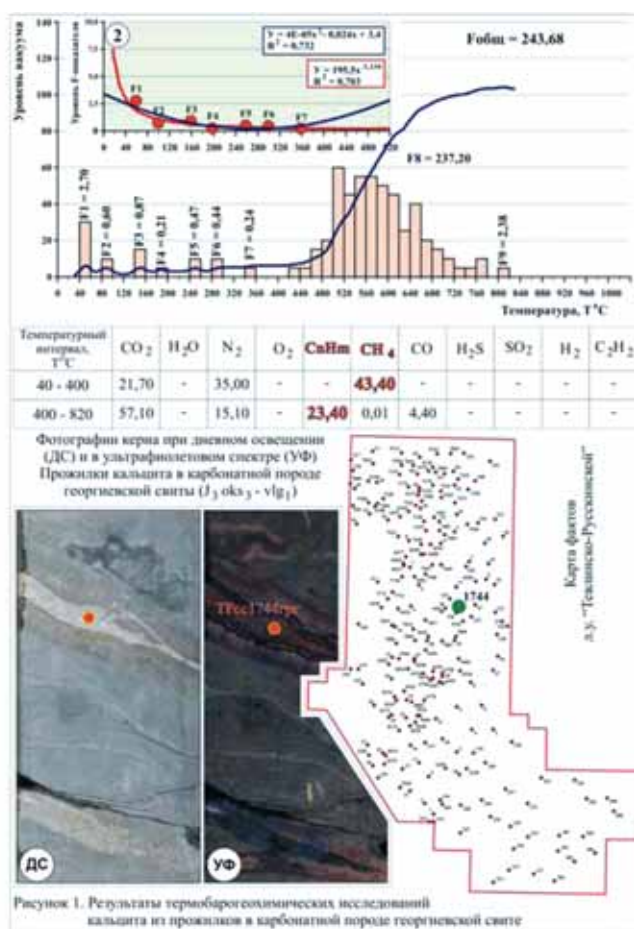
Активизация глубинных процессов в данном регионе происходила неоднократно [2, 3, 6]. Косвенно на это указывает смена условий осадконакопления: только в юрском и меловом периодах литофацialsными исследованиями зафиксированы пять ее этапов. Особо контрастно выделяются поздне меловой и позднеюрский этапы, что выражается в широком распространении хемогенных отложений гидротермально-эксталяционного типа. Данный тип отложений образуется при выходе высокоминерализованных флюидов на поверхность палеобассейна осадконакопления и выпадении растворимых в нем веществ на термобарогеохимических барьерах [5]. Их движение по зонам деструкции, заложенным еще в период рифтогенеза и реанимированным в периоды активизации, маркируется аномалиями нелинейного приращения уровня трансформации органического вещества (ОВ), захороненного в терригенно-осадочных отложениях [4]. Аномалии формировались за счет интенсификации процесса трансформации ОВ из-за локального повышения по данным зонам геотермального градиента.

Литогеохимические исследования хемогенных отложений показывают их разнообразную геохимическую специализацию. В частности, в процессе систематизации результатов исследований позднеюрских отложений выделенные хемогенные породы были разделены на группы карбонатов, фосфоритов и псиломелана, а также кремнистую и кальциевую группы. Группа карбонатов условно подразделяется на кальцитовую и сидеритовую минеральные ассоциации. Карбонаты сидеритовой ассоциации преобладают в отложениях тюменской свиты ($J_2 bs_3 - bt_3$) и значительно сокращаются в баженовских ($J_3 vlg_1 - K_1 brs_1$). Доля кальцитовой ассоциации увеличивается в георгиевских ($J_3 oks_3 - vlg_1$) и баженовских ($J_3 vlg_1 - K_1 brs_1$) отложениях. Кроме того, каждая из ассоциаций карбонатов имеет примеси MgO до 16,6% при $C_{фон} = 1,49\%$, P_2O_5 до 24,1% при $C_{фон} = 0,12\%$ и MnO до 23,0% при $C_{фон} = 0,13\%$. Группа фосфоритов показывает положительную корреляцию с кальцитовой и отрицательную с сидеритовой ассоциацией. Отмечается повышение содержания P_2O_5 от фоновых значений в отложениях тюменской свиты до аномальных значений в баженовской. Четкой привязки в пространстве и во времени группа псиломелана не имеет, тем не менее наличие серии проб с содержанием MnO до 32,4% с примесью $FeO+Fe_2O_3$ до 13,0%, CaO до 11,3%; MgO до 2,1% позволяет рассматривать ее как самостоятельную группу. Кремнистая группа отмечается весьма редко. Единичные маломощные отложения силицитов зафиксированы в георгиевской свите, кремнистые аргиллиты – в баженовской. К кальциевой группе отнесены отложения, где содержание CaO составляет более 80%, что превышает долю данного окисла в химически чистом кальците – 56%.

Исследования флюоресценции пород выделенных групп позволяют говорить об углеводородной специализации глубинных флюидов. Отмечается различная интенсивность свечения пород в ультрафиолетовом спектре. Не было зафиксировано свечения только отложений псиломелановой группы. Следует отметить, что и другие группы не всегда флюоресцируют. Характер свечения позволяет говорить о том, что флюоресцирующие УВ не были привнесены в постседиментационный период, а являются составной частью флюида, сформировавшего данный тип отложений. На это указывает совпадение флюоресцирующей зоны с литологическими границами и их четкость. Отсутствие свечения у терригенно-осадочных пород, вмещающих хемогенные отложения, позволяет делать подобные выводы.

Термобарогеохимические исследования (ТБХ) монофракций прожилкового кальцита и кварца из различных породных комплексов Западно-Сибирской плиты показали наличие УВ во флюидных включениях данных минералов. Исследовались кальциты из прожилков алымской ($K_1 apt_1$), улансинской ($K_1 gtr_1$), баженовской ($J_3 vlg_1 - K_1 brs_1$), георгиевской ($J_3 oks_3 - vlg_1$), васюганской ($J_3 kll_1 - oks_3$) свит и их аналогов; кальциты и кварц из прожилков в породах доюрского комплекса, а также галька кварца из базальных конгломератов доюрского комплекса в подошве абалакской свиты ($J_3 kll_1 - vlg_1$). Всего исследовано 38 проб кальцитов и 4 пробы кварца. Результаты ТБХ исследований кальцитов показали следующее:

1. В основном объеме проб УВ отсутствуют или фиксируются их следы. Из 34 проб 14 содержат C_nH_m от 4,5 до 42,7% (рис. 1) и 6 – CH_4 от 5,1 до 74,0% (рис. 2). C_nH_m в основном входят в состав флюида высокотемпературного интервала декриптации, CH_4 – низко- и среднетемпературного.



2. Основной объем сложных УВ (C_nH_m) выделяется в непрерывном температурном интервале декриптации 460–810°C, дающий 90–95% флюидоактивности от $F_{общ}$

3. Основными компонентами флюида являются CO_2 и N_2 . В 14 пробах фиксируется O_2 . Его доля в низкотемпературном интервале декриптации составляет от 4,2 до 20,3%. Доля CO_2 увеличивается от низко- к высокотемпературному интервалу декриптации. N_2 и O_2 имеет обратную тенденцию. H_2O до 87,4% фиксируется в высокотемпературном интервале декриптации единичной пробы. CO – в 13 пробах с долей от 1,4 до 13,7% только в высокотемпературном интервале декриптации.

В последующие этапы активизации происходит трансформация более древних хемогенных отложений, при этом подвижный флюид за счет естественной декриптации обогащается компонентами предыдущих этапов, в том числе УВ. Примером служит кальцит из прожилка с содержанием C_nH_m до 26,2% высокотемпературного интервала декриптации в известняке с темно-синей флюоресценцией (рисунок 3, УФ1). Под воздействием флюидов нового этапа порода подверглась глубокой трансформации (рисунок 3, УФ2). Этот процесс может повторяться на каждом последующем этапе активизации глубинных процессов.

Исследования проб кварца дали аналогичные результаты. Исключение составляет высокая доля H_2 в низко- и среднетемпературном интервале декриптации (рис. 4). В кальцитах H_2 не зафиксирован.

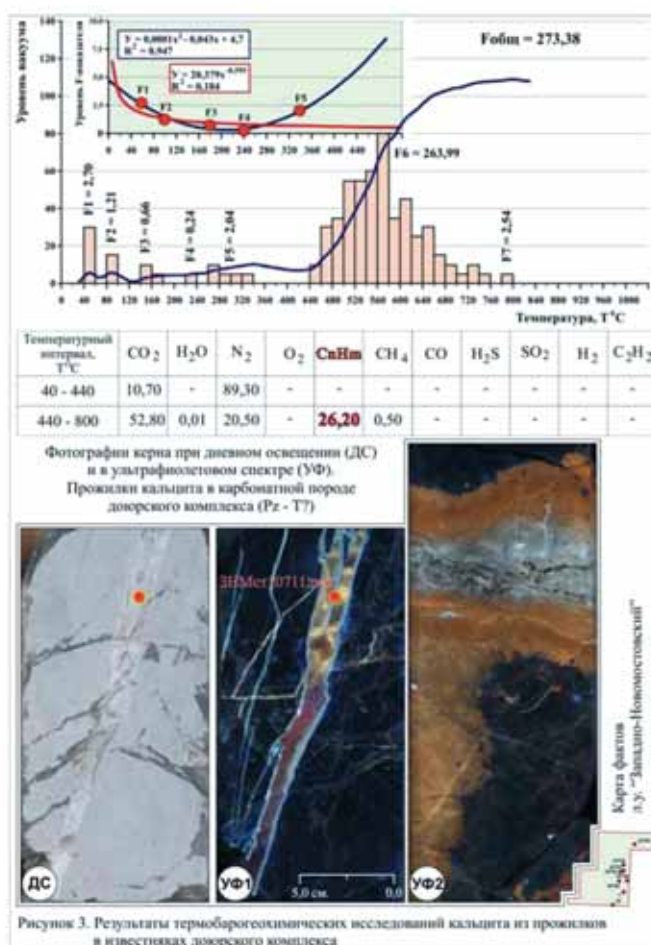


Рисунок 3. Результаты термобарогеохимических исследований кальцита из прожилков известняков доюрского комплекса

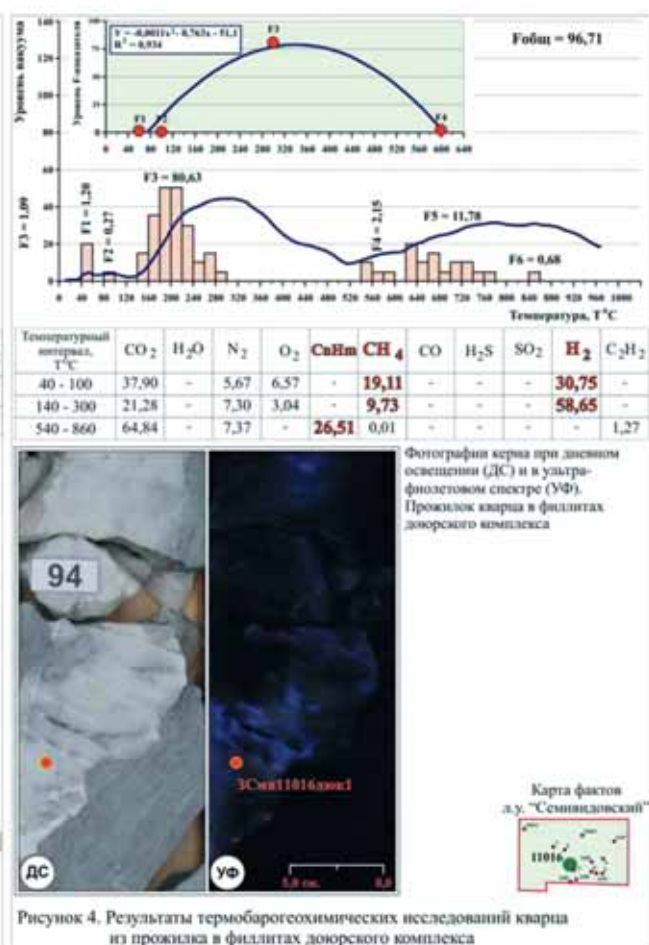


Рисунок 4. Результаты термобарогеохимических исследований кварца из прожилков филлитов доюрского комплекса

С целью классификации проб проведена полиномиальная, степенная и линейная аппроксимация линии тренда по локальным точкам флюидоактивности в температурном интервале декриптации 40–520°C для кальцитов и до 600°C для кварца с расчетом величины достоверности. Пробы разделились по типу кривых на три выборки. До 70% проб с положительным и отрицательным полиномиальным типом аппроксимации имеют величину достоверности (R^2) от 0,6 до 1,0. Степенной тип аппроксимации плавно переходит в линейный. При этом до 60% выборки проб кальцитов значение R^2 составляет от 0,0 до 0,4. Для интерпретации результатов расчета аппроксимации необходимо провести дополнительные исследования.

Закключение

1. Основная доля законсервированных УВ выделяется при температурном интервале диссоциации карбонатов, что указывает на их нахождение в кристаллической структуре минералов. Из этого следует, что материнский флюид на момент кристаллизации, в частности кальцита, имел однофазовую структуру, что подтверждает прямую связей УВ с глубинными флюидами. Установленные факты указывают на целесообразность выработки генетических критериев прогнозирования и разработки дополнений к действующей методике оценки нефтегазоносности недр.

2. Проведенные исследования расширяют область знаний о закономерностях пространственно-стратиграфического распределения и изменения фазово-элементного состава УВ скоплений в недрах земной коры. В частности, установленные новые формы консервации УВ позволяют рассматривать ряд хемогенных отложений как объекты трудноизвлекаемых ресурсов. Доля суммарного УВ ($C_nH_m + CH_4$) в кальцитах составляет 20–25% от общего объема высвобожденного флюида, в том числе CO_2 , связанного с карбонатом. В отдельной пробе кварца доля суммарного УВ составила до 60%.

3. Исследования компонентов флюида неуглеводородной природы также имеет практическую значимость. Взаимодействуя с вмещающими отложениями, флюид изменяет их первичные седиментогенные петрофизические свойства и образует в зависимости от ТБХ условий в системе «порода-флюид» зоны развития вторичных коллекторов и флюидопоров, имеющих характерные литогеохимические и минералогические маркеры. Их идентификация в комплексе с другими методами исследования недр позволяет проводить более эффективное картирование флюидных систем.

Литература

1. Бойко Г.Е., Чекалюк Э.Б. Термодинамические критерии условий нефтеобразования. Киев. Материалы Республиканского совещания. Львов. 1965. Изд-во Наукова Думка, 1967. С. 54–59.
2. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа. Новосибирск: СО РАН//Геология и геофизика. 2010. № 3. Т. 5. С. 384–400.
3. Кременецкий А.А., Гладких В.С. Низкокальциевые толеитовые базальты – индикатор эволюции палеогеодинамических обстановок и прогноза глубинного углеводородного сырья (по данным Тюменской сверхглубокой скважины СГ6). М.: Геохимия, 1997. № 6. С. 609–617.
4. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижнесреднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений. Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2009. С. 54–65.
5. Сухарев А.И. Признаки гидротермально-эксталяционных процессов в верхнемеловых отложениях осадочного чехла Северо-Тазовской впадины (Западная Сибирь). М.: МГРИ-РГГРУ. Материалы VIII научных чтений «Проблемы региональной геологии Северной Евразии». 2012. С. 81–84.
6. Федоров Ю.Н., Криночкин В.Г., Иванов К.С. Этапы тектонической активизации Западно-Сибирской платформы (по данным К-Аг метода датирования). М.: Доклад АН. 2004. Том 397, № 2. С. 239–242.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ

Н.Н. Тимонина

Институт геологии ФИЦ КНЦ УрО РАН, г. Сыктывкар nntimonina@geo.komisc.ru

В данной статье представлен анализ современного состояния геологических исследований в нефтегазовой отрасли Республики Коми за последние десять лет. Выявлены основные объекты и приоритетные задачи поиска и разведки нефтяных месторождений. Показано, что существующая ресурсная база нефтяной промышленности позволяет прогнозировать оптимистичные уровни добычи нефти, но фактический объем добычи будет зависеть от инвестиций в геологическое изучение, разведку, а также от уровня развития технологий разработки месторождений.

В последние годы в республике наблюдается тенденция к снижению объемов глубокого бурения на нефть и газ. Для обеспечения устойчивого воспроизводства минерально-сырьевой базы требуется кратное увеличение поискового бурения в рамках региональных программ по воспроизводству минерально-сырьевой базы и увеличению разведочного бурения в рамках реализации лицензионных соглашений для недропользователей.

Проведение геологоразведочных работ должно обеспечить выявление и оценку новых зон нефтегазоаккумуляции в слабоизученных районах, удаленных от центров добычи углеводородов, с целью опережающей подготовки новых возможных районов добычи углеводородов на перспективу. Это приведет к пополнению конкурсного фонда Республики Коми новыми месторождениями и перспективными площадями. Таким образом, появится возможность значительного расширения геологоразведочных работ и создания новых центров добычи нефти и газа, слабо освоенных районов, в том числе Воркутинского, Интинского, Троицко-Печорского, что позволит улучшить их инфраструктуру, повысить занятость населения, создать условия для устойчивого развития экономики районов.

Добыча нефти в России в 2018 году увеличилась по сравнению с предыдущим периодом и достигла 556 млн тонн [1]. В настоящее время доля России в мировой добыче нефти составляет 12%. В 2019 году в Республике Коми было добыто 14,5 млн тонн (таблица 1).

Таблица 1

Объемы разведочного бурения, прирост запасов и уровни добычи нефти на территории Республики Коми

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Добыча нефти, млн т	13,4	13,0	13,3	13,7	13,8	14,1	14,9	15,1	14	14,6	14,5
Разведочное бурение, тыс. м	21,4	20,2	29,9	45,6	43,1	52,1	21,9	20,3	25,9	9,54	8,16
Прирост запасов, млн т	11,4	14,2	10,2	54,7	32	30	11,3	11,8	8,6	15,5	16,15

В последние годы значительную долю поступлений налогов и сборов в бюджет Российской Федерации, равно как и Республики Коми обеспечивает топливно-энергетический комплекс (таблица 2). Начиная с 2011 года налог на добычу полезных ископаемых в полном объеме перечисляется в бюджет Российской Федерации. Кроме того, все доходы от внешнеэкономической деятельности, связанной с реализацией минерального сырья, добытого на территории республики, поступают в федеральный бюджет. В 2018 году нефтяные предприятия, работающие на территории республики, перечислили в федеральный бюджет 135 млрд рублей, что в полтора раза больше чем в 2017 году. [2]

Динамика поступления налога на добычу полезных ископаемых от добычи углеводородов в Республике Коми в бюджетную систему Российской Федерации (млрд рублей)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Всего, налоги и сборы	69,74	80,45	107,2	117,0	120,3	129,0	152,1	148,5	178,8	238,1	244,7
в т.ч. бюджет РФ	35,57	42,28	61,98	64,92	69,94	71,64	92,04	83,00	102,9	151,4	155,5
бюджет РК	34,17	38,18	45,26	52,12	50,38	57,43	60,04	65,52	75,88	86,59	89,19
НДПИ от УВ-сырья	22,9	30,09	41,25	49,85	57,73	64,63	77,51	67,9	85,79	135,2	136,16
бюджет РФ	21,80	30,09	41,25	49,85	57,73	64,63	77,51	67,9	85,79	135,2	136,16
бюджет РК	1,15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Нефть и газ на протяжении многих десятилетий являются важнейшим фактором экономического развития республики. На базе нефтяной промышленности здесь сложился нефтегазовый комплекс. В настоящее время ухудшение конъюнктуры мирового рынка нефти не может не влиять на перспективы развития нефтяной промышленности республики, как и России в целом. Снижению экономической эффективности разработки месторождений углеводородов способствовали не только колебания цены на нефть, но и так называемый «налоговый маневр». В результате последнего ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) в 2015 г. выросла более чем в полтора раза, это привело к тому, что общая доля налога в текущей цене на нефть увеличилась с 20 до 40% с 2012 по 2017 г. [3]

Вследствие этого отодвигается реализация крупных инвестиционных проектов, снижаются инвестиции в геологоразведку, эксплуатационное бурение, сокращается внедрение методов, направленных на увеличение нефтеотдачи пласта. Несмотря на кризисные явления, нефтяная промышленность республики продолжает ежегодно увеличивать объемы добываемой нефти за счет применения технологий интенсификации добычи, вовлечения в разработку мелких и мельчайших месторождений.

В качестве основного методологического принципа в работе применен комплексный системный подход к исследованию проблемы эффективности недропользования. Работа выполнена на основе анализа и обобщения аналитической и статистической информации о деятельности предприятий нефтегазового комплекса. В статье приводятся данные, полученные в ходе обобщения материалов о сырьевой базе предприятий комплекса, состоянии разработки месторождений нефти и газа.

Остаточные ресурсы углеводородного сырья РК составляют 3,6 млрд тонн условного топлива, из них на нефть приходится 54%, на свободный газ – 37%, остальное – растворенный газ и конденсат [4].

В настоящее время на территории Республики Коми добычу нефти и газового конденсата осуществляли 18 компаний. В структуре добычи 87,3% приходится на долю ВИНК: ООО «Лукойл-Коми» добывает 82%, ООО «РН-Северная нефть» – 5,2%. Оставшиеся объемы добычи приходятся на долю малых и средних компаний. За прошедшие годы доля нефти, добытой независимыми компаниями, снизилась с 21,8 до 12,7%. Более чем вдвое сократили добычу такие предприятия, как ЗАО «Печоранефтегаз», ЗАО «Нобель-Ойл» и ряд других. В то же время за истекшие десять лет ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» нарастил объем нефти, добываемой в республике с 9,2 млн тонн до 11,8 млн тонн, ООО «РН-Северная нефть» – снизила объемы добычи с 1,2 до 0,76 млн тонн.

В 2009 г. положение с воспроизводством запасов улучшилось, это произошло благодаря открытию компанией ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» новых месторождений в Денисовской впадине. В результате активного проведения геологоразведочных работ компании удалось в четыре раза увеличить ресурсы нефти Денисовского лицензионного участка [6]. Результатом этой работы стал значительный рост коэффициента восполнения за последние годы. Эти открытия позволили не только поддержать, но и наращивать объемы добычи нефти в республике.

В таблице приведены сведения о средствах, затраченных на проведение геологоразведочных работ за счет всех источников финансирования в Республике Коми. На протяжении последних лет воспроизводство сырьевой базы нефтегазового комплекса отдано на откуп компаниям. Из этого следует, что региональные работы на территории республики не проводятся, так как недропользователи могут осуществлять деятельность только в пределах лицензионного участка. В 2019 году затраты на проведение геологоразведочных работ на территории Республики Коми сократились на 23% (таблица 3).

В целом за истекшие годы закончено бурением 93 поисковых и разведочных скважины (124,8 тыс. м поискового бурения, 173,3 тыс. м разведочного бурения). Из них более половины скважин приходится на компанию ООО «Лукойл-Коми». Наибольшее количество скважин пробурено в 2013 году – 20, уже в 2015 году пробурено 7 скважин и в 2018 году закончены бурением только 2 скважины.

За последнее время значительно снизились объемы сейсморазведочных работ 2D. В 2009 году 2100 км выполнили шесть недропользователей, тогда как в 2010 году объемы сократились вдвое – до 1097 км, в 2017 г. – 763 км и в 2018 году сейсморазведка 2D не проводилась. В целом с 2010 по 2018 год в Республике Коми выполнено 7448 км сейсморазведочных работ [7].

Распределение расходов на проведение геологоразведочных работ на нефть и газ в Республике Коми по источникам финансирования в текущих ценах (млн рублей)

	Бюджет РФ	Бюджет РК	Средства предприятий	Всего
2006	88,9	5,5	4351	4445,4
2007	46	5,86	4913,8	4965,66
2008	42,7	14,96	6833,3	6890,96
2009	36,8	0,8	4843,5	4881,1
2010	17,9	4,3	4276,6	4298,8
2011	98,65	4,3	4462,8	4565,75
2012	125,15	4,3	6776,9	6906,35
2013	114	4,3	7985,2	8103,5
2014	62	5,1	8240,3	8307,4
2015	40,4	1,9	7200,5	7242,8
2016	7,91	4,68	6959,6	6972,19
2017	7	3,5	8069,2	8079,7
2018	-	5,4	6817,4	6822,8
2019	-	6,05	5267	5273,05

В ходе выполнения геологоразведочных работ было открыто 20 месторождений, среди них Печоро-Кожвинское (2009 г.), Восточно-Ламбейшорское (2011 г.), им. Алабушина, Южно-Баяндыское (2014 г.), Легогрубеюское, (2017 г.), Прохоровское, Верхне-Ипатское (2018 г.).

Прирост извлекаемых запасов углеводородного сырья по новым и ранее открытым месторождениям по промышленным категориям (без учета списания) составил 215,8 млн т нефти и 93 млрд м³ природного газа.

По расчетам специалистов, в Республике Коми обеспеченность разведанными и подготовленными к эксплуатации запасами, отвечающими требованиям рентабельной разработки, в действующих налоговых условиях составляет 32,5 года. Обеспеченность разведанными и предварительно оцененными запасами и перспективными ресурсами составляет 49 лет [7].

Тенденцией развития нефтяной отрасли Республики Коми является ухудшение сырьевой базы, с увеличением доли трудноизвлекаемой нефти, в том числе, высоковязкой. В условиях ухудшения сырьевой базы, низких цен на нефть и санкций на первый план выступает инновационное (технологическое) развитие нефтегазового комплекса республики [6].

Современные уровни добычи нефти возможны благодаря сырьевой базе, созданной в 1970-е годы, когда были открыты месторождения, обеспечивающие текущие уровни добычи – Усинское, Возейское и др. За последние десятилетия значительно сократились объемы и финансирование геологоразведочных работ за счет средств бюджета, что сказалось на качестве прироста запасов. Главная проблема – неудовлетворительные объемы поисковых и разведочных работ.

Несмотря на увеличение финансирования геологоразведочных работ за счет средств недропользователей, основной прирост запасов осуществляется на лицензионных участках, что снижает надежность сырьевой базы. Поэтому первоочередными действиями государства в области воспроизводства минерально-сырьевой базы должны стать увеличение объемов геологоразведочных работ не только на региональной стадии, но и на зональной (на лицензионных участках). Для достижения этой цели необходимо разработать эффективные методы стимулирования недропользователей, такие как налоговые льготы.

В последние годы отмечается снижение объемов глубокого бурения на нефть и газ в республике. Для обеспечения устойчивого воспроизводства минерально-сырьевой базы необходимо кратное увеличение поискового бурения в рамках региональных программ укрепления минерально-сырьевой базы и увеличения объемов разведочного бурения в рамках выполнения лицензионных соглашений недропользователей.

В условиях введения санкций и при падении мировых цен на нефть инвестиционные проекты компаний будут корректироваться в сторону сокращения геологоразведочных работ. С учетом того, что добыча на ранее открытых месторождениях начнет снижаться после 2020 г., поддержание достигнутого уровня возможно только за счет новых объектов.

Ситуация с падением добычи природного газа и истощением ресурсной базы газовой отрасли, сложившаяся в Республике Коми, еще раз доказывает необходимость передачи части полномочий от федеральных органов исполнительной власти субъектам Российской Федерации. При этом должна найти отражение одна из самых важных и принципиальных позиций – делегирование полномочий субъектам федерации в части управления использованием недрами.

Развитию нефтегазовой геологии в регионе могло бы способствовать возвращение к программному подходу организации геологоразведочных работ. В региональной программе геологического изучения территории должны быть отражены направления и объемы работ, как за счет средств бюджета, так и частично за счет собственных

средств предприятий-недропользователей. В программе следовало бы предусмотреть следующие направления:

- завершение сетки региональных сейсмопрофилей, намеченных программой региональных работ с целью изучения глубинного строения генетически разнотипных территорий;
- отработка на перспективных участках крупных тектонических элементов рекогносцировочно-поисковой сети сейсмопрофилей для подготовки объектов для параметрического бурения;
- параметрическое бурение на перспективных объектах с целью выяснения перспектив нефтегазоносности разреза и оценки ресурсов перспективных нефтегазоносных районов.

Разработка региональных программ геологического изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы должна производиться с учетом задач социально-экономического развития субъектов Российской Федерации, потребностей субъекта Российской Федерации в минеральном сырье. Программы должны определяться прогнозными планами социально-экономического развития субъектов Российской Федерации. Соответственно разработка и реализация данных программ должна быть отнесена к компетенции субъектов РФ, а включенные в данную программу участки недр следовало бы передать в управление субъектов Российской Федерации (лицензирование, определение условий недропользования, учет, экспертиза геологической информации, размеры платежей за пользование недрами, вознаграждение за выявление месторождений и т.д.).

Проведение геологоразведочных работ должно обеспечить выявление и оценку новых зон нефтегазоаккумуляции в слабоизученных районах, удаленных от центров добычи нефти и газа, с целью опережающей подготовки новых возможных районов добычи углеводородного сырья. Конкурсный фонд Республики Коми пополнится новыми месторождениями и перспективными площадями. Таким образом, появится возможность значительного расширения геологоразведочных работ и создания новых центров добычи нефти и газа в слабо освоенных районах, в том числе Воркутинском, Интинском, Троицко-Печорском, что позволит улучшить их инфраструктуру, повысить занятость населения, создать условия для устойчивого развития экономики региона.

Литература

1. Филимонова И.В., Проворная И.В., Комарова А.В., Земнухова Е.А. Устойчивые тенденции изменения региональной структуры добычи нефти и России// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 3. http://www.ngtp.ru/rub/2019/33_2019.pdf
2. Государственный доклад: «О состоянии окружающей природной среды Республики Коми в 2018 году» / Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми. Сыктывкар, 2019. 163 с.
3. Григорьев Г.А. Потенциал геолого-экономических исследований в системе принятия управленческих решений по развитию сырьевой базы углеводородов// Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2018. Т.13. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/3/1_2018.pdf
4. Куранов А.В., Отмас Ал.А., Зегер Н.А., Куранова Т.И. Минерально-сырьевая база углеводородного сырья Республики Коми и резервы ее восполнения [Mineral resource base of hydrocarbonraw material sof the Republic of Komi and reserves of it sreplenishment] // Материалы XVII геологического съезда Республики Коми. 2019. С. 61–62.
5. Тарбаев М.Б., Хабаров А.Б. Минеральные ресурсы–основа промышленного развития Республики Коми// Горный журнал. 2013. № 9. С.4–8.
6. Тимонина Н.Н., Даниленко А.Н., Савельева А.А. Воспроизводство сырьевой базы в Республике Коми//Нефтяное хозяйство. 2015. № 2. С 20–22.
7. Григоренко Т.И., Тарбаев М.Б., Смирнова С.М., Основные результаты геолого-разведочных работ по Республике Коми// Материалы XVII геологического съезда Республики Коми. 2019. С. 29–31.

А.С. ЯКИМОВ КАК СОЗДАТЕЛЬ МЕТОДОЛОГИИ ДОРАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Б.В. Успенский^{1, 2} М.Я. Боровский³

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань

²ИПЭН АН РТ, г.Казань, ³ООО «ГЕОФИЗСЕРВИС», г.Казань, borvadás@rambler.ru



Александр Сергеевич Якимов (18.VII.1950–14.IX.2019) – известный российский геолог-нефтяник, представитель Казанской геологической школы, доцент, кандидат геолого-минералогических наук, заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ, почетный нефтяник Российской Федерации.

В 1968 г. А.С. Якимов поступает на геологический факультет Казанского государственного университета имени В.И. Ульянова-Ленина и в 1973 г. оканчивает кафедру геологии нефти и газа по специализации «Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений», получив диплом инженер-геолог-нефтяник. Здесь во второй половине 60-х – начале 70-х гг. прошлого столетия читали лекции и проводили практические занятия Ф.М. Ишмаев (декан факультета), В.М. Винокуров, С.Г. Каштанов, Н.И. Пеньков, В.А. Полянин, Б.В. Селивановский, Е.И.Тихвинская, В.И. Тропольский, Э.З. Бадамшин, А.И. Бахтин, В.П. Боронин, А.К. Гусев, Ю.А. Дикгоф, В.И. Игнатъев, М.Е. Королев, В.В. Корчагин, Ю.Е. Коршиков, В. И.Крупин, Г.А. Кринари, Н. П. Лебедев, И. С. Муравьев, В. Н. Напалков, Н. Н. Нелидов, В.А.Тимесков, Р.К. Тухватуллин, З.М. Слепак, М.Н. Соколов, С.С. Эллерн, Г.Е. Яковлев, Ф.А. Ахмадуллин, В.М. Игонин, В.Г. Изотов, Л.А. Кузнецова, Н.Н. Ляшко, П.П. Петров, В.М. Смелков, М.Г. Солодухо, Р.К. Хабибуллин, Э.К. Швыдкин, Г.Р. Булка и другие преподаватели.

Выпускники геологического факультета 1973 г.: профессор Успенский Б.В., д.г.-м.н. Гатиятуллин Н.С., к.т.н. Арефьев Ю.Н., к.г.-м.н. Беляев Е.В., к.г.-м.н. Волков Ю.В., к.т.н. Дьячков И.В.; специалисты в области нефтяной геологии Нафиков А.З., Волкова Л.В., Гатиятуллина Н.Г., Шеметило В.Г. и др.

А.С. Якимов после окончания высшего учебного заведения прошел хорошую школу на объектах нефтяной промышленности, ориентировался в особенностях и методах производства и освоения каждой стадии и этапа геологоразведочных и эксплуатационных работ. Широка география интересов Александра Сергеевича: участие в анализе разработки площадей Ромашкинского месторождения (Абдрахмановская, Куакбашская, Западно-Ленингорская, Зай-Каратайская); опыт работы на лицензионных участках Татарстана, Западной Сибири, Восточной Сибири, Республики Коми, Оренбургской, Саратовской и Самарской областей; работа по зарубежным контрактам в Сирийской Арабской Республике, Омане, Индии.

Трудовой путь А.С. Якимова:

1973–1976 гг. – геолог, старший геолог на северных нефтепромыслах Южно-Пясинской нефтеразведочной экспедиции треста «Красноярскнефтеразведка»;

1976–1984 гг. – начальник геологического отдела НГДУ «Ленингорскнефть» ОАО «Татнефть»;

1984–1988 гг. – главный геолог НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть».

Действительный член академии наук РТ Р.С. Хисамов в 2015 г. на Международной конференции в Казани в докладе «Внедрение инновационных технологий разведки и разработки трудноизвлекаемых запасов в ПАО «Татнефть» наряду с именами выдающихся геологов и нефтяников (М.М. Иванова, Р.Х. Муслимов и др.), внесших огромный вклад в создание технологий поиска, разведки и разработки месторождений НГДУ «Ленингорскнефть» и в целом Ромашкинского и других месторождений Республики Татарстан, а также месторождений СССР и России отметил и большую роль А.С. Якимова.

В 1988–1993 гг. Александр Сергеевич – главный специалист нефтяных и газовых месторождений Сирийской национальной компании.

1993 гг. – 1995 гг. – генеральный директор ОАО «Экогаз», г. Москва.

С 1995 г. работает в Российской инновационной топливно-энергетической компании (ОАО «РИТЭК»), с 1995 г. – заместитель генерального директора, начальник НГДУ «ТатРИТЭКнефть», с 2000 г. – заместитель генерального директора, с 2002 г. – заместитель генерального директора – главный геолог.

Производственная деятельность А.С. Якимова характеризуется привлекательной инвестиционной политикой, внедрением эффективных процессов и приемов интенсификации и добычи углеводородного сырья, широкого привлечения в геологоразведочный цикл различных комплексов геолого-геофизических методов, определением природы геофизико-геохимических аномалий, разработкой рационально рентабельных комплексов изучения геологической среды. Особо следует выделить его выдающиеся организаторские способности:

– создание нефтедобывающего предприятия «ТатРИТЭКнефть»;

- организация работ по созданию инновационных систем разработки, бурения (ИСЗС, андер-баланс и т.д.);
- подготовка и участие в аукционах, конкурсах на право пользования лицензионными участками;
- разработка, контроль и внедрение инновационных технологий (парогаз, термогаз, водогаз);
- формирование управления по разработке «Программы использования попутного нефтяного газа ПНГ»;
- заместитель руководителя по государственному контракту по освоению баженовской свиты.

В последние годы опыт и накопленные знания позволяют А.С. Якимову возглавлять ряд отделов в региональных министерствах (отдел углеводородного сырья МЭПР РТ), играть ведущую роль в научно-исследовательских и учебных заведениях России (РГУ имени Губкина, ИГиРГИ, ВНИГНИ), участвовать в работе многочисленных комиссий и др.

Александр Сергеевич Якимов имеет награды:

«Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ»;

Медаль «В память 850 – летия Москвы»;

Медаль «За Заслуги»;

Золотой и серебряный знак «Горняк России»;

«Почетный нефтяник РФ»;

«Почетный работник топливно-энергетического комплекса РФ».

Что касается научной деятельности, то формирование направлений работ и научных взглядов А.С. Якимова большое влияние оказывают личное знакомство и результаты исследований выдающихся представителей советской и российской нефтяной науки лауреата Ленинской премии СССР профессора В.И. Грайфера, лауреата Государственной премии СССР профессора Р.Х. Муслимова, Почетного разведчика недр РФ профессора Э.К. Швыдкина.

В 1999 г. представлена и успешно защищена кандидатская диссертация «Геолого-геофизические методы доразведки нефтяных месторождений (на примере Мелекесской впадины)» на диссертационном совете Казанского государственного университета. Научные руководители диссертационного обобщения профессор Р.Х. Муслимов и профессор Э.К. Швыдкин. В 2003 г. в Издательстве Казанского университета вышла одноименная монография под редакцией указанных профессоров.

В этих работах А.С. Якимовым обсуждены возможности геолого-геофизических методов на заключительных этапах освоения нефтяных месторождений в районах с высокой изученностью недр. На примере Мелекесской впадины рассмотрены особенности геологического строения нефтяных месторождений, приведена динамика геолого-геофизической подготовки перспективных земель и объектов.

Изложены физико-геологические предпосылки применения геофизических методов на основе современных представлений о геоэлектрической и геомагнитной модели углеводородной залежи. Дана характеристика современного состояния геофизических и геохимических исследований при поисках и разведке залежей нефти и газа. Приведены методика и техника геофизических работ при оперативной оценке перспективности структур, примеры комплексной интерпретации геолого-геофизических материалов.

Методология доразведки нефтяных месторождений базируется на нетрадиционном комплексировании мобильных методов (электроразведка ЕП, магниторазведка, геохимия) и вертикального сейсмического профилирования, а также применения усложненной схемы (стадийности) геологоразведочных работ.

Разработка и реализация методологии доразведки нефтяных месторождений в условиях высокой опискованности недр обеспечивает уменьшение объемов выполнения капиталоемких видов геологоразведочных работ, что в условиях рыночной экономики служит определяющим критерием рентабельной добычи углеводородного сырья.

В последние годы А.С. Якимов активно осуществлял научно-педагогическую деятельность. В должности доцента кафедры «Общей и нефтепромысловой геологии» читает лекции и вел практические занятия в Российском государственном университете нефти и газа имени академика И.М. Губкина (г. Москва).

Александр Сергеевич – автор более 70 печатных работ, двух монографий, 12 патентов. Ниже приводится список основных публикаций, где отражены вопросы, задачи и результаты исследований ученого.

А.С. Якимов женат. Имеет двух дочерей. Дочь Ирина Александровна Якимова Фукс пошла по следам Александра Сергеевича: в 2007 г. на диссертационном совете Казанского университета защитила кандидатскую диссертацию на тему «Перспективы нефтебитумоносности нижнепермских отложений Южно-Татарского свода», научный руководитель профессор Б.В. Успенский.

В 2019 году Александр Сергеевич Якимов, вследствие тяжелой болезни, ушел из жизни. Похоронен на Арском кладбище г. Казани.

Список основных научных трудов А.С. Якимова

1. Якимов А.С. Геолого-геофизические методы доразведки нефтяных месторождений (на примере Мелекесской впадины) // Дис. ... канд. геол.-мин. наук. Казань: КГУ, 1999.
2. Якимов А.С. Геолого-геофизические методы доразведки нефтяных месторождений / Под ред. Р.Х. Муслимова, Э.К. Швыдкина. Казань: Изд-во КГУ, 2004. 128 с.

3. Швыдкий Э.К., Якимов А.С., Вассерман В.А. Геофизические и геохимические технологии прогноза и оценки нефтеносности объектов /Под ред. М.Я. Боровского. Казань: Новое Знание, 2008. 164 с.
4. Особенности строения и разработки залежи нефти башкирского яруса Ромашкинского месторождения // НТИС. Сер. Нефтегазовая геология, геофизика и бурение. № 1. М.: ВНИИОЭНГ, 1984. С.13–15 (соавторы Суетенков В.С., Поздняков А.Г.).
5. Эффективность спектральной шумометрии по контролю заводнения // Нефтяное хозяйство. № 2. 1987. С.50–52 (соавторы Хисамов Р.С., Трофанчук Д.С., Николаев С.А., Овчинников М.Н.).
6. Анализ эффективности форсированного отбора жидкости на Абдрахмановской площади // Проблемы наиболее полного извлечения нефти из недр Татарии: Тез. докл. науч.-технич. конфер. – Альметьевск: ПО «Татнефть», 1987. С. 92–93 (соавторы Хисамов Р.С., Ситдикова И.Р.).
7. Эффективность спектральной шумометрии при контроле за процессом заводнения на Абдрахмановской площади // Проблемы наиболее полного извлечения нефти из недр Татарии: Тез. докл. науч.-технич. конфер. Альметьевск: ПО «Татнефть», 1987. С. 93–98 (соавторы Хисамов Р.С., Трофанчук Д.С., Николаев С.А., Овчинников М.Н.).
8. А.С. 1630370 (СССР). МКИ E21 B 43/20. Способ обработки высокообводненного нефтяного месторождения с неоднородными по проницаемости пластами. 4 с.: ил. (соавторы Зайнуллин Н.Г., Хисамов Р.С., Киреев Ю.Г. и др.).
9. Принципы разработки многопластовых месторождений высоковязких нефтей // Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. Казань: Новое Знание, 1998. С. 302–308 (соавтор Успенский Б.В.).
10. Проблемы и пути эффективного освоения месторождений в условиях высокой опоскованности недр (на примере Татарстана) // Новые идеи в науках о Земле: Тез. докл. IV Междунар. конфер. Т. 2. М.: МГГА, 1999. С. 234 (соавторы Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я.).
11. Прогнозирование локальных особенностей геологического разреза на этапах освоения месторождений Мелекесской впадины // Геология и современность: Тез. докл. юбилейной конфер. Казань: Изд-во Мастер Лайн, 1999. С.33–34 (соавторы Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Антонов Ю.Б., Богатов В.И., Сергеева Д.А.).
12. Оптимизация схемы разработки бобриковско-турнейских залежей нефти в зонах эрозионно-карстовых врезов на Енорускинском месторождении // Там же. С.86–87 (соавторы Ларочкина И.А., Кириллов Е.Г., Базаревская В.Г.).
13. Определение оптимального периода закачки воды в трещиновато-пористые пласты некоторых месторождений Татарстана // Там же. С.102–103 (соавторы Муслимов Р.Х., Десятков В.К., Евтушенко С.П., Смирнов С.В.).
14. Создание постоянно действующей трехмерной геолого-фильтрационной модели Енорускинском месторождения // Там же. С.173–174 (соавторы Булыгин Д.В., Кипоть В.Л., Успенский Б.В.).
15. Yakimov A.S., Diyashev R.N., Iktissanov V.A. Metod of determination of filtration parametrs in layered reservoirs with afterflow // Modern approaches to flows in porous media//International conference, Moscow, September 6–8, 1999: Abstracts. P. 156–158.
16. Эффективность применения полисила при разработке залежей вязких нефтей в карбонатных коллекторах // XV Губкинский чтения «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазовосности недр»: Тез. докл. Секция 1. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 1999. С. 193 (соавторы Напалков В.Н., Успенский Б.В., Веденин С.В.).
17. Несейсмические методы при освоении нефтяных месторождений Мелекесской впадины // Там же. Секция 2. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 1999. С. 15–16 (соавторы Боровский М.Я., Мухаметшин Р.З., Богатов В.И., Сергеева Д.А.).
18. Своевременный поиск альтернативных источников углеводородного сырья – гарантия сохранения энергетической независимости субъекта Федерации // Научный Татарстан. № 3. 1999. С.85–89 (соавторы Шабалин Н.Я., Боровский М.Я., Успенский Б.В., Мухаметшин Р.З., Антонов Ю.Б.).
19. Оценка перспектив битумосности пермских отложений в пределах лицензионных участков НГДУ «ТатРИТЭКнефть» /Якимов А.С., Успенский Б.В., Виноходова Г.В., Гордеев Е.В., Боровский М.Я.)// Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Материалы научн.-практич. конфер. Т. 2. Казань: ЭКОЦЕНТР, 1999. С. 100–106.
20. Якимов А.С., Успенский Б.В., Маркелова И.А. Использование новой технологии разработки многопластовых месторождений высоковязких нефтей (на примере экспериментального участка Енорускинском месторождения) // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Материалы научн.-практич. конфер. Т. 1. Казань: ЭКОЦЕНТР, 1999. С. 296–302.
21. Сохранение энергетической независимости субъектов федерации: своевременный поиск альтернативных источников углеводородного сырья (на примере Республики Татарстан) / Шабалин Н.Я., Боровский М.Я., Успенский Б.В., Мухаметшин Р.З., Антонов Ю.Б., Якимов А.С.// Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Материалы научн.-практич. конфер. Т. 2. Казань: ЭКОЦЕНТР, 1999. С.148–155.
22. Патент № 2160362 «Способ разработки многопластового нефтяного месторождения» от 23.02.1999.
23. Геофизическая технология оценки нефтеперспективности геологических объектов /Э.К. Швыдкий, М.Я. Боровский, А.С. Якимов и др. //Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. Труды науч.-практич. конф. VII международной выставки «Нефть, газ – 2000. Казань. 2000 г. Т. 1. С. 264–268.

24. Якимов А.С., Успенский Б.В., Миронова Л.М. Анализ выработки запасов нефти в отложениях турнейского яруса (на примере Енорускинского месторождения) /Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения. Труды науч.-практ. конф. VIII Междунар. выставки «Нефть, газ. Нефтехимия – 2001» (Казань, 5–8 сентября 2001 г.) В 2-х томах. Том II. Казань, 2002 г. С. 320–329.
25. Якимов А.С., Ахметзянов Р.Х. (РИТЭК), Успенский Б.В. (КТУ). Поиски тяжелых нефтей в верхней части разреза на лицензионных участках НГДУ «ТатРИТЭКнефть», С.Петербург. 2001.
26. Природные битумы – альтернативный источник энергообеспечения Татарстана. Б.В.Успенский, В.М. Смелков, А.С. Якимов Казанский университет, ОАО «РИТЭК», Казань, Москва, Россия
27. Экологические аспекты разработки месторождений природных битумов и горючих сланцев Успенский Б.В., Боровский М.Я., Грайфер В.И., Якимов А.С. Казанский гос. университет, НПУ «Казаньгеофизика», АО «РИТЭК». Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2000. С. 67–68.
28. Физико-геологическая модель углеводородной залежи как отражение деформационных процессов при формировании природных резервуаров /В.И. Грайфер, А.С. Якимов, Э.К. Швыдкин, М.Я. Боровский, Р.З. Мухаметшин, Б.В. Успенский //Природные резервуары углеводородов и их деформации в процессе разработки нефтяных месторождений. Тез. Докл. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2000. С. 7.
29. Успенский Б.В., Волков Ю.В., Боровский М.Я., Якимов А.С., Богатов В.И. Прогноз нефтебитумоносности нижнепермских отложений юго-восточного склона Южно-Татарского свода // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и возобновляемые источники энергии: Тез. докл. Первой научн.-практич. Междунар. конфер. СПб: ВНИГРИ, 2002. С.126–130.
30. Обоснование комплекса методов ГИС для изучения нижнепермских отложений юго-востока Татарстана /Яковлев Г.Е., Успенский Б.В., Якимов А.С., Боровский М.Я., Богатов В.И.// Минерально-сырьевой потенциал неосвоенных земель Татарстана: состояние, оценка, перспективы. – Труды науч.-практ. конфер. IX междунар. специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия – 2002». Казань: Меридиан-Экспресс, 2002. С.323–334.
31. Технологические основы повышения рентабельности освоения месторождений природных битумов на лицензированных участках НГДУ «ТатРИТЭКнефть» /В.И.Грайфер, А.С. Якимов, Р.А. Максотов, Б.В. Успенский// Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». Казань, 2003 г. С. 47–48.
32. Пути повышения эффективности выработки продуктивного пласта битумных залежей скважинным способом /Б.В.Успенский, В.Н. Напалков, Э.К. Швыдкин, А.С. Якимов// Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов нефти. Труды 12-го Европейского симпозиума «Повышение нефтеотдачи пластов». Казань, 2003 г. С. 54–55.
33. Якимов А.С., Боровский М.Я., Либерман В.Б., Богатов В.И., Амиров А.Н., Ефимов А.А., Успенский Б.В. Методология геофизического обеспечения освоения нефтяных месторождений горизонтальными скважинами // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. Вып. 6. М.: ВНИИОЭНГ, 2002. С. 10–11.
34. Зоны биодеградации нефтей в карбонатных залежах по данным радиоспектроскопических и геохимических исследований /Успенский Б.В., Булка Г.Р., Винокурова В.В., Хасанова Н.М., Шарипова Н.С., Якимов А.С. //Генезис нефти и газа. М: ГЕОС, 2003. С. 353–354.
35. Пути повышения эффективности выработки продуктивного пласта битумных залежей скважинным способом. /Успенский Б.В., Напалков В.Н., Швыдкин Э.К., Якимов А.С. //Интервал. 2003. № 12 (59). С.24–25.
36. Якимов А.С., Булыгин Д.В., Кипоть В.Л. Особенности создания трехмерной геологической модели Енорускинского нефтяного месторождения //Интервал. 2001. № 8 (31). С.4–10.
37. Восполнение запасов углеводородного сырья Приволжского федерального округа на базе изучения глубоких и сверхглубоких горизонтов /М.Я. Боровский, Т.М. Акчурина, И.Н. Плотникова, А.С. Якимов, В.Б. Либерман, В.И. Богатов // Стратегия развития минерально-сырьевого комплекса Приволжского и Южного федерального округов на 2006 и последующие годы. Тезисы докладов науч.-практ. регион. конфер. Саратов, 2005.
38. Геолого-геофизическая основа поиска новых объектов углеводородного сырья в XXI веке: глубокие и сверхглубокие горизонты/М.Я. Боровский, И.Н. Плотникова, А.С. Якимов, В.Б. Либерман//Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов. М.: ГЕОС, 2005. С.81–83.
39. Определение оптимального периода закачки воды в трещиновато-пористые пласты некоторых месторождений Татарстана// Геология и современность: Тез. докл. Юбилейной конфер. Казань: Изд-во Мастер Лайн, 1999.-С.102–103.
40. О необходимости изучения индивидуальных геомеханических свойств нефтяных пластов многопластовых месторождений/В.Д. Лысенко, А.С. Якимов, Р.Х. Ахметзянов, Ю.А. Волков, А.М. Мохель//Природные резервуары углеводородов и их деформации в процессе разработки нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2000. С. 25–26.
41. Результаты определения фильтрационных параметров призабойных зон скважин опытного участка Енорускинского нефтяного месторождения в условиях нестационарного заводнения/Р.Х. Муслимов, В.И. Грайфер, А.С. Якимов, Р.Х. Ахметзянов, В.К. Десятков, С.П. Евтушенко //Природные резервуары углеводородов и их деформации в процессе разработки нефтяных месторождений. Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2000. С. 31–33.
42. Геофизическая технология оценки нефтеперспективности геологических объектов/Э.К. Швыдкин, М.Я.

Боровский, А.С. Якимов, И.В. Успенский, Б.В. Успенский//Новые идеи поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений. Труды научно-практической конференции VII международной выставки «Нефть, газ – 2000» (Казань, 5–7 сентября 2000 года). Казань: Экоцентр, 2000. С. 264–267.

43. Эффективность инновационных технологий ЗАО «РИТЭК-Полисил» и ОАО «РИТЭК» и перспективы их развития/В.И. Грайфер, А.С. Якимов, В.А. Котельников, И.Н. Шарбатова, Д.Н. Ковалев//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2001. № 9. С. 38–44.

44. Yakimov A.S., Ahmetzyanov R.H. Exploration of heavy oils in the top part of a section on licence areas NGDU «TatRITEKNEFT». Abstracts oral presentations AAPG Regional international conference July 15–18, 2001, St. Petersburg, Russia. 03–3.

45. Якимов А.С., Миронова Л.М. Анализ выработки запасов нефти в отложениях турнейского яруса (на примере Енорускинского месторождения)//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 9, 2001 г. – С.37.

46. Кузнецов Г.Е., Шарипова Н.С. Якимов А.С. Влияние эндогенных процессов на нефтегазоносность//Геодинамика и нефтегазовые структуры Черноморско-Каспийского региона / Материалы IV Междунар. конфер. Гурзуф, 9–14 сентября 2002. С. 232–234.

47. Кузнецов Г.Е., Якимов А.С., Боровский М.Я., Кузнецова М.Г. Глубинное строение и нефтеносность Волго-Камского региона //Геологии, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2002. № 6. С.26–30.

48. Степанов В.П., Якимов А.С., Боровский М.Я., Богатов В.И., Степанов А.В., Степанов И.В. Прогнозирование надвиговых зон магнито-, грави- и электроразведкой//Геология нефти и газа. 2003. № 5. С. 52–57.

49. Степанов В.П., Якимов А.С., Боровский М.Я., Степанов А.В., Степанов И.В., Богатов В.И./ О новых путях поисков структур в осадочном чехле Южно-Татарского свода. Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 7. С. 29–30.

50. Якимов А.С., Швыдкин Э.К., Вассерман В.А. Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей // Геология нефти и газа. № 1. 2007. С. 39–46.

51. Якимов А.С., Антонов Ю.Б., Андреев Д.С. Опыт применения ООО «ТНГ Казаньгеофизика» комплекса мобильных геофизических методов для оценки перспектив нефтеносности Агрызского и Мензелинского лицензионных блоков «РИТЭК» на северо-востоке Республики Татарстан // Сб. статей: «60 лет поисково-разведочных работ ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», 2014. С.75–87.

52. Физико-геологические предпосылки применения геофизических методов для прямых поисков нефти / А.С. Якимов, Э.К. Швыдкин, М.Я. Боровский, Б.В. Успенский//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. № 9. 2001. С. 36–37.

53. Гилязов Ш.Я., Мухаметшин Р.З., Абдулмазитов Р.Г., Якимов А.С., Маннапов И.З. Опыт разработки залежей высоковязкой нефти Мелекесской впадины // Нефтехимия. 1999. Т. I. С.320–328.

54. Возможности вертикального сейсмопрофилирования при геологоразведочных работах на нефть и газ / Амиров А.Н., Якимов А.С., Успенский Б.В., Боровский М.Я. //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2001. № 9. С. 37–38.

55. Новые знания по новой технологии анализа потенциальных полей при прогнозе нефтегазоносности перспективных территорий /Мавричев В.Г., Молодцов И.В., Петрова А.А., Ладнер Г.А., Атаков А.И., Боровский М.Я., Богатов В.И., Ефимов А.А., Масагутов Р.Х., Дедичин Г.Я., Якимов А.С. // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: материалы 35 сессии Междунар. семинара им. Д.Г. Успенского: Ухта, УГТУ, 2008. С. 193–194.

56. Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей / Швыдкин Э.К., Якимов А.С., Боровский М.Я., Успенский Б.В. // Актуальные проблемы нефтегазовой геологии. СПб., 2007. С. 129–136: ил. библиогр.: 7 назв.

57. Мавричев В.Г., Молодцов И.В., Петрова А.А., Ладнер Г.А., Атаков А.И., Боровский М.Я., Масагутов Р.Х., Якимов А.С. Оценка нефтегазоносности посредством анализа потенциальных полей по новым технологиям // Геофизические исследования Урала и сопредельных регионов. Материалы Международной конференции, посвященной 50-летию Института геофизики УрО РАН. Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2008. 337 с.

58. Якимов А.С., Тавризов В.Е., Ишмуратов И.Ф., Успенский Б.В. //Оценка рисков бурения боковых стволов на основе гидродинамического моделирования залежи нефти в пласте ЮВ1 Варынского месторождения /А.С. Якимов //Моделирование геологического строения и процессов разработки-основа успешного освоения нефтяных и нефтегазовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конфер. Казань: Изд-во «Слово», 2018. С. 410–413.

59. Мобильная геофизика при поисках и разведке месторождений углеводородов доманиковых отложений / Боровский М.Я., Успенский Б.В., Якимов А.С., Тавризов В.Е., LiangXinping. Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям: материалы VI Междунар. Конф. М., 2018. С. 204–210.

60. Геологическая целесообразность включения комплекса «легких» методов в состав геологоразведочных работ на нефть и газ // Трофимов Д.М., Шуваева М.К., Чистякова К.В., Наумов К.К., Феофилов С.А., Шабалин Н.Я., Якимов А.С., Тавризов В.Е., Успенский Б.В.//Георесурсы. 2017. Т. 19. № 2. С. .97–102.

61. Дияшев Р.Н., Якимов А.С. Бурение скважин со вскрытием продуктивных пластов на депрессии: опыт ОАО «РИТЭК» в Татарстане // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 28–34.
62. Пат. РФ №2418944 ОТ 16.04.2010. Способ разработки нефтекерогенсодержащих месторождений. Авторы: Боксерман А.А., Грайфер В.И., Николаев Н.М., Кокорев В.И., Чубанов О.В., Якимов А.С., Карпов Б.К., Палий А.П.
63. Якимов А.С., Тавризов В.Е. «Лицензирование недр УВС в России – действующая система, ее проблемы и недостатки» // «Георесурсы». № 1. Казань. 2016. С. 58–64.
64. Якимов А.С., Тавризов В.Е. Буровой сервис силами «малышей. Плюсы и минусы. «Бурение и нефть», Москва. 2018. С. 34–37.
65. Экономические санкции: издержки и выгоды для нефтегазовой и банковской отраслей в современных условиях/ Лобусев А.В., Якимов А.С., Хафизова Г.Р., Фатхутдинова Р.А., Никитин Т.О. «Нефтяная провинция». № 1(17) 2019. РТ. г. Бугульма.
66. Якимов А.С., Тавризов В.Е. Проблемы рациональной разработки неконсолидированных продуктивных пород-коллекторов подгазовых залежей высоковязкой нефти// «ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ». № 4. Москва. 2018. С.50–58.
67. Якимов А.С., Тавризов В.Е. Стратегия развития нефтяной компании после приобретения первичных активов//«Минеральные ресурсы России. Экономика и управление». № 6. Москва, 2018. С. 41–46.

ТАБЛИЦА КООРДИНАТ ТОЧЕК ОРБИТЫ, ПАДАЮЩЕГО КРУПНОГО КОСМИЧЕСКОГО ТЕЛА ДИАМЕТРОМ 800 КМ (ККТ 800 КМ), СОВЕРШИВШЕГО 13-11 МИЛЛИОНОВ ЛЕТ НАЗАД МНОВИТКОВОЕ КАСАТЕЛЬНОЕ УДАРНО-ВЗРЫВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПОВЕРХНОСТЬ ЗЕМЛИ. ПРИУРОЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА К ТРАССАМ ОРБИТЫ ККТ 800 КМ

Ф.Р. Хазивалиев

Альма-матер ТУСУР город Томск, измерительные информационные технологии. Подполковник-инженер. Космические войска СССР, автоматизация информационных технологий государственных органов. Пенсионер. farid_hazivaliyev59@mail.ru г. Наманган, Республика Узбекистан

Аннотация. На многих территориях Земли наблюдаются неестественно ровные протяженные участки поверхности, геоморфологически выраженные относительно прилегающих областей и напоминающие на спутниковых снимках рисунок струганного дерева («шпон»). Следы витков визуально читаются на поверхности Земли в виде протяженных прямолинейных береговых линий континентов и крупных водных объектов с характерными следами на поверхности («Когти медведя»), и крупных береговых континентальных зубурин и другие. Новая гипотеза, объясняющая их образование, «Гипотеза захвата Землей массивного крупного космического тела диаметром более 800 км (ККТ 800 км) ставшего спутником Земли», который в процессе вращения вокруг Земли по нисходящей траектории на большой скорости разрушительно воздействует на ее поверхность. Вдоль трасс витков активно добывается нефть и газ.

Ключевые слова: крупное космическое тело, орбитальное движение, таблица координат орбиты, глубинные разломы, нефть и газ.

Введение

Земля, в силу своего размера и массы, может притягивать космические объекты, траектория и скорость которых близка направлению и скорости ее собственного движения. Попадая в гравитационное поле Земли, такое тело становится ее спутником, постепенно, виток за витком, приближаясь к Земле. Во время движения по орбите тело разрушается как в атмосфере, так и в результате касательного столкновения с поверхностью планеты. Если же размер космического объекта составляет десятки или сотни км, и он движется на первой космической скорости (до 7.2 км/с) по орбите Земли на высоте более 400 км, то его траектория (рис. 1) будет аналогична трассе полета международной космической станции (МКС), но с постепенным снижением по очень пологой траектории и выравнивающим воздействием на рельеф. Результаты наблюдений и исследований рельефа Земли, обнаруженные закономерности легли в основу статьи «Орбитальная гипотеза космогенного воздействия на рельеф и геодинамику Земли» [1].

В этом докладе предлагается вашему вниманию фрагмент из «Таблица координат точек орбиты ККТ 800 км» (таблица 1). Этот фрагмент для построения трасс орбиты ККТ 800 км над Европейской частью Российской Федерации (рис. 3). Полная «Таблица координат точек орбиты ККТ 800 км» состоит из 768 точек координат (широта/долгота) на поверхности Земли, что позволяет построить 32 полных витка. Эти витки дважды покрывают поверхность Земли в широтах от +70 до -70 градусов. Полная таблица по запросу farid_hazivaliyev59@mail.ru .

Так что же из себя представляет ККТ 800 км!

ККТ 800 км это крупное космическое тело размерами 800 км в диаметре, упавшее на Землю по особой траектории. Траектория падения пологая, касательная, круговая относительно Земли многовитковая. Размеры ККТ 800 км таковы, что если сравнить с Эверестом – высочайшей горой мира (8848 м), то гора будет в сто раз ниже (1:100). Можно

сравнить и так; берем крупинку гречки(гречихи)-это Эверест, ставим на стол, а рядом – чугунную спортивную гиру весом 32 кг. Орбита ККТ 800 км с центром тяжести и геометрическим центром на высоте 400 км подобна расположению орбиты МКС. Скорость ККТ 800 км, сходящего с орбиты не более 7,2 км в секунду. Это в 7,2 раза больше скорости снаряда, выпущенного из современной артиллерийской пушки. Соответственно этой скорости будут и разрушения на поверхности Земли, которые можно описать так: препятствия, неровности, горы срезаются подобно тому как рубанок срезает неровности по дереву, превращая горы в пыль, песок, и глыбы камней. Размеры ККТ 800 км таковы что, находящаяся в контакте с поверхностью Земли ее подошва проходит над «условной» точкой/препятствием за 100–110 секунд! При этом поверхность-подошва ККТ 800 км и поверхность Земли истираются одновременно. Единоновременно (за 100–110 секунд) снятый слой над «условной» точкой может достигать 700–1000 метров или 7–10 метров за каждую 1 секунду. Этот износ уменьшается по мере приближения к Полярному кругу (нарушение сферичности Земли заметно с 52 широты). Справка: полярное сжатие 0,0033528, экваториальный радиус 6378,1 км, полярный радиус 6356,8 км. Между подошвой ККТ 800 км и поверхностью Земли происходит процесс, подобный работе ледового комбайна (также ресурсейсер – Aniceresurfacер (англ.), то есть срезается слой льда и заливается новый). С той лишь только разницей, что прослойка между подошвой ККТ 800 км и поверхностью это высокотемпературная смесь из расплавленных песков и камней. Расплавленная масса покрывается многометровой керамической глазурью, затирая, выравнивая местность и образуя непроницаемую пленку (непроницаемый плащ). В качестве примера служат участки на поверхности в Западной Сахаре [2]. В горных районах, наряду с превращением гор в плоскогорья, горные хребты успевают в свою очередь поработать в качестве скребков и соскоблить с подошвы ККТ 800 км образовавшийся высокотемпературный слой которым заполняются ущелья, где впоследствии реки прорывают глубокие русла и не исключены водопады.

Размеры и масса ККТ 800 км таковы, что, встречая крупные преграды и не успевая снять необходимый слой для дальнейшего продвижения, он просто жестко продавливают этот участок поверхности Земли подобно ледоколу[3], при этом возникают многочисленные разрывы в коре, трещины глубиной до 30 км и разломы. Разрывы имеют характерную особенность, которую мы можем увидеть в виде симметрично расположенных русел рек относительно осевой линии траектории ККТ 800 км.

Ударно-взрывной характер движения ККТ 800 км порождает по осевой линии протяженные участки зон высокой плотности (зоны сжатия), рядом с ними параллельно идут вытянутые по направлению движения зоны разуплотнения. Здесь уместно отметить работы Б.С.Зейлик [4], [5], так как его открытие позволит лучше понять процессы, происходящие при ударно-взрывном воздействии на поверхность Земли от ККТ 800 км. Углубляться в их технологию не буду, но возьмем на вооружение следующее: если есть большой кратер от удара космического тела, то там будут зоны сжатия и разуплотнения. Дальше: если рядом есть другие кратеры, то обязательно будут наложения этих зон друг на друга, т.е. зоны двойного-тройного разуплотнения и двойного-тройного сжатия. К зонам разуплотнения, особенно многократного, будет приурочена подавляющая часть месторождения УВ.

Вот и подошли к главному.

Если перенести все точки (768) «Таблицы координат точек орбиты ККТ 800 км» на плоскую карту, то мы получим рисунок (рис. 2).

Если же перенести точки координат из табл. 1 на глобус GoogleEarth получим следующую картину рис. 3. Изначально «Таблица координат точек орбиты» и «Карта орбитального космического касательного ударно-взрывного воздействия» готовилась на поиск золота и алмазов, где это хорошо работает. Но изучая виток 4 на твердые полезные ископаемые ТПИ было сделано следующее наблюдение: на юге, на пересечении границ стран Кувейт, Ирак, Иран, есть месторождение Курна (QURNA) и др., на севере – месторождение Мегион. Между ними месторождения УВ Южного Каспия, Юго-Западного Казахстана и другие, то есть прослеживается связь трассы Виток 4 ККТ 800 км с богатыми месторождениями газа и нефти. **Случайность это или закономерность?** Для этого посмотрим Западносибирский нефть газоносный бассейн. Описание под рисунком (рис. 4). Этот район подтвердил приуроченность залежей УВ вдоль трассы витков. Подтвердилось предположение и о месторождениях Волго Уральской провинции (рис. 5). Подтвердились предположения в Ливии, в Северном Каспии, в Узбекистане, Туркмении, в Украине, в Белоруссии, на Камчатке, Сахалине, на Блок-26 в Бенгальском заливе, во Вьетнаме месторождение Белый Тигр и на многих других.



Рис. 1. Один из витков, описанных космическим телом ККТ 800 км, вокруг Земли. А также сравнительный размер ККТ 800 км и Земли. Для построения орбиты одного (или любого) витка необходимо взять из таблицы 24 координаты, расположить их на поверхности Земли и соединить между собой. На рисунке виток – 3А, построенный таким способом.

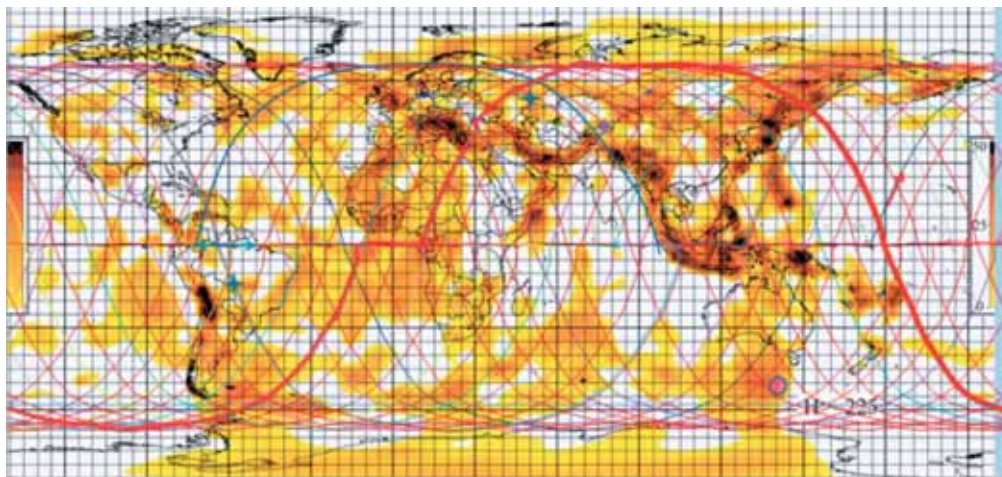


Рис. 2. Карта орбитального космического касательного ударно-взрывного воздействия ККТ 800 км на поверхность Земли.



Рис. 3. Территория Российской Федерации, европейская часть. Фрагмент витков.

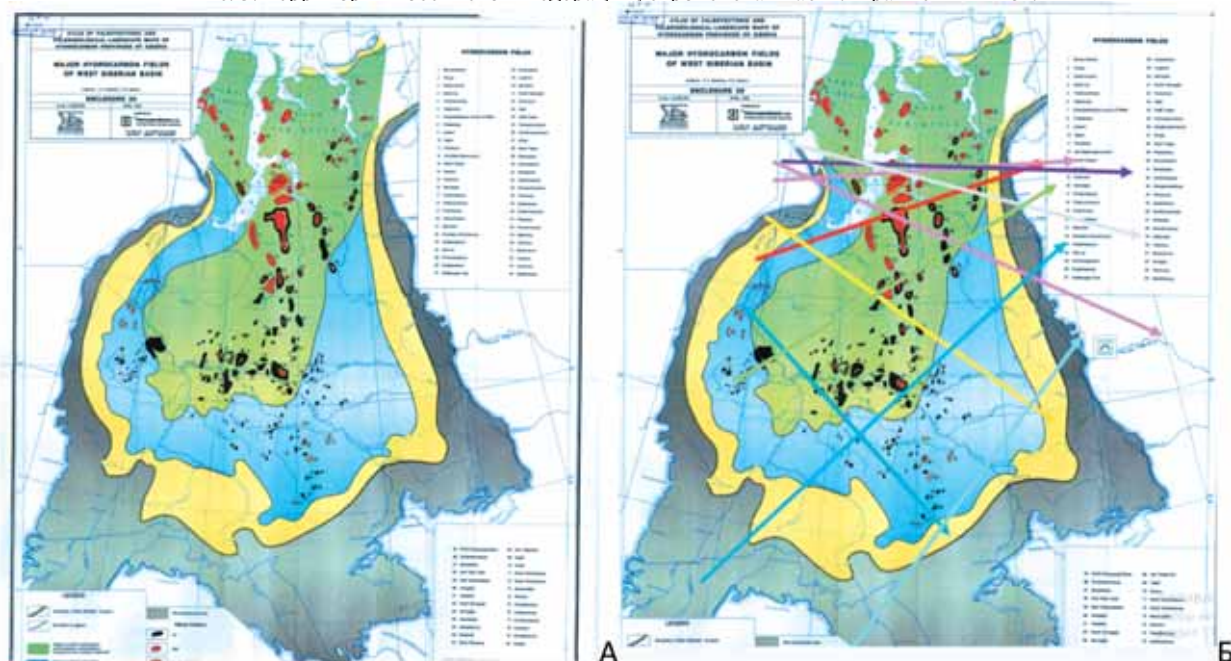


Рис. 4. А) Карта Западносибирского нефтегазоносного бассейна. Этот же район с наложением борозд витков. Обращает на себя внимание Циркум-Арктическая зона – здесь наибольшая плотность витков прохождения ККТ 800 км, а также пересечение витков ниже Полярного круга.

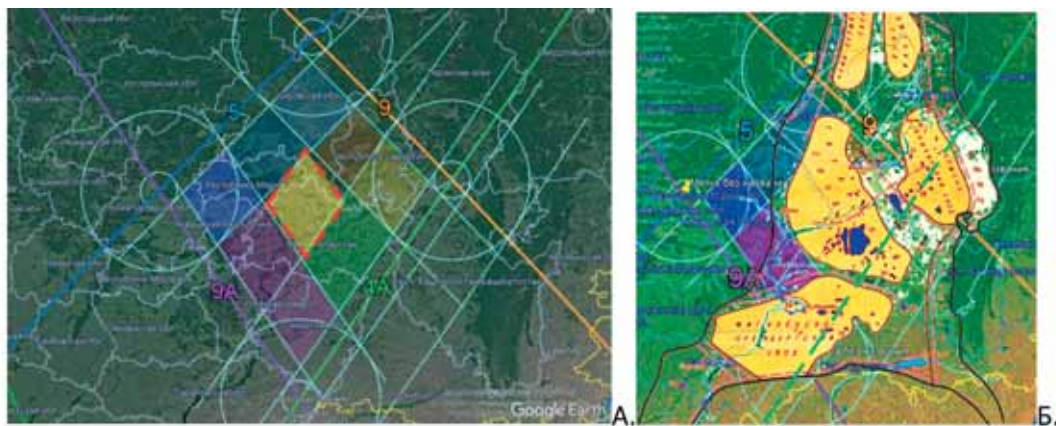


Рис. 5. А) ККТ 800 км прошел над Волго-Уральским нефтегазоносным бассейном 4 раза. Пересечение витков 4А,5,9,9А. В центрах пересечений витков построены по две окружности. Первая окружность радиусом 45 км, вторая – радиусом 200 км. На витке 4А слева и справа по ходу область 45 км+45 км – это зона сжатия (нулевая зона, здесь 50х50 возможность месторождений на УВ). Потом идет зона растяжения (первая зона, нечетная) до 200 км самая благоприятная на УВ. В середине красный ромб – это зона двойного сжатия-уплотнения – неблагоприятная зона для накопления УВ. Б На этом рисунке рис. 5. А совмещен с картой месторождений.

Таблица 1

Таблица координат витков орбиты ККТ 800 км, проходящих над Европейской частью Российской Федерации (фрагмент таблицы)

№ точки витка 4	Широта/долгота	№ Точки витка 4А	Широта/долгота	№ точки витка 5	Широта/долгота	№ точки витка 5А	Широта/долгот	№ точки витка 6	Широта/долгота
4-3	42.55 / 053.872	4а-3	42.557 / 041.862	5-3	42.560 / 030.589	5а-3	42.555 / 018.621	6-3	42.560 / 007.366
4-4	55.337 / 066.241	4а-4	55.345 / 054.225	5-4	55.356 / 042.952	5а-4	55.342 / 030.984	6-4	55.348 / 019.731
4-5	65.396 / 089.340	4а-5	65.407 / 077.327	5-5	65.423 / 066.053	5а-5	65.404 / 054.085	6-5	65.410 / 042.835
4-6	68.501 / 127.621	4а-6	68.513 / 115.626	5-6	68.534 / 104.381	5а-6	68.511 / 092.378	6-6	68.516 / 081.139
4-7	62.219 / 161.068	4а-7	62.229 / 149.085	5-7	62.245 / 137.864	5а-7	62.227 / 125.835	6-7	62.229 / 114.598
4-8	-	4а-8	-	5-8	-	5а-8	-	6-8	-
4-9	-	4а-9	-	5-9	-	5а-9	-	6-9	-

№ точки витка 6А	Широта/долгота	№ точки витка 7	Широта/долгота	№ точки витка 7А	Широта/долгота	№ точки витка 8	Широта/долгота	№ точки витка 8А	Широта/долгота
6а-3	42.552 / -004.627	7-3	42.549 / -015.900	7а-3	42.550 / -027.892	8-3	42.556 / -039.148	8а-3	42.551 / -051.132
6а-4	55.340 / 007.738	7-4	55.346 / -003.530	7а-4	55.341 / -15.530	8-4	55.347 / -026.791	8а-4	55.339 / -038.766
6а-5	65.400 / 030.838	7-5	65.408 / 019.572	7а-5	65.408 / +007.575	8-5	65.414 / -003.699	8а-5	65.400 / -015.666
6а-6	68.506 / 069.125	7-6	68.514 / 057.872	7а-6	68.517 / 045.878	8-6	68.528 / 034.632	8а-6	68.506 / 022.622
6а-7	62.223 / 102.579	7-7	62.229 / 091.334	7а-7	62.234 / 079.343	8-7	62.242 / 068.206	8а-7	62.224 / 056.077
6а-8	-	7-8	-	7а-8	-	8-8	50.844 / 086.291	8а-8	50.831 / 074.261
6а-9	-	7-9	-	7а-9	-	8-9	-	8а-9	-

№ точки витка 9	Широта/долгота	№ точки витка 9А	Широта/долгота	№ точки витка 10	Широта/долгота	№ точки витка 10А	Широта/долгота		
9-3	42.547 / -062.396	9а-3	42.577 / -074.384	10-3	42.556 / -085.636	10а-3	42.557 / -097.643		
9-4	55.347 / -050.023	9а-4	54.790 / -062.815	10-4	55.345 / -073.272	10а-4	54.791 / -086.078		
9-5	65.408 / -026.924	9а-5	65.405 / -038.918	10-5	65.407 / -50.173	10а-5	65.412 / -062.184		
9-6	68.515 / +011.376	9а-6	68.511 / -000.625	10-6	68.515 / -011.876	10а-6	68.522 / -023.880		
9-7	62.2305 / 044.838	9а-7	62.226 / 032.834	10-7	62.232 / 021.591	10а-7	62.237 / +009.596		
9-8	50.834 / 063.021	9а-8	50.830 / 051.016	10-8	50.837 / 039.775	10а-8	50.84 / 027.781		
9-9	-	9а-9	37.550 / 061.173	10-9	37.556 / 049.935	10а-9	37.559 / 037.938		

Во всех приведенных примерах наблюдается, расположение месторождений УВ вдоль трасс витков. При этом наипервейший и наибольший интерес представляют пересечения витков, в которых образуются зоны двойного разуплотнения.

Заключение

На суше вести разведку, сейсморазведку УВ сложно и затратно. Наипервейший вопрос: где вести разведку? А поиски в морях и океанах на порядок сложнее. Тут и придет на помощь полная «Таблица координат ККТ 800 км» для построения проекций витков. Каждый виток представлен 24 точками на поверхности Земли – это упрощенный вариант с 96 точками для профессионалов. Таблица в данной статье приурочена для Европейской части Российской Федерации. Страны, регионы, компании, главной отраслью экономики которых является разведка и добыча УВ, могут принять на вооружение «Таблицу координат ККТ 800 км...» и вышеуказанные наблюдения.

Следуя по трассам витков в любой стране можно находить новые месторождения, а следуя в обратном направлении от открытых месторождений находить пропущенные.

Литература

1. Hazivaliev F., Mikheeva (Osipova) A. The «orbital» hypothesis of cosmogenic impact on the relief and geodynamics of the Earth.
2. Четверова О., Хазивалиев Ф., 20.05.2018 «Зиерат Западная Сахара / Мавритания» <http://labmpg.sccc.ru/a2533.html> Полный каталог импактных структур Земли А. В. Михеевой, ИВМиМГ СО РАН.
3. Хазивалиев Ф.Р. Подтверждение выводов В.Б. Порфирьева о единовременном акте творения нефти и о неизвестных причинах, приведших к раскрытию зон глубинных разломов. Карта координат движения Крупного космического тела диаметром более 800 км (ККТ 800), пробороздившего поверхность Земли. Использование трасс борозд как перспективные направления в нефтепоисковой практике. – 7-Кудрявцевские чтения. Тезисы доклада. АО «Центральная геофизическая экспедиция» (АО «ЦГЭ»), г. Москва.
4. Зейлик Б.С. База патентов Казахстана. Способ прогнозирования перспективных площадей для поиска месторождений углеводородов. Номер патента: 7242. Опубликовано: 14.12.2001 Автор: Зейлик Борис Семенович
5. Зейлик Б.С., Надиров Н.К. О закономерности размещения месторождений углеводородов в связи с ударно-взрывными космогенными кольцевыми структурами // Нефть и газ. Алматы. 2012. № 4 (70). С.77–93.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА МОСКОВСКОГО ЯРУСА

Е.Г. Цишейко, П.В. Чинарева, С.Е. Войтович, Т.В. Гилязова

ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань, tsishejkoeg@tatneft.ru

Необходимость поддержания существующего уровня нефтедобычи вынуждает искать новые источники прироста запасов. Источником восполнения промышленных запасов в основном будут небольшие залежи в регионально нефтеносных горизонтах на разведочных площадях и в локально нефтеносных горизонтах на эксплуатируемых месторождениях.

Каширский горизонт московского яруса среднего карбона относится к локально нефтеносным горизонтам.

Каширский горизонт пользуется на территории Республики Татарстан повсеместным развитием и залегает на размытой в различной степени поверхности верейского горизонта. В пределах Республики Татарстан открыто около 200 залежей нефти в каширском горизонте. Залежи приурочены преимущественно к локальным поднятиям третьего порядка, характеризуются ограниченными размерами.

Каширский горизонт входит в состав нижнемосковского подъяруса московского яруса среднего карбона. Каширский горизонт и его строение рассматривались разными авторами, в частности, Абдуллиным Н.Г. (1986, 1989, 1992 г.). В своих работах он отмечал сходство структурного плана каширского горизонта со структурными планами верейского горизонта и башкирского яруса. Хотя, по сравнению с последними, многочисленные локальные поднятия в значительной степени нивелированы или совсем выполаживаются [2, 3].

Мощность каширских отложений изменяется в среднем в пределах 50–90 м (рис. 1). В разрезах Камско-Кинельской системы прогибов мощность отложений каширского горизонта более постоянна и составляет 75–85 м.

Анализ накопленного геологического материала результатов глубокого поисково-разведочного бурения позволяет сделать вывод, что общая толщина каширских отложений меняется в зависимости от пространственного расположения. Так, в пределах Мелекесской впадины каширский горизонт представлен толщей, средняя мощность которой составляет 75–85 метров. В пределах западного склона Южно-Татарского свода происходит небольшое сокращение общей толщи каширского горизонта. И хотя мощность каширского горизонта здесь меняется в пределах 31–130 метров, средняя мощность толщи не превышает 60–70 м. В пределах сводовой части и на северном, северо-восточном, восточном, юго-восточном и южном склонах Южно-Татарского свода наблюдается дальнейшее сокращение мощности каширских отложений, средние значения которой составляют 45–55 метров. В пределах Северо-Татарского свода картина аналогичная. В пределах Казанско-Кажимского прогиба и Казанской седловины мощности каширских отложений выдержаны в пределах 45–85 м [2, 3]. Основная часть существующих залежей нефти в каширском горизонте выявлена на основании данных ГИС и требует подтверждения. Выявленные залежи нефти в каширском горизонте изучены недостаточно. Они приурочены к единым локальным поднятиям и имеют малые размеры и незначительные запасы нефти. Нефтеносность каширского горизонта доказана на

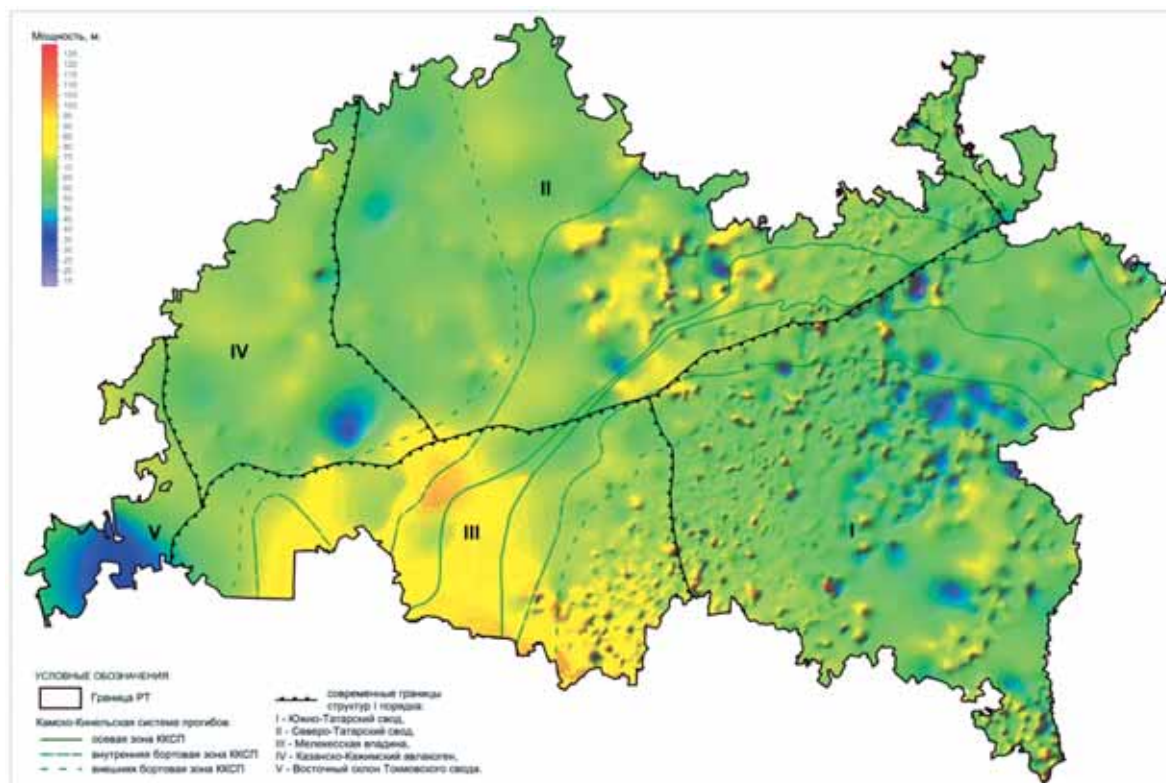


Рис. 1. Карта мощности каширского горизонта московского яруса среднего карбона.

восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода. Притоки нефти составляют в среднем 1,5–2 м³/сут. Нефтяные скопления локализуются в пределах сводовых участков среднекаменноугольных поднятий, причем в формировании залежей существенную роль играл литологический фактор. Все залежи относятся к структурному или комбинированному типам.

На большей части территории Татарстана каширский горизонт представлен доломитами и известняками.

Доломиты светло-серые, буровато-серые, иногда с желтоватым и коричневатым оттенками, тонкозернистые, реже реликтивно-органогенные, прослоями неравномерно глинистые, участками слабо пористые, реже кавернозные, с перекристаллизованными органическими остатками, с вкраплениями и прожилками гипса и ангидрита. Поры и каверны иногда выполнены нефтью. Нередко породы рассечены вертикальными трещинами, по стенкам которых отмечаются налеты и корочки гипса и ангидрита. Доломиты характеризуются микро- и тонкозернистой структурой. Сложены они зернами доломита ромбоэдрической и неправильно ромбоэдрической формы, размером 0,01–0,06 мм. Изредка встречаются прослои, состоящие из комочков неправильной формы, размером 0,1–0,25 мм, сложенных микро- и тонкозернистым кальцитом.

Известняки серые, буровато-серые, голубовато-серые, органогенные, прослоями доломитистые, слабо глинистые, участками загипсованные, изредка пропитанные нефтью. Часто наблюдаются стилолитовые швы, вкрапления ангидрита, стяжения и линзы кремня, включения глауконита, пирита. Известняки характеризуются органогенно-обломочной, органогенной, микрозернистой, редко тонкозернистой и пелитоморфной структурами. Среди органогенных известняков по преобладанию в составе породообразующих скелетных остатков выделяются фораминиферовые, криноидно-фораминиферовые, фораминиферо-брахиоподовые, криноидно-брахиоподовые и водорослевые разновидности. Органические остатки составляют 60–90% породы.

Исследование керна является важнейшей частью изучения фильтрационно-емкостных характеристик, коллекторских свойств покрышек и продуктивных пластов и применяется для построения геологических и гидродинамических моделей залежей нефти, направленных на проектирование вариантов разработки (рис. 2) [1].

В Региональной аналитической лаборатории ТГРУ (РАЛ ТГРУ) в разные годы проводилось изучение коллекторских свойств образцов керна, отобранного в пробуренных скважинах из отложений каширского горизонта.

Проведены анализ и систематизация результатов лабораторных исследований керновых данных каширских отложений среднего карбона старого фонда поисково-разведочных скважин в пределах РТ, выполненных в региональной аналитической лаборатории (РАЛ) ТГРУ (рис. 3).

Изучение коллекторских свойств образцов керна по горизонтам и комплексам проводилось неравномерно, наибольший объем исследований керна приурочен к регионально нефтеносным горизонтам. Более половины исследований коллекторских свойств приходится на образцы трех нефтегазоносных комплексов – верхнефранко-турнейскому карбонатному (33%), верейскому терригенно-карбонатному (15%) и окско-башкирскому карбонатному (15%) (рис. 3). На каширско-гжельский карбонатный комплекс приходится 6% исследований образцов керна, из которых около 80% – образцы керна из каширского горизонта (рис. 3).



Рис. 2. Схема применения петрофизических параметров в различных направлениях нефтегазовой отрасли [1].

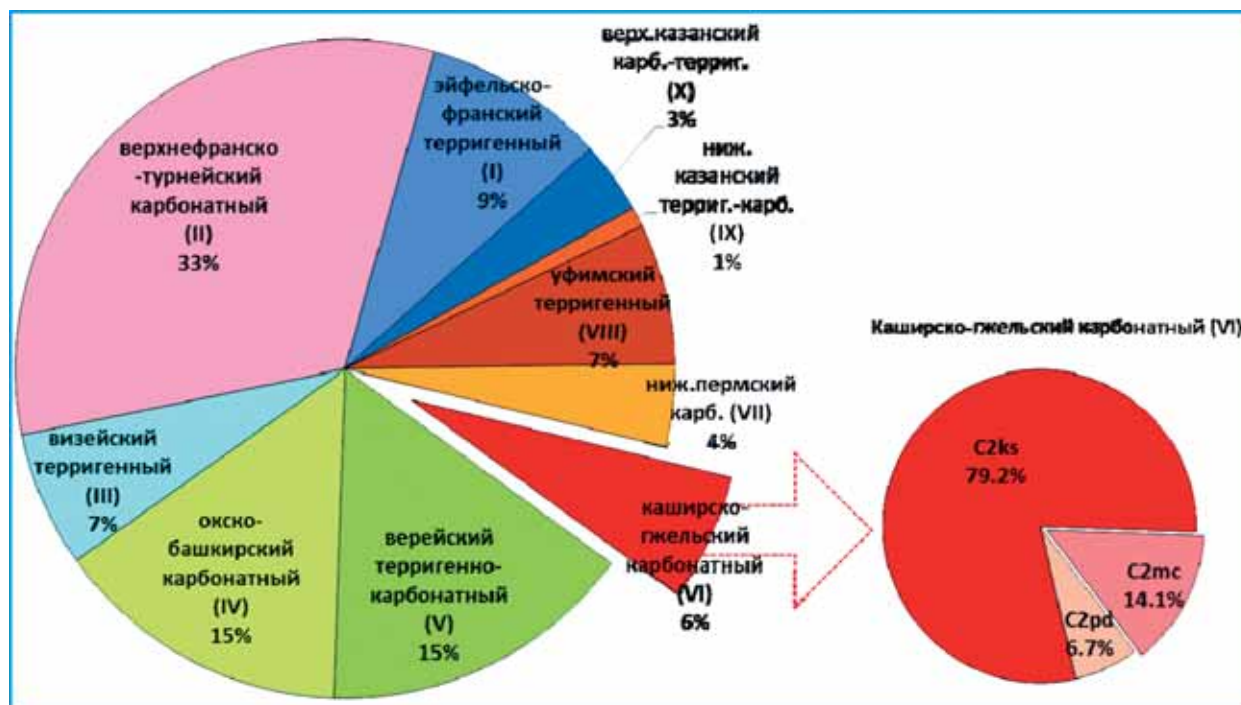


Рис. 3. Распределение объемов исследований керна по нефтегазоносным комплексам.

При помощи инструментов статистической обработки данных были проанализированы усредненные характеристики параметров коллекторских свойств образцов керна. В статистическом анализе участвовало около 20 тысяч образцов керна каширского горизонта (табл. 1).

В среднем открытая пористость образцов керна составляет 12,7%, при этом эффективная пористость довольно низкая и составляет 6,6%. Абсолютная газопроницаемость образцов керна имеет экспоненциальное распределение, среднее значение составляет 31,5 мД, часть образцов (более 300) непроницаемые.

По значениям основных параметров составлены гистограммы распределения (рис. 4).

По данным лабораторных исследований керна образцы керна каширского горизонта характеризуются средними значениями плотности 2,4–2,6 г/см³ (более 70% образцов), открытой пористости до 20% (более 80% образцов), эффективной пористости до 10% (75% образцов), абсолютной газопроницаемости от 0,1 до 100 мД (более 80% образцов).

Таким образом, основные литологические разности образцов керна каширских отложений характеризуются в целом как плотные, низкопористые и низкопроницаемые.

Теоретические исследования, результаты строительства и эксплуатации скважин свидетельствуют, что эффективность разработки зависит от особенностей геологического строения продуктивного пласта – его расчлененности, анизотропии, неоднородности, пористости и трещиноватости, проницаемости, толщины и т.д.

Анализ фактического материала результатов исследований керна из отложений каширского горизонта московского яруса среднего карбона служит одним из факторов обоснования проектных решений разработки малых по площади и по амплитуде залежей нефти, обоснования кондиционных параметров коллекторов и др.

Таблица 1

Описательные статистики коллекторских свойств образцов керна каширского горизонта

Параметры исследований коллекторских свойств	Количество образцов	Среднее значение	Минимум	Максимум
1	2	3	4	5
Глубина образцов	19648	853,3	585	1274,5
Открытая пористость, %	18619	12,7	0,04	44,1
Эффективная пористость, %	4212	6,6	0,02	33,3
Абсолютная газопроницаемость, мД	10644	31,5	0,01	5012,1
Остаточная водонасыщенность, %	4695	52,5	0,1	99,4
Плотность пород, г/см ³	8468	2,4	1,5	3,5
Параметр пористости	4601	178,0	0,6	7676,5
Параметр насыщения	4465	9,2	0,3	2472,2
Битумонасыщенность объемная, %	64	1,5	0,05	6,04
Битумонасыщенность весовая, %	134	1,2	0,03	5,2

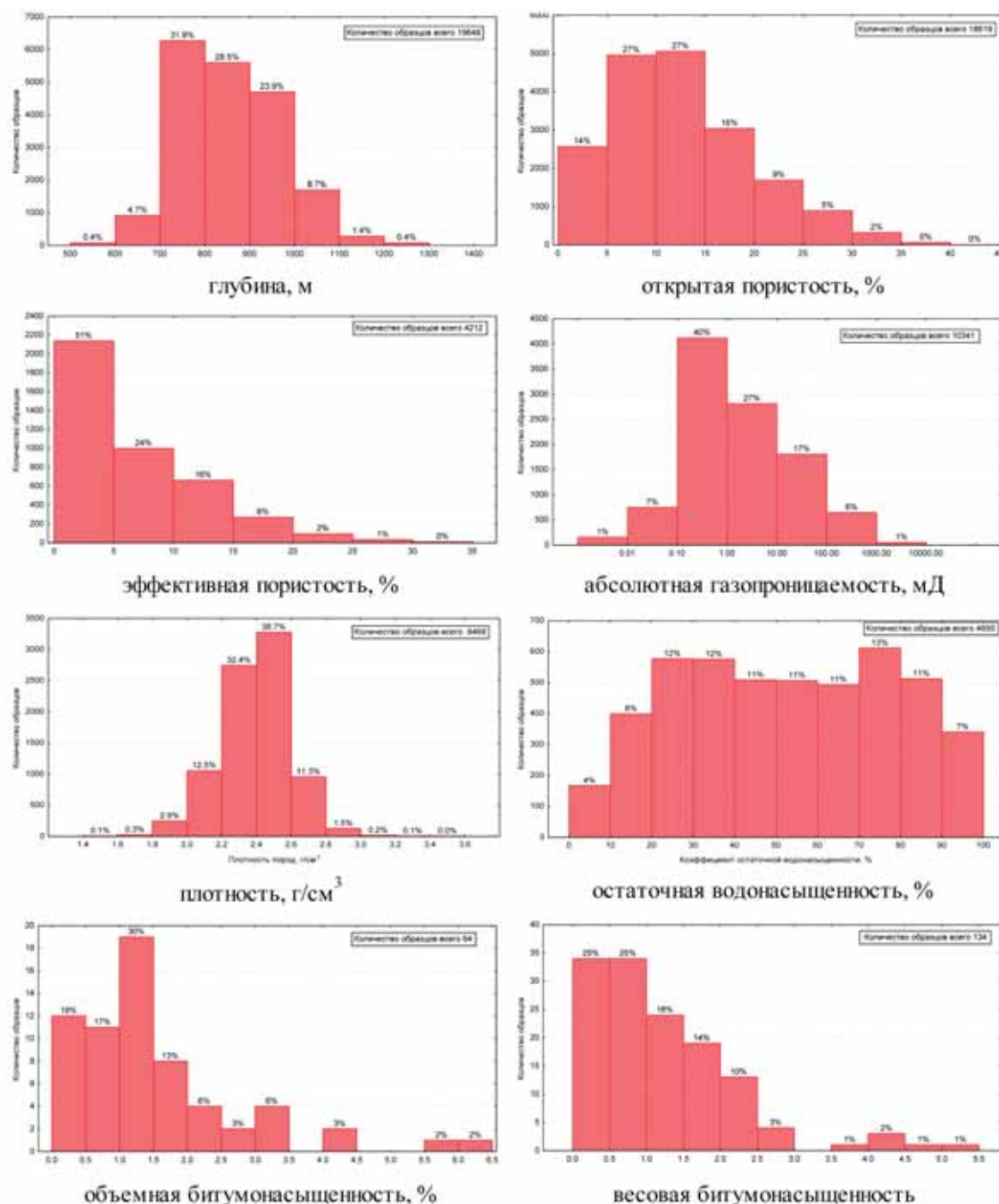


Рис. 4. Гистограммы распределения значений параметров коллекторских свойств образцов керн каширского горизонта.

Необходимо проводить пространственную привязку образцов керн для использования в современных геоинформационных системах (ГИС). Использование современных геоинформационных систем (ГИС) позволит не только осуществить визуализацию результатов исследований керн в плане, но и выполнять районирование территорий по изучаемым показателям, изучать закономерности их распределения, прогнозировать величину анализируемых параметров.

Литература

1. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. Петрофизические методы исследования кернового материала. М.: Изд-во Москов. ун-та. 2008. 112 с.
2. Хисамов Р.С., Войтович Е.Д. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2006. 328 с.
3. Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С. и др. Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2006. 320 с.

**УЧЕТ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ
ВЫЯВЛЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

А.Д. Черников, Н.А. Еремин, Л.И. Зинатуллина
ИПНГ РАН, г. Москва, cha60@mail.ru

Аннотация: Цифровая модернизация на основе внедрения методов искусственного интеллекта, основанных на машинном обучении и искусственных нейронных сетях (ИНС), является мощным инструментом повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений, инновационным драйвером развития нефтегазовой отрасли.

Основное преимущество применения ИНС для решения задач выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин заключается в том, что в ходе их построения и обучения в неявном, с точки зрения физики, виде с заданной точностью моделируются закономерности, присущие данным процессам, выявляющие взаимосвязи, в том числе, скрытые, между геолого-геофизическими, техническими и технологическими параметрами. При этом внедрение технологий искусственного интеллекта (ИИ), в частности, искусственных нейронных сетей, требует применения комплекса, все более детальных, адаптированных к различным целевым задачам, классификаторов, что предъявляет повышенные требования к проведению геологоразведочных работ, геолого-технологических исследований и различных видов каротажей и может быть в полной мере реализовано на базе построения и поддержания в актуальном состоянии постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Статья подготовлена в рамках выполнения работ ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме: «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологий искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геологоразведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии в виде гранта от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688, уникальный идентификатор проекта RFMEFI60419X0217.

Ключевые слова: геология, геолого-геофизические параметры, постоянно действующая геолого-технологическая модель месторождения, искусственный интеллект, искусственная нейронная сеть, целевая нейросетевая модель, строительство нефтяных и газовых скважин, выявление и прогнозирование осложнений, предупреждение аварийных ситуаций. Все более широкое внедрение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин приводит к растущему в геометрической прогрессии количеству и все большей специализации моделей искусственных нейронных сетей, настроенных на решение различных целевых задач: планирование разработки, оптимизация технологических режимов, прогнозирование осложнений при бурении (прихваты, поглощения, ГНВП, износ долота и др.) нефтяных и газовых скважин.

Актуальной задачей является организация специализированных моделей искусственных нейронных сетей в единый кластер, обеспечивающий эффективное решение заданного комплекса задач в условиях априорной неопределенности, связанной с конкретными геолого-геофизическими, техническими и технологическими факторами и условиями. Применительно к проблеме внедрения методов ИИ для решения проблемы повышения эффективности строительства нефтяных и газовых скважин закономерно встает вопрос: насколько мы можем доверять прогнозам и рекомендациям обученной на ограниченной выборке данных искусственной нейронной сети (ИНС) при бурении новых скважин и вообще насколько успешными и точными могут быть подобные прогнозы? На какой основе возможно объединение таких разнородных моделей, как прогнозирование различающихся по своей природе осложнений: прихватов, поглощений, газонефтеводопроявлений. Естественной основой для объединения различных специализированных моделей ИНС может служить постоянно действующая геолого-технологическая модель (ПДГТМ) месторождения, включающая:

- цифровую интегрированную базу геологической, геофизической, гидродинамической и промысловой информации;
- цифровую трехмерную адресную геологическую модель месторождения (залежей);
- программные средства для пересчета параметров геологической модели в параметры фильтрационной модели и их корректировки;
- программные средства и технологии, позволяющие по установленным в процессе моделирования правилам уточнять модели по мере постоянного поступления текущих данных, порождаемых в процессе освоения и разработки месторождений;
- базы знаний и систем искусственного интеллекта, используемых при принятии решений по управлению процессом разработки [1]. В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы. Важными признаками строения осадочных горных пород, имеющими существенное значение при их разрушении, являются их структура и текстура.

Основная структурная особенность осадочных пород, характеризующая их механические свойства, структура цементов, связывающих отдельные цельные образования.

По природе сил сцепления между частицами осадочные породы подразделяются на три основные группы:

- 1) скальные;
- 2) связные (пластичные);
- 3) сыпучие.

Вместе с тем массив осадочных пород имеет слоистость, т.е. структурное свойство относительно легко отделяться по плоскостям наложения (пластам) и следовательно по глубине бурения скважины. С точки зрения организации единой ИНС как объединенного кластера целевых моделей это означает формирование и настройку классификаторов, связывающих геолого-геофизические свойства горных пород и технологические параметры производственных процессов, а также возникающих осложнений и предаварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Одной из основных характеристик горных пород является твердость, определяемая их способностью оказывать сопротивление проникновению породоразрушающего инструмента. Известна шкала твердости минералов Мооса, по которой условную твердость минералов определяют методом царапания; по этой шкале твердость характеризуется отвлеченным числом (номером). Но для практического применения, в том числе для применения в ИНС, необходим учет основных физико-механических свойств горных пород, влияющих на процесс бурения. Этому условию удовлетворяет классификация горных пород Л.А. Шрейнера, в соответствии с которой определяется нагрузка на единицу площади штампа, при которой в качестве меры твердости принята величина контактного давления, при котором напряжения в породе под штампом достигают предела прочности [2].

В соответствии с этим все породы можно отнести к трем группам:

I группа – породы, не дающие общего хрупкого разрушения (слабо сцементированные пески, суглинки, известняк-ракушечник, мергели, глины с частыми прослоями песчаников, мергелей и т. п.).

II группа – упругопластичные породы (сланцы, доломитизированные известняки, крепкие ангидриты, доломиты, конгломераты на кремнистом цементе, кварцево-карбонатные породы и т. п.).

III группа – упругохрупкие, в основном изверженные и метаморфические породы.

Для построения модели ИНС выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин целесообразно использовать классификацию горных пород по буримости, также определяемой их способностью сопротивляться проникновению бурового инструмента, которая измеряется продолжительностью «чистого» времени бурения 1 м шпура.

В качестве физико-технической основы сопоставления пород по буримости (зависящей только от свойств пород) принимается относительный показатель трудности бурения породы P_6 , эмпирически определяемый выражением

$$P_6 = K_1(\delta_{сж} + \delta_{сдн}) + K_2 \rho g,$$

где K_1 и K_2 – эмпирические коэффициенты; g – ускорение свободного падения, $м/с^2$.

Все горные породы по величине P_6 классифицируются на 25 категорий по буримости с подразделением их на пять классов:

- I – легкобуримые ($P_6 = 1-5$), категории 1-5;
- II – средней трудности бурения ($P_6 = 5,1-10$), категория 6-10;
- III – труднобуримые ($P_6 = 10,1-15$), категория 11-15;
- IV – весьма труднобуримые ($P_6 = 15,1-20$), категория 16-20;
- V – исключительно труднобуримые ($P_6 = 20,1-25$), категория 21-25.

Данная классификация, наряду с классификацией горных пород по твердости Л.А. Шрейнера, может быть положена в основу настройки априорной обобщенной модели ИНС оптимизации режимов функционирования бурильного оборудования и прогнозирования осложнений при бурении скважин. Наряду с этим для получения уточненных оценок целесообразно использовать модели ИНС, основанные на классификациях, учитывающих характеристики бурильного оборудования. Так, в основу единой классификации по буримости А.Ф. Суханова положена классификация, по которой буримость оценивается чистой скоростью бурения шпура при стандартных условиях, одним молотком типа ПР-19 при давлении в пневматической сети 4,5 атм, диаметре коронки 45 мм, длине штанги 1 м [2].

Если условия отличаются от стандартных, то необходимо ввести поправочные коэффициенты на массу перфоратора, число ударов и т.п. Классификация по буримости также может быть построена по показателю удельной энергоемкости бурения для определенных типов станков. Этот способ в некоторых случаях может быть более информативен, так как кроме буримости, можно оценивать и эффективность применяемого разрушающего инструмента, режима бурения, удаления продуктов разрушения из забоя скважины и т.п.

Важными параметрами для выявления и прогнозирования осложнений при бурении типа «прихват» являются пластичность, упругость и вязкость горных пород. Классификация пород по пластичности – это возможность их разделения по способности необратимо изменять, не разрушаясь, свою форму и размеры под воздействием

внешних сил. Пластичность зависит от минералогического состава горных пород и уменьшается с увеличением содержания кварца, полевого шпата и некоторых других минералов. Высокими пластическими свойствами обладают глины и некоторые породы, содержащие соли. Л.А. Шрейнер предложил классификацию пород по пластичности, в которой коэффициент пластичности изменяется от 1 до 6. Для высокопластичных пород, которые не дают хрупкого разрушения под штампом, коэффициент пластичности принято считать равным бесконечности [2]. По вязкости породы разделяются по сопротивлению отделению от массива части породы.

Другими важными характеристиками массивов горных пород для выявления и прогнозирования осложнений типа «газоводонефтепроявления» являются пористость и трещиноватость. Под пористостью понимают отношение объема всех пустот к объему всей породы, выраженное в процентах.

Трещиноватость массива характеризуется удельной трещиноватостью, т.е. числом открытых трещин всех систем, приходящихся на единицу длины, т.е. шт./м. По степени трещиноватости (по удельной величине) массивы разделяются на 5 категорий:

- сильно трещиноватые (мелкоблочные) – >10 ,
- среднеблочные – 2-10,
- крупноблочные – 1-2,
- мало трещиноватые – 1,0-0,65,
- монолитные – $< 0,65$.

Для прогнозирования износа долота при бурении определяющей характеристикой горной породы является абразивность – способность изнашивать контактирующий с ней породоразрушающий инструмент в процессе их взаимодействия. Классификационная шкала абразивности горных пород включает в себя 12 категорий. Та или иная классификация структурных и текстурных свойств горных пород для построения (настройки) моделей ИНС должна применяться исходя из заданного целевого вектора решаемой задачи и фактического наличия исходных данных для ее решения. При этом она должна совмещаться с другими словарями и классификаторами, но может не определяться ими, т.е. могут появиться некоторые признаки (суждения) извне, которые заранее не постулировались. Отсутствие аналитических зависимостей, а также наличие особенностей геологической структуры конкретного месторождения и каждой новой скважины, специфика характеристик применяемого бурильного оборудования делают построение физических закономерностей, связывающих геолого-геофизические, технические и технологические параметры задачей предельно сложной и практически трудно реализуемой. Основное преимущество применения ИНС для решения данной задачи заключается в том, что в ходе их построения и обучения в неявном, с точки зрения физики, виде с заданной точностью моделируются закономерности, присущие данным процессам, выявляющие взаимосвязи, в том числе скрытые, между геолого-геофизическими, техническими и технологическими параметрами.

Геолого-геофизические параметры могут быть кластеризованы по результатам определения литолого-стратиграфического разреза (см. рис. 1), разделяющих разрез на литолого-стратиграфические комплексы и типы (терригенный, карбонатный, хемогенный, вулканогенный, кристаллический); расчленение разреза на пласты, привязку их по глубине вдоль оси скважины и по абсолютным глубинам; выделение стратиграфических реперов; привязку отбираемого керна по глубине; определение коллекторских свойств и характера насыщенности пород.

В настоящее время одним из перспективных источников информации о состоянии и изменениях структурных и текстурных характеристиках горных пород являются данные от постоянно действующих протяженных волоконно-оптических систем сейсмологического мониторинга. В ИПНГ РАН разработан и опробован оригинальный метод эмиссионной сейсмической томографии для оценки трещиноватости и флюидодинамики земной коры [4].

При этом следует отметить, что внедрение технологий искусственного интеллекта, в частности искусственных нейронных сетей, требует применения комплекса, все более детальных, адаптированных к различным целевым задачам, классификаторов, что предъявляет повышенные требования к проведению геолого-разведочных работ, геолого-технологических исследований и различных видов каротажей и может быть в полной мере реализовано на базе построения и поддержания в актуальном состоянии постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения.

Исследования по использованию геолого-геофизических параметров для формирования нейросетевых моделей проводились в рамках ПНИ «Разработка высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин на основе постоянно действующих геолого-технологических моделей месторождений с применением технологии искусственного интеллекта и индустриального блокчейна для снижения рисков проведения геолого-разведочных работ, в т.ч. на шельфовых проектах» по Соглашению с Министерством науки и высшего образования РФ о выделении субсидии (грант) от 22 ноября 2019 г. № 075-15-2019-1688.

Проведенные исследования показали, что цифровая модернизация, внедрение методов искусственного интеллекта, основанных на машинном обучении и ИНС являются мощным инструментом повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений, инновационным драйвером развития нефтегазовой отрасли.

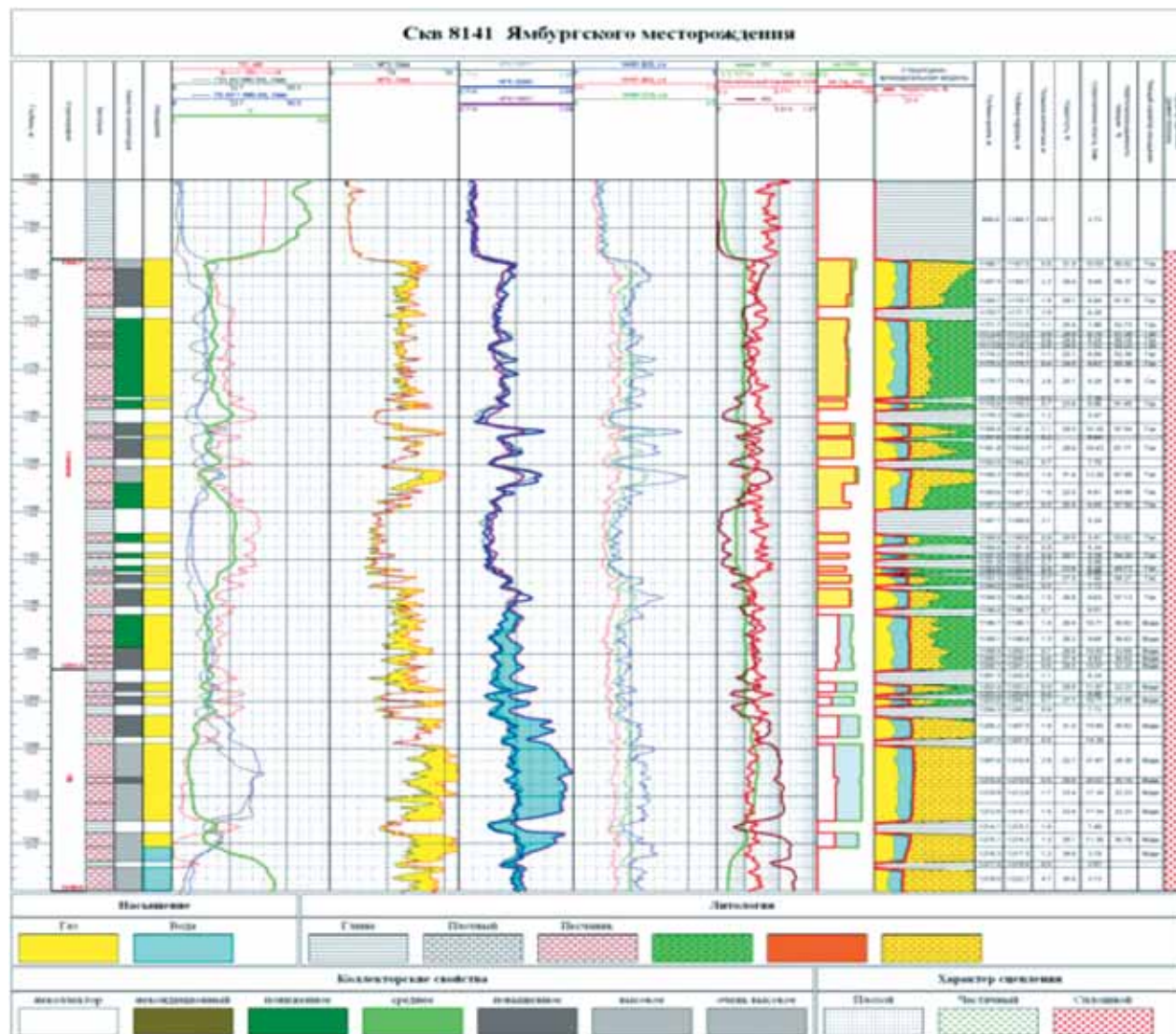


Рис. 1. Литолого-стратиграфический разрез скважины.

Литература

1. РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений.
Утвержден и введен в действие Минтопэнерго России приказом № 67 от 10.03.2000.
2. Шрейнер Л.А. Физические основы механики горных пород Механические свойства и процессы разрушения при бурении. М.: Гостоптехиздат, 1950 212 с.
3. Суханов А.Ф. Единая классификация горных пород по буримости и взрываемости. М.: Гостоптехиздат, 1944. 20 с.
4. Чеботарева И.Я. Эмиссионная сейсмическая томография – инструмент для изучения трещиноватости и флюидодинамики земной коры//Георесурсы, 2018. Т. 20. № 3. Ч. 2. С. 238–245.

НЕЙРОСЕТЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ «ЛИНИЙ ТОКОВ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕТОДОМ ЗАВОДНЕНИЯ

С.В. Чернов^{1,3}, Р.К. Хайртдинов², Ю.А. Волков³

¹ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», г. Казань, chernoffs@rambler.ru, ²ЗАО «Предприятие «Кара Алтын», г. Альметьевск, ³ООО «ЦСМРнефть», г. Казань

Жизнеспособность любого нефтедобывающего предприятия характеризуется рентабельностью производства, определяемого доходами и затратами материальных и трудовых ресурсов. На фоне падения нефтяных цен возросла актуальность вопроса себестоимости добычи для нефтяных компаний. В то время как одни компании вполне могут продолжать деятельность в существующих условиях, другие оказались перед лицом серьезных убытков и даже могут законсервировать наименее эффективные проекты. В то же время затяжной период низких цен на нефть может стимулировать правительство РФ к пересмотру налоговой политики в пользу ужесточения, что также может негативно сказаться на прибыльности российских компаний. Таким образом, для развития национальной нефтегазовой промышленности необходимо поддержание высокого уровня рентабельности в нефтегазовом секторе экономики и мотивирование предприятий на разработку и использование инновационных технологий.

Поскольку наибольшую часть добычи нефти обеспечивают месторождения, разрабатываемые при помощи заводнения, задачу повышения эффективности этого процесса сложно переоценить. Безусловно, развития только организационных процессов не достаточно для повышения эффективности управления заводнением, особенно при разработке пластов со сложной геологией или с высокой обводненностью – здесь для повышения нефтеотдачи пластов и роста эффективности заводнения необходимо внедрение новых технологий, что, в свою очередь, требует углубленного изучения особенностей вытеснения нефти из продуктивных пород, реализации заводнения на основе не только технологически, но и геологически обусловленных блоков.

Основной вектор развития сейчас направлен в сторону того, что можно назвать ускоренной «оцифровкой» нефтяной индустрии – автоматизации, снижения «человеческого фактора» и вероятности ошибок при принятии управленческих решений. К главным достоинствам «цифровых» исследований относятся формирование корректной последовательности анализа, выделение информации, требующей особого внимания, а также широкое применение способов визуализации и комплексирования данных.

В Республике Татарстан, традиционно отличающейся высочайшим научно-техническим потенциалом нефтегазовой индустрии, «цифровые» технологии геолого-геофизических исследований уже доступны не только для ВИНК, но и для ННК. Далее приведен пример сотрудничества в этой области между нефтедобывающей компанией ЗАО «Предприятие Кара Алтын» и Центром совершенствования методов разработки нефтяных месторождений при Академии наук Республики Татарстан (ООО «ЦСМРнефть»).

В настоящее время для проектирования систем заводнения становятся наиболее востребованными методы, основанные на использовании «линий токов». Они позволяют не только визуализировать систему заводнения, но и рассчитать распределение закачанной воды между добывающими скважинами, найти наиболее эффективные варианты системы с возможностью оперативного прогнозирования эффективности широкого спектра ГТМ, бурения, зарезок боковых стволов, мероприятий по системе ППД. В описываемом примере выявление «линий токов» выполнено в пределах Аканского месторождения УВ (Республика Татарстан) на основе геологических (исследования ориентированного керна), промысловых (индикаторные исследования) и геофизических (сейсморазведка 2D/3D) данных с использованием технологии искусственного интеллекта (искусственная нейронная сеть).

Индикаторные исследования в пределах Аканского месторождения выполнялись в 2014 г. ООО «Эксперт Технологджи» на участке двух нагнетательных скважин, а также в 2017 г. ООО «Индикатор» на участке одной нагнетательной скважины. В 2013 г. лабораторией петрофизических исследований ТатНИПИнефть выполнена оцифровка трещиноватости пород башкирского яруса по полноразмерному керну с построением дискретных моделей трещиноватости в среде программного продукта Fraca Flow. Исследован керн одной скважины. В 2016 г. ООО «ТНГ-Групп» проведены переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет в комплексе с данными бурения на Аканском месторождении. В результате проведенных работ уточнены структурные планы Аканского месторождения по целевым отражающим горизонтам в среднем, нижнем карбоне, верхнем девоне и по поверхности фундамента. Все эти данные использовались для моделирования «линий токов» в пределах выделенного участка с наибольшей плотностью сетки скважин.

При обучении искусственных нейронных сетей результаты индикаторных исследований и исследований ориентированного керна использовались в качестве целевой переменной, а сейсмоморфометрические параметры, рассчитанные по структурным картам МОГТ, в качестве входных переменных. Эталонная выборка сейсмоморфометрических параметров извлекалась из круговых буферных зон с центрами, соответствующими положению скважин, в которых направления максимальной проницаемости и трещиноватости были ранее определены соответствующими исследованиями инструментально.

Эталонная выборка (100%) случайным образом разделялась на три непересекающиеся части: обучающую выборку (70%), тестовую выборку (15%) и валидационную выборку (15%). Обучающая выборка использовалась для обучения искусственных нейронных сетей, ошибка на тестовой выборке являлась критерием остановки про-

цесса обучения, по валидационной выборке оценивалась точность результата моделирования. Априорная средне-квадратическая погрешность азимутов «линий токов» составила в данном случае ~12 градусов.

На рисунке 1 представлен результат моделирования «линий токов». Отмечается существенное изменение их направлений в интервалах между соседними скважинами. Это свидетельствует о целесообразности моделирования «линий токов» в межскважинном пространстве даже на участках с высокой плотностью сетки скважин.

Результаты индикаторных исследований, выполненных силами Казанского (Приволжского) федерального Университета в 2018 г. в окрестности скважины № 2136, были зарезервированы заказчиком для апостериорной проверки качества моделирования и не передавались исполнителю для обучения нейронных сетей. На рисунке 2 представлен фрагмент структурной карты участка с результатами индикаторных исследований, а также фрагмент карты «линий токов» по результатам нейросетевого моделирования. Основной объем индикатора забирает на себя добывающая скважина № 2135 (74,8% от извлеченной массы индикатора). В сторону этой скважины происходит прорыв нагнетаемой воды и опережающее заводнение пласта. Как видно из сопоставления результатов индикаторных исследований с картой «линий токов», нейросетевая модель верно оценивает направление наибольшей проницаемости.

Таким образом, результаты нейросетевого моделирования отличаются высокой детальностью и равномерностью охарактеризования участка работ, а также наличием численной оценки точности (достоверности) рассчитанных направлений «линий токов», что позволяет оценивать наиболее вероятное направление максимальной проницаемости коллекторов в зонах, где его инструментальное определение еще не производилось. Это достигается за счет использования дополнительной информации по участку исследований, в данном случае – сейсмометрических характеристик отражающих горизонтов. Данную методику с элементами искусственного интеллекта целесообразно применять для оценки и уточнения характеристик коллекторов на всех площадях, где выполнены сейсморазведочные работы.

Главным преимуществом используемой методики является объективность выявленных закономерностей, т.к. этот процесс не основывается на экспертных мнениях, которые всегда субъективны, и предоставляет стандартную технологию обработки и интерпретации данных на основе современных математических методов.

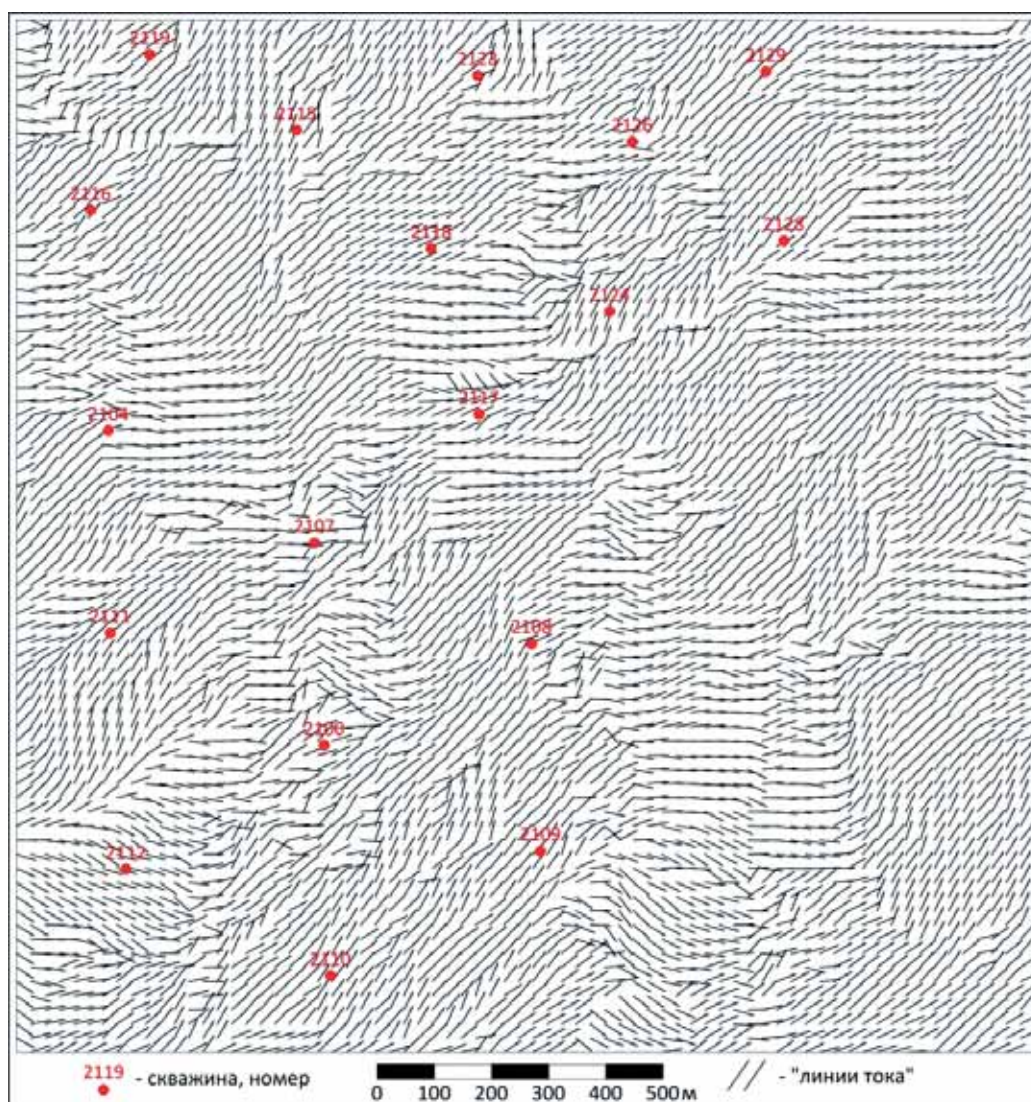


Рис. 1. Результат моделирования «линий токов».

Искусственные нейронные сети успешно решают следующие задачи:

- Выявление зон повышенной концентрации начальных запасов УВ;
- Выявление зон повышенной концентрации остаточных запасов УВ и слабодренлируемых («застойных») зон;
- Выделение неоднородных по ФЕС зон;
- Выделение зон неоднородного строения коллекторов;
- Оптимизация системы разработки;
- Оптимизация расположения условногоризонтальной части ствола скважины (УГЧСС);
- Подбор и ранжирование скважин-кандидатов на проведение ГРП.

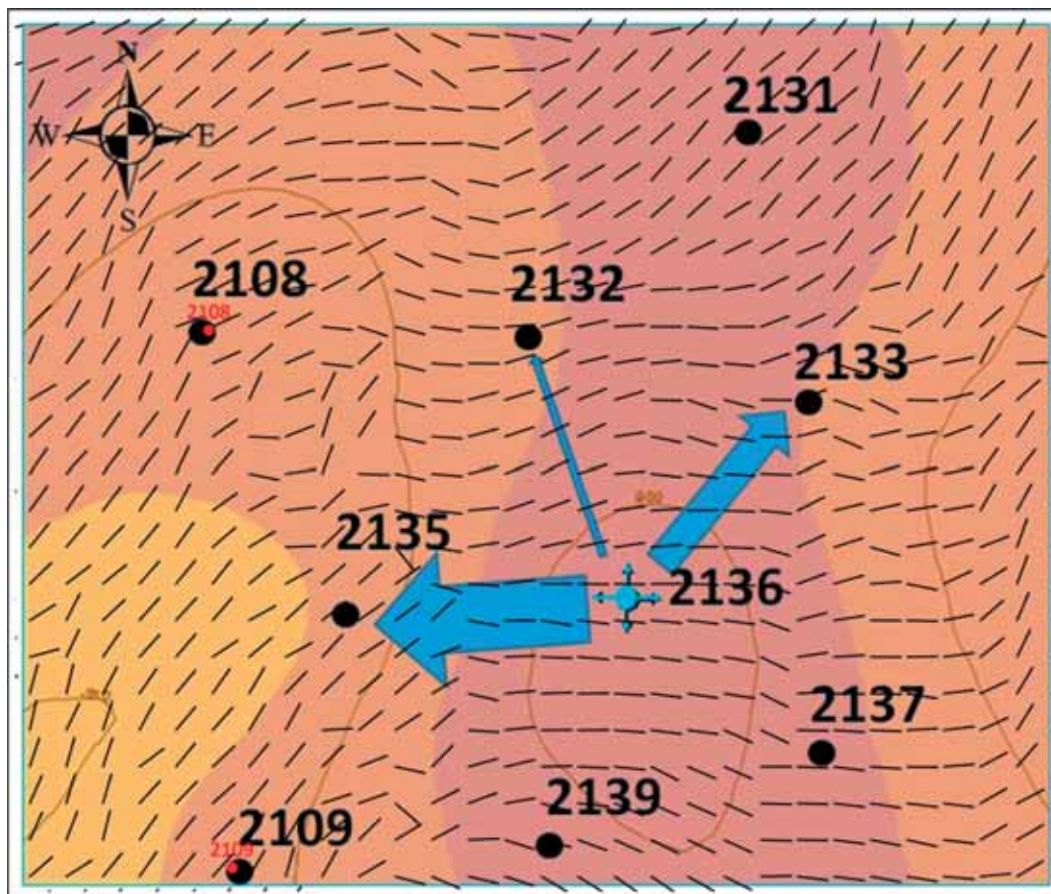


Рис. 2. Апостериорная проверка качества моделирования «линий токов».

На основе уже имеющихся в распоряжении ЗАО «Предприятие Кара Алтын» трассерных данных, исследований керна, акустического и стандартного каротажа, сейсмоморфометрических параметров 2D/3D и сейсмических атрибутов 3D, с помощью используемой методики возможно решение следующих задач для всей площади Аканского месторождения:

- Определение преобладающих направлений трещиноватости;
- Оценка проницаемости по направлениям;
- Оценка наклона трещин;
- Оценка раскрытости (ширины) трещин;
- Оценка относительных мощностей проницаемых зон;
- Определение ФЕС.

Таким образом, в настоящее время, благодаря коллективной работе совместно с Центром совершенствования методов разработки нефтяных месторождений при Академии наук Республики Татарстан (ООО «ЦСМР-нефть»), специалисты которого успешно используют технологии искусственного интеллекта, нефтедобывающая компания ЗАО «Предприятие Кара Алтын» уверенно движется в направлении формирования практик управления заводнением на уровне лучших мировых стандартов.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ИНГК-С (МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС PULSAR) ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

И.А. Черных, А.С. Чухлов

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь, Irina.Chernykh@lp.lukoil.com

В условиях бурения тонкослоистых разрезов с высокой степенью латеральной изменчивости существует высокая вероятность пропуска маломощных проницаемых, в том числе и продуктивных пропластков. Геофизические методы, входящие в стандартный комплекс исследования, не всегда способны решить полный спектр геолого-технологических задач при определении количественных параметров разреза. Данный факт делает необходимым расширение комплекса ГИС современными методами, которые пусть несколько и увеличивают затраты Заказчика на строительство скважин, но позволяют максимально уточнить и скорректировать геолого-петрофизическую модель продуктивной залежи.

Еще одним сопутствующим фактором современного бурения является применение новых типов буровых растворов с низкой фильтрационной способностью, которые создают уникальную возможность для применения радиоактивных методов при решении задачи по определению характера насыщения и расчету коэффициентов газо-нефтенасыщенности – стандартный комплекс ГИС, включающий методы электрометрии, не способен разделять состав флюида на газ и нефть.

Расширение комплекса исследования при строительстве скважин за счет дополнительных радиоактивных методов ГИС, таких как ИНГК-С, позволяет получить большой объем достоверной информации, в том числе и в обсаженной скважине, и снизить затраты на простой буровой установки при проведении исследований в цикле освоения скважины. Данный способ проведения геофизических работ является крайне эффективным в случае перехода на возвратный объект выше по разрезу, в интервале которого зарегистрирован малоинформативный комплекс ГИС либо не записан вообще. В конечном счете, комплекс ГИС через колонну должен обеспечивать возможность достоверной оценки пористости с учетом особенностей литологии и насыщения коллектора, а также определять положения всех типов флюидалных контактов, коэффициенты нефте- и газонасыщенности коллекторов.

За последние десятилетия в индустрии геофизического приборостроения произошли существенные усовершенствования. Передовые производители геофизических приборов стали активно разрабатывать импульсные генераторы нейтронов с применением новейших датчиков регистрации ГИРЗ и ГИНР, которые обеспечивают, во-первых, высокий класс точности измеряемых параметров, а во-вторых, позволяют выполнять большее количество геофизических измерений – делают приборы воистину многофункциональными.

В настоящей статье описывается опыт применения малогабаритного прибора импульсной нейтрон-гамма спектрометрии Pulsar производства компании Шлюмберже для решения различных задач на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Прибор имеет импульсный генератор нейтронов, алмазный счетчик быстрых нейтронов и три детектора гамма-квантов: 2 со сцинтилляторами из бромида лантана ($\text{LaBr}_3\text{:Ce}$), третий – из иттрий-алюминиевого перовскита (YAlO_3).

Данный прибор позволяет получать максимально-возможное на текущий момент количество оцениваемых параметров через обсадную колонну: элементный и минералогический состав пород, водородосодержание, макросечение захвата тепловых нейтронов «сигма», макросечение упругого рассеяния быстрых нейтронов (FNXS), углерод-кислородное отношение C/O, весовое содержание органического углерода $S_{\text{орг.вес.}\%}$.

Для проведения опытно-промышленных работ были определены скважины на различных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Для исследований был выбран интервал разреза каменноугольной системы, который включает как терригенные (тульский, бобриковский, малиновский горизонты), так и карбонатные коллекторы (турнейский, башкирский, московский ярусы). Таким образом, было решено испытать новый прибор для оценки свойств коллекторов различного минералогического состава в широком диапазоне пористостей, с различным характером насыщения. Исследования прибором Pulsar во всех скважинах проводились через одну эксплуатационную колонну диаметром 168 мм.

При этом, подрядчику до выдачи предварительного заключения не предоставлялись данные ГИС по открытому стволу скважин кроме диаграмм гамма-каротажа (ГК) и водородосодержания (ННКт) для привязки данных по глубине.

Перед исследованиями через колонну в скважине 1 (Дороховское месторождение) ставились задачи: выделение коллекторов, оценка их пористости, водонасыщенности и определение положений флюидалных контактов (газоводяной (ГВК) и водонефтяной (ВНК)). Исследования были выполнены в интервале терригенных коллекторов тульского, бобриковского и малиновского горизонтов, а также карбонатных коллекторов турнея.

В результате обработки и интерпретации данных Pulsar определена минералогия пород в интервале исследований, выделены коллекторы, определен их характер насыщения, оценена пористость (K_p) и водонасыщенность (K_v), определены положения флюидалных контактов. В интервале тульского и бобриковского горизонтов выделены нефтенасыщенные коллекторы, определены положения ВНК. В интервале малиновского горизонта выделены газонасыщенные коллекторы (1942–1948 м), газонасыщенность рассчитана по диаграмме макросечения упругого взаимодействия быстрых нейтронов. В интервале турнея выделено 7,7 метров нефтенасыщенных коллекторов, в

том числе и с ухудшенными свойствами. Заключение по данным Pulsar не противоречит данным ГИС по открытому стволу в интервале 1880–1960 м.

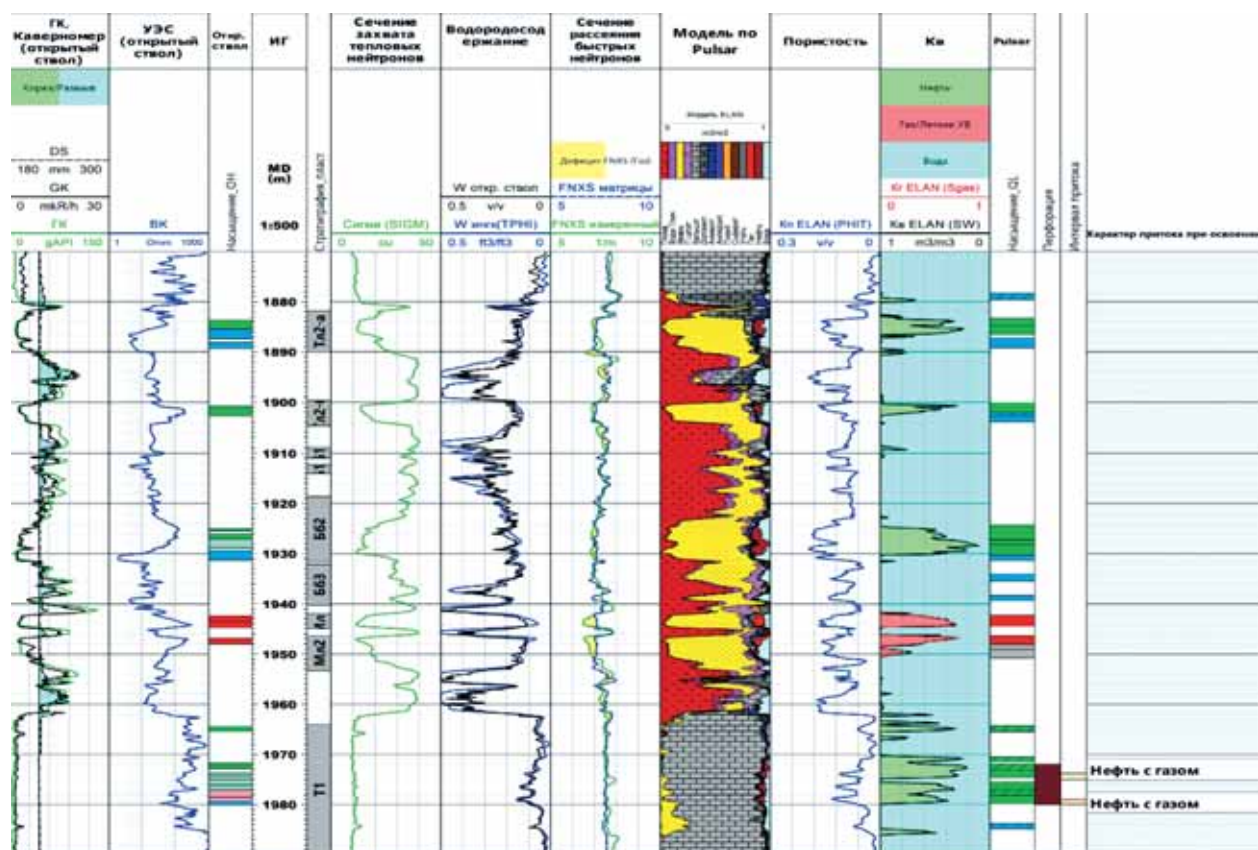


Рис.1. Результаты интерпретации данных Pulsar, данных ГИС в открытом стволе и ПГИ в скважине 1.

Цветовая заливка характера насыщения (штриховка указывает на ухудшенные свойства): красный цвет – газ, зеленый цвет – нефть, синий цвет – вода, аквамариновый цвет – нефть+вода, светло-розовый – вода+нефть.

Однако несколько отличаются положения ВНК и мощность нефтенасыщенных толщин. В интервале турнея 1960–1990 м отмечаются существенные различия в результатах интерпретации данных ГИС, выполненных в открытом стволе, и заключения по исследованиям Pulsar через обсадную колонну. Так, по результатам интерпретации комплекса ГИС в открытом стволе ВНК отмечается в середине пласта T1, а по данным Pulsar водонасыщенный интервал выделяется только в самой подошве пласта. Справа на планшете нанесен интервал перфорации и результаты интерпретации данных промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в интервале карбонатных отложений турнея. Как видно, по результатам испытаний подтвержден характер насыщения коллекторов, определенный по данным Pulsar.

В скважине 2 (Красноярско-Куединское месторождение) исследования проводились в интервале карбонатных отложений каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса. Как и в предыдущих скважинах по результатам обработки и интерпретации данных была получена минералогическая характеристика исследуемых пластов, выделены коллекторы, определен их характер насыщения, оценена пористость и водонасыщенность. Газонасыщенных интервалов, стоящих на балансе, не было выявлено. Данный факт подтверждается данными ПГИ 2020 года. На рис. 2 представлены результаты интерпретации данных Pulsar и также приведены результаты интерпретации данных ГИС в открытом стволе (трек 1-3), которые не противоречат друг другу.

Цветовая заливка характера насыщения (штриховка указывает на ухудшенные свойства): желтый цвет – продукт, зеленый цвет – нефть, синий цвет – вода, аквамариновый цвет – нефть+вода, светло-розовый – вода+нефть.

В скважине 3 (поисково-оценочная Павловская площадь) исследования были выполнены как в интервале карбонатных отложений каширского, верейского горизонтов и башкирского яруса, так и в интервале терригенных отложений тульского и бобриковского горизонтов. На рис. 3 приведены результаты обработки и интерпретации данных ГИС открытого ствола и комплекса Pulsar в колонне, а также выводы по ПГИ в интервале тульского и бобриковского горизонтов. Необходимо отметить в интервале тульского горизонта хорошую сходимости по выводам о характере насыщения по данным ГИС открытого ствола и данным ИНГК-с, что подтверждается результатами по ПГИ (интервал 1446–1455 м). В интервале бобриковского горизонта по данным Pulsar выявлено на 6 м больше нефтенасыщенных толщин по сопоставлению с результатами интерпретации в открытом стволе. Было также уточнено положение ВНК, которое четко выделяется как по данным сигма (повышение значений), так и по данным органического углерода $C_{орг.вещ.}\%$. Результаты анализа данных ПГИ в бобриковском горизонте подтверждают данные выводы по характеру насыщения и мощности нефтенасыщенных коллекторов.

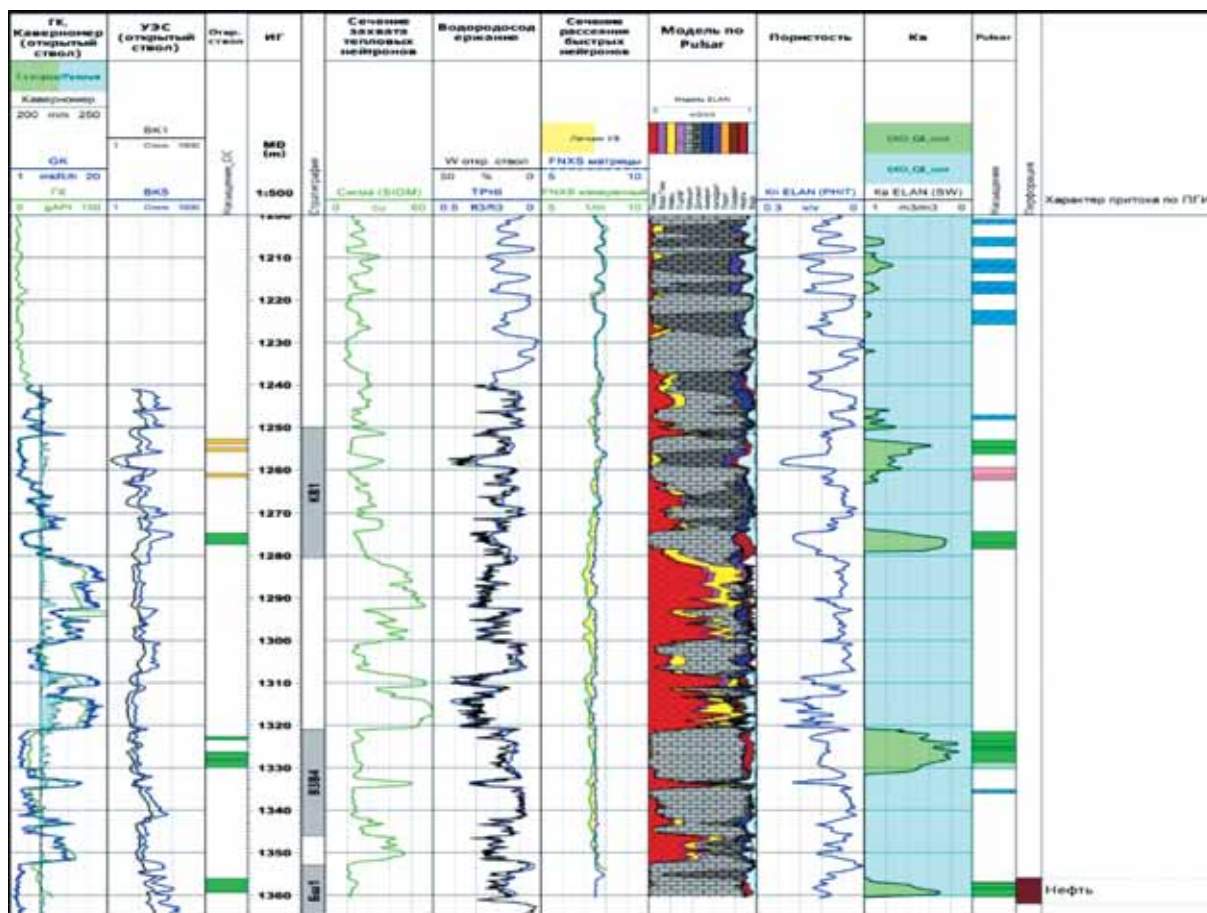


Рис.2. Результаты интерпретации данных Pulsar, данных ГИС в открытом стволе и ПГИ в скважине 2.

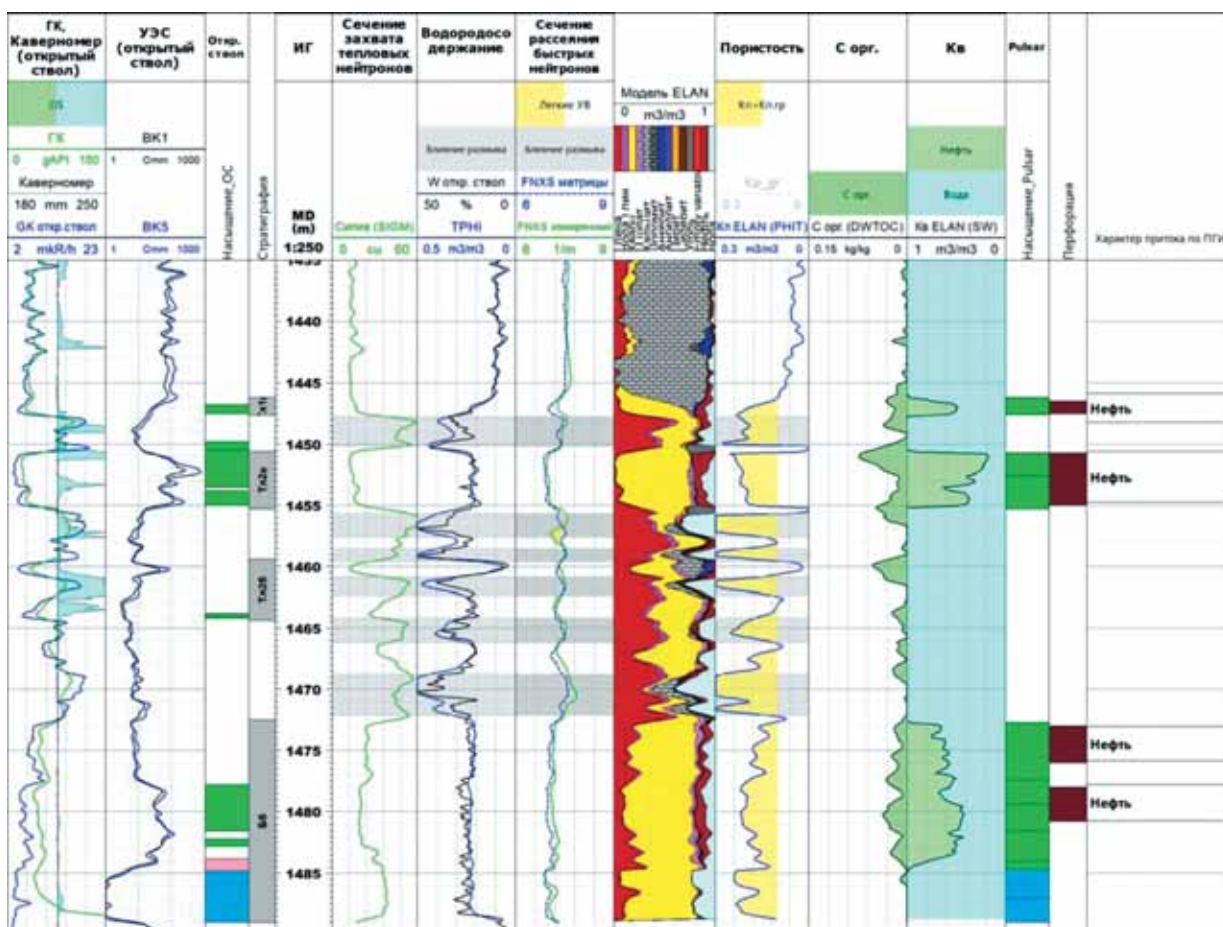


Рис.3. Результаты интерпретации данных Pulsar, данных ГИС в открытом стволе и ПГИ в скважине 3 в интервале 1435–1490 м.

Цветовая заливка характера насыщения: зеленый цвет – нефть, синий цвет – вода, светло-розовый – вода+нефть.

В интервале каширского горизонта по данным Pulsar был выделен газонасыщенный интервал 1010–1018 м (рис. 4). В интервале верейского горизонта были выделены нефтенасыщенные коллекторы, коллекторы со смешанным насыщением нефть с водой и водонасыщенный коллектор с ухудшенными свойствами. В кровле башкирского яруса выделены нефтенасыщенные коллекторы, а ниже отметки 1090 м выделяются водонасыщенные коллекторы. При сопоставительном анализе выводов по характеру насыщения на основании данных ИНГК-с и данных ГИС в открытом стволе отмечается хорошая сходимость по характеру насыщения до глубины 1020 м. Однако отличается мощность коллекторов. В интервале же верейского горизонта по интерпретации данных открытого ствола коллектора газонасыщенные, однако по данным Pulsar коллекторы нефтенасыщенные и не имеют признаков газонасыщения. В рассматриваемых интервалах ПГИ не проводились.

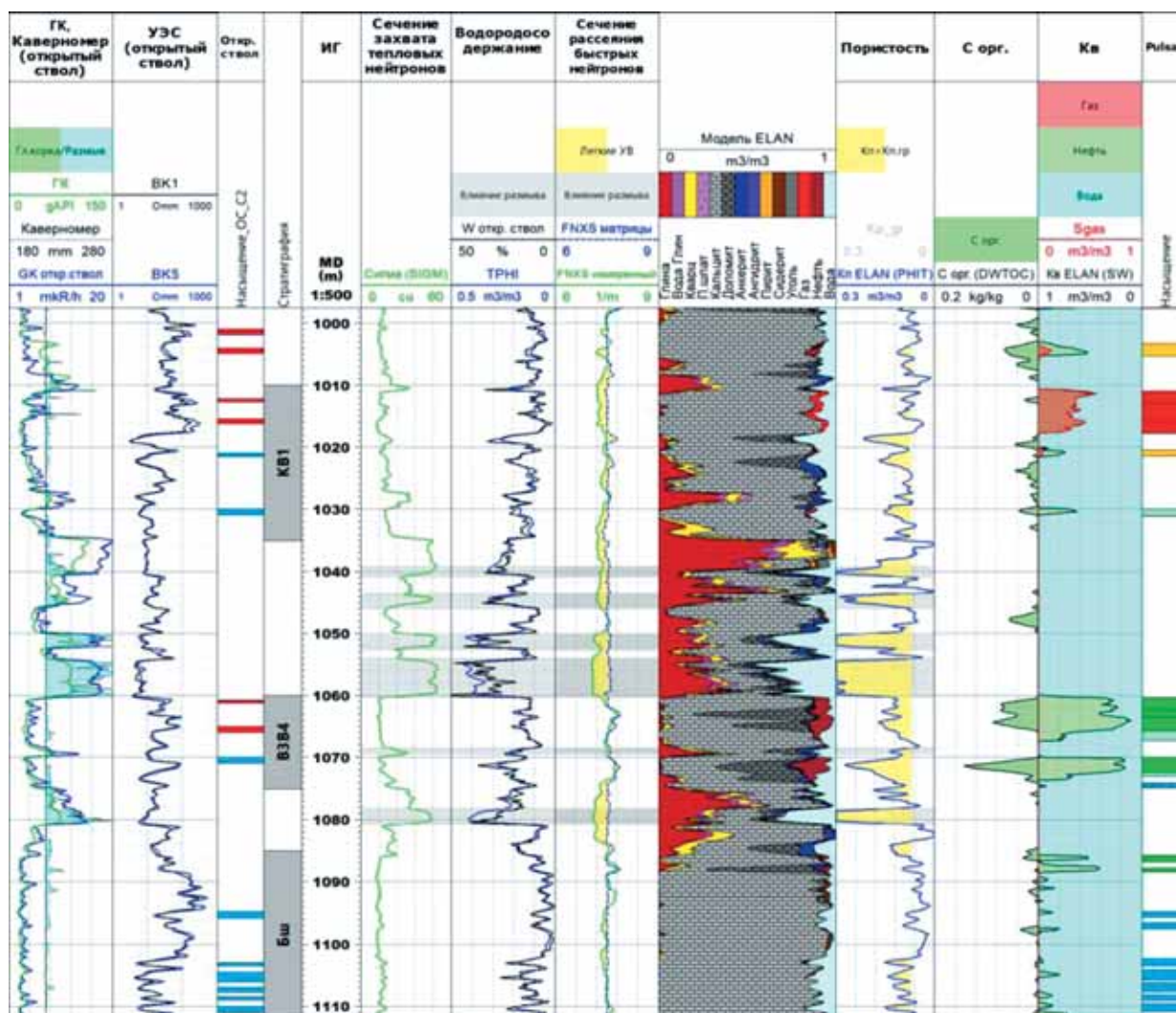


Рис.4. Результаты интерпретации данных Pulsar, данных ГИС в открытом стволе и ПГИ в скважине 3 в интервале 1000–1110 м.

Цветовая заливка характера насыщения (штриховка указывает на ухудшенные свойства): красный цвет – газ, желтый цвет – продукт, зеленый цвет – нефть, синий цвет – вода, аквамариновый цвет – нефть+вода.

Также хочется отметить, что отечественные сервисные геофизические компании с 2018 года стали активно проводить исследования аппаратурой ИНГК-с на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для наработки методического и практического материала с целью создания единой геолого-петрофизической базы с привязкой геофизического материала к данным, полученным при исследовании керна.

ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОКИСЛЕНИЯ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ

А.Ф. Шагеев¹, О.В. Лукьянов¹, Ю.М. Ганеева², Г.В. Романов², Р.Р. Ибатуллин³

¹КФУ, г. Казань, shageevalbert@rambler.ru, ²ИОФХ им. Арбузова, г. Казань, ³ТАК Oil Ltd, г. Калгари, Канада

Ввиду истощения запасов основных разрабатываемых горизонтов крупных нефтяных месторождений, заставляют обращать на себя все большее внимание залежи трудноизвлекаемых запасов нефти, в том числе и в карбонатных коллекторах. Эти запасы сосредоточены на сравнительно небольших глубинах (44–350 м), но в силу высокой вязкости и в большинстве своем низкопроницаемого карбонатного коллектора относятся к трудноизвлекаемым. Применяемые и испытанные в Татарстане (1978–2005 гг.) в различных масштабах технологии скважинной добычи на двух наиболее крупных месторождениях: Мордово-Кармальском и Ашальчинском, хотя и позволяют добывать тяжелую нефть, тем не менее не дали ощутимых технологических и экономических результатов. Неблагоприятные геолого-физические факторы (особенности геологического строения, высокая вязкость нефти, малые пластовое и горное давления, низкая температура) требуют усовершенствования применяемых технологий, которые позволили бы успешно вести разработку месторождений тяжелой нефти и на других не таких крупных месторождениях Татарстана.

В настоящее время рентабельная разработка месторождений тяжелой малоподвижной и высоковязкой нефти и природных битумов является достаточно сложной научно-технической проблемой. Требуется создание комплекса технологий добычи тяжелой нефти за счет применения принципиально новых отличающихся высокой эффективностью систем разработки с применением вертикальных и горизонтальных скважин. Это позволит снизить вероятность получения малоуспешных результатов и соответственно – отрицательного экономического эффекта при их внедрении. Наиболее перспективными на сегодняшний день представляются термогазовые технологии, использующие тепловые методы, основанные на закачке кислорода воздуха в пласт [1-3].

Одним из способов интенсификации комплексного воздействия на продуктивные пласты, прежде всего карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой нефтью, является технология жидкофазного каталитического низкотемпературного окисления легких углеводородов. Суть ее заключается в том, чтобы инициировать синтез оксида в специальном устройстве физико-химической обработки скважины (УФХОС) (рис.1), спускаемом на забой скважины и устанавливаемом в необходимом интервале обработки, как и в самом пласте.



Рис. 1. Устройство физико-химической обработки скважины для синтеза оксида.

Технология подразумевает закачку в пласт через данное устройство воздуха либо паро-воздушной смеси с композиционным гомогенным катализатором и его прекурсорной формы в присутствии широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и доноров протона водорода. При необходимости проводят предварительный локальный нагрев пласта. Композиция, состоящая из катализатора окисления участвует в окислении ШФЛУ, а прекурсорная часть, проходя через УФХОС, попадает в нефтяной пласт, где происходит акватермокаталитическое (гидротермальное) облагораживание нефти. В результате поглощения легкими УВ кислорода образуется оксидат, представляющий собой смесь кислородсодержащих соединений, и выделяется значительное количество теплоты, которое, распространяясь по пласту (рис. 2) с оксидатом, активирует реакции крекинга, гидролиза, гидрогенолиза смолисто-асфальтеновых компонентов нефти.

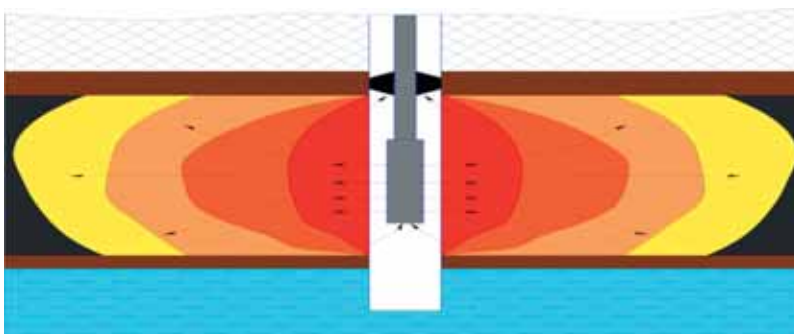


Рис. 2. Распространение тепла в скважине с применением УФХОС.

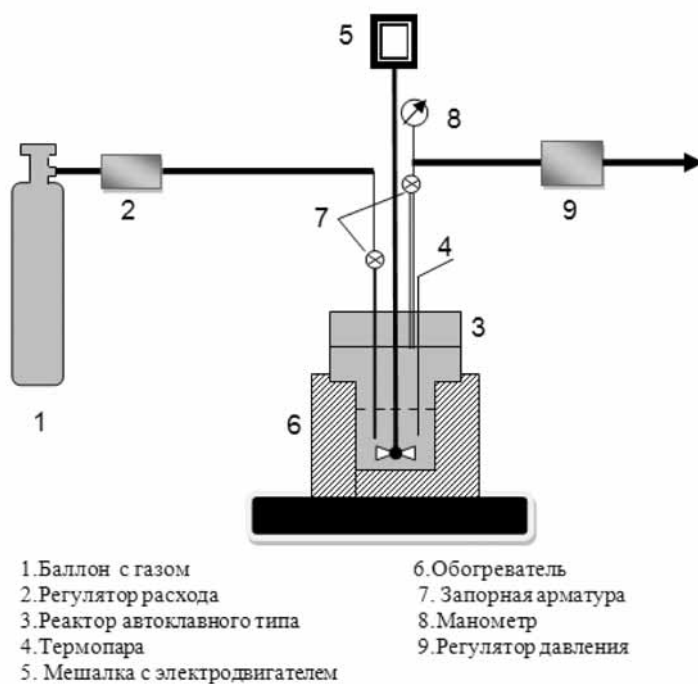


Рис. 3. Схема лабораторной каталитической установки.

Моделирование этих процессов проведено на комбинированном лабораторном стенде Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. Схема представлена на рис. 3.

Процесс получения оксидата проводили в реакторе периодического действия при давлении до 4,0 МПа и температуре, не превышающей 400°C. В качестве модельного соединения был использован н-гексан, который загружали вместе с катализатором, на основе переходных металлов, в реактор. Используемый катализатор показал общую конверсию гексана 86% и высокую селективность по кислотам порядка 70%. Анализ продуктов реакции окисления методом хромато-масс-спектрометрией показал содержание карбоновых кислот состава $C_1^1C_4$ – 30–45% масс., кетонов – 10–20% масс., спиртов состава $C_1^1C_4$ – 5–8% масс, сложных эфиров – 4–8% масс, альдегидов – 2–4% масс.

Оксидат, получаемый в ходе процесса окисления, обладает примерными физико-химическими характеристиками, представленными в таблице 1. Для сравнения приведены аналогичные свойства ингибиторной соляной кислоты.

Таблица 1

Физико-химические характеристики оксидата и 15% HCl

п/п	Характеристика	Оксидат	15% HCl
1	Плотность, г/см ³	0,96	1,07
2	Вязкость при 20°C, сПз при 70°C, сПз	3,22 1,30	1,70 0,72
3	рН среды	2,0–3,0	0,60
4	Растворяющая способность по отношению к известняку, кг/м ³	350–415	220
5	Скорость растворения известняка, кг/м ² час при 100°C при 150°C при 200°C	0,75 0,90 1,40	2,50 6,00 10,00
6	Скорость коррозии стали 3 при 25°C, мм/год при 100°C, мм/год при 150°C, мм/год при 200°C, мм/год	0,02–0,30 0,02 0,10 0,80	0,15 0,15 3,20 20,00

Несмотря на достаточно высокую скорость коррозии стали в «оксидате» [4] при рабочих условиях (при 200°C составляет 0,8 мм/год), необходимость ввода ингибитора для уменьшения вредного воздействия продуктов реакции не требуется из-за периодичности обработки. Поэтому общая коррозия подземного оборудования, в том числе и эксплуатационной колонны, будет незначительна.

Для процесса внутрипластового облагораживания нефти, т.е. для состава, который проходит через УФХОС вместе с оксидатом и преобразуют компоненты нефти непосредственно в пласте, использованы органические комплексы переходных металлов Ni и Co [5, 6]. С этой целью проведены опыты по гидротермальному преобразованию компонентов нефти. Эксперименты проводили в автоклаве при температурах 250, 300 и 350°C в течение 5 часов при давлении воздуха 0,1 МПа (рис. 3) в присутствии прекурсоров катализаторов, которые вводили в нефть в растворе донора протонов водорода (тетралина). Поскольку минералы коллектора могут оказывать влияние на процесс аква термализа [7], опыты проводили в присутствии породосодержащего минерала каолина, который насыщали нефтью.

Извлеченный из реактора продукт превращения подвергали экстракции в аппарате Сокслета бензолом с целью отделения его от каолина и воды. Асфальтены отделяли осаждением 40-кратным избытком петролейного эфира (температура кипения 30–70°C). Мальтены разделяли жидкостно-адсорбционной хроматографией на силикагеле АСК; углеводороды (УВ), смолы бензольные (СБ) и спирто-бензольные (ССБ) элюировали соответственно смесью петролейного эфира и CCl_4 , бензолом и смесью бензол-изопропиловый спирт. Для изучения структурно-группо-

вого состава нефти и продуктов рассчитывали спектральные коэффициенты, определяемые как отношения величин оптической плотности в максимумах соответствующих полос поглощения к оптической плотности реперной полосы, по данным ИК Фурье спектроскопии. Изучение углеводородного состава нефтей проводили на хромато-масс-спектрометре DFS Thermo Electron Corporation (Германия). Метод ионизации – электронный удар, энергия ионизирующих электронов – 70 эВ. Температура инжектора 250°C, режим программирования температуры – от 60 (изотерма в течение 1 мин) до 280°C со скоростью подъема 10 град./мин, выдержка при конечной температуре. Проба исследуемого образца перед вводом в прибор разводилась в хроматографически чистом четыреххлористом углеороде в концентрации $\sim 10^{-3}$ г/мл. Обработка масс-спектральных данных и идентификация УВ проводилась с использованием программы «Xcalibur» и по литературным данным, полученными авторами в работах [8, 9]. Записывали масс-фрагментограммы по общему ионному току, с последующей их реконструкцией и интерпретацией по ионам $m/z = 71$ (алканы), 83 (алкилциклогексаны), 91 (алкилбензолы). При построении графиков распределения УВ площадь пика рассматриваемого УВ относили к суммарной площади всех пиков, присутствующих в масс-фрагментограммах по конкретному иону. Результаты анализа компонентного состава исходной нефти и продуктов каталитического акватермолиза свидетельствуют о значительном преобразовании нефти (табл. 2).

Таблица 2

Компонентный состав исходной нефти и продуктов акватермолиза

Температура проведения эксперимента, °C	Вязкость, мПа·с	Плотность, при 20°C, кг/м³	Компонентный анализ				
			Масла	СБ	ССБ	Σ смол	Асфальтены
-	3390,0	960,0	55,27	25,27	13,36	38,63	6,00
250	1961,2	958,6	59,88	22,05	11,48	33,53	6,64
300	310,2	953,6	71,56	13,29	8,77	22,06	6,38
350	793,3	-	61,90	22,51	10,82	33,33	4,76

В процессе каталитического акватермолиза наблюдается существенное перераспределение компонентов нефтей в сторону увеличения содержания масел и снижения содержания смол. Максимальное перераспределение масел и смол наблюдаются при температуре 300°C, что обусловлено реакциями деструкции высокомолекулярных компонентов нефти. Следует отметить, что в данном опыте происходит незначительное увеличение содержания асфальтенов. Это, по-видимому, связано с окислительным дегидрированием масел и смол за счет присутствия кислорода воздуха в реакторе, в результате происходит ароматизация углеводородов, о чем также свидетельствуют спектральные коэффициенты. В ряду бензольных, спирто-бензольных смол и асфальтенов окисленность возрастает соответственно в 6,00; 4,81; 0,66 раза, а ароматичность в 1,25; 1,32; 1,48 раза (табл. 3).

Таблица 3

Результаты ИК-спектрального анализа исходной нефти и продуктов акватермолиза

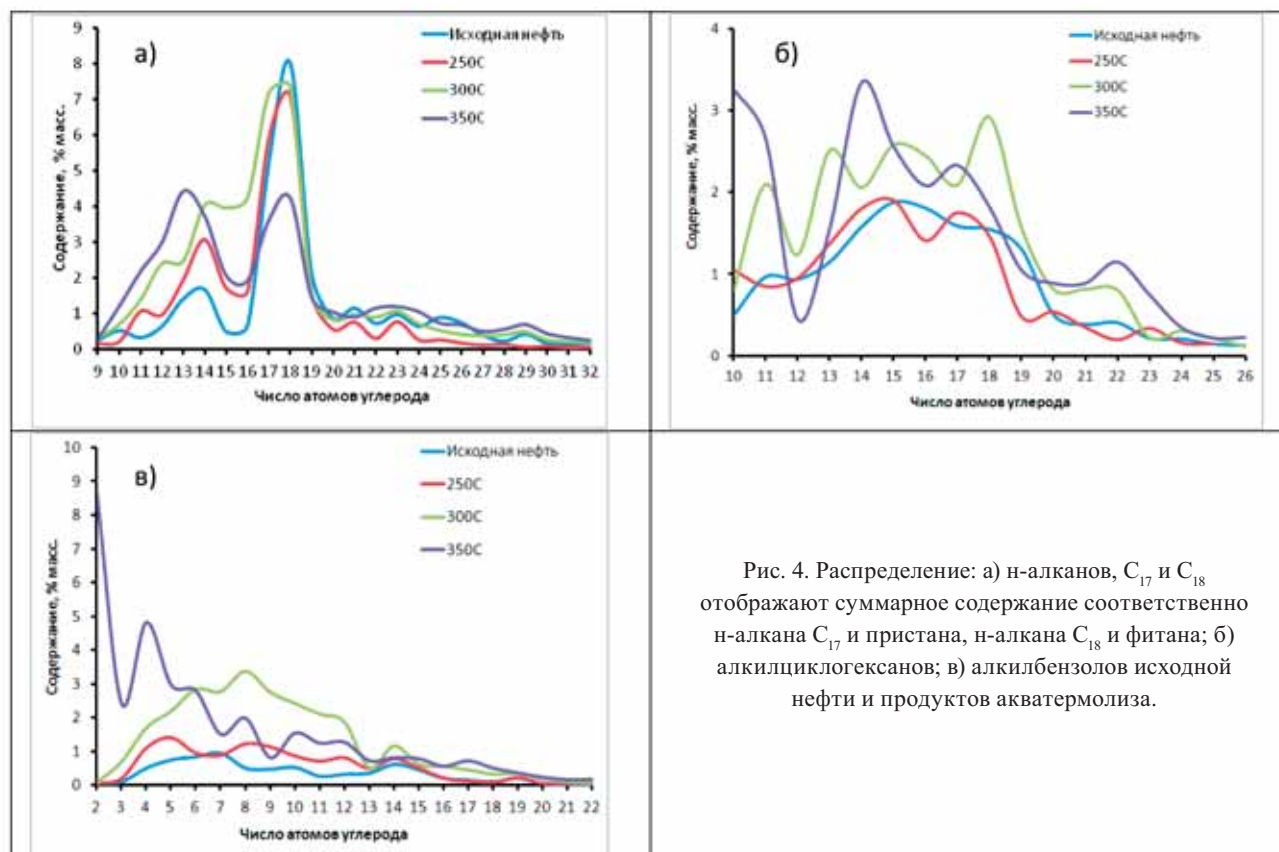
Спектральные коэффициенты*	Исходная нефть			Продукт акватермолиза при температуре, °C								
				250			300			350		
	СБ	ССБ	Асф	СБ	ССБ	Асф	СБ	ССБ	Асф	СБ	ССБ	Асф
C_1	1,62	1,87	2,07	1,26	3,53	2,81	2,03	2,47	3,07	3,65	4,35	5,80
C_2	0,06	0,16	0,05	0,04	0,43	0,25	0,24	0,77	0,33	0,04	0,44	0,26
C_3	0,53	0,61	0,74	0,55	0,64	0,76	0,62	0,67	0,78	0,57	0,70	0,75
C_4	3,36	2,45	2,06	3,49	2,11	1,82	2,50	2,39	1,70	2,89	1,77	1,30
C_5	0,16	0,53	0,29	0,15	0,49	0,35	0,30	0,42	0,34	0,17	0,60	0,37

* $C_1 = D_{1600}/D_{720}$ (ароматичности); $C_2 = D_{1710}/D_{1465}$ (окисленности); $C_3 = D_{1380}/D_{1465}$ (разветвленности); $C_4 = (D_{720} + D_{1380})/D_{1600}$ (алифатичности); $C_5 = D_{1030}/D_{1465}$ (осерненности). СБ – смолы бензольные; ССБ – смолы спирто-бензольные; асф. – асфальтены.

Более низкая температура опыта 250°C не позволяет достичь значительных изменений компонентного состава нефти. При повышении температуры акватермолиза до 350°C наблюдается небольшое (по сравнению с исходной нефтью) увеличение содержания масел и снижение содержания смол, но значительное снижение содержания асфальтенов, что, по-видимому, связано с более интенсивным протеканием процессов гидрогенолиза и крекинга С-С связей.

Методом хромато-масс-спектрометрии исследованы закономерности молекулярно-массового распределения алканов, алкилциклогексанов и алкилбензолов в исходной нефти и продуктах акватермолиза (рис. 4). Установлено, что в ряду алканов для исходной нефти и продуктов опытов при 250°C максимум приходится на пик C_{18} . С увеличением температуры происходит постепенное его снижение, увеличение более легких углеводородов C_9 – C_{16} , как и закономерный рост высокомолекулярных углеводородов C_{20} – C_{33} . В ряду алкилциклогексанов для нативной нефти характерен унимодальный вид распределения данного УВ ряда, в то время как для продуктов каталитического акватермолиза полимодальное распределение, преимущественно с преобладанием нечетных гомологов. В ряду алкилбензолов с увеличением температуры происходит очевидный их рост, с наибольшим выходом при тем-

пературе 350°C. Рост новообразования алкилбензолов, по-видимому, связан с деструкцией донора протонов водорода – тетралина, которая происходит при температуре выше 300°C. В результате образуются гомологи бензола.



Полученные данные свидетельствуют о высокой эффективности в процессах акватермолиза композиции на основе комплексов $Ni^{2+}+Co^{2+}$ при 300 и 350°C, и могут быть полезны при разработке технологического процесса облагораживания тяжелой нефти.

Литература

1. Романов Г.В., Романов А.Г., Карстед Д., Хо Д. и др. Добыча тяжелых нефтей и природных битумов в Канаде // Нефть. Газ. Новации. 2012. № 6. С. 21–27.
2. Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Петров С.М. и др. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы Республики Татарстан. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. 396 с.
3. Боксерман А.А. Термогазовый. Метод увеличения нефтеотдачи // Георесурсы. 2007. № 3. С. 18–21.
4. Огородников С.К. Справочник нефтехимика. Т.1. Л.: «Химия». 1978. 229 с.
5. Туманян П., Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Нургалиев Д.К., Фосс Л.Е., Романов Г.В. Акватермолиз нефтей и природных битумов: химизм процесса, катализаторы, перспективы промышленной реализации // Успехи химии. 2015. 84:11. С. 1145–1175.
6. Петрухина Н.Н., Каюкова Г.П., Туманян Б.П. и др. Превращения высоковязкой нефти при каталитическом и некаталитическом акватермолизе // ХТТМ. 2014. № 4. С. 30–37.
7. Fan H. The Effects of Reservoir Minerals on the Composition Changes of Heavy Oil During Steam Stimulation // Journal of Canadian Petroleum Technology. 2003. V. 42. №. 3. P. 11–14.
8. Антипенко В.Р. Термические превращения высокосернистого природного асфальтита: геохимические и технологические аспекты. Новосибирск: Наука, 2013. 184 с.
9. Иванова И.К., Каширцев В.А. Особенности распределения моноалкилбензолов состава $C_{12}H_{18}^{\circ}C_{27}H_{48}$ в венд-кембрийских нефтях сибирской платформы // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 11. С. 1539–1544.

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА ПО ЭКСПРЕСС-ПРОГНОЗУ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ В ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Д.К. Шайхутдинов¹, А.Т. Зарипов²

¹Центр моделирования, ²ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, ShayhutdinovDK@tatneft.ru

Для расчета прогнозных дебитов залежей сверхвязкой нефти (СВН) использованы аналитические решения, основанные на решении ученого R. Butler [1–2]. Теория основана на том, что за счет разности плотностей пара и нефти, вторая движется по условной границе паровой камеры вниз, тем самым попадает к забою добывающей скважины. Далее будут описаны усовершенствованные формулы, остановимся только на том, что потенциальный дебит нефти при «чистом» парогравитационном дренировании не зависит от депрессии на пласт, что не характерно для классических технологий добычи нефти. Теория R. Butler с 1981 года претерпела массу изменений и поправок благодаря его усилиям, усилиям других ученых с целью уточнения прогнозных дебитов горизонтальных скважин. На данный момент используется один из наиболее полных подходов по вычислению дебитов, который разбивает время жизни элемента разрабатываемого пласта на несколько этапов:

1. Этап формирования паровой камеры и движения ее к кровле пласта.
2. Этап расширения паровой камеры вдоль кровли вбок до момента соединения с паровой камерой соседнего элемента.
3. Этап снижения эффективности работы технологии после соединения паровой камеры.

В условиях залежей СВН территории Республики Татарстан большинство добывающих скважин, работающих по технологии парогравитационного дренирования, после этапа предварительного прогрева запускаются в работу с обводненностью, близкой к 100%.

На рисунке 1 представлена зависимость дебита нефти горизонтальных скважин Ашальчинского месторождения от температуры на приеме насоса (результаты измерения датчиков погружного насосного оборудования). Процесс роста дебита нефти на начальном этапе объясняется постепенным прогревом пласта, межскважинного пространства и формированием паровой камеры. С увеличением температуры в добывающей скважине наблюдается увеличение дебита нефти до момента достижения температур, близких к температуре парообразования. Выше температуры парообразования дебит нефти резко снижается, что объясняется прорывом пара в добывающую скважину.

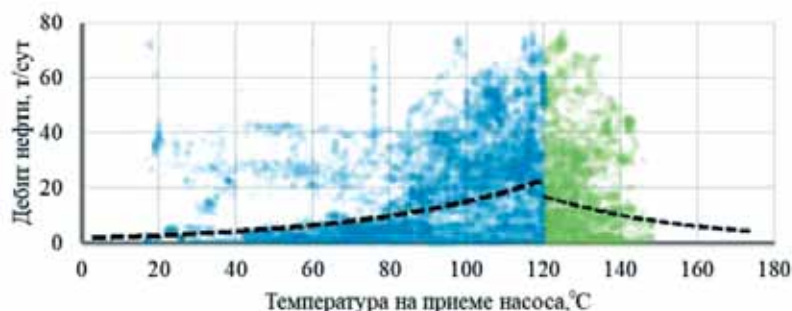


Рис. 1. Зависимость дебита нефти горизонтальных скважин Ашальчинского месторождения от температуры на приеме насоса.

Для описания процесса роста температуры в добывающей скважине необходимо решить задачу теплового потока от нагнетательной скважины к добывающей.

Для решения задачи теплового потока с постоянной температурой закачки в нагнетательной скважине использовались основные уравнения теории тепломассопереноса.

Формулировка задачи представляется как источник постоянной температуры в нагнетательной скважине и область бесконечного распространения теплового потока в нижележащие породы (неограниченный пласт). В таком случае, закон изменения температуры каждой точки пласта во времени является частным одномерным случаем дифференциального уравнения температуропроводности пласта.

Решение данного уравнения возможно итерационным способом. Результатом такого решения является 1D поле распределения температуры в пласте от нагнетательной скважины вниз по разрезу, изменяемое во времени.

Результаты исследований показывают, что скорость распространения теплового фронта зависит от значения температуропроводности пласта α и практически не зависит от начальной температуры пласта и температуры пара.

В любой точке пласта процесс движения теплового фронта сопровождается этапами:

- Когда тепловой фронт не достиг точки пласта;
- Процесс роста температуры точки пласта;
- Сохранение температуры точки пласта, равной температуре пара.

В геологических условиях залежей СВН Республики Татарстан горизонтальные скважины пересекают

слабонефтенасыщенные и водонасыщенные интервалы. Наличие слабонефтенасыщенных интервалов по стволу скважин увеличивает время выхода скважин на потенциальный дебит. На рисунке 2 представлено сопоставление времени выхода скважин на дебит нефти выше 10 т/сут в зависимости от доли слабонефтенасыщенных интервалов по стволу скважины.

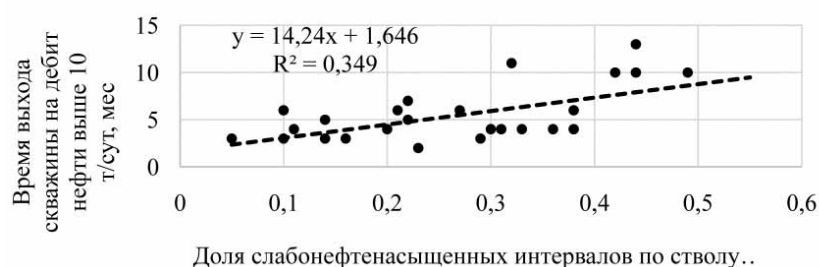


Рис. 2. Сопоставление времени выхода скважин на дебит нефти более 10 т/сут от доли слабонефтенасыщенных интервалов по стволу скважины Ашальчинского поднятия.

По результатам фактической работы скважин и итерационному решению теплового потока моменты начала и прекращения роста температуры могут быть описаны следующими формулами, полученными аналитически:

$$t_{1.нач} = 0,075 \frac{d}{a} \quad (1)$$

$$t_{1.кон} = 0,123 \frac{d}{a(1 - 0,9k_{в.л})} \quad (2)$$

где d – расстояние от нагнетательной скважины до точки пласта, м; $t_{1.нач}$ и $t_{1.кон}$ – моменты начала и прекращения роста температуры, с; $k_{в.л}$ – коэффициент, учитывающий наличие водонасыщенных или слабонефтенасыщенных интервалов по стволу добывающей скважины, 1 – весь ствол водонасыщенный, 0 – водонасыщенные участки отсутствуют.

Характер изменения температуры в процессе прохождения температурного фронта через точку пласта может быть описан тригонометрической функцией косинуса:

$$T_{d,t} = T_{нач} + \frac{1}{2}(T_{пара} - T_{нач}) \left(1 - \cos \left(\pi \frac{t - t_{1.нач}}{t_{1.кон} - t_{1.нач}} \right) \right) \quad (3)$$

при $\frac{t - t_{1.нач}}{t_{1.кон} - t_{1.нач}} \in [0;1]$,

где $T_{d,t}$ – температура точки пласта в момент времени t на расстоянии d от нагнетательной скважины, °C; $T_{нач}$ и $T_{пара}$ – начальная температура пласта и температура пара соответственно.

На рисунке 3 представлено сопоставление результатов определения температуры в пласте во времени при аналитическом и итерационном решениях.

Рис. 3. Сопоставление результатов определения температуры в пласте во времени при аналитическом (3'–7') и итерационном (0–8) решениях.

Наиболее точно температура пласта определяется в диапазоне расстояний от нагнетательной скважины 3–6 м, что соответствует основному диапазону размещения парных ГС (5–6 м) при реализации технологии парогравитационного дренирования на залежах СВН Республики Татарстан. Для определения потока нефти в общем потоке добываемой продукции необходимо располагать зависимостью вязкости нефти от температуры. Для использования в аналитических формулах зависимость вязкости нефти от температуры может быть описана степенной функцией.

Формула, представленная ниже, позволяет вычислить дебит нефти на этапе роста паровой камеры до кровли пласта. Данная формула была получена на основе формулы R.Butler с уточнением свойств нефти, пара и геологических условий залежей СВН Республики Татарстан:

$$q_{li} = 3L \left(\frac{kk_n(\rho_n - \rho'_n)g\alpha}{m\nu_{n(T)}\rho_n} \right)^{2/3} (\phi\Delta S_n k_{в.л})^{1/3} t^{1/3} \quad (4)$$

где q – дебит нефти, м³/с; k – эффективная проницаемость, м²; ускорение свободного падения, $= 9,81$ м/с²; α – температуропроводность пласта, м²/с; ΔS_n – подвижная нефтенасыщенность ($S_{n.нач} - S_{n.ост}$) в паровой камере, д.ед.; t – время, с; $\nu_{n(T)}$ – кинематическая вязкость нефти при температуре призабойной зоны, м²/с; k_n – средняя относительная фазовая проницаемость нефти, д.ед.; $k_{в.л}$ – коэффициент, учитывающий наличие водонасыщенных линз в нефтенасыщенной части выше горизонтального участка ствола добывающей скважины (определяется как отношение суммарной толщины нефтенасыщенных пропластков к общей толщине выше горизонтального участка

ствола добывающей скважины), д.ед.; ρ_n и ρ'_n – плотность нефти и плотность насыщенного пара в пластовых условиях соответственно, кг/м³; m – безразмерный коэффициент, который характеризует послойную неоднородность течения нефти вдоль границы паровой; Φ – пористость, д.ед.

Время достижения паровой камеры до кровли пласта будет соответствовать моменту максимальной добычи нефти.

На рисунке 4 представлено сопоставление результатов расчета дебита нефти на начальном этапе по предлагаемой методике и по формуле R. Butler с фактическим дебитом пары скважин №15032/15033.

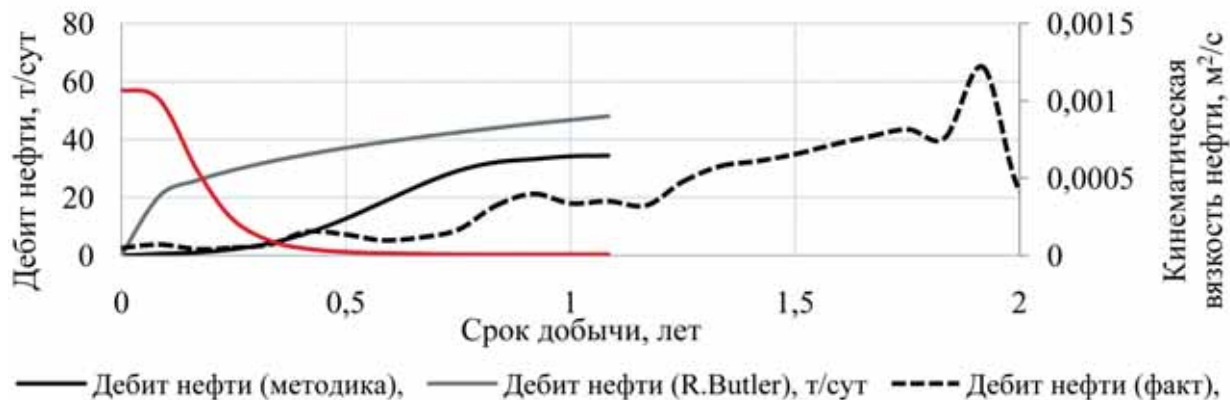


Рис. 4. Сопоставление результатов расчета дебита нефти на начальном этапе по предлагаемой методике и по формуле R. Butler с фактическим дебитом пары скважин 15032/15033.

На основе формулы дебита нефти R. Butler на этапе роста паровой камеры к кровле пласта получена методика расчета, учитывающая изменение вязкости нефти, температуру, плотность и качество закачиваемого пара, наличие водонасыщенных линз в пласте и по стволу горизонтальной добывающей скважины. Полученная методика позволяет повысить точность описания процесса парогравитационного дренирования на этапе формирования паровой камеры в условиях залежей СВН Республики Татарстан.

Для определения потенциального дебита скважины (2 этап) используется формула, которая является модификацией формулы R. Butler с учетом дополнительных свойств продуктивного пласта и флюидов:

$$q_2 = 2L \sqrt{\frac{1.3\Phi k k_n (\rho_n - \rho'_n) g \alpha \Delta S_n k_{г.л} h}{m v_n \rho_n}} \quad (5)$$

На последнем этапе, когда паровые камеры соседних пар смыкаются, «рабочая» толщина пласта уменьшается, что ведет к снижению дебита нефти. Дебит нефти вычисляется по следующей формуле:

$$q_{3i} = 2L \sqrt{\frac{1.3\Phi k k_n (\rho_n - \rho'_n) g \alpha \Delta S_n k_{г.л}}{m v_n \rho_n}} \left(\sqrt{h} - \frac{2\sqrt{1.3\Phi k k_n (\rho_n - \rho'_n) g \alpha}}{a \sqrt{m v_s \rho_n \Phi \Delta S_n k_{г.л}}} t_{3i} \right) \quad (6)$$

На основе представленных в статье и диссертации [3] формул разработан программный комплекс, который на сегодняшний день используется в рамках цифровизации залежей СВН для экспресс-прогнозирования добычи нефти. Модель представляет из себя ряд формул, описывающих физический процесс, преимущественно основываясь на решении дифференциальных уравнений теории фильтрации и теплопроводности. На входе в эти уравнения подаются переменные, их в общем виде можно разбить на геологические (средние параметры области дренирования пары скважин), на характеризующие особенности конструкции и расположения горизонтальных скважин, теплофизические свойства (теплоемкости, теплопроводности), свойства флюидов (вязкости, плотности) и фильтрационные свойства пласта.

Так как по факту цифровая система имеет дело с физическим описанием процесса, она не может просто увеличить или уменьшить результат для обеспечения точности воспроизведения фактических показателей – для этого требуется изменять на входе в модель какое-либо свойство пласта для учета возмущающих факторов, приводящих к отклонению от фактических показателей эксплуатации скважин. В процессе создания расчетного комплекса было принято идти по принципу от менее известных параметров к более известным, при этом учитывая, какой параметр преимущественно влияет на какой результат (добыча нефти, жидкости или закачка пара).

На текущий момент сформирован основной перечень этих параметров, который может дополняться по мере появления новых задач по воспроизведению необходимых результатов:

1) относительная фазовая проницаемость по воде; 2) наличие водонасыщенных интервалов вдоль ствола горизонтальной добывающей скважины; 3) температуропроводность пласта; 4) теплопроводность пласта; 5) относительная фазовая проницаемость по нефти; 6) коэффициент вытеснения нефти паром; 7) начальная нефтенасыщенность пласта.

При этом очередность модификации параметров соответствует представленному порядку – первые по списку параметры меняются гораздо сильнее (в большинстве случаев), чем последующие.

Заключение

Данная статья показывает, как результат интеграции научных исследований и цифровых технологий позволяет обеспечить ускорение принятия решений по бизнес-вызовам компании. Результатом работы является программный комплекс, с помощью которого выполняется экспресс оценка потенциальной добычи новых и действующих горизонтальных скважин на залежах СВН. Авторы статьи считают, что наилучшим вариантом прогнозирования добычи СВН является использование термо-гидродинамического моделирования, в том числе в таких коммерческих продуктах, как CMG Stars, tNavigator, Tempest MORE, опыт работы в которых авторами накоплен в достаточном объеме. Единственной причиной, почему экспресс-методы еще не изжили себя и будут использоваться в перспективе – это высокая (моментальная) скорость расчета и простота интеграции в другие цифровые системы. В свою очередь, возможно, временная замена сложного расчетного ПО на экспресс-метод позволит отладить общую цепочку процессов, чтобы в дальнейшем встроить 3D термогидродинамические модели в уже отлаженную автоматизированную систему.

Литература

1. Butler R.M. Steam-Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future [Текст] / R.M. Butler // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1994. V. 33, № 2. P. 44–50.
2. Butler R.M. Gravity Drainage to Horizontal Wells [Текст] / R.M. Butler // Journal of Canadian Petroleum Technology. 1992. V. 31, № 4. P. 31–37.
3. Шайхутдинов Д.К. Совершенствование системы разработки залежей сверхвязкой нефти Республики Татарстан в условиях высокой неоднородности нефтенасыщенного пласта: дис. ... канд. техн. наук. М., 2018. Режим доступа: <http://dis.tatnpi.ru/?act=view&id=41>.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЕРТИКАЛЬНОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ГАЗОВОГО ПЛАСТА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

М.Н. Шамсиев

ИММ ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань, mshamsiev@imm.knc.ru

Анизотропия проницаемости является одним из основных факторов при построении геологической и гидродинамической моделей пласта и обосновании технологии разработки нефтегазовых залежей. Неоднородность пласта по проницаемости в вертикальном и горизонтальном направлениях в основном изучают экспериментальным путем. В работе [1] предлагается методика определения коэффициентов проницаемости вдоль координат ОХ и ОZ, на основе лабораторных исследований кернов. Оценить значение параметра анизотропии можно по результатам газогидродинамических исследований несовершенных вертикальных скважин [2]. В работе [3] для оценки проницаемости нефтяного пласта в вертикальном направлении используются результаты вертикального гидропрослушивания скважины. В работе [4] для идентификации вертикальной и горизонтальной проницаемостей используются данные, полученные при исследовании вертикальной скважины с помощью пластоиспытателя. В работе [5] для оценки вертикальной и горизонтальной проницаемостей газового пласта используются результаты термогазодинамических исследований несовершенной вертикальной скважины.

В данной работе предлагается метод оценки вертикальной, горизонтальной проницаемостей и пористости анизотропного газового пласта по результатам вертикального гидропрослушивания на основе теории обратных задач. Процесс вертикального гидропрослушивания пласта основывается на создании возмущения в пласте за счет отбора или закачки газа через активный интервал. При этом производится регистрация изменения давления в активном и реагирующем интервалах. Активный интервал L_w (рис. 1) расположен у подошвы пласта и связывается с фонтанными трубами, реагирующий интервал L_k – у кровли пласта и связывается с затрубным пространством. Интервалы могут быть изолированы с помощью одного или двух пакеров.

Интерпретация результатов вертикального гидропрослушивания газового пласта базируется на решении обратной коэффициентной задачи. В качестве исходной информации используются изменения давления по времени в активном и реагирующем интервалах, зарегистрированные глубинными приборами, после пуска скважины или смены режима эксплуатации. Обратная задача заключается в оценке коэффициентов горизонтальной k_r , вертикальной k_z проницаемости и пористости пласта m , когда процесс фильтрации реального газа к вертикальной скважине описывается системой уравнений

$$m \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{Z} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{p}{Z} r \frac{\partial p}{\partial r} \right] + \frac{\partial}{\partial z} \left[\frac{k_z}{\mu} \frac{p}{Z} \frac{\partial p}{\partial z} \right], \quad r \in (R_w, R_e), \quad z \in (0, L_z), \quad t > 0, \quad (1)$$

$$p(r, z, 0) = p_e, \quad r \in (R_w, R_e), \quad z \in (0, L_z), \quad (2)$$

$$p(R_e, z, t) = p_e, \quad z \in [0, L_z], \quad t > 0, \quad (3)$$

$$2\pi \int_{L_r}^{L_r+L_w} \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{p T_{st}}{Z p_{st} T_e} r \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{C_{w1}}{L_w} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{Z} \right) \right] dz = Q, \quad t > 0, \quad (4)$$

$$2\pi \int_{L_r+L_w}^{L_z-L_k} \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{p T_{st}}{Z p_{st} T_e} r \frac{\partial p}{\partial r} \right] dz = 0, \quad t > 0, \quad (5)$$

$$2\pi \int_{L_z-L_k}^{L_z} \left[\frac{k_r}{\mu} \frac{p T_{st}}{Z p_{st} T_e} r \frac{\partial p}{\partial r} - \frac{C_{w2}}{L_k} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{p}{Z} \right) \right] dz = 0, \quad t > 0, \quad (6)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial r} \right|_{r=R_w} dz = 0, \quad z \in [0, L_z], \quad t > 0, \quad (7)$$

$$\left. \frac{\partial p}{\partial z} \right|_{z=L_z} = 0, \quad r \in (R_w, R_e), \quad t > 0, \quad (8)$$

и считается известной следующая исходная информация:

$$p(R_w, L_{p1}, t) = \phi(t), \quad p(R_w, L_{p2}, t) = \varphi(t). \quad (9)$$

Здесь L_z – толщина пласта, L_r – не вскрытый интервал пласта, L_w , L_k – активный и реагирующий интервал, L_p – интервал между двумя пакерами, Q – дебит скважины, μ – вязкость газа, m – пористость пласта, R_w , R_e – радиус скважины и контура питания, T_{st} , T_e – стандартная и пластовая температура, p_{st} , p_e – стандартное и пластовое давление, Z – сверхсжимаемость газа, C_{w1} , C_{w2} – коэффициенты влияния объема фонтанных труб и затрубного пространства на приток, $\phi(t)$, $\varphi(t)$ – наблюдаемые значения изменения давления в активном и реагирующем интервалах, L_{p1} , L_{p2} – расстояния от подошвы пласта до приборов, расположенных в активном и реагирующем интервалах.

Условия (5), (6) означают, что в реагирующем интервале и в интервале между двумя пакерами суммарный приток газа равен нулю. На непроницаемом интервале скважины и на не вскрытой части пласта ставятся условия не протекания (7) и (8).

Коэффициент сверхсжимаемости газа Z рассчитывается по формуле Гуревича-Латонова [6, 7]. Коэффициенты C_{w1} , C_{w2} вычисляются по формуле, приведенной в работах [7, 8].

Решение обратной задачи (1)-(9) сводится к минимизации функционала:

$$J(\alpha) = \int_0^{t_{exp}} \left(\xi [p(R_w, L_{p1}, t) - \phi(t)]^2 + [p(R_w, L_{p2}, t) - \varphi(t)]^2 \right) dt, \quad (10)$$

где $\alpha = (k_r, k_z, m)$, $0 < a_i \leq \alpha_i \leq b_i$, $(a_i, b_i = \text{const})$, ξ – весовой коэффициент, t_{exp} – время промыслового эксперимента.

Итерационная последовательность для минимизации функционала (10) строится на основе метода Левенберга-Марквардта.

На модельных примерах исследуется влияние анизотропии пласта на кривые изменения давления в активном и реагирующем интервалах скважины. Рассматривается модельный пласт со следующими данными: $L_z = 20$ м, $R_e = 250$ м, $R_w = 0.1$ м, $p_e = 20$ МПа, $T_e = 300$ К, $T_{st} = 293$ К, $\mu = 0.012$ мПа с, $m = 0.2$, $k_r = 0.01$ мкм², $k_z = 0.001$ мкм², $Q = 500$ тыс. м³/сут, $t_{exp} = 5$ сут. На рис. 2 приведены кривые изменения давления в активном и реагирующем интервалах, когда они отделены одним ($L_k = 10$ м, $L_p = 0$ м) и двумя пакерами ($L_k = 5$ м, $L_p = 5$ м) после пуска скважины в эксплуатацию. Пласт анизотропный и вскрыт полностью, $L_w = 10$ м, $L_r = 0$ м, $k_z/k_r = 0.1$. Кривые изменения давления в активном интервале практически совпадают. При наличии двух пакеров отклик давления, связанный с пуском скважины, в реагирующий интервал доходит с запаздыванием (рис. 2, кривые 2).

Распределение притока газа к скважине приведено на рис. 3. Распределения притока в активном интервале практически совпадают. В реагирующем интервале и в интервале между пакерами наблюдается отрицательный приток газа, т.е. в одной части интервала происходит приток газа из пласта, а из другой части отток газа в пласт.

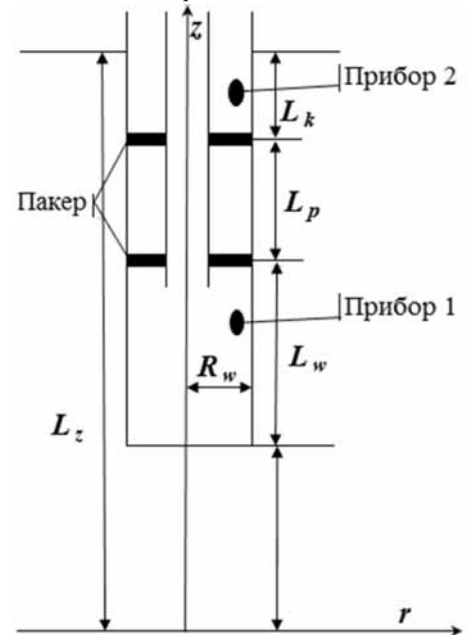


Рис. 1. Схема скважины.

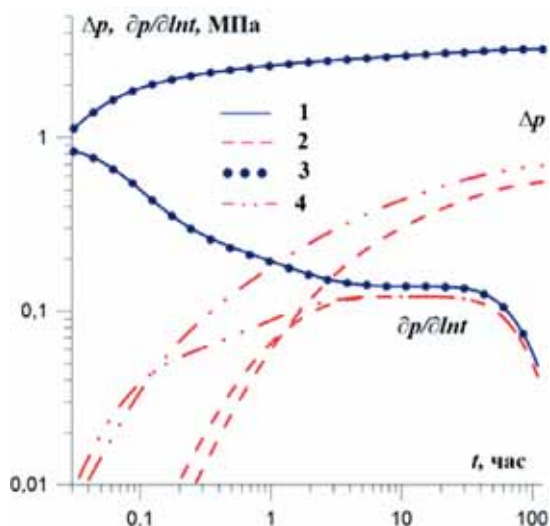


Рис. 2. Кривые изменения давления в активном (кривые 1, 3), реагирующем (кривые 2, 4) интервалах и их производные при полном вскрытии пласта. $k_z/k_r = 0.1$. Кривые 1, 2 – два пакера, $L_p = 5$ м; 3, 4 – один пакер, $L_p = 0$.

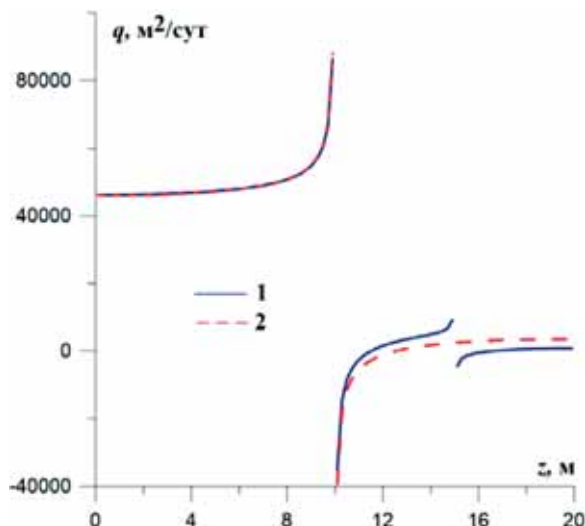


Рис. 3. Распределение притока газа к скважине при полном вскрытии пласта. $k_z/k_r = 0.1$. Кривая 1 – два пакера, $L_p = 5$ м; 2 – один пакер, $L_p = 0$.

Были проведены численные эксперименты для исследования влияния расстояния между пакерами на кривые изменения забойного давления в реагирующем интервале. Результаты расчетов показали, что увеличение расстояния между пакерами ведет к увеличению времени отклика давления в реагирующем интервале на возмущения, вызванные отбором газа через активный интервал. Данный результат подтверждается также результатами, приведенными на рис. 2 (кривые 2, 4).

Далее численно исследовались сходимость и устойчивость итерационного процесса при различной входной информации на модельных примерах. При точных значениях исходной информации итерационный процесс минимизации функционала (10) сходится за 6–15 итераций. Для исследования устойчивости в модельные кривые изменения давления в активном и реагирующем интервалах случайным образом вводились погрешности в пределах до 0,05 МПа. С возмущенными исходными данными итерационный процесс минимизации функционалов сходится за 10–20 итераций. Необходимо отметить, если при решении обратной задачи (1)–(9) в качестве исходной информации используются только данные замеров давления в активном интервале, то оценка вертикальной проницаемости определяется с погрешностью.

На рис. 4 приводятся один из характерных расчетов сходимости итерационного процесса минимизации функционала (12) с возмущенными исходными данными (рис. 5, кривые – 1) при полном вскрытии пласта: $L_w = 10$ м, $L_k = L_p = 5$ м, $k_z/k_r = 0.1$; α_i^{abs} – истинные параметры. Погрешность измерений в пределах 0.05 МПа. Итерационный процесс сходится за 13 итераций. Для данного примера наибольшую погрешность имеет оценка вертикальной проницаемости, 4%. Вычисленные кривые изменения давления приводятся на рис. 5 (кривые – 2).

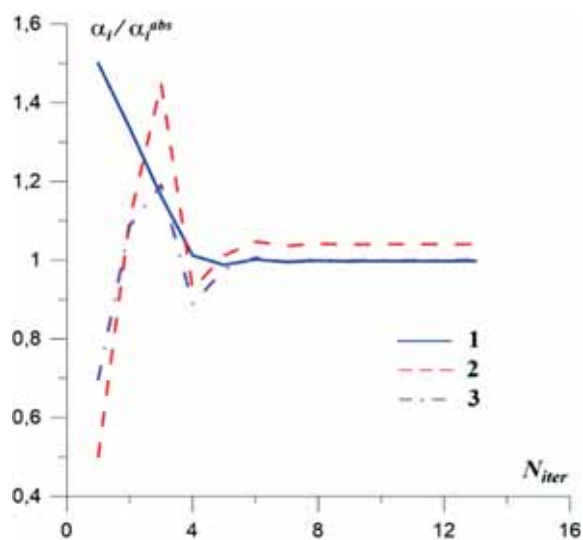


Рис. 4. Сходимость итерационного процесса. 1 – k_r , 2 – k_z , 3 – m .

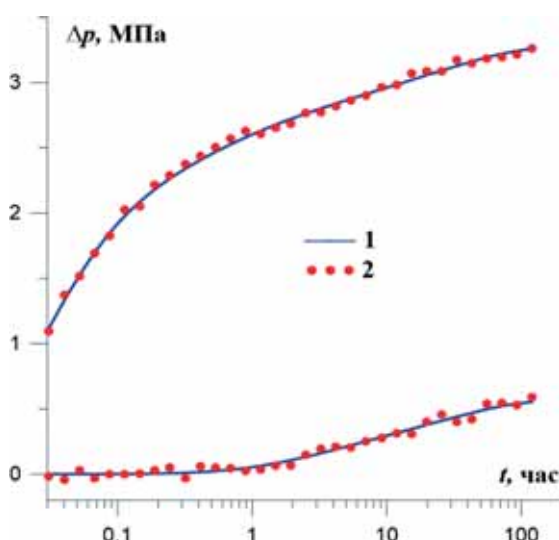


Рис. 5. Кривые изменения давления в активном, реагирующем интервалах при полном вскрытии пласта. $k_z/k_r = 0.1$.

Из проведенных исследований следует, что по результатам вертикального гидропрослушивания можно оценить вертикальную, горизонтальную проницаемость и пористость пласта при ее полном вскрытии. При этом можно проводить замеры изменения давления во времени только в реагирующем интервале.

Литература

1. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. М.: Недра, 1977. 287 с.
2. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Недра, 1995. 523 с.
3. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
4. Kamal M.M. Transient well testing. SPE Monograph; Vol. 23, Henry L. Doherty Series, Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, 2009. 849 p.
5. Шамсиев М.Н. Интерпретация результатов термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин, несовершенных по степени вскрытия пласта // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 1. С. 39–43.
6. Бондарев Э.А., Васильев В.И., Воеводин А.Ф., Павлов Н.Н., Шадрин А.П. Термогидродинамика систем добычи и транспорта газа. М.: Наука, 1988. 270 с.
7. Шамсиев М.Н., Талипова А.А. Термогидродинамические исследования вертикальных газовых скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 6. С. 43–46.
8. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Казунин Д.В. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин с учетом влияния объема ствола // Газовая промышленность. 2013. № 2. С. 16–17.

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ КЫЗЫЛКУМСКОГО СВОДА ЦЕНТРАЛЬНОГО УЗБЕКИСТАНА

М.Г. Юлдашева, Л.Р. Бикеева, Д.А. Расул-Заде, Г.С. Закирова

АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент, yuldasheva@ing.uz

Растущие потребности народного хозяйства Республики Узбекистан в углеводородном сырье и высокая степень освоения прогнозных и перспективных ресурсов осадочного чехла нефтегазоносных областей обусловили необходимость ускоренного изучения новых перспективных литолого-стратиграфических комплексов и регионов, считавшихся ранее бесперспективными.

В этой связи в Республике Узбекистан в последние годы проводятся целенаправленные исследования на таких территориях, как Среднесырдарьинская синеклиза и прилегающие территории, в том числе Центрально-Кызылкумский свод (рис. 1).

Интерес в нефтегазоносном отношении к этой территории обусловлен сходством в геологическом строении с Чу-Сарысуиским нефтегазоносным бассейном, где залежи углеводородов приурочены к палеозойским образованиям стратиграфического диапазона от нижнего девона до нижней перми.

На территории Центральных Кызылкумов осадочный чехол развит по периферии поднятий [1], разрез которого сложен отложениями мела, палеогена и неогена, в литологическом отношении представленные конгломератами, песчаниками, глинами, доломитами, известняками.

Промежуточный струк-

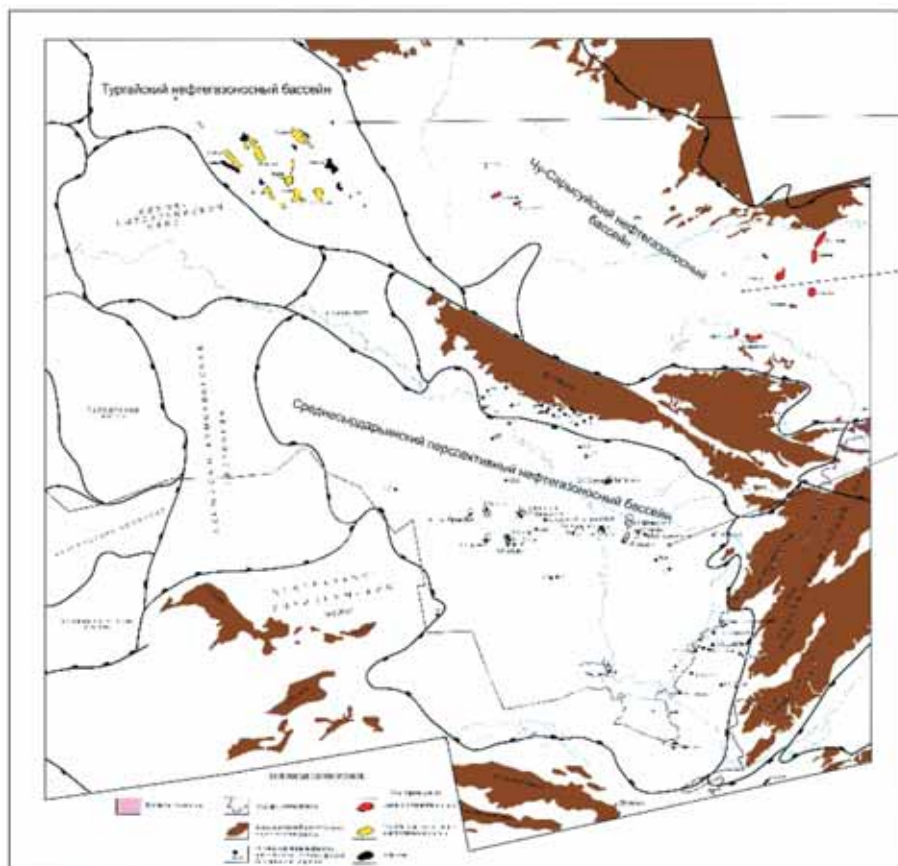


Рис. 1. Фрагмент схемы тектонического районирования Среднесырдарьинской синеклизы, Центрально-Кызылкумского поднятия и прилегающих территорий.

турный этаж представлен палеозойскими образованиями, которые сложены разнотектоническими образованиями силура, ордовика, девона, карбона и перми, их строение в основном изучено по обнажениям в единичных скважинах.

Отложения ордовика представлены метаморфизованными терригенно-карбонатными отложениями (сланцами, известняками, мраморами, гравелитами, песчаниками, алевролитами), а также эффузивными породами.

Разрезы верхнеордовик-нижнесилурийских пород представлены двумя типами пород: карбонатно-терригенным и углисто-сланцево-кремнистым [2]. В составе карбонатно-терригенных образований присутствуют известняки с прослоями алевролитов и сланцев, доломитов, которые сменяются в нижнем силуре сланцево-кремнистой толщей, сложенной песчаниками, алевролитами, аргиллитами, сланцами. Верхняя часть разреза сложена чередованием гравелитов, песчаников и алевролитов.

Верхнесилур-нижнедевонские отложения представлены карбонатно-терригенной толщей, где в низах залегают гравелиты, песчаники, алевролиты с маломощными редкими прослоями и линзами известняков, вверх по разрезу сменяющиеся пачкой известняков и доломитов с прослоями песчаников и сланцев.

Отложения среднего и верхнего девона представлены карбонатными породами (доломитами, известняками), сланцами, ангидритами, в подошвенной части разрез сложен песчаниками и конгломератами, которые в западной части (Букантау) и на юге (Тамдытау) прорываются интрузиями гранитов и гранодиоритов верхнего карбона.

Отложения нижнепермского возраста представлены терригенными молассовыми и вулканогенными (гранитами и гранодиоритами) образованиями.

По результатам бурения параметрической скважины № 1п Жанубий Акбугет, заложенной в северо-западной части Центрально-Кызылкумского свода, палеозойские образования среднекаменноугольного возраста вскрыты на глубине минус 780 м, которые представлены переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов глинистых, песчаников, доломитов, мергелей. Породы плотные, слабопроницаемые, трещиноватые, трещины заполнены кальцитом.

Для прогнозирования потенциально нефтегазоперспективного комплекса в вышеуказанной толще отложений, необходимо, в его составе выделить коллекторы, покрышки, нефтегазоматеринские породы, где имеется повышенное содержание органического вещества, а также наличие прямых или косвенных признаков углеводородов.

В качестве коллекторов здесь могут выступать известняки, гравелиты и песчаники, среди которых имеются менее дислоцированные и слабометаморфизованные породы.

Классическими породами-покрышками здесь могут служить толщи аргиллитов, мраморизованных известняков, сланцев. Кроме того, в северной части возможно обнаружение солей, которые в сопредельных нефтегазоносных регионах являются региональной покрышкой для залежей углеводородов различного фазового состава, с том числе и уникальных месторождений. Их наличие зафиксировано в прилегающем Сырдарьинском бассейне, где в разрезе скважины №1 Арысь была вскрыта толща соленосных отложений, которые по результатам гравиметрических работ широко развиты в верхней части разреза нижнего карбона Арысского и Байркумского прогибов.

В палеозойском разрезе имеются типичные морские отложения, которые по общегеологическим представлениям способны быть нефтегазопроизводящими. В подтверждение этому проведенными маршрутными исследованиями установлена битуминозность известняков, сланцев, гранитов карбон-девон-силурийского возраста в обнажениях горных обрамлений, а в районе гор Писталитау в известняках девона выявлена полоса битуминозности шириной 30–40 м. Характерно то, что битумом пропитано поровое пространство пород и заполнены трещины, кроме того битуминозность пород с глубины 50 метров возрастает в 2,2 раза. В скважине № 1 Жанубий Акбугет в темно-серых доломитах и аргиллитах среднекарбонного возраста выявлены включения и гнезда битума и тяжелой нефти.

В пределах Балтакольского вала Среднесырдарьинской депрессии в скважине № 7-Г Кекпенкалди из отложений палеозоя получен очень слабый приток соленой воды с растворенным горючим газом, при этом дебит флюидов увеличивался вверх по разрезу, вплоть до неокома. В скважине Айдар при опробовании были получены притоки рассолов с признаками негорючего газа, где содержится 1,2% гелия, кроме того при бурении были отмечены повышенные газопоказания.

Следует отметить и еще один признак – это наличие высокоазотных газов, распространенных в верхних горизонтах разрезов, смена которых на углеводородные ожидается вниз по разрезу. Так, например, в Чу-Сарысуйском нефтегазоносном бассейне высокоазотные газы приурочены к пермским отложениям, а в отложениях девона и карбона содержатся углеводородные газовые залежи. В этой связи, немаловажным является установление наличия высокоазотных газов в меловых и юрских отложениях Сырдарьинской депрессии, которая граничит с Центрально-Кызылкумским сводом с юго-востока, что позволяет прогнозировать углеводородный состав газов в палеозойском комплексе пород.

Еще одним критерием нефтегазоносности является приуроченность территории к региональной геодинамической структуре – Кызылкум-Нуратинскому аккреционному комплексу. Согласно концепции В.П. Гаврилова [3] нефтегазоносные регионы формируются под влиянием трех основных геодинамических режимов: субдукционного, рифтогенного и депрессионного [4]. Субдукционный режим характеризуется «закрытием» океана и возникновением на его месте континентальной структуры. В процессе своей эволюции рассматриваемая территория

испытала как минимум три стадии субдукционной аккреции: в конце протерозоя, в ордовике – раннем силуре, в девоне-среднем карбоне. При этом модель субдукционного нефтегазообразования предполагает погружение под аккреционную призму осадочных пород, содержащих органику, и погребенные скопления газогидратов [5].

Поскольку в пределах территории выполнялся комплекс региональных геолого-геофизических работ, то для поиска и локализации нефтегазоперспективных структур были привлечены результаты дешифрирования космофотоснимков и структурно-геоморфологического анализа топокарт. По результатам данных исследований были уточнены особенности геологического развития на неотектоническом этапе и сравнительной оценке новейшей активности структурных форм; выявлены и детализированы элементы разломной тектоники и связанной с ней трещиноватости; закартированы геоинформационные аномалии, сопоставляемые с зонами положительных локальных структурных поднятий с ранжированием по первоочередности.

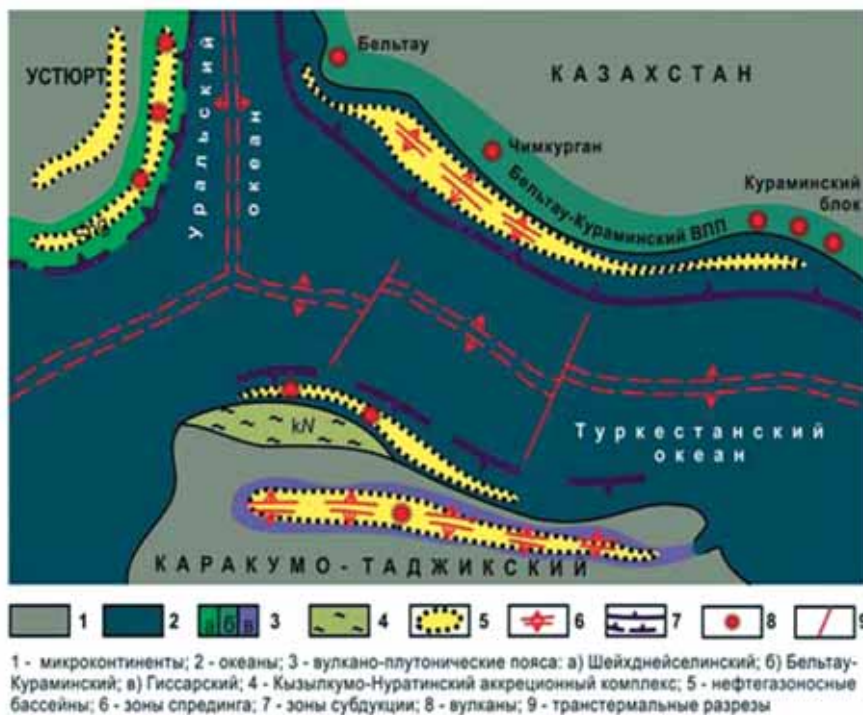


Рис. 2. Схема расположения микроконтинентов в среднем палеозое (S-C.) [6].

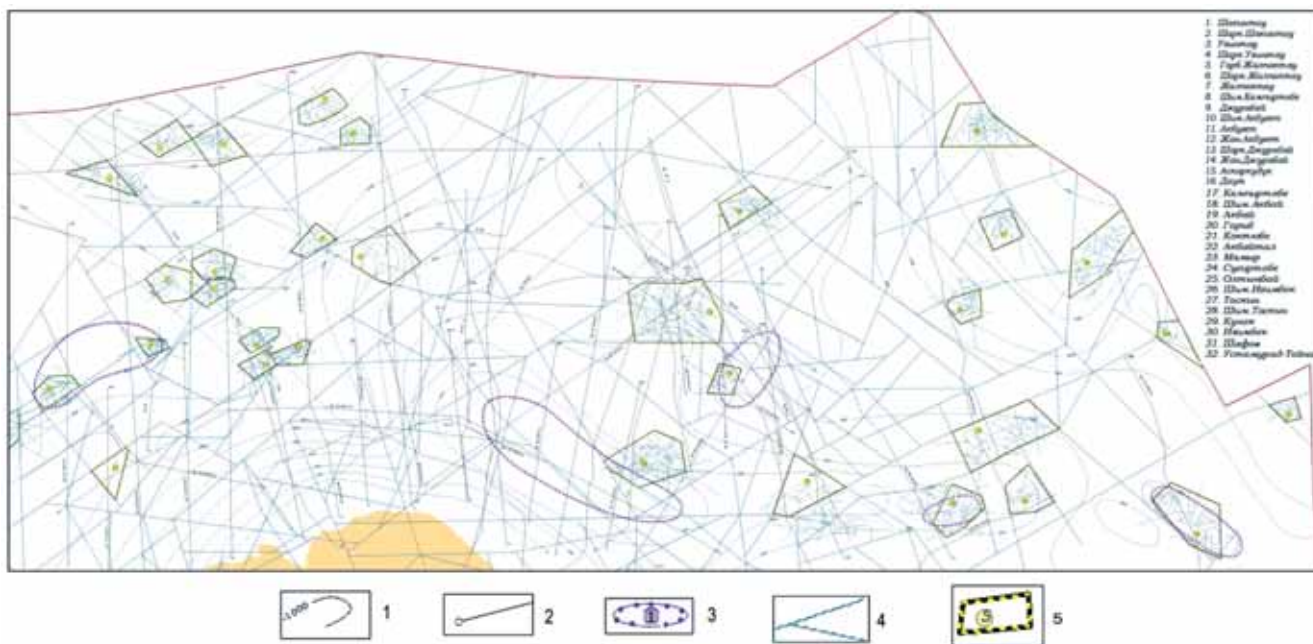


Рис. 3. Структурная карта по поверхности палеозойских образований и данных структурного дешифрирования космофотоснимков.

1 – изогипсы поверхности палеозойских образований; 2 – линии сейсморазведочных профилей; 3 – контуры локальных объектов, выделенных по данным региональных сейсморазведочных работ МОГТ 2D (Урманов А.Х., 2013); 4 – линейные дислокации – генерализованные линеаменты, образующие единого глубинного заложения «структурный каркас», определяющий структурный план территории; 5 – перспективные участки (блоки), выделенные по результатам дешифрирования КФС и топокарт.

Таким образом, по совокупности перечисленных критериев можно спрогнозировать потенциальную углеводородонасыщенность палеозойского разреза территории Центральных Кызылкумов. Однако для подтверждения данных выводов необходимо проведение полного комплекса региональных геолого-геофизических работ,

который приведет к оценке перспектив нефтегазоносности, выявления основных перспективных нефтегазоносных комплексов, наличия зон генерации и аккумуляции углеводородов, определения первоочередных участков для перехода на следующую стадию работ.

Литература

1. Ахмеджанов М.А. К стратиграфии допалеозойских и палеозойских образований Центральных Кызылкумов. – Ташкент: Узбекский геологический журнал. № 2. 1970. С. 32–45.
2. Геология СССР. Т. 23, Узбекская ССР. М: Недра, 1972. Кн. 1. 718 с. Кн. 2. 476 с.
3. Гаврилов В.П. Геодинамическая модель нефтегазобразования в литосфере//Геология нефти и газа. № 10. 1999.
4. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. Изменение состава нефти в зависимости от нефтепоясного районирования. – <https://neftegaz.ru/science/development/332507-izmenenie-sostava-nefti-v-...>
5. Миркамалов Р.Х. и др. Перспективы нефтегазоносности палеозоя западной части южного Тянь-Шаня// Геология нефти и газа. № 1. 2013. С. 78–84.
6. Планета Земля. Энциклопедический справочник. Санкт-Петербург, 2008.

ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТАХ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА (СЕВЕРНЫЙ УЗБЕКИСТАН)

М.Г. Юлдашева¹, Р.Р. Кароматов²

¹АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», yuldasheva@ing.uz

²АО «Узбекнефтегаз», г. Ташкент

В центральной части Устюртского нефтегазоносного региона выделен высокоперспективный Бердахский вал, где было опойсковано пятнадцать структур, из которых на одиннадцати открыты газоконденсатные месторождения. Стратиграфические залежи приурочены ко всем отделам юрской системы. В центральной части вала месторождения газа и конденсата открыты в верхне-средне-нижнеюрских отложениях, а на склонах залежи газоконденсата приурочены к низам среднеюрских и нижнеюрским отложениям.

Территория Бердахского вала на ранней стадии изученности считалась тектонической ступенью, осложняющей восточный борт Судочьего прогиба, однако по мере проведения новейших геолого-геофизических исследований, по поверхности юрских отложений была выделена в отдельную тектоническую единицу второго порядка. Однако по глубокопогруженным доюрским образованиям здесь наблюдается глубокий прогиб (рис. 1), который был выявлен Чекалиным С.Н. в 90-х гг. прошлого века и который может классифицироваться как палеорифт щелевого типа [1], когда сформировалась узкая протяженная трещина сбросового типа, заполненная продуктами разрушения пород сопредельных приподнятых участков.

Известно, что развитие осадочных бассейнов в условиях сжатия и растяжения приводит к созданию глубоких депрессий, заполняемых большими объемами осадков, где при наличии больших мощностей терригенных пород происходит их интенсивный прогрев и генерация углеводородов [2]. При этом, большую роль при формировании зон нефтегазонакопления играют процессы рифтогенеза.

Следовательно, «...очень важно установить конфигурацию погребенных рифтовых зон, поскольку над ними следует ожидать максимальное скопление нефти и газа» [3] и необходимо определить особенности строения Бердахского вала по глубокозалегающим палеозойским отложениям. По геолого-геофизическим данным он развит в пределах узкой протяженной линейной полосы, ограниченной глубинными разломами. По предполагаемой поверхности образований палеозоя, выделяются основные структурные элементы: Сургильский и Учсайский прогибы, которые разделяет перемычка (рис. 2).

В северной части выделяется Сургильский прогиб, границы

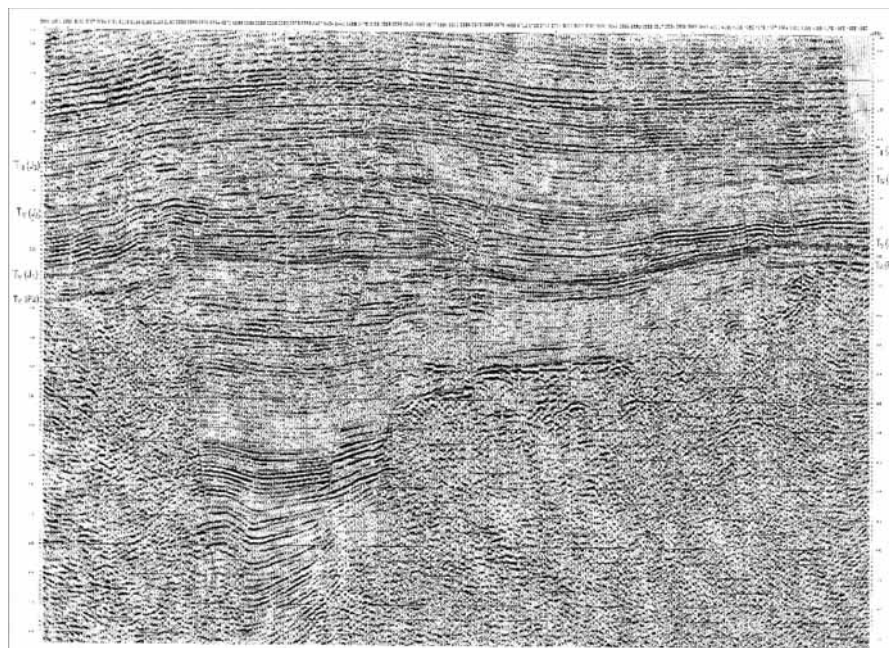


Рис. 1. Поперечный разрез Бердахского палеорифта.

которого ограничены тектоническими нарушениями северо-западного простирания с наибольшими отметками глубин минус 6800...9000 (?) м. Наиболее приподнятая часть грабена находится в восточной части, где предполагаемые глубины залегания палеозоя находятся на отметках минус 5400 м. В южной части территории отчетливо наблюдается Учсайский прогиб, ограниченный разломами северо-западного простирания с наибольшими глубинами минус 6700 м. Разделяет прогибы межграбенный блок с отметками глубин минус 5100 м в самом приподнятом участке. Ввиду того что отсутствуют скважинные данные по отложениям палеозоя на всей исследуемой территории, за исключением двух скважин, выделенная поверхность носит условный характер. По-видимому, растяжение здесь сменялось периодами схождения блоков, что привело к образованию инверсионной структуры, наблюдаемой в осадочном чехле, перспективность которой доказана открытием месторождений в юрской толще, основная их часть находится в стадии разработки.

Однако по мере истощения месторождений необходимо будет постепенно переходить на более глубокие горизонты низов нижнеюрских отложений и палеозойского комплекса пород, которые в пределах данной территории практически не изучены.

Основной предпосылкой перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений в Устьюртском нефтеносном регионе является то, что их формирование происходило в платформенной обстановке осадконакопления. Тектонический режим предопределил существование благоприятных условий для образования нефти и газа. Данный факт отражается на волновой картине сейсмических профилей, таких как наличие слоистого строения с характерными формами, порой даже как погребенные рифы или антиклинальные тела, как по предполагаемой поверхности отложений (рис. 3), но и во внутренней структуре палеозойской толщи (рис. 4).

Кроме того, нужно отметить, что в центральной части вала состав газов вниз по разрезу изменяется от полужирных до преимущественно метановых, сухих. В бортовых частях газы, отобранные из интервалов глубин 3700...4100 м, являются сухими, низкоазотными и углекислыми, но вниз по разрезу на глубинах 4800...5000 м жирность газов увеличивается. Кроме того, наличие в их составе глубинного гелия, водорода и высокое содержание углекислого газа указывают на переточный характер углеводородных флюидов из наиболее погруженных отложений [4].

Таким образом, геолого-геофизические данные свидетельствуют о возможных перспективах нефтегазоносности глубокопогруженных пород Бердахской зоны, подстилающих юрский нефтегазоносный комплекс и позволяет выдвинуть его в качестве перспективного направления для расширения сырьевой базы углеводородного сырья.

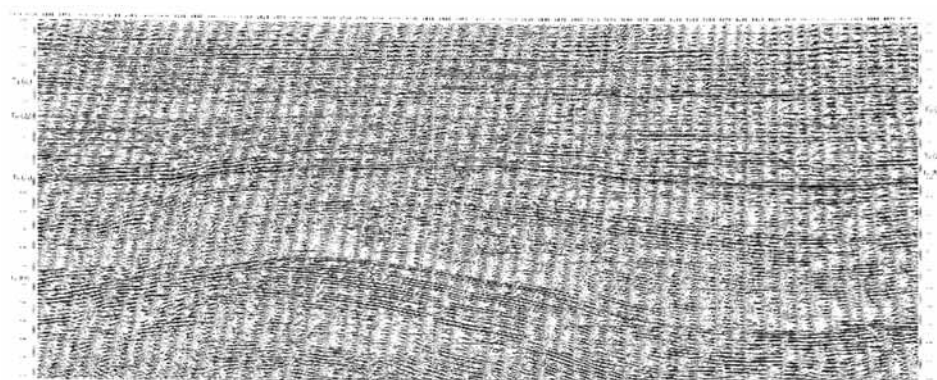


Рис. 3. Антиклинальная ловушка, картируемая по поверхности палеозойских пород.

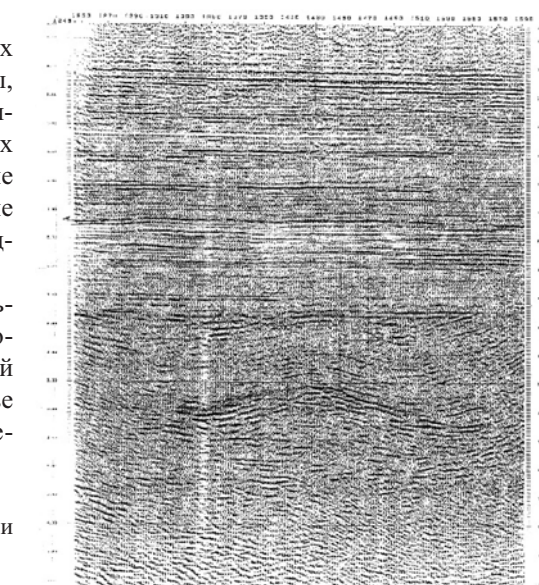


Рис. 4. Объект, выделенный внутри палеозойской толще пород.

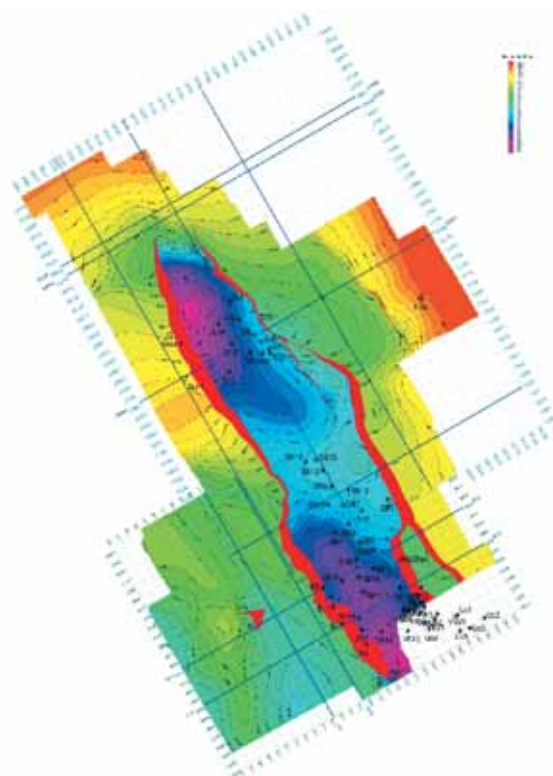


Рис. 2. Схематическая структурная карта по предполагаемой поверхности палеозойских образований.

Литература

1. Шейн В.А. Палеорифтовые системы Западной Арктики и перспективы их нефтегазоносности. М.: Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. № 6. 2011. С. 31–44.
2. Хаин В.Е., Клецев К.А. Тектонические и геодинамические обстановки нефтегазоносности территории СССР. Актуальные проблемы тектоники СССР. М.: Наука, 1988.
3. Зоненштайн Л.П., Кузмин М.И., Натапов Л.М. Тектоника литосферных плит территории СССР. М.: Недра, 1990. 334 с.
4. Мухутдинов Н.У., Юлдашева М.Г., Акрамова Н.М., Ахмеджанова Л.С. Оценка перспектив нефтегазоносности нижнеюрских отложений центральной части Устьюртского региона по геолого-геохимическим данным//Нефтегазовая геология. Теория и практика. Санкт-Петербург, 2019. Т. 14. № 1. http://www.ngtp.ru/rub/2019/8_2019.html.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПЛОТНЯЮЩИХ И ЦЕМЕНТИРУЮЩИХ ПРОЦЕССОВ НА ПОРИСТОСТЬ ПЕСЧАНИКОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ДИАГРАММЫ HOUSEKNECHT

И. Юсеф, В.П. Морозов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань, ibrahem.youseef@mail.ru

Район исследований расположен в Евфрат грабена к восточной части Сирии. Исследование включало изучение песчаников пластов-коллекторов Верхнетриасовых отложений (пластов-коллекторов *Мулусса Ф*), и Нижнемеловых отложений (пласты-коллекторы *Рутба*) [1]. Пласты-коллекторы *Мулусса Ф* толщиной около 550 м состоят из глинистых пород, переслаивающихся с песчаниками, подразделяются снизу вверх на три зоны (рис. 1). Пласты-коллекторы *Рутба* толщиной около 350 м состоят из песчаников и глинистых пород. Они снизу вверх подразделяются на две зоны (рис. 1).

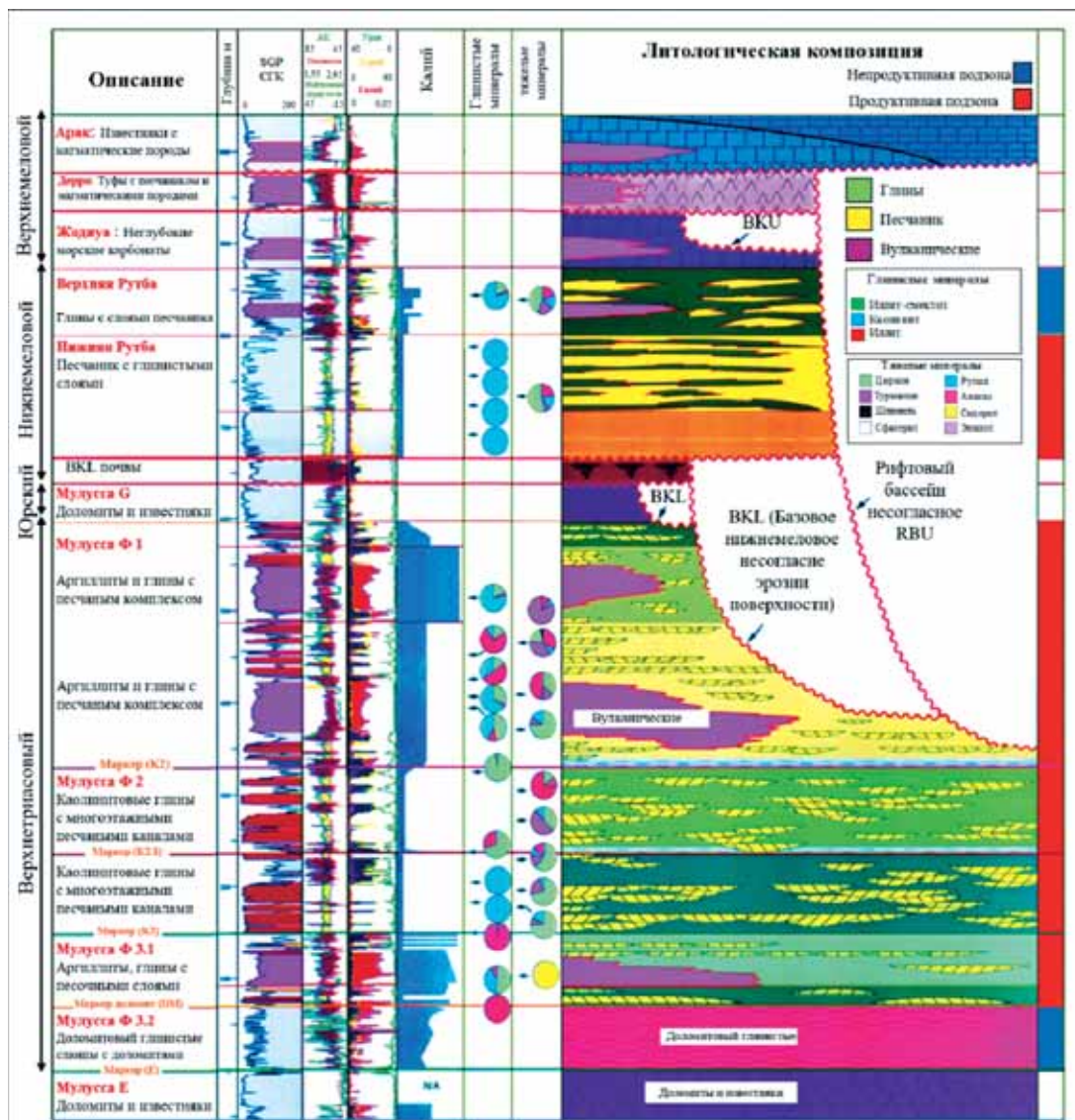


Рис. 1. Схематическая стратиграфическая колонка верхнетриасово-нижнемеловых отложений в районе Евфрат грабена.

Первичный цементирующий материал в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* и *Рутба* является кремнистым и глинистым (главным образом, каолинит), нередко обнаруживается небольшое количество карбонатных цемента (рис. 2). За кремнистый цемент принимается аутигенный кварц, встречающийся часто в виде кристаллов. Аутигенный кварц разрастания имеет размер от 10 до 30 мкм (рис. 2 б, с). Развитие кварца разрастания может вызвать блокирование пор, или уменьшить диаметр межпоровых каналов, что оказывает существенное влияние на свойства коллектора. Кварц разрастания, как цемент, в некоторых случаях полностью закрывает пространство между зернами обломочного кварца (рис. 2 б, с). Глинистые цементы обильны в песчаниках в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* и *Рутба*, включая каолинит, хлорит, и иллит. Среди них наиболее широко распространен каолинит – до 19% (рис. 2 d, e). Карбонатные цементы ограничены в исследуемых образцах и, в основном состоят из доломита (рис. 2 f, g) и сидерита (рис. 2 h, k). Это в дополнение к ангидриту (рис. 2 m) и пириту (рис. 2 n), которые существуют в небольших количествах.

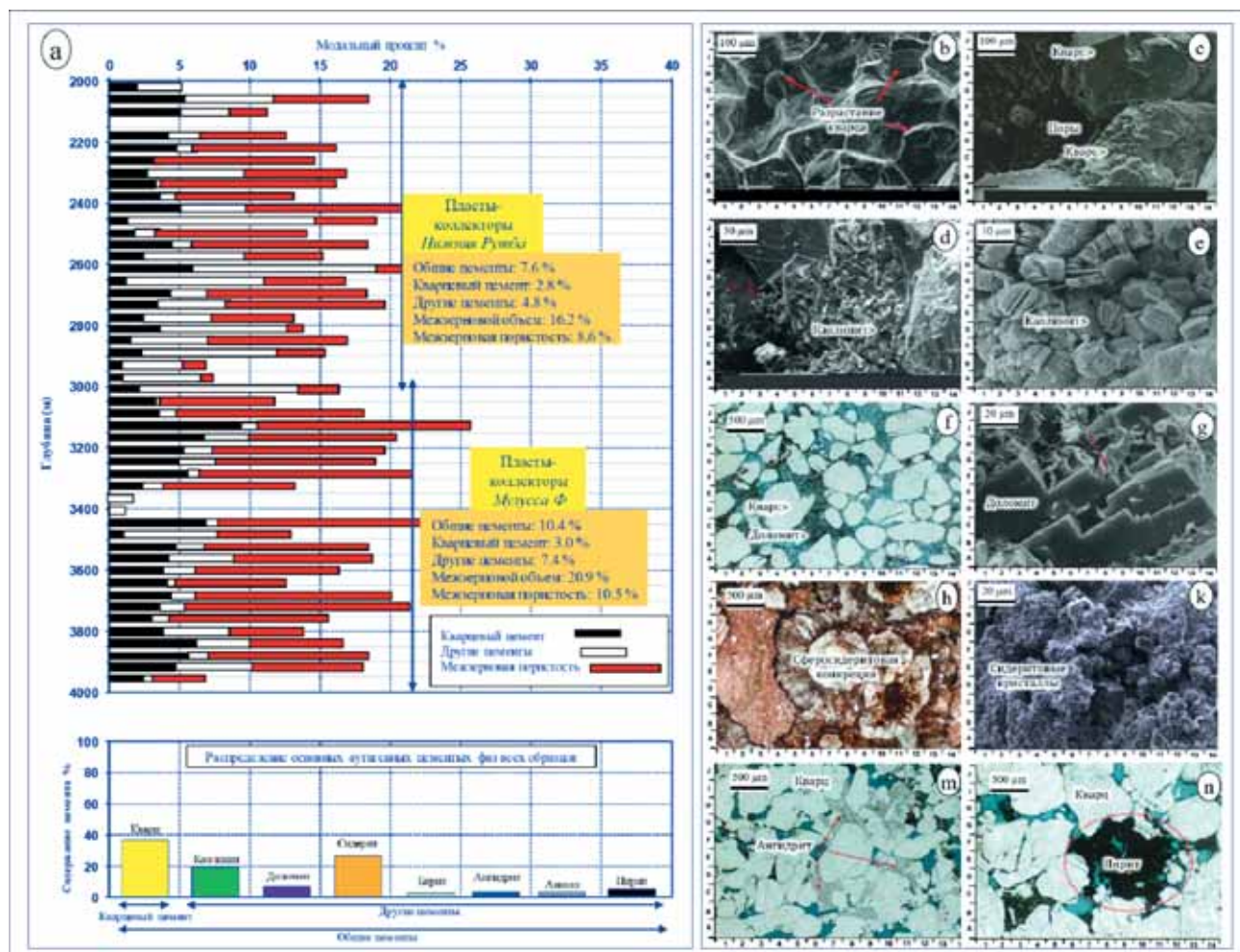


Рис. 2. Типы цемента, которые присутствуют в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* и *Нижняя Рутба* и их связь с глубиной.

В процессе изучения влияния состава цемента на коллекторские свойства коллекторов *Мулусса Ф* и *Рутба* цементы были классифицированы по трем типам: цементы в целом, кварцевые цементы и другие цементы (рис. 2 а). Термины, которые используются в этом разделе [2, 3]: ¹Межзеренный объем = межзерновая пористость + общие цементы. ²Общие цементы = сумма всех цемента, которые занимают межзерновое пространство. ³Кварцевые цементы = кварцевые цементы, которые занимают межзерновое пространство. ⁴Другие цементы = общие цементы – кварцевые цементы. ⁵Межзерновая пористость = межзерновой объем – общие цементы. Распределение общих цемента в пласте-коллекторе *Мулусса Ф* (рис. 2 а) (в среднем 10,1%), содержание кварцевого цемента (в среднем 3,0%), другие цементы (в среднем 7,4%). Межзерновой объем (в среднем 20,9%) и межзерновая пористость (в среднем 10,8%). Отсюда можно предположить, что цементация является сильным фактором в уменьшении пористости пород-коллекторов *Мулусса Ф*, потому что большая часть межзеренного объема заполнена цементами. Кварцевый цемент способствовал уменьшению пористости пород-коллекторов в меньшей степени из-за его малого содержания (3%). Но другие цементы, которые практически в породах-коллекторах *Мулусса Ф* состоят, в основном, из каолинита и сидерита, что подтверждено петрографическим и СЭМ исследованиями (рис. 2 d, e, h, и k), и по наблюдениям служат основным фактором в снижении пористости, так как их содержание больше 10%. Распределение общих цемента в пластах-коллекторах *Рутба* (рис. 2 а) (в среднем 7,6%), содержание кварцевого цемента (в среднем 2,8%), другие цементы (в среднем 3,6%). Межзерновой объем (в среднем 16,2%) и межзерновая

пористость (в среднем 8,6 %). Отсюда можно предположить, что цементация играет роль фактора снижения пористости в коллекторе *Рутба*, потому что часть межзернового объема заполнена цементами. Кварцевый цемент с другими цементами в равной степени способствовали снижению пористости коллектора из-за их присутствия в одинаковых объемах.

Как правило, при оценке диагенетической – катагенетической модификации межзеренной пористости, полезно разделить эффекты уплотняющих процессов от эффектов цементации, используя диаграмму (рис. 3 а и б). Вертикальная ось на диаграмме представляет межзерновой объем. Вертикальная ось может использоваться для количественной оценки процента исходной пористости, которая была уменьшена путем уплотнения. Это значение можно количественно определить, используя следующее уравнение [2, 3]:

$$^1\text{Пористость, уменьшенная путем уплотнения} = 40 - \text{межзерновой объем}/40 \cdot 100.$$

Горизонтальную ось диаграммы можно использовать для расчета процента исходной пористости, уменьшенной цементированием. Это значение можно количественно определить, используя следующее уравнение:

$$^2\text{Пористость, уменьшенная путем цементации} = \text{общие цементы}/40 \cdot 100.$$

Как показано пунктирной линией на диаграмме (рис. 3 а и б), межзерновая пористость, присутствующая в песчанике, зависит от того, сколько межзернового объема было уменьшено механическим уплотнением (вертикальная ось) и сколько этого межзернового объема было уменьшено цементацией (горизонтальная ось). Межзерновая пористость может быть оценена либо непосредственно из диаграммы, либо с использованием следующего уравнения:

$$^3\text{Межзерновая пористость} = \text{межзерновой объем} - \text{общие цементы}.$$

Пористость песчаников может быть преимущественно функцией уплотнения или цементации или может быть функцией как уплотнения, так и цементации. Пунктирная диагональная линия на диаграмме (рис. 3 а и б) разделяет образцы, в которых уплотнение было более важным, чем цементация. Например, если пористость песчаника является функцией уплотнения, то образцы будут располагаться внизу слева, если пористость песчаника является функцией цементации, тогда образцы будут располагаться ближе вверху справа (рис. 3 а и б). Если же пористость песчаника является функцией уплотнения и цементации, то в этом случае образцы на диаграмме будут находиться в средней части диаграммы (рис. 3 а и б). Таким образом, когда на этой диаграмме нанесены отдельные образцы, можно сделать быструю оценку относительной важности уплотнения и цементации при определении качества коллектора.

Развитие межзеренной пористости в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* показано на Рис. 3а. 60% приведенных на диаграмме данных расположены в нижней левой части диаграммы (доминанта уплотнения), тогда как 40% данных расположены в верхней правой части диаграммы (доминанта цементации). Это указывает на то, что песчаник из пластов-коллекторов *Мулусса Ф* подвергся значительному снижению пористости за счет процессов уплотнения больше, чем уменьшению пористости процессами цементации. Средние значения межзернового объема для всех данных диаграммы, обозначенных звездой (рис. 3 а), составляют 20,9%, а средние содержания общих цемента (включая все цементы) составляют 10,1%. Если предположить, что средняя исходная пористость пластов-коллекторов *Мулусса Ф* составляла 40%, то исходная пористость была снижена путем уплотнения на 47,5%, тогда как исходная пористость снижена путем цементации на 25,25%. Петрографические наблюдения подтверждают, что большинство зерен демонстрируют вогнуто-выпуклые или сшитые контакты, или оба вместе. Средняя межзерновая пористость коллектора *Мулусса Ф* на диаграмме (Рис. 3а) составляет 10,8 % (с использованием вышеприведенных уравнений), это значение соответствует реальным значениям, полученным из анализа данных.

Развитие межзеренной пористости в пластах-коллекторах *Рутба* показано на рис. 3 б. 85% из приведенных на диаграмме данных расположены в нижней левой части диаграммы (доминанта уплотнения), а 15% данных расположены в верхнем правом углу диаграммы (доминанта цементации), это указывает на то, что песчаник из пластов-коллекторов *Рутба* подвергся значительному снижению пористости за счет процессов уплотнения больше, чем уменьшению пористости процессами цементации. Средние значения межзернового объема для всех данных, обозначенных звездой на диаграмме (рис. 3 б), составляют 16,2%, а средние содержания общих цемента (включая все цементы) составляют 7,6% (включая все цементы). Предполагается, что исходная пористость пластов-коллекторов *Рутба* составляла 40%. Тогда 59,5% первоначальной пористости было снижено уплотняющими процессами, тогда как 19 % первоначальной пористости было снижено путем цементации. Средняя межзерновая пористость коллектора *Рутба* на диаграмме (рис. 3 б) 8,6% (с использованием вышеприведенных уравнений), это значение соответствует реальным значениям, полученным из анализа основных данных.

Отношение между пористостью и диагенезом-катагенезом для пластов-коллекторов *Мулусса Ф* и *Рутба* в Евфрат грабене показаны на рис. 4 а и б. После осаждения пористость коллекторов снижена вследствие продолжающегося осадконакопления. Во время диагенеза-катагенеза основной процесс – механическое уплотнение, что приводило к снижению пористости. Во время катагенеза, основными процессами внутри пород-коллекторов были уплотнение и цементация. Уплотнение преобладает в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* и *Рутба* и рассматривается как основной постседиментационный фактор, регулирующий пористость коллекторов и уменьшение радиусов поровых каналов. Уплотнение алевролитистых и тонкозернистых песчаников особенно важно, потому что более тонкий материал, присутствующий между крупными зернами, в значительной степени уменьшил первоначальную пористость. Доказательства механического уплотнения включают в себя трещинки в зернах кварца и полевого

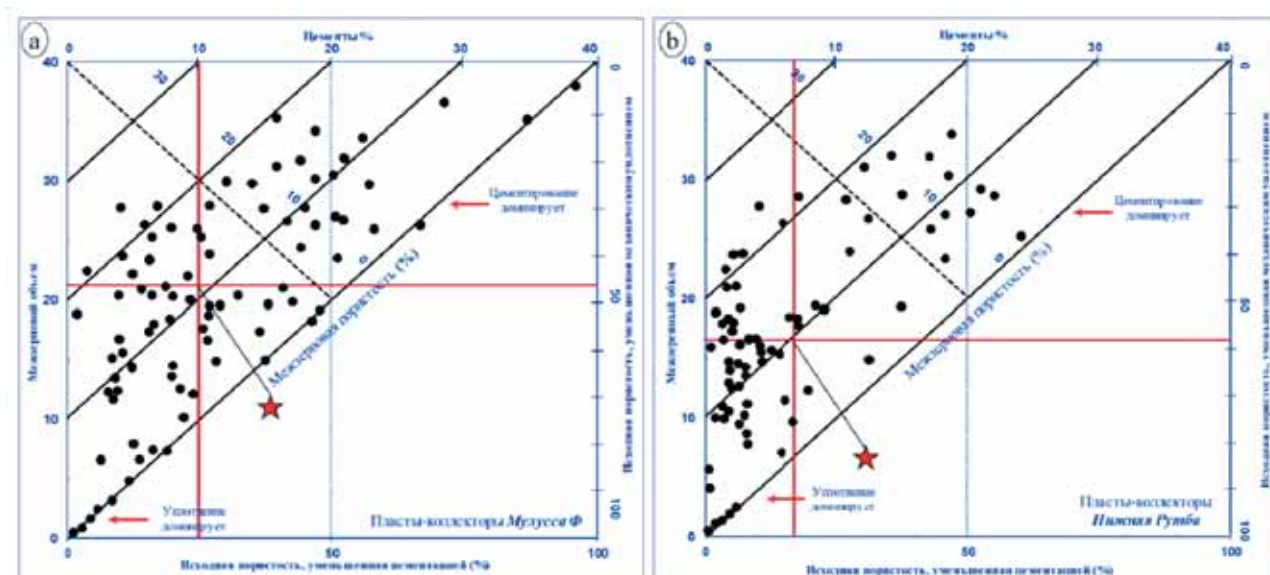


Рис. 3. Диаграмма Houseknecht, иллюстрирующая оценку уплотняющих и цементирующих процессов при развитии пористости в: (а) пластах-коллекторах *Мулусса Ф* в районе Евфрат грабена; (b) пластах-коллекторах *Нижняя Рутба* в районе Евфрат грабена.

шпата и деформацию вязких зерен. Микротрещиноватая пористость, вызванная уплотнением, присутствует в тех участках, где зерна деформировались в процессе уплотнения (рис. 4 с). Обилие деформированных зерен (рис. 4 d) в изученном песчанике указывает на то, что уменьшение первичной межзерновой пористости началось вскоре после осадконакопления. Эти данные свидетельствуют о том, что по большей части могла произойти быстрая потеря пористости путем механического уплотнения до возникновения какой-либо значительной цементации.

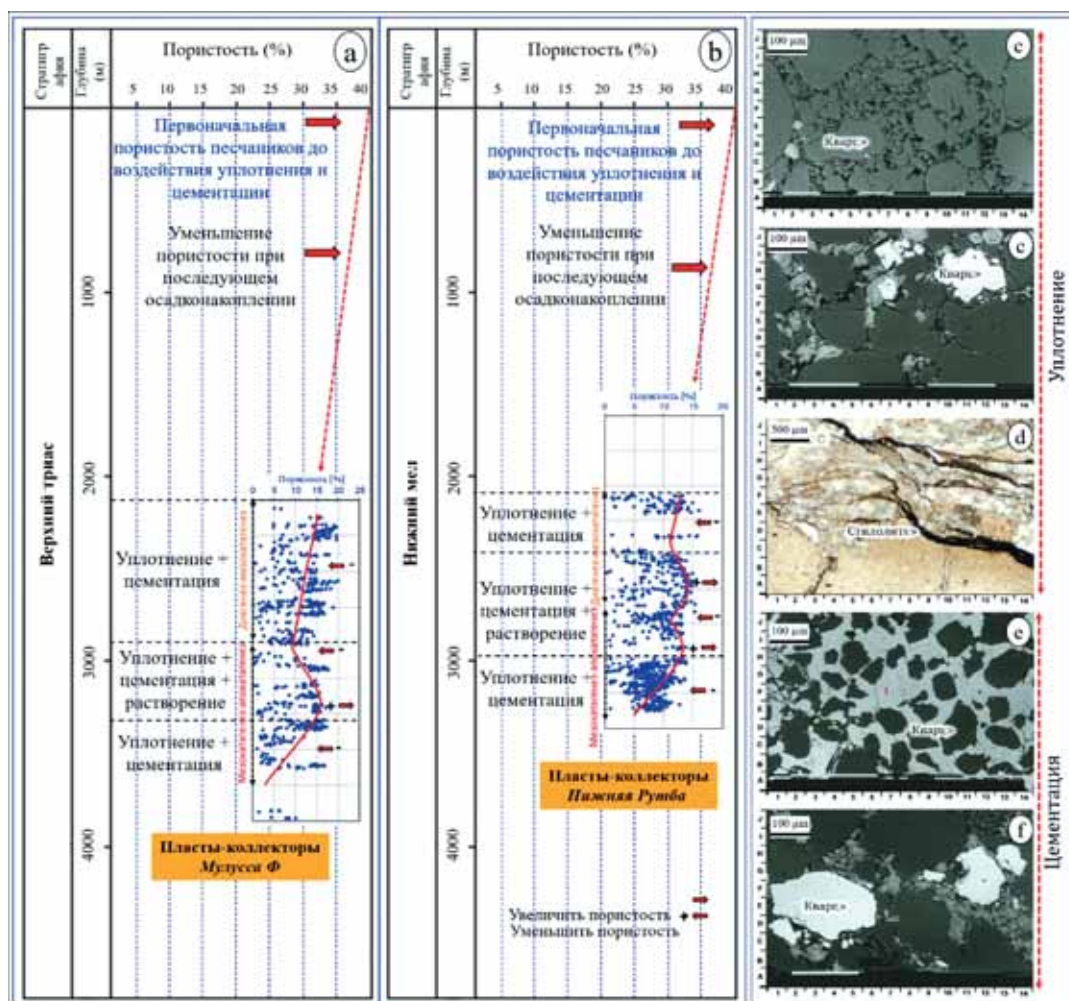


Рис. 4. Изменение пористости с глубиной в пластах-коллекторах *Мулусса Ф* и *Нижняя Рутба* в районе Евфрат грабена.

Заключение

В пластах-коллекторах *Мулусса Ф* начальная пористость была снижена путем уплотнения на 47,5%, тогда как путем цементации она снижена на 25,25%. В пластах-коллекторах *Рутба* начальная пористость была снижена путем уплотнения на 59,5%, тогда как путем цементации она снижена на 19%. В пользу сказанного свидетельствуют данные аналитических работ, нанесенные на диаграмму *Houseknecht*.

Литература

1. *Yousef I, Morozov V, Al-Kadi M.* Sedimentological review of upper triassic (Mulussa F formation) in Euphrates-Graben Syria//Journal of Engineering and Applied Sciences. 2016. 11(14). P. 3067–3079 (In English).
2. *Houseknecht D.W.* Influence of grain size and temperature on intergranular pressure solution, quartz cementation, and porosity in quartzose sandstone//Journal of Sedimentary Petrology. 1984. 54(2). P. 348–361 (In English).
3. *Houseknecht D.W.* Intergranular pressure solution in four quartzose sandstones//Journal Sedimentary Petroleum. 1988. 58(2). P. 228–246 (In English).

О ПЕРСПЕКТИВАХ ОБНАРУЖЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ В ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТАХ РАЗРЕЗА НА УЧАСТКАХ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА

Н.А. Якимчук¹, И.Н. Корчагин², М.Я. Боровский³

¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, yakymchuk@gmail.com

²Институт геофизики НАНУ им. С.И. Субботина, г. Киев, ³ООО «Геофизсервис», г. Казань

Введение. С позиций глубинного (абиогенного) происхождения углеводородов в рамках концепции глубинной дегазации Земли [1-3] можно предположить, что в сланцевых бассейнах залежи нефти, конденсата и газа существуют также в глубоких (и глубинных) горизонтах разреза. В связи с этим, на некоторых участках добычи сланцевого газа в США, Аргентине и Англии в 2019 г. были проведены исследования рекогносцировочного характера с использованием мобильных прямопоисковых методов. Результаты выполненных экспериментальных работ представлены в настоящем сообщении.

Методы исследований. Экспериментальные исследования рекогносцировочного характера на участках поисков и добычи сланцевого газа в США, Аргентине и Англии проведены с использованием технологии частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков и фотоснимков и методики интегральной оценки перспектив нефтегазоносности локальных участков и крупных блоков. Особенности использованных мобильных прямопоисковых методов, а также результаты их апробации и практического применения охарактеризованы в статьях [4–6].

На локальных участках в бассейнах добычи сланцевого газа работы проводились с целью обнаружения возможных скоплений углеводородов (нефти, газа, конденсата, янтаря) в традиционных коллекторах в нижних (в том числе и глубинных) горизонтах разреза.

Бассейн Eagle Ford (США). Спутниковые снимки с этого бассейна (рис. 1) заимствованы с сайта [7]. Со-поставление рис. 1б и 1в позволяет сформировать представление о том, сколько скважин пробурено на отдельных участках бассейна за 15 лет.

При обработке фрагмента снимка бассейна со скважинами (рис. 1в) зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа и янтаря, а также 1, 2, 3, 4, 5, 6 групп осадочных пород; сигналы от магматических пород отсутствовали. Фиксацией откликов от 2 групп осадочных пород на различных глубинах корень канала осадочных пород установлен на глубине 470 км.

На поверхности 56,9 км получены отклики от нефти, конденсата, газа и янтаря, а на глубине 57 км – от кислорода, водорода, углерода, азота, фосфора. На поверхности 57 км из верхней части разреза получены отклики только от фосфора.

Сканированием с поверхности (шаг 1 м) получены отклики от нефти из интервалов: 1) 380–650 м; с 1 км шаг 5 м, 2) 2270–3550 м; 3) 5200–7600 м; 4) 11250–14700 м (до 15 км).

Определены также интервалы газа сканированием: 1) 380–650 м; с 1 км шаг 5 м, 2) 2270–3550 м; 3) 5200–7600 м; 4) 11250–14700 м (до 15 км прослежено). Отклики от конденсата получены из интервала 585–765 м.

Сигналы от 1-й группы осадочных пород зафиксированы сканированием в интервале 410–630 м. В интервале 2270–3550 м откликов 1-й группы осадочных пород не получено; сигналы от 2 группы зафиксированы в интервале 2270–3580 м.

Дополнительно обработан фрагмент темного снимка на рис. 1 а. Отклики от 1-й группы осадочных пород получены из интервала 350–650 м (приблизенно). При сканировании разреза с шагом 10 см сигналы от газа зафиксированы из интервала) 370–634 м.

Очень интенсивный сигнал получен от газа и 1-ой группы осадочных пород; отклики от этих компонент фиксировались из интервала 345–650 м (приблизенно). Это позволило сделать предварительный вывод, что сланцевый газ – это газ в 1-й группе осадочных пород.



a)

б)



Рис. 1. Спутниковые снимки сланцевого бассейна Eagle Ford и отдельного его участка (прямоугольный контур) [7].

а – 15 февраля 2016 г.; б – 17 декабря 2000 г.; в – 18 декабря 2015 г.

Несколько позже проведены были дополнительные эксперименты с целью определения, в каких именно образцах из первой группы осадочных пород содержится газ. Отклики получены только от одного образца из 1-ой группы осадочных пород – брекчии аргиллитовой. Сигналы от этого образца зафиксированы сканированием из интервала 380–625 м; с 2000 м сигналы от брекчии отсутствовали.

Целесообразно обратить внимание на следующее обстоятельство. На рис. 2 показаны отдельные районы (counties) в разных штатах США с наиболее крупными объемами добычи УВ (в том числе и сланцевых плеев) [8]. При обработке спутниковых снимков всех семи этих районов фиксировались отклики от брекчии и сланцевого газа.

Бассейн Vaca Muerta (Аргентина). Фотоснимок участка добычи сланцевого газа в бассейне Vaca Muerta представлен на рис. 3 [9]. При его обработке получены отклики от газа, конденсата, нефти, янтаря, угля, брекчии (аргиллитовой), а также 1, 2, 3, 4, 5, 6, 12 (слабый) групп осадочных пород. Сигналов от магматических пород не получено.



Рис. 2. Карта-схема расположения отдельных районов в различных штатах США, в которых добыты наибольшие объемы УВ в сланцевых плеев [8].



Рис. 3. Фотоснимок участка добычи сланцевого газа в бассейне Vaca Muerta (Аргентина) [9].

Фиксацией откликов от 2 группы осадочных пород на различных глубинах корень канала осадочных пород установлен на глубине 470 км. Отклики от нефти получены на поверхности 56,9 км, на глубине 57 км они отсутствовали.

Сигналы от брекчии аргиллитовой зарегистрированы фиксацией откликов на различных глубинах и сканированием в интервале 345–730 м

Сканированием (шаг 1 м) отклики от нефти зафиксированы в интервалах: 1) 1120–3820 м; 2) 7300–10250 м (прослежено до 15 км).

На поверхности 800 м сигналы от сланцевого газа (газ+брекчия) не получены, а от газа зафиксированы. Отклики от газа получены в интервале 960–1130 м; глубже сигналы отсутствовали. На поверхности 1130 м получены отклики (слабые) от конденсата из верхней части разреза, а из нижней части сигналов не было.

Участки добычи крупных объемов газа в США. Спутниковые снимки семи районов (counties) (рис. 2) добычи газа в США [8] представлены на рис. 4. Выполнена частотно-резонансная обработка всех этих снимков с целью оценки перспектив нефтегазоносности глубинных горизонтов разреза.

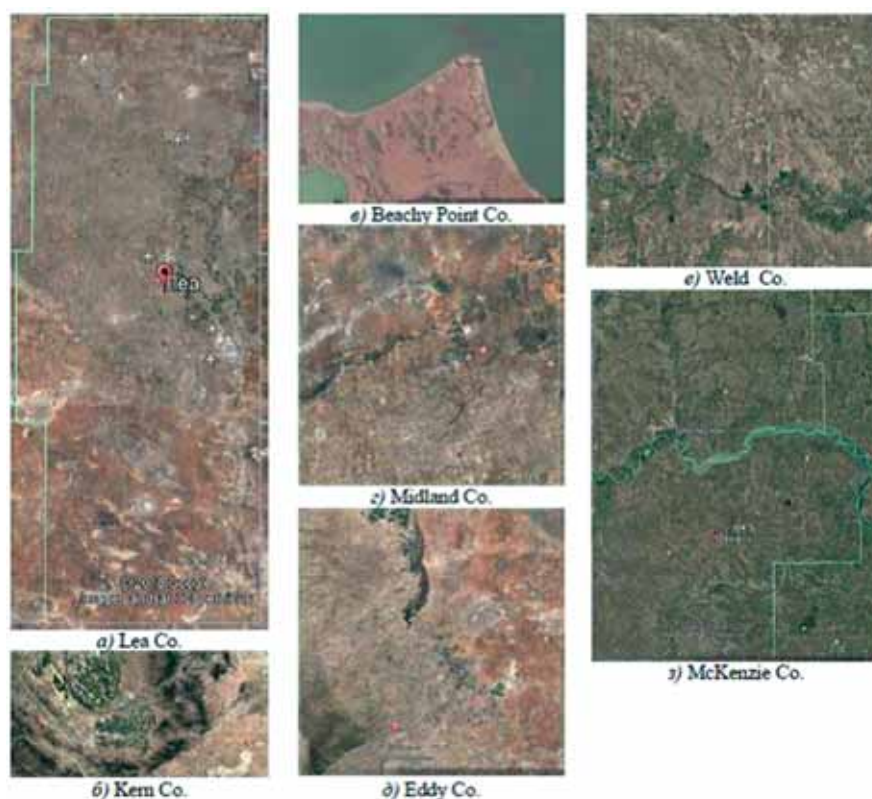


Рис. 4. Спутниковые снимки отдельных районов (каунти) в различных штатах США, в которых добыты наибольшие объемы углеводородов (рис. 2) в сланцевых плеях [8].

При обработке спутниковых снимков блоков обследования на рис. 4 с поверхности на всех блоках зафиксированы сигналы нефти, конденсата, газа, янтаря, горючих сланцев, угля; сигналы от породы с газогидратами, газогидратов, льда, водорода и соли на всех блоках отсутствовали. Слабые сигналы от антрацитов зарегистрированы на блоках Midland и Eddy.

Сигналы от 1–6 групп осадочных пород зафиксированы на всех блоках, а от первой группы магматических (гранитов) – только на блоке Lea. Корни каналов осадочных пород на всех блоках, кроме блока Lea, установлены на глубине 200 км. На блоке Lea корень канала осадочных пород расположен на глубине 470 км, а канала гранитов – на глубине 996 км.

На поверхности 56 км отклики от нефти и янтаря зафиксированы на всех блоках, а на глубине 57,1 км сигналы уже отсутствовали.

Результаты фиксации (определения) интервалов откликов от нефти сканированием разреза с поверхности с шагом 1 м до 5 км и шагом 5 м до 15 км сводятся к следующему (значения интервалов ниже указаны в метрах).

Блок Beachy Point: 1) 680–940 м; 2) 1330–1860; 3) 2145–2240; 4) 2500–3170; 5) 3415–3650; 6) 4140–4420; 7) 5730–6400; 8) 8670–(сильный)–10750; 9) 13530–15130 м.

Блок Weld: 1) 800–980; 2) 1330–1550; 3) 2400–2700; 4) 4800–5430; 5) 10650–(сильный)–(очень сильный)–14400.

Блок Kern: 1) 490–1160; 2) 1470–1735; 3) 1890–2330; 4) 2690–2780; 5) 5240–6780; 6) 7760–8680; 7) 14730–16800 м.

Блок Lea: 1) 550–770; 2) 1270–2650; 3) 3330–3500; 4) 5050–9200; 5) 13000–15100 м.

Блок McKenzie: 1) 430–1300; 2) 1700–2100; 3) 3880–4220; 4) 9150–11500; 5) 13750–14300 м.

Блок *Midland*: 1) 470–520; 2) 1430–1770; 3) 2330–2620; 4) 3200–(сильный)–3760; 5) 4020–4375; 6) 8750–9400 м.

Блок *Eddy*: 1) 930–(сильный)–(очень сильный)–1500; 2) 2180–(сильный)–2510; 3) 3060–3180; 4) 3660–3780; 5) 4370–4470; 6) 6430–8950; 7) 12520–13850 м.

Участок добычи сланцевого газа в Англии. В начале октября на сайтах Интернета появилась информация о прекращении компанией *Cuadrilla Resources* [10] проведения гидроразрывов пласта (фрекинга) в скважине на *Preston New Road* (Lancashire, England) [11]. Основная причина сложившейся ситуации – землетрясение после проведения серии гидроразрывов в августе 2019 г.

В связи с этим целесообразным стало решение провести обработку фотоснимка и спутникового снимка участка расположения скважины. Фотоснимок для обработки (рис. 5) был заимствован из информационного сообщения [11], а спутниковый снимок (рис. 6) с сайта компании *Cuadrilla Resources* [10].

Анализ спутникового снимка участка (рис. 6) показывает, что в его пределах фиксируются локальные участки (затемненные зоны) видимой водородной дегазации.



Рис. 5. Фотоснимок скважины на участке *Preston New Road* (Lancashire, England) [11].



Рис. 6. Спутниковый снимок скважины на участке *Preston New Road* (Lancashire) [10].

На начальном этапе осуществлялось только определение наличия (отсутствия) нефти, конденсата, газа и янтаря в разрезе участка обследования.

При обработке фотоснимка участка расположения скважины (рис. 5) зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа, сланцевого газа, янтаря, а также 1–6 групп осадочных пород. Корень канала (вулкана) осадочных пород установлен на глубине 470 км.

Сигналы от нефти, конденсата, газа и янтаря фиксировались до 57 км. В процессе обработки спутникового снимка участка расположения скважины (рис. 6) зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа, сланцевого газа, янтаря, каменного угля, антрацита, водорода. Сигналы получены также от 1–6 групп осадочных пород. Корень канала (вулкана) осадочных пород определен на глубине 470 км.

Зарегистрированы также отклики от базальтов, они фиксировались до 95 км.

Обращаем внимание на следующее обстоятельство. При обработке спутникового снимка участка зафиксированы отклики от водорода и базальтов (6 группа магматических пород). Это указывает на то, что затемненные участки на снимке (рис. 6) в действительности являются локальными зонами водородной дегазации.

Учитывая это, снимки восьми таких локальных зон, обозначенных на рис. 6 прямоугольными контурами, были обработаны отдельно. В результате, в пределах каждой из этих зон зафиксированы отклики от водорода и базальтов. Сигналы от базальтов фиксировались при этом до 95 км.

Выводы. 1) Проведенные экспериментальные исследования на участках добычи сланцевого газа являются рекогносцировочными. На всех участках обследования выполнен ограниченный (неполный) объем «поисковых» операций.

2. На всех обследованных участках добычи сланцевого газа обнаружены глубинные каналы миграции флюидов, химических элементов и минерального вещества, заполненные 1–6 группами осадочных пород.

3. Материалы проведенных работ можно считать дополнительными свидетельствами в пользу концепции глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов, в том числе и находящихся в сланцевых формациях.

4. Определенный интерес представляет участок обследования в Англии, в пределах которого расположено значительное количество локальных зон видимой водородной дегазации. На его территории целесообразно провести дополнительные исследования с целью более детального изучения этих локальных зон.

5. В целом, результаты проведенных работ на локальных участках в сланцевых бассейнах позволяют сделать

вывод, что мобильные прямопоисковые методы частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков и фотоснимков могут найти применение при поисках и разведке промышленных скоплений «сланцевых» углеводородов.

Литература

1. Муслимов Р.Х., Трофимов В.А., Плотникова И.Н., Ибатуллин Р.Р., Горюнов Е.Ю. Роль глубинной дегазации Земли и кристаллического фундамента в формировании и естественном восполнении запасов нефтяных и газовых месторождений. Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2019. 264 с.
2. Тимурзиев А.И. Альтернативы «сланцевого» сценария развития ТЭК России на основе глубинной парадигмы нефтегазовой геологии//Геофизический журнал. 2018. Т. 40. № 4. С. 133–154.
3. Шестопалов В.М., Лукин А.Е., Згоник В.А., Макаренко А.Н., Ларин Н.В., Богуславский А.С. Очерки дегазации Земли. Киев, тов. «БАДАТА-Интек сервис». 2018. 632 с.
4. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Бахмутов В.Г., Соловьев В.Д. Геофизические исследования в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.: мобильная измерительная аппаратура, инновационные прямопоисковые методы, новые результаты//Геоинформатика. 2019. № 1. С. 5–27.
5. Якимчук Н.А., Левашов С.П., Корчагин И.Н. Прямопоисковая мобильная технология: результаты апробации при поисках скоплений водорода и каналов миграции глубинных флюидов, минерального вещества и химических элементов//Геоинформатика. 2019. № 2. С. 19–42.
6. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ: результаты практической апробации при поисках полезных ископаемых в различных регионах земного шара. Часть I. Геоинформатика. 2019. № 3. С. 29–51.
7. Eagle Ford: Shale Revolution: As Clear as Night and Day <https://earthobservatory.nasa.gov/images/87725/shale-revolution-as-clear-as-night-and-day>
8. Lea advances to nation's No. 2 county in oil production <https://www.hobbsnews.com/2019/05/14/lea-advances-to-nations-no-2-county-in-oil-production/>
9. http://www.biodiversidadla.org/Documentos/Argentina_Vaca_Muerta_un_megaproyecto_que_se_extiende
10. <https://cuadrillaresources.com/our-sites/lancashire/>
11. Fracking equipment removed from Cuadrilla site after operations suspended: 'Work at this site could soon be at an end' <https://www.independent.co.uk/environment/fracking-cuadrilla-lancashire-preston-new-road-suspended-equipment-removed-a9126671.html>

ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ СПУТНИКОВЫХ СНИМКОВ И ФОТОСНИМКОВ ДЛЯ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ ВОДОРОДА

Н.А. Якимчук¹, И.Н. Корчагин², М.Я. Боровский³

¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, yakymchuk@gmail.com

²Институт геофизики НАНУ им. С.И. Субботина, г. Киев, ³ООО «Геофизсервис», г. Казань

Введение. В публикациях [1–3] представлены результаты применения мобильных прямопоисковых геофизических методов для обнаружения и локализации скоплений водорода в различных частях земного шара. Они засвидетельствовали целесообразность проведения такого плана работ в других регионах, в том числе и в районах активной добычи нефти и газа. В докладе анализируются материалы дополнительной апробации используемой технологии на территории Азербайджана, на небольших участках в Республике Татарстан и Украине, а также на участке бурения скважины на водород в Латвии.

Метод исследований. Исследования рекогносцировочного характера на локальных участках в Азербайджане, Татарстане, Латвии и Украине проведены с использованием технологии частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков и фотоснимков и методики интегральной оценки перспектив нефтегазоносности локальных участков и крупных блоков [1–3]. В этих методах применяются базы (наборы, коллекции) химических элементов, минералов, образцов нефти и конденсата, а также осадочных, магматических и метаморфических пород, резонансные частоты которых используются в процессе обработки спутниковых снимков. Коллекция образцов нефти в базе включает 117 экземпляров, газоконденсата – 15 образцов [1].

База осадочных пород состоит из 10 групп: 1) псефиты, конгломераты мономинеральные (22 образца); 2) псаммиты (18); 3) алевроиты, аргиллиты, глины (6); 4) аргиллиты каолиновые (6); 5) глины каолиновые (10); 6) осадочно-вулканокластические породы (9); 7) известняки (24); 8) доломиты (11); 9) мергели (10); 10) кремнистые породы.

Коллекция фотоснимков магматических и метаморфических пород включает 15 групп: 1) граниты и рiolиты (29 образцов); 2) гранодиориты и дациты (7); 3) сиениты и трахиты (18); 4) диориты и андезиты (14); 5) лампрофиры (14); 6) габбро и базальты (32); 7) бесполовошпатовые ультрамафические породы (20); 8) фельдшпатоидные сиениты и фонолиты (23); 9) фельдшпатоидные габброиды и базальтоиды (6); 10) бесполовошпатовые ультрамафические и мафические породы (10); 11) кимберлиты и лампроиты (20); 12) несиликатные карбонатиты (8); 13) метаморфические гранулиты (10); 14) метаморфические гнейсы (26); 15) метаморфические кристаллические сланцы (44).

Фотографии перечисленных наборов образцов осадочных, метаморфических и магматических пород заимствованы из сайта <http://rockref.vsegei.ru/petro/>.

Результаты исследований.

Азербайджан. На начальном этапе проведен визуальный анализ спутниковых снимков в северо-восточной части Азербайджана с целью обнаружения участков видимой водородной дегазации. Такого рода локальные зоны обнаружены в этом регионе Азербайджана. Спутниковые снимки шести таких участков (рис. 1) были использованы в дальнейшем при проведении запланированных исследований. В пределах участков территории, показанных на рис. 1, есть точки с координатами: а) 41°33'19.26"N, 48°44'39.45"E; б) 41°27'59.10"N, 48°52'34.73"E; в) 41°11'35.84"N, 49°07'55.54"E; г) 41°06'11.44"N, 49°07'46.49"E; д) 41°01'51.12"N, 49°10'29.87"E; е) 40°24'38.20"N, 49°57'31.30"E.

Участок 1. В пределах этого участка выделено четыре локальных фрагмента для обследования (прямоугольные контуры на рис. 1а).

В пределах фрагмента 1 зафиксированы отклики на частотах водорода и базальтов. Отклики от других групп магматических и осадочных пород не зафиксированы. Фиксацией откликов от базальтов на различных глубинах корень базальтового канала (вулкана) установлен на глубине 723 км. Верхняя граница базальтов определена на глубине 2270 м. Сигналы на частотах водорода фиксировались сканированием с глубины 2320 м.

Отклики от водорода зафиксированы на площади фрагмента 2. Дальнейшая обработка этого фрагмента не проводилась в связи с его расположением рядом с первым фрагментом.

При обработке фрагмента 3 зафиксированы отклики от воды и льда, сигналы от базальтов и водорода отсутствовали. В пределах этого фрагмента снимка расположена черная туча.

Как и на предыдущем, на фрагменте 4 расположена черная туча, сигналов от базальтов и водорода нет.

Фрагмент 5 – это изображение белой тучи. В его пределах фиксируются отклики на частотах азота, сигналы от водорода и кислорода не фиксируются.

Участок 2. Обследован один фрагмент снимка. В его пределах зафиксированы интенсивные сигналы водорода и базальтов, отклики от воды и льда не обнаружены. Корень базальтового канала определен на глубине 723 км, верхняя граница установлена на отметке 1170 м. Сигналы от водорода фиксировались с глубины 1350 м.

Участок 3. Сигналы на частотах водорода и базальтов в пределах первого фрагмента обследования фиксируются сразу, без задержки. Корень канала базальтов установлен на глубине 723 км, верхняя граница – на 1280 м. Отклики от водорода фиксировались с глубины 1490 м.

На втором фрагменте снимка 3 водород не зафиксирован.

Участок 4. В пределах обследованного фрагмента снимка сигналы водорода и базальтов зафиксированы

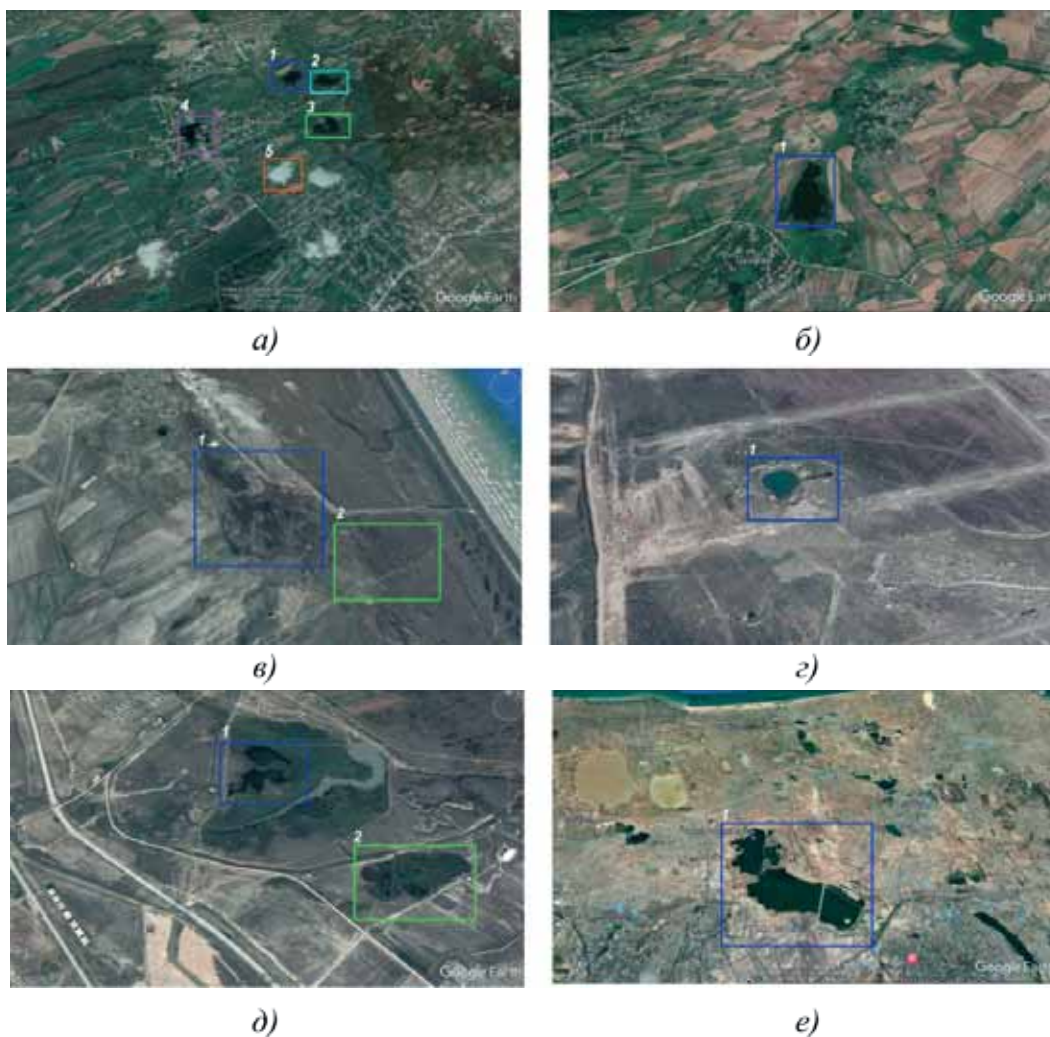


Рис. 1. Спутниковые снимки локальных участков на территории Азербайджана. Прямоугольными контурами обозначены фрагменты частотно-резонансной обработки

сразу. Корень канала базальтов зафиксирован на 723 км, верхняя кромка – на 1400 м. Сигнал водорода фиксировался с глубины 1620 м.

Участок 5. В пределах первого фрагмента снимка водород и базальты с корнем на глубине 723 км зафиксированы, на втором фрагменте отклики отсутствовали.

Участок 6. Сигналы от водорода и базальтов на обследованном фрагменте зафиксированы. Корень канала базальтов – 723 км, верхняя кромка – 1400 м, отклики от водорода – с 1530 м.

Татарстан. На площади обследования обнаружен локальный участок видимой водородной дегазации (южный прямоугольник на рис. 2). Рекогносцировочные исследования в этом регионе начались с частотно-резонансной обработки этого фрагмента снимка.

Южный фрагмент снимка. С поверхности в пределах этого фрагмента снимка зафиксированы отклики на резонансных частотах водорода (сильные) и базальтов (6 группа магматических пород).

Фиксацией откликов от базальтов на глубинах 150, 250, 450 и 470 км установлено, что корень глубинного канала, заполненного базальтами, расположен на глубине 470 км.

Сканированием разреза с 0 м, с шагом 1 м и с применением процедуры уточнения значений глубина залегания верхней кромки базальтов определена на отметке 435 м.

При сканировании разреза с глубины 432 м с шагом 10 см отклики на частотах водорода зафиксированы с 435 м!

Целесообразно также отметить, что в пределах этого фрагмента снимка не зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата, газа, янтаря, кислорода, углерода.

Эти результаты подтверждают, в целом, сделанные в [1–3] выводы о повышенном скоплении водорода в базальтовых породах.

Крупный участок обследования. При частотно-резонансной обработке всего снимка на рис. 1 зафиксированы сигналы на частотах нефти (не сильный), конденсата (сильный), газа (не сильный), янтаря, угля, а также 1, 2, 3, 4, 5, 6 групп осадочных пород и 1, 2, 3, 4, 5 и 6 групп магматических.

Фиксаций откликов на различных глубинах установлено, что в пределах участка обследования есть глубинные каналы с корнями на глубине 470 км, заполненные базальтами и осадочными породами 1-6 групп.

Подтверждено наличие в пределах участка обследования ранее установленной границы на глубине 57 км [1–3]. Выше этой отметки фиксируются отклики от нефти, конденсата и газа, а ниже – водорода и углерода.

Сканированием разреза с 0 м, шаг 1 м отклики на резонансных частотах нефти зафиксированы в интервалах: 1) 2430–3250 м; 2) 4820–6010 м; переход на шаг 5 м; 3) 6700–7500 м; 4) 9000–17100 м (прослежено до 20 км).

Северный фрагмент. С поверхности зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата (очень слабый), газа, янтаря, а также второй группы осадочных пород; сигналы от 11 группы отсутствовали.

Фиксация откликов от 2-й группы осадочных пород на поверхности 250 км свидетельствует о расположении фрагмента обследования в пределах глубинного канала, заполненного осадочными породами. Глубина расположения нижней границы канала в пределах этого участка не определялась.

Фиксацией откликов от базальтов на различных глубинах (250, 150, 190, 215, 210, 200, 195 и 196 км) нижняя граница базальтов установлена на глубине 195 км.

Из нижней части разреза отклики от гранитов не фиксировались на глубинах 50, 30 и 25 км. На поверхности 25 км не зарегистрированы также отклики от 2-5 групп магматических пород, от 6 группы (базальты) сигналы зафиксированы.

Сканированием разреза с 0 м с шагом 5 м установлены следующие интервалы откликов от гранитов: 1) 585–1870 м, 2) 17400–24300 м.

Западный фрагмент. С поверхности зафиксированы сигналы от 1, 2, 3, 4, 5 и 6 групп магматических пород, а также 1 (слабый), 2, 3, 4, 5, 6 (слабый) групп осадочных, соли и угля.

На поверхности 25 км отклики от всех групп осадочных пород не фиксировались, что свидетельствует об отсутствии в пределах этого участка глубинного канала осадочных пород.

С поверхности 25 км зарегистрированы отклики только от 6 (базальты) группы магматических пород. Нижняя граница базальтов определена на глубине 195 км.

В пределах этого фрагмента на поверхности зафиксированы отклики на частотах нефти (слабые), конденсата (хорошие); на частотах газа и янтаря сигналы не зарегистрированы.

На поверхностях 57 км, 27 км и 17 км отклики из нижней части разреза на частотах углеводородов не фиксировались; на глубине 17 км зарегистрированы сигналы нефти, конденсата и газа из верхней части разреза.

Латвия. Снимок участка в Латвии, в пределах которого расположена пробуренная скважина на водород, представлен на рис. 3. Визуальный анализ этого снимка показал, что в его пределах расположены локальные зоны, в которых может происходить дегазация водорода. Одна такая зона (зеленый прямоугольник) совместно с зоной расположения скважины (синий прямоугольник) были приняты для обследования.

На участке со скважиной сигналов на частотах нефти, конденсата, газа и водорода не зафиксировано.

На втором участке зарегистрированы сигналы на частотах водорода и 6 (базальты) группы магматических пород, отклики от осадочных пород отсутствовали. Фиксацией откликов от базальтов на различных глубинах наличие корень глубинного канала (вулкана), заполненного базальтами, установлен на глубине 470 км. Сканированием разреза с шагом 10 см верхняя кромка базальтов определена на глубине 26 м.

Отклики от водорода начали фиксироваться с глубины 28 м при сканировании разреза с шагом 10 см.

Отметим также, что в пределах этого фрагмента отсутствовали отклики от нефти, конденсата и газа. А на поверхности (глубине) 470 км из верхней части разреза фиксировались отклики от водорода, а углерода, азота и фосфора отсутствовали. Сигналы от водорода и кислорода фиксировались на этой глубине из нижней части разреза.

Участок на территории Рипкинского района Черниговской области. При проведении исследований в этом районе дополнительно обследован небольшой участок видимой водородной дегазации (рис. 4). В его пределах выделена локальная зона (рис. 4, прямоугольный контур). При обработке снимка на рис. 4 без локальной зоны



Рис. 2. Спутниковый снимок участка территории Республики Татарстан. Прямоугольными контурами обозначены фрагменты дополнительной частотно-резонансной обработки.

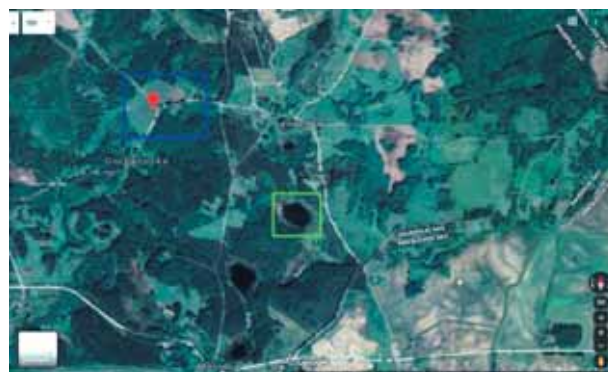


Рис. 3. Спутниковый снимок участка в районе бурения скважины на водород на территории Латвии. Место бурения скважины обозначено красным маркером.



Рис. 4. Снимок локального участка водородной дегазации в Рипкинском районе Черниговской области.

Вода из интервала распространения базальтов и водорода может обладать лечебными и оздоровительными свойствами. Такие же особенности глубинного строения зафиксированы на всех обследованных участках долгожительства в различных регионах земного шара.

В пределах этого участка целесообразно провести дополнительные исследования, в том числе и с целью изучения целебных свойств воды.

Выводы. Приведенные материалы, а также результаты ранее проведенных экспериментальных исследований на многочисленных участках [1–3] свидетельствуют о целесообразности использования частотно-резонансных методов обработки и интерпретации спутниковых снимков и фотоснимков для обнаружения и локализации участков скопления водорода, а также определения глубин залегания его прогнозируемых залежей. В дальнейших исследованиях в этом направлении целесообразно обратить внимание на типы коллекторов, в которых водород может накапливаться, а также породы-покрышки, которые будут способствовать сохранению залежей. Отметим также, что проблема использования водорода в качестве возможного топлива будущего обсуждается в последнее время в многочисленных публикациях и докладах.

Литература

1. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Украинский щит: новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода//Геоинформатика. 2019. № 2. С. 5–18.
2. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Левашов С.П. Прямопоисковая мобильная технология: результаты апробации при поисках скоплений водорода и каналов миграции глубинных флюидов, минерального вещества и химических элементов//Геоинформатика. 2019. № 2. С. 19–42.
3. Yakymchuk, N. A., Levashov, S. P., Korchagin, I. N. Application of technology of frequency-resonance processing of satellite images and photographs on area of hydrogen production and hydrogen degassing of the Earth. 18th EAGE International Conference on Geoinformatics. – Theoretical and Applied Aspects. 2019, Kyiv, 13–16 May 2019. Abstract 15007_ENG. 5 pages. DOI: 10.3997/2214-4609.201902022.

ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО СЦЕНАРИЯ ВВОДА В РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ

А.Ф. Яртиев¹, И.М. Бакиров¹, М.А. Яртиева², И.И. Бакиров³, Е.В. Бутусов¹

¹Институт ТамНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма, yartiev@tatnipi.ru

²Московский физико-технический институт, г. Долгопрудный, ³ООО «Казанский научный центр», г. Казань

Значительная часть остаточных запасов нефти в Татарстане (41,5%) сосредоточены в карбонатных коллекторах, при этом утвержденные коэффициенты извлечения нефти (КИН) изменяются от 0,155 до 0,387 доли ед., а в среднем 0,228 доли ед. Их разработка в настоящее время осуществляется низкими темпами (1,11%), что во многом обусловлено причинами геологического характера, а также применением традиционных принципов разработки и методов воздействия на пласт (текущий КИН-0,063 доли ед.).

Установлено[1], что традиционные методы заводнения при проектных плотностях сеток скважин (ПСС) 300-300 м в основном в силу ухода закачиваемой воды под залежь являются малоэффективными, характеризуются низкими технико-экономическими показателями.

При этом обосновано, что основным условием успешности заводнения является разбуривание залежи по плотной сетке с расстоянием между скважинами 100-100 м или 150-150 м, с применением очагово-избирательной системы заводнения. При этом ряд вопросов, связанных с проектированием разработки карбонатных коллекторов месторождений Татарстана методом заводнения, требует дополнительного изучения и совершенствования путем проведения необходимых исследований. Так, остается дискуссионным вопрос, связанный с рациональным сценарием

рием разбуривания залежей карбонатных объектов: – целесообразно проводить поэтапно (многостадийно) или по плотной сетке с самого начала разработки?

С целью обоснования наиболее рационального сценария разбуривания залежей в работе проанализированы фактические показатели разработки скважин, пробуренных на башкирском ярусе Вишнево-Полянского месторождения по проекту уплотнения ПСС (УПСС) скважинами малого диаметра (СМД) с проведением технологических и экономических расчетов.

Башкирский ярус Вишнево-Полянского месторождения представлен массивными карбонатными коллекторами, насыщенными высоковязкой нефтью – 200,4 МПа·с в пластовых условиях. Средняя глубина залегания – 1068 м, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина – 13,9 м, пористость – 16,5%, проницаемость – 0,208 мкм², нефтенасыщенность пласта – 0,79 доли ед. В разрезе имеется возвратный верейский горизонт.

На 1.01.2018 всего на башкирском ярусе пробурена и проанализирована работа 205 СМД. На рисунке 1 приведена динамика добычи нефти по СМД, с учетом даты ввода в эксплуатацию, из которого видно, что уплотняющее бурение СМД и их ввод в эксплуатацию в 2015-2016 гг. привел к увеличению темпа падения добычи нефти по основному фонду скважин, при этом темпы снижения добычи по СМД больше чем по основному фонду.

Анализ показал, что СМД вводятся в эксплуатацию с дебитами и пластовым давлением на уровне текущих показателей разработки по основному фонду с пластовым давлением (6,0–6,2 МПа) на уровне давления смыкания трещин [2]. Скважины работают с обводненностью 10–14% от соответствующей начальной водонасыщенности зон трещиноватости.

Динамика дебита нефти и обводненности скважин СМД, приведены на рисунках 2–3. В таблице 1 приведены исходные данные и результаты оценки вовлеченных в разработку запасов нефти за счет бурения СМД.

Таблица 1

Исходные данные и результаты оценки вовлеченных запасов

Показатели	Значение
Амплитудный (начальный) дебит нефти, т/сут	2,4
Среднее число дней работы скважины в году, сут/год	330
Коэффициент падения добычи нефти, доли ед.	0,81
Количество скважин, шт.	205
Вовлеченные запасы, тыс. т	605,8

За счет УПСС СМД произошло приращение вовлеченных запасов нефти, при этом вовлеченные в разработку запасы нефти на одну скважину по СМД и основному фонду отличаются более чем в четыре раза и составляют 3,0 и 13,0 тыс.т соответственно, а начальные дебиты нефти скважин – 3,5 и 2,5 т/сут соответственно. Следовательно, при разработке залежи на естественном режиме, скважины, пробуренные с целью УПСС, вовлекают запасы зон трещиноватости, происходит взаимовлияние скважин, ухудшаются экономические показатели разработки. При расчете технологических показателей дебиты скважин и извлекаемые запасы на одну скважину по основной сетке и УПСС были взяты по факту уплотняющего бурения СМД на Вишнево-Полянском месторождении за 2017 г. С целью обоснования наиболее рационального сценария разбуривания объектов разработки СМД были рассмотрены шесть технологических вариантов разработки, которые отличаются друг от друга режимами работы залежи, ПСС, сценарием разбуривания объектов разработки и внедрения системы заводнения.

Вариант 1. Предусматривает разбуривание участка в течение пяти лет по равномерной треугольной (основной) сетке с расстоянием между скважинами 300·300 м и разработку на естественном режиме. Начальные дебиты скважин – 3,5 т/сут, извлекаемые запасы на одну скважину – 13 тыс.т. Ожидаемый КИН составит 0,098 доли ед., накопленная добыча нефти – 1969 тыс.т, фонд скважин – 152 шт.

Вариант 2. В отличии от первого варианта, после пяти лет разработки залежи по основной сетке, предусматривает УПСС СМД и разработку на естественном упругом режиме, при этом дебит и извлекаемые запасы на одну скважину УПСС составляет 2,5 и 3,0 тыс.т соответственно, ожидаемый КИН–0,128 доли ед., накопленная добыча нефти – 2575 тыс.т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 3. После пяти лет разработки залежи по основной сетке на естественном режиме, предусматривает УПСС и освоение системы заводнения с соотношением добывающих и нагнетательных скважин равным 2, ожидаемый КИН–0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 6779 тыс.т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 4. Предусматривает разбуривание участка в течение пяти лет по плотной равномерно треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150·150 м. После пяти лет разработки залежи на естественном режиме осваивается система заводнения переводом 120 скважин под нагнетание. Ожидаемый КИН – 0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 779 тыс.т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 5. Предусматривает разбуривание участка по плотной равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 150·150 м и разработку на естественном режиме. Данный вариант является базовым для варианта 6, при этом дебит и извлекаемые запасы на одну скважину составят 2,7 и 7,2 тыс.т соответственно, ожидаемый КИН–0,128 доли ед., накопленная добыча нефти – 2575 тыс.т, фонд скважин – 357 шт.

Вариант 6. Предусматривает разбуривание участка по плотной равномерной треугольной сетке с расстояни-



Рис. 1. Динамика добычи нефти действующего фонда добывающих скважин башкирского яруса.

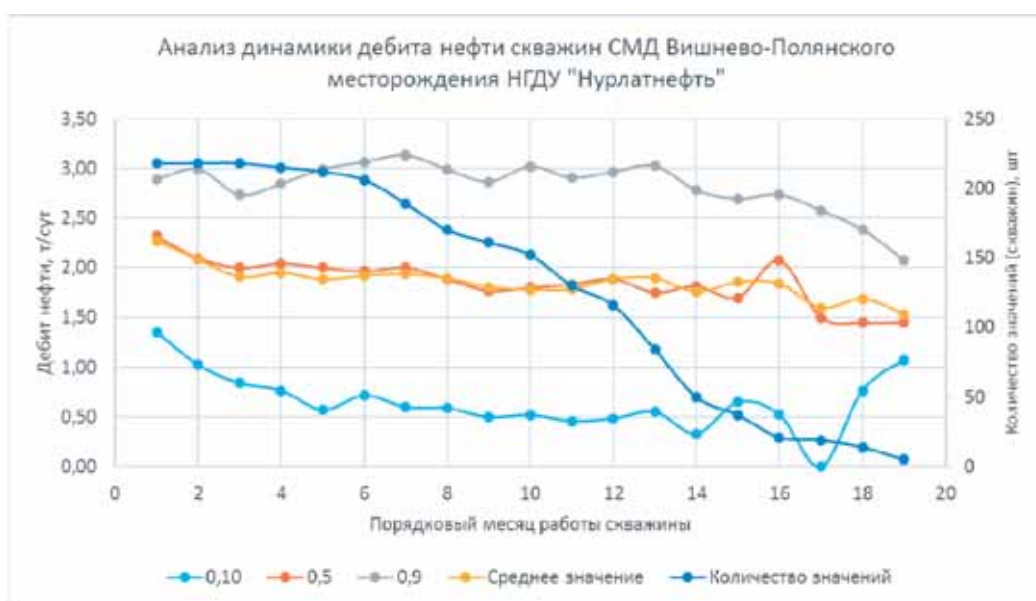


Рис. 2. Динамика дебита нефти СМД башкирского яруса.



Рис.3. Динамика обводненности по скважинам СМД башкирского яруса.

ем между скважинами 150-150 м и отбор запасов углеводородов всеми скважинами в режиме истощения пластовой энергии до уровня критической деформации [2, 3], при этом дебит и извлекаемые запасы на скважину в начальной стадии разработки залежи составят 2,7 и 7.2 тыс.т соответственно, фонд скважин – 357 шт. Снижение пластового давления до давления критической деформации приводит к объемному гидроразрыву пласта коллекторов матрицы (технология «георыхления») в пределах пласта. Затем, переводом части скважин под нагнетание вытесняющего агента, создают систему заводнения и повышают пластовое давление до давления смыкания трещин, при этом текущие дебиты добывающих скважин увеличиваются до 3,5 т/сут, ожидаемый КИН– 0,337 доли ед., накопленная добыча нефти – 6760 тыс.т, фонд скважин – 357 шт.

На рисунке 4 приведена динамика накопленной добычи нефти по вариантам разработки, а результаты технико-экономической оценки приведены в таблице 2.

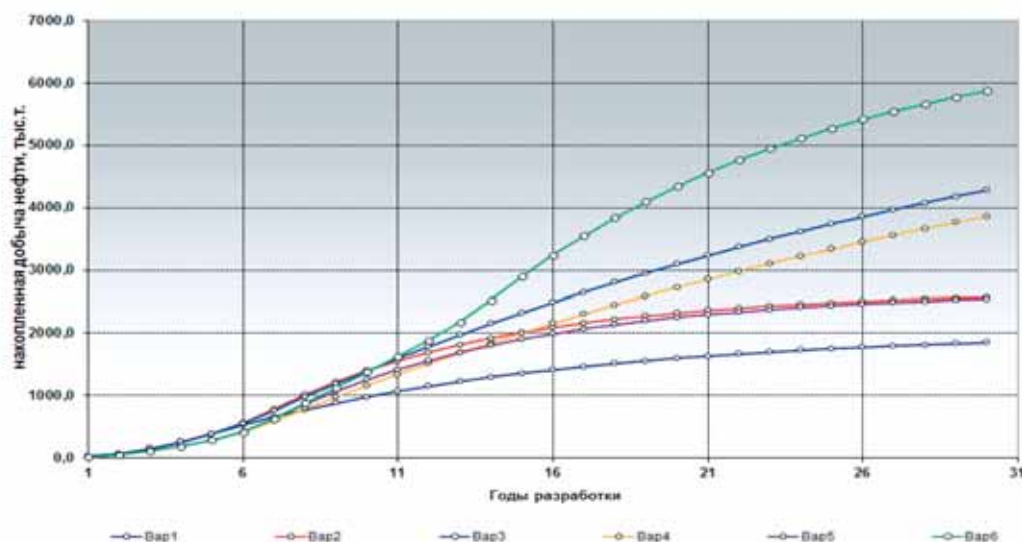


Рис.4. Динамика накопленной добычи нефти по вариантам разработки.

Таблица 2

Основные показатели вариантов разработки месторождения

Показатель	вар. 1	вар.2	вар.3	вар.4	вар. 5	вар.6
Срок разработки, лет	43	31	102	116	33	49
Бурение скважин, скв.	152	357	357	357	357	357
добывающих	152	357	237	237	357	357
нагнетательных	0	0	120	120	0	0
Перевод добывающих скважин под закачку, скв.	0	0	0	0	0	120
Добыча нефти, млн т	2,0	2,6	6,8	6,8	2,6	6,8
Добыча жидкости, млн т	10,2	14,1	34,9	34,1	14,0	36,6
Закачка воды, млн м ³	0,0	0,0	33,2	32,6	0,0	34,3
Капитальные вложения, млрд руб.	2,8	6,5	6,6	6,6	6,5	7,3
Эксплуатационные затраты, млрд руб.	42,9	60,7	151,2	155,0	61,5	144,1
Внереализационные расходы, млрд руб.	0,3	0,6	0,6	0,6	0,6	0,3
Налог на прибыль, млрд руб.	1,7	1,4	5,8	5,3	1,3	6,9
Чистый доход, млрд руб.	6,3	4,6	21,2	18,1	4,2	27,2
ЧДД, млн руб.	2,2	1,4	3,6	2,4	0,8	5,2
IRR, %	34	22	27	19	16	26
Срок окупаемости, лет	6,1	9,5	9,4	11,8	11,4	10,3
ИДДЗ, доли ед.	1,12	1,05	1,121	1,08	1,03	1,13
ИДДИ, доли ед.	1,96	1,30	1,80	1,52	1,18	2,08

Затраты на бурение скважин, нефтепромысловое оборудование взяты из укрупненных нормативов инвестиционных затрат по месторождениям ПАО «Татнефть», рассчитанных по сформированной инвестиционной программе на 2019 г. Условно-переменные и условно-постоянные затраты приняты исходя из калькуляции затрат

НГДУ «Нурлатнефть» за 2018 г. Ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитана с учетом изменения коэффициента выработанности на основе утвержденного проектного документа Вишнево-Полянского месторождения. При разработке залежи на естественном режиме вариант 2 (УПСС) по сравнению с вариантом 1 (основной ПСС) обеспечивает большую накопленную добычу нефти, однако чистый дисконтированный доход (ЧДД) и индексы доходности при этом существенно ниже. Вариант 2 (УПСС) по сравнению с вариантом 5 (разбурирование по плотной сетке), хотя имеет одинаковую накопленную добычу нефти, однако обеспечивает ЧДД и индексы доходности существенно выше. Следовательно, при разработке залежи на естественном упругом режиме, разбурирование объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряженной сетке (4–5 лет), а затем осуществить УПСС. Однако, УПСС по варианту 2 и разбурирование по плотной сетке по варианту 5, без освоения системы заводнения является малоэффективным мероприятием по сравнению с вариантом 1.

По варианту 3 поэтапное разбурирование объекта разработки и освоение системы заводнения обеспечивает существенный экономический эффект, ЧДД составит 3,6 млрд руб., а срок окупаемости более 9 лет. Можно отметить, что при уплотнении нагнетательные скважины вовлекают в разработку в три раза больше запасов нефти по сравнению с основным фондом добывающих скважин.

Вариант 4 предусматривающий разбурирование месторождения по плотной сетке с самого начала разработки и освоение системы заводнения после пяти лет разработки на естественном режиме, хотя и обеспечивает одинаковый КИН с вариантом 3, однако существенно уступает по экономическим показателям, его ЧДД составит 2,4 млрд руб.

Наибольший экономический эффект имеет вариант 6. Его ЧДД оценивается на уровне 5,2 млрд руб. со сроком окупаемости около 10 лет и внутренней нормой доходности (IRR) около 26%. По данному варианту срок разработки в два раза меньше, а максимальный темп отбора от вовлеченных запасов в два раза выше по сравнению с вариантом 3.

Новую технологию можно реализовать на залежах, где возможно снижение пластового давления до давления критической деформации. В условиях, когда снижение пластового давления залежи до давления критической деформации является проблематичным, разбурирование объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряженной сетке на естественном режиме (4–5 лет), а затем осуществить УПСС СМД, скважинами с горизонтальным окончанием (СГО), возвратными скважинами с одновременным освоением системы заводнения.

Выводы

1. СМД пробуренные с целью УПСС, при разработке залежи на естественном режиме, вводятся в эксплуатацию с дебитами и пластовым давлением на уровне текущих показателей разработки по основному фонду и вовлекают в разработку в четыре раза меньше запасов нефти (3,0 тыс. т и 13,0 тыс. т соответственно). Ввод в эксплуатацию СМД с целью УПСС приводит к увеличению темпа падения добычи нефти по основному фонду, при этом темпы снижения добычи по СМД больше чем по основному фонду.

2. УПСС карбонатных отложений при разработке на упругом режиме, т.е. без освоения системы заводнения, является экономически малоэффективным мероприятием [4].

3. В залежах, где снижение пластового давления до давления критической деформации является проблематичным, разбурирование объектов разработки целесообразно проводить поэтапно: сначала по основной разряженной сетке на естественном режиме (4–5 лет), а затем осуществить УПСС СМД с СГО, возвратными скважинами с одновременным освоением системы заводнения.

4. Максимальный технико-экономический эффект достигается по варианту 6, предусматривающему разбурирование залежи по плотной сетке с самого начала разработки и освоение системы заводнения после снижения пластового давления до давления критической деформации.

Литература

1. Бакиров А.И. Технологии разработки карбонатных коллекторов на основе заводнения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 10. С. 27–31.
2. Пат. 2597305 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/22, С 09 К 8/584. Способ разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах / Бакиров И.И., Музалевская Н.В., Бакиров А.И.; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2015134139/03; заявл. 13.08.15; опубл. 10.09.16, Бюл. № 25.
3. Пат. 2623409 Российская Федерация, МПК Е 21 В 43/20. Способ разработки залежи нефти в карбонатных коллекторах / Бакиров А.И., Музалевская Н.В., Бакиров И.И.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. № 2016131003; заявл. 27.07.16; опубл. 26.06.17, Бюл. № 18.
4. Яртиев А.Ф. Экономическая оценка проектных решений инновационно-инвестиционных вложений для нефтедобывающей промышленности. М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2011. 232 с.

СОДЕРЖАНИЕ

ПЛЕНАРНЫЕ ДОКЛАДЫ

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Г.И. Шмаль

Союз нефтегазопромышленников России, г. Москва.....3

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ АКАДЕМИКА А.Э. КОНТОРОВИЧА – РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Р.Х. Муслимов

АН РТ, РАЕН и АГН. Казанский (Приволжский) федеральный университет, 420008, г. Казань.....5

НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОЕКТА УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ КРУПНОЙ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ КОМПАНИЕЙ НА РАЗВИТИЕ ЭКОНОМИКИ РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДИНАМИЧЕСКОЙ МЕЖОТРАСЛЕВОЙ МОДЕЛИ

В.А. Крюков, А.О. Баранов, В.Н. Павлов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения РАН», Новосибирск.....13

НЕФТЬ ХХІ ВЕКА: НОВАЯ ПАРАДИГМА

Н.П. Запивалов

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, г. Новосибирск.....20

ЦИФРОВОЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ

А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, Д.С. Филиппова, Е.А. Сафарова

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук, г. Москва.....26

СОВРЕМЕННОЕ ВОСПОЛНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ – ОБЪЕКТИВНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ

В.А. Серебряков

GaladigmaLLC., г. Трейси, Калифорния, США.....29

ПРОГНОЗ И ПОИСКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ – ВАЖНЫЙ ЭЛЕМЕНТ НОВОЙ СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, г.Москва.....32

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ В РАМКАХ ОСНОВНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

Р.Н. Салиева

Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан, г.Казань.....35

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МНОГООБРАЗИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ – ОСНОВА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ИНДУСТРИИ

Р.Р. Ибатуллин

TALOilLtd., г. Калгари, Канада.....39

GIANT AND MAJOR-SIZE OIL AND GAS FIELDS WORLDWIDE IN BASEMENT RESERVOIRS: STATE-OF-THE-ART AND FUTURE PROSPECTS

T. Koning

Senior Geologist – Independent Consultant, Calgary, Canada.....42

УСТНЫЕ ДОКЛАДЫ

Секция 1

Семинар «Современное восполнение запасов месторождений нефти и газа – миф или реальность?» Section 1 Modern replenishment of oil and gas fields – myth or reality?

ВОЗМОЖНО ЛИ ВОСПОЛНЕНИЕ НЕФТИ В ОТРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗА СЧЕТ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГИДРОТЕМАЛЬНЫХ РАСТВОРОВ С ВМЕЩАЮЩИМИ БИТУМИНОЗНЫМИ И УГЛЕРОДИСТЫМИ ПОРОДАМИ? (ЭКСПЕРИМЕНТ С УЧАСТИЕМ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ)

В.С. Балицкий, Л.В. Балицкая, Т.В. Сеткова М.А. Голунова, Т.М. Бубликова

Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского Российской академии наук (ИЭМ РАН), г. Черноголовка, Московская область.....51

КОНЦЕПЦИЯ ВОСПОЛНЯЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК РЕЗУЛЬТАТ НЕПРЕРЫВНОГО ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев, В.А. Бочкарев	
<i>РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва</i>	54
О НЕПРИГОДНОСТИ ОРГАНИЧЕСКОЙ И МИНЕРАЛЬНОЙ ГИПОТЕЗ ДЛЯ ОБЪЯСНЕНИЯ ЯВЛЕНИЯ СОВРЕМЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА	
А.А. Баренбаум	
<i>Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва</i>	59
НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ – БЛЕФ ИЛИ РЕАЛЬНОСТЬ?	
А.И. Сухарев	
<i>ЮФУ, Ростов-на-Дону</i>	63
ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ ТОЛЩИ ВОЛГО-УРАЛА И ИХ «ГЕНЕРАЦИОННЫЙ» ПОТЕНЦИАЛ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА И ПРИЛЕГАЮЩИХ ТЕРРИТОРИЙ)	
И.Н.Плотникова, Остроухов С.Б., Пронин Н.В.	
<i>Академия наук Республики Татарстан, г.Казань</i>	68
УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ СЕВЕРНОГО И СРЕДНЕГО КАСПИЯ	
В.Ю. Керимов¹, И.С. Гулиев², Р.Н. Мустаев¹, С.А. Алиева³	
<i>¹«Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ)», г. Москва, ²«Национальная академия наук Азербайджана», г. Баку, ³«Азербайджанская государственная нефтяная академия», г. Баку</i>	72
ФОРМИРОВАНИЕ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ КАК ПРОЦЕСС, ВОСПОЛНЯЕМЫЙ БЛАГОДАРЯ ПОТОКУ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ	
С.Х. Лифшиц	
<i>ФИЦ ЯНЦ СО РАН Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск</i>	75
ПРИНЦИПАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ И ВОСПОЛНЕНИЯ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАПЧАГАЙСКОГО МЕГАВАЛА. РЕСПУБЛИКА САХА (ЯКУТИЯ)	
В.А. Трофимов	
<i>АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва</i>	78
ТЕРСКАЯ И СУНЖЕНСКАЯ АНТИКЛИНОРИИ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ КАК ЗОНЫ РАЗГРУЗКИ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДНЫХ СИСТЕМ	
А.А. Даукаев	
<i>ФГБУН Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова Российской академии наук</i>	80
СВИДЕТЕЛЬСТВА СОВРЕМЕННОГО ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ОПЫТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ «ТРЕЩИННЫХ» ПУТЕЙ И РЕЖИМА ПОСТУПЛЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ЕВЛАНОВСКО-ЛИВЕНСКУЮ ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ ПАМЯТНО-САСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Н.А. Касьянова	
<i>Московский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, г.Москва</i>	84
О ПЕРСПЕКТИВАХ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ФУНДАМЕНТА ЖИГУЛЁВСКОГО ВАЛА	
Е.Ю. Горюнов¹, В.А. Трофимов¹, А.В. Петров²	
<i>¹АО «Центральная геофизическая экспедиция», Москва, Россия, ²Российский государственный геологоразведочный университет, Москва, Россия</i>	87
ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ВОСПОЛНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ В ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЕ	
О.Л.Кузнецов^{1,2}, И.Н.Плотникова^{1,2,3}, И.А.Чиркин^{1,2}, Л.И.Твердохлебов^{1,4}, А.А.Юров⁵, Е.Г.Ризанов⁵, М.В.Вьюшкина²	
<i>¹Российская академия естественных наук (РАЕН), г. Москва, ²Государственный университет «Дубна», г. Дубна Московской обл., ³Институт прикладных исследований АН РТ, г. Казань, ⁴ЦКР Роснедр по УВС, г. Москва, ⁵Холдинг «Геосейс»</i>	90
КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА РАЗЛИЧНЫХ НАФТИДОВ, РЕЗУЛЬТАТЫ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ	
М.В. Родкин^{1,2}	
<i>¹ Институт теории прогноза землетрясений и математической геофизики РАН, Москва, Россия, ²Институт проблем нефти и газа РАН (Москва, Россия)</i>	94

НОВАЯ ПАРАДИГМА ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ТЕРРИТОРИИ ТАТАРСТАНА

А.П. Шиловский

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва..... 97

СОВРЕМЕННОЕ ВОСПОЛНЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ – АТРИБУТ ВЕЧНОГО ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Б.Р. Кусов

АО «Чеченнефтехимпром», г. Грозный..... 100

КАНАЛЫ МИГРАЦИИ КОРОВО-МАНТИЙНЫХ ФЛЮИДОВ ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА МТЗ, ГСЗ И ПЕТРОЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ЗОНАХ НИЗКИХ ПЛОТНОСТЕЙ

В.А. Корчин, М.В. Кравчук

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, пр. Акад. Палладина, 32, г. Киев, 03142, Украина..... 102

Секция 2

«Поиск и разведка месторождений углеводородов»

Section 2 «Prospecting and exploration of hydrocarbon deposits»

АРКТИЧЕСКАЯ ГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ РЕСУРСНО- ГЕОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

М.А. Лобусев, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев, Ю.А. Антипова

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва..... 107

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ УСПЕШНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПР И ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ТРИЗ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

В.Г. Базаревская¹, Р.С. Хисамов², Н.А. Назимов², О.Г. Гибадуллина¹, Д.В. Аношин¹

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, bazarevskaya@tatnpi.ru, ²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 110

ПЕТРОФИЗИКА И ПАРАДИГМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

А.М. Хитров, Е.М. Данилова, И.Н. Коновалова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, ... 116

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ПАРАДИГМА ПРИ ПРОГНОЗЕ КАЧЕСТВА НЕФТЕЙ В ЛОВУШКАХ КОМБИНИРОВАННОГО СТРОЕНИЯ

С.А. Пуланова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва..... 119

АДАПТАЦИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРИ ХАРАКТЕРИЗАЦИИ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ БАРЬЕРНО-РИФОВОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА

Н.Г. Костин, К.Н. Двирняк

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва..... 123

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН НА ОСНОВЕ НОВЫХ ПОДХОДОВ К КАРТИРОВАНИЮ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

И.В. Колоколова, Е.М. Данилова, М.Н. Попова

Институт проблем нефти и газа, г. Москва..... 126

ВЛИЯНИЕ ХАРАКТЕРА СОЧЛЕНЕНИЯ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ПЛИТ СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЕВРАЗИЙСКОГО КОНТИНЕНТА НА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА

А.Е. Сергеев¹, А.М. Жарков²

¹Brasas'rPlace – 3rdFloor, #69 AdmiraltyWay, LekkiPhaseI, Lagos–Nigeria, ²Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург 129

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА И СЫЧУАНЬСКОЙ ДЕПРЕССИИ КИТАЯ ПО ДАННЫМ ИЗУЧЕНИЯ КЕРНА

В.П. Морозов¹, Цзинь Чжицзюнь², Лян Синьпин², Э.А. Королев¹, А.Н. Кольчугин¹, А.А. Ескин¹

¹Казанский федеральный университет, г. Казань, ²Научно-исследовательский институт по разведке и разработке нефти СИНОПЕК, г. Пекин, Китай..... 130

УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ВОСТОЧНОЙ АРКТИКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

В.Ю. Керимов¹, Ю.В. Щербина¹, Е.А. Лавренова²

¹ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия, ²ООО АСАП Сервис, Геленджик, Россия 133

ПЕРСПЕКТИВЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛОЖНОЭКРАНИРОВАННОГО ТИПА В НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА СТЫКЕ ПОГРАНИЧНЫХ ТЕРРИТОРИЙ БАШКОРТОСТАНА, ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА И ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ.....	137
В.К. Утопленников, А.Д. Драбкина Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН	137
ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕМЕЛОВОГО И ЮРСКОГО КОМПЛЕКСА АКВАТОРИИ КАРСКОГО МОРЯ А.Д. Дзюбло, В.В. Маслов, В.В. Сидоров РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва.....	140
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЙ МОНИТОРИНГ ЯРАКТИНСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО СПУТНИКОВЫМ ДАННЫМ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ, РОССИЯ) А.Н. Бешенцев Байкальский институт природопользования СО РАН, г. Улан-Удэ.....	145
ПЕТРОУПРУГОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. ПРОГНОЗ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СЕЙМОРАЗВЕДКИ 3D. ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ А.М. Спирина¹, Е.А. Черепанов^{1,2}, Г.В. Такканд¹, В.В. Назаруков¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, ² Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень.....	148
НЕФТЕГАЗОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ РИФТОГЕННЫХ ПРОГИБОВ АФРИКАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (НА ПРИМЕРЕ СУДАНА) Л.Г. Гайсина, В.И. Высоцкий ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ»	152
ГЛУБИННАЯ НЕФТЬ: ФАЗОВЫЙ СОСТАВ, СОСТОЯНИЕ И МЕТАМОРФИЧЕСКИЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ (ЭКСПЕРИМЕНТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНТЕТИЧЕСКИХ ФЛЮИДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЙ) Балицкий В.С., Балицкая Л.В., Голунова М.А., Сеткова Т.В. Институт экспериментальной минералогии им. академика Д.С. Коржинского, г. Черноголовка, Московская обл.	155
ОПРЕДЕЛЕНИЕ МОРФОЛОГИИ И ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ВИЗЕЙСКИХ ВРЕЗОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ГИС НА ОДНОМ ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЮГО-ВОСТОКА ТАТАРСТАНА В.А. Павлов¹, О.И. Малиновская² ¹ Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, ² Exploration and Production Software Emerson Automation Solutions.Paradigm, г. Москва.....	159
ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ГЕОМЕХАНИКИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА БАЛТИЙСКОГО МОРЯ П.И. Клыков, А.А. Предин Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми	163
КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ФЛЮИДОУПОРНЫХ СВОЙСТВ ПАЛЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АСТРАХАНСКОГО ГКМ Д.А. Пушкарева, О.Г. Михалкина ООО «Газпром ВНИИГАЗ».....	166
О НЕКОТОРЫХ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С.А. Пуланова Институт проблем нефти и газа РАН, Москва.....	170
МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ РАСЧЕТА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ Р.А. Гасумов¹, Э.Р. Гасумов² ¹ «Северо-Кавказский федеральный университет», г. Ставрополь, Россия, ² «Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности», г. Баку, Азербайджан.....	174

Секция 3
«Разработка нефтяных, газовых и нефтегазовых месторождений»
Section 3 «Development of oil, gas and oil and gas fields»

ПОИСКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (САХАЛИН) ПРИ НАЛИЧИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ И ЛАТЕРАЛЬНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Р.Р. Халиулин¹, С.Н. Закиров²

¹ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск, ²Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва 179

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГО-ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОЛЬВЕ В СЕВЕРНОМ МОРЕ ПРИ ОПТИМИЗАЦИИ БУРЕНИЯ

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук, г. Москва..... 183

КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО И ЭКОНОМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

З.А. Лошева, Т.К. Резепов, Е.Е. Колсанов

Центр моделирования Центра технологического развития ПАО «Татнефть», г. Альметьевск,..... 187

РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ОСВОЕНИЯ И ВОВЛЕЧЕНИЯ ТРИЗ В РАЗРАБОТКУ НА ПРИМЕРЕ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

В.Г. Базаревская¹, Н.У. Маганов², Р.С. Хисамов², Д.В. Аношин¹, О.Г. Гибадуллина¹

¹Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, bazarevskaya@tatnpi.ru, ²ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 191

ОПЫТ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ПО ОСВОЕНИЮ МЕЛКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Х. Муслимов

АН РТ, РАЕН и АГН. Казанский (Приволжский) федеральный университет 194

ИМПУЛЬСНО-ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ТРЕЩИНОРАСЧЛЕНЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИНТЕНСИФИКАЦИИ РАБОТЫ СКВАЖИН

А.А. Корженевский¹, А.Г. Корженевский²

¹ООО «Волго-Уральский Центр научно-технических услуг «Нейтрон», г. Бугульма, ²Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма..... 199

ОСОБЕННОСТИ НАЗЕМНОГО МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА И ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПО СКВАЖИНЕ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

И.Р. Шарипов¹, В.А. Рыжов¹, С.А. Феофилов¹, А.Ю. Милин¹, И.А. Черных², А.В. Растегаев³, И.Н. Пономарева³

¹ЗАО «Градиент», г. Казань, ²ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь, ³Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь 203

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ И НЕГАТИВНЫЕ СЛЕДСТВИЯ ЛАТЕРАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ ПЕРЕТОКОВ ФЛЮИДОВ НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МОНГИ (САХАЛИН)

Р.Р. Халиулин¹, С.Н. Закиров²

¹ООО «РН-СахалинНИПИморнефть», г. Южно-Сахалинск, ²Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва 207

АЛГОРИТМ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССА КУСТОВАНИЯ СКВАЖИН ПРИ КОНЦЕПТУАЛЬНОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ

С.М. Кухаркин¹, А.Д. Яруллин², Д.М. Гиляев¹, Р.Ф. Сафин¹

¹ПАО «Татнефть», г.Альметьевск, ²Казанский федеральный университет, г.Казань..... 211

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА СШИТЫХ ПОЛИМЕРНЫХ СИСТЕМ

А.В. Кладова, Е.В. Шамсутдинова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень..... 213

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВОК ПУЛЬСИРУЮЩЕГО ГОРЕНИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (ПНГ)

Г.А. Глебов¹, М.Г. Хабибуллин¹, Р.Р. Кантюков², И.Р. Гимранов²

¹КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева, г. Казань, ²ООО «Газпром трансгаз Казань», г. Казань 216

КОМПЛЕКСНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗАЛЕЖИ С ЦЕЛЬЮ ЛОКАЛИЗАЦИИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ

И.З. Фархутдинов¹, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, А.М. Асланян², Д.Н. Гуляев³, Л.А. Зинуров, Р.А. Мингараев

¹ПАО «Татнефть» г. Альметьевск, ²ООО «Нафта колледж» г. Казань, ³ООО «Софойл» г. Казань 220

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ЭКОЛОГИЯ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ НЕФТЕНОСНЫХ ПЛАСТОВ В ПЕРИОД ДЛИТЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
З.М. Слепак

Институт геологии и нефтегазовых технологий ИГиНГТ КФУ, г. Казань 224

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СКВАЖИН НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Н.А. Ряполов, Н.Г. Федорова, Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, ... 228

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ФИКСИРОВАННОЙ ТРУБКИ ТОКА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ЭЛЕМЕНТАХ ЗАВОДНЕНИЯ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

К.А. Поташев, А.Б. Мазо

ФГАОУ ВО «Казанский федеральный университет», г. Казань 231

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ЭКОЛОГИЧЕСКИ БЕЗОПАСНОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ СЕРНИСТО-ЩЕЛОЧНЫХ ВОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ UP2E! AAAOP (АКТИВИРУЕМАЯ УЛЬТРАЗВУКОМ СИСТЕМА ИНТЕНСИВНОГО ОКИСЛЕНИЯ ОЗОНОМ (ACOUSTICALLY ADVANCED OXIDATION PROCESS, AAA-OP))

М.А. Карякин

ООО «ЭНВИРО-ХЕМИ ГмбХ», г. Екатеринбург 235

КАЧЕСТВО ЗАВЕРШЕННЫХ СТРОИТЕЛЬСТВОМ СКВАЖИН И ЕГО ОЦЕНКА

А.А. Балдриян, Н.Г. Федорова, Ю.К. Димитриади

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь 238

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПРИ КОМБИНИРОВАННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ПЛАСТ

С.А. Калинин, О.А. Морозюк

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, Центр исследования керна и пластовых флюидов (ЦИКиПФ), г. Кунгур 241

РАЗВИТИЕ СИСТЕМЫ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЗАО «АЛОЙЛ»

Р.В. Вафин, А.С. Егоров, И.А. Магзянов, И.И. Литвинов

ЗАО «Алойл», г. Бавлы 245

ZERO-WASTE ENGINEERING: THE KEY TO SUSTAINABLE OIL AND GAS PRODUCTION

M.R. Islam¹, D.G. Yarakhanova²

¹President, Emertec Research and Development Ltd., Professor, Dalhousie University, Canada, ²Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation 248

БЕЗОТХОДНОЕ ПРОИЗВОДСТВО В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

М.Р. Ислам¹, Д.Г. Яраханова²

¹Президент, Emertec Research and Development Ltd., Профессор, Университета Далхаузи, Канада, ²Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация 249

MICROBially ENHANCED THERMALLY ENGINEERED OIL RECOVERY – EMERGING TECHNOLOGY AIMING TO REDUCE GREEN HOUSE GAS EMISSION AND CONVERTING MARGINAL INTO PROFITABLE PLAYS

Milovan Fustic^{1,2}, William D.L. Richardson², Emma Bell², Jianwei Chen², Carmen Li² and Casey R.J. Hubert²

¹School of Mining and Geosciences, Nazarbayev University, Nursultan, Kazakhstan, ²Department of Energy Bioengineering and Geomicrobiology, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada 250

МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ СКОМБИНИРОВАННЫЙ С ТЕРМИЧЕСКИМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ - НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ, НАПРАВЛЕННАЯ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ПЕРЕХОД ОТ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ ВЫБРОСОВ К ПРИБЫЛЬНЫМ

Milovan Fustic^{1,2}, William D.L. Richardson², Emma Bell², Jianwei Chen², Carmen Li² and Casey R.J. Hubert²

¹School of Mining and Geosciences, Nazarbayev University, Nursultan, Kazakhstan, ²Department of Energy Bioengineering and Geomicrobiology, University of Calgary, Calgary, Alberta, Canada 250

ОБСУЖДЕНИЕ НЕКОТОРЫХ ПРОБЛЕМАТИЧНЫХ ВОПРОСОВ НА ОСНОВЕ ГЛУБИННО-КОРОВООЙ КОНЦЕПЦИИ ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ

А.В. Арутюнян

Национальный политехнический университет Армении, г. Ереван 252

**НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ТЕРРИТОРИИ АРМЕНИИ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ
«ДЕГИДРАТАЦИЯ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЗЕМНОЙ КОРЫ КАК ОСНОВНОЙ ИСТОЧНИК
ГЕНЕЗИСА УГЛЕВОДОРОДОВ»**

© А.В. Арутюнян

Национальный политехнический университет Армении, г. Ереван 256

**РОЛЬ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ В ФОРМИРОВАНИИ СТРУКТУРНОГО ПЛАНА
И ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СРЕДНЕГО КАСПИЯ**

А.В. Бочкарев³, М.А. Сибилев¹, Н.В. Дорофеев^{2,3}, А.В. Лобусев³, В.А. Бочкарев³

¹ ПАО «ЛУКОЙЛ», г. Москва, ²ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ», г. Усинск, ³РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, anatolybochkarev@gmail.com 258

**ГЕНЕРАЦИОННО-МИГРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННАЯ СИСТЕМА КАК ИСТОЧНИК
ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ**

Н.В. Дорофеев¹, Р.Р. Зарипова²

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, ²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, ... 263

ПОИСКИ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ НЕОРГАНИЧЕСКОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ

Н.С. Окнова

АО ВНИГРИ, Санкт-Петербург 266

**ЕСТЕСТВЕННЫЙ СИНТЕЗ НЕФТИ ИЗ МОРСКОЙ ВОДЫ. МЕХАНИЗМ ВОЗОБНОВЛЕНИЯ
НЕФТИ И ГАЗА В МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЛАНЕТЫ**

Н.Г. Черных¹, В.А. Ашурков²

¹АО «Гидроуглестрой» г. Новокузнецк, ²ОАО «ЗапСибгеология» г. Новокузнецк 268

**ВЛИЯНИЕ КРУГОВОРОТА МОРСКОЙ ВОДЫ НА ГЕНЕЗИС УГЛЕВОДОРОДОВ И
РУДНЫХ ТЕЛ В НЕДРАХ ЗЕМЛИ, НА ГЛОБАЛЬНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ КЛИМАТА**

Н.Г. Черных

АО «Гидроуглестрой», г. Новокузнецк 270

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

**КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ РАЗВЕДОЧНОЙ ГЕОФИЗИКИ – СОВРЕМЕННАЯ
ТЕНДЕНЦИЯ В НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ**

Е.Е. Андреева¹, А.С. Борисов^{1,2}, М.Я. Боровский³, С.Е. Валеева¹, И.Р. Фахрутдинов¹, К.Ю. Колузаева¹

¹Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г.Казань, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, ³ООО «Геофизсервис», г.Казань 275

**ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ МИКРОГИДРОРАЗРЫВА НА НАСЫПНОЙ
ФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ И НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Я.Г. Аухатов¹, Моджаба Резай Кечи², Э.Ш. Агзамов³

¹ООО «Новая технология подземного ремонта», г. Ижевск, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ³ООО «ЦСМРнефть» при АН Республики Татарстан, г. Казань 278

**СОВРЕМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕННОСТИ
ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГИС И ЯФМ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

В.В. Баженов¹, Р.Н. Абдуллин¹, Б.Ф.Ахметов¹, О.П.Савунова¹, С.И. Петров²

¹ООО «ТНГ-Групп», г. Бугульма, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, ... 280

**ВЗАИМОСВЯЗЬ СТРОЕНИЯ ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗЕМНОЙ КОРЫ С НЕФТЕНОСНОСТЬЮ
ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА**

А.Р. Баратов, С.Е. Войтович

Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ) ПАО «Татнефть», г. Казань 284

**КОМПЛЕКС ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ И
ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЫСОКОПРОЧНЫХ ГЕЛЕВЫХ СИСТЕМ**

А.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов

Институт «ТатНИПИнефть» 289

**МЕХАНИЗМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ
В НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТАХ**

Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили

Институт проблем нефти и газа РАН г. Москва 292

ЦИФРОВЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ КАК ИНСТРУМЕНТ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.С. Борисов^{1,2}, Abd Al Salam Al Khder¹, Е.М. Нуриева¹, Yousef Ibrahim¹

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань, ² Институт проблем экологии и недропользования АН РТ..... 295

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНЖИНИРИНГ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В ВЕРХНЕЙ ТОЛЩЕ – СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский, В.И. Богатов, В.Н. Филимонов, Е.Г. Фахрутдинов

ООО «Геофизсервис», г. Казань..... 298

РОЛЬ В.П. СТЕПАНОВА В СТАНОВЛЕНИИ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

М.Я. Боровский, В.И. Богатов

ООО «Геофизсервис», г. Казань..... 302

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА НА ЭТАПАХ РАЗВИТИЯ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский¹, А.С. Борисов², С.В. Шакуро³, В.И. Богатов¹, В.Н. Филимонов¹, Е.Г. Фахрутдинов²

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,

³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород..... 307

ТЕХНОГЕННЫЕ ЗАЛЕЖИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ – РЕЗЕРВ ОБЪЕКТОВ РЕАЛИЗАЦИИ НОВОЙ ПАРАДИГМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

М.Я. Боровский¹, В.И. Богатов¹, А.С. Борисов², С.В. Шакуро³

¹ООО «Геофизсервис», г. Казань, ²Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань,

³ООО «ФРОНТ Геология», г. Нижний Новгород..... 310

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ВНЕДРЕНИЯ И СОПРОВОЖДЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

Д.В. Булыгин¹, Р.Г. Рамазанов², Р.Р. Ганиев³

¹ООО «Актуальные технологии» г. Казань, ²ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова»,

³ Казанский (Приволжский) федеральный университет..... 313

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Д.З. Валиев, Р.А. Кемалов, А.Ф. Кемалов

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», Института геологии и нефтегазовых технологий, г. Казань..... 317

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА И НАСЫЩАЮЩИХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

А.Т. Габдрахманов

Государственное бюджетное образовательное учреждение «Альметьевский государственный нефтяной институт» 321

ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ НА МОРДОВО-КАРМАЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ, Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань 324

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ПО РАЗРЕЗУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Ю.М. Ганеева, Е.Е. Барская, Е.С. Охотникова, Т.Н. Юсупова, Г.В. Романов

Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань..... 328

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Р.Н. Гатауллин

Институт энергетики и перспективных технологий ФИЦ, Казанский научный центр РАН (ИЭПТ ФИЦ КазНЦ РАН), г. Казань 332

ПЕТРОГЕНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФУНДАМЕНТА ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА (ЮТС) – ОСНОВНОЙ НЕФТЕНОСНОЙ СТРУКТУРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Н.С. Гатиятуллин¹, А.Р. Баратов²

¹ Татарстанская нефтегазовая секция ЦКР Роснедр, ²Татарское геологоразведочное управление (ТГРУ)

ПАО «Татнефть» 335

ГРАВИТАЦИОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ (ПАЛЕО)ОКЕАНИЧЕСКИХ ВПАДИН СИНЕКЛИЗ

Ю.Н. Гололобов¹, Е.А. Дружинина²

¹пенсионер, 15 линия В.О., г.Санкт-Петербург, Россия; 199178; ²АО «Росгео» «Санкт-Петербургское
морское геологоразведочное подразделение», г.Санкт-Петербург, Россия.....

339

О ПРОИСХОЖДЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В.В. Гордиенко, И.В. Гордиенко, О.В. Завгородняя, И.М. Логвинов, В.Н. Тарасов

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины 342

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ БЕРИНГОВА МОРЯ

С.А. Гуриянов, Р.Н. Мустаев, Б.П. Вайнерман 346

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
г. Москва 346

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА НИЖНЕ-НУРЛАТСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Данилов¹, Я.И. Бакалов¹, И.Н. Хакимзянов¹, Д.Г. Миннугалиев², А.А. Ивонин¹

¹ «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, ²НГДУ «Нурлатнефть», г. Нурлат 350

BOREHOLE STABILITY ANALYSIS IN ASSAM OIL FIELD, NORTHEAST INDIA

Jenifer Alam¹, Rima Chatterjee², D.G. Yarakhanova³, J.R. Kayal⁴

¹Research scholar, Institute of Technology, Dhanbad, India, ²Professor, Institute of Technology, Dhanbad, India,

³Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation, ⁴Professor, National Institute of Technology,

Agartala, India 354

АНАЛИЗ УСТОЙЧИВОСТИ СКВАЖИН НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ АССАМ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ИНДИИ

Дженифер Алам¹, Рима Чаттерджи², Д.Г. Яраханова³, Джана Ранджан Каял⁴

¹Научный сотрудник, Индийский технологический институт, Дханбад, Индия, ²Профессор, Индийский
технологический институт, Дханбад, Индия, ³Казанский федеральный университет, Казань, Российская

Федерация, ⁴Профессор, Национальный технологический институт, Агартала, Индия 355

СПОСОБ ПЛОЩАДНОГО ПОИСКА ЗОН ПЛАСТА С ОСТАТОЧНЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В.В. Емельянов

ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть», г.Елабуга, ... 356

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ЦИФРОВОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Н.А. Еремин, В.Е. Столяров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской
академии наук, г.Москва.....

359

СОЗДАНИЕ ВЫСОКОПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Н.А. Еремин, В.Е. Столяров

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской
академии наук, г. Москва.....

363

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ РАСТВОРИТЕЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ» НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО- ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Т. Зарипов¹, Д.К. Шайхутдинов², А.Р. Хакова², А.А. Бисенова², Р.Р. Кабирова²

¹ТатНИПИнефть, ²Центр моделирования ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 367

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПУТЕМ ЗАКАЧКИ ДВУОКСИ УГЛЕРОДА В ПЛАСТ В УСЛОВИЯХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

А.Т. Зарипов¹, Д.К. Шайхутдинов², А.Р. Хакова², А.А. Бисенова², Р.Р. Кабирова²

¹ТатНИПИнефть, ²Центр моделирования ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 371

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ЭМУЛЬСИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ В ПАО «ТАТНЕФТЬ»	
А.Т. Зарипов, А.Н. Береговой, Н.А. Князева, Ш.Г. Рахимова, О.И. Афанасьева, В.И. Белов, А.Р. Разумов Институт «ТатНИПИнефть»	375
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕЛКОЗАЛЕГАЮЩИХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»	
А.Т. Зарипов ¹ , Д.К. Шайхутдинов ² , А.А. Бисенова ² , А.Р. Хакова ² , Р.Р. Кабирова ² ¹ ТатНИПИнефть, ² Центр моделирования ПАО Татнефть, г. Альметьевск.....	377
АНАЛИЗ СИСТЕМНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КИЗЕЛОВСКОМ ОБЪЕКТЕ КОРОБКОВСКОГО УЧАСТКА БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Л.В. Зацарина, И.Н. Хакимзянов, Р.И. Шешдиров ТатНИПИнефть	381
ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА КЗЫЛ-ЯРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
А.А. Ивонин ¹ , И.Н. Хакимзянов ¹ , О.В. Кизим ¹ , А.Н. Мартынов ¹ , Д.С. Данилов ¹ ¹ «ТатНИПИнефть», г. Бугульма	384
К НОВОЙ ПАРАДИГМЕ НАФТИДОГЕНЕЗА	
Г.Д. Исаев ООО НИЦ «Сибгеонафт», г. Новосибирск.....	387
МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ДЛЯ УСЛОВИЙ ЗАЛЕЖЕЙ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ	
А.Р. Каримова ¹ , А.А. Миних ¹ , М.Р. Хисаметдинов ² ¹ ООО «НТЦ Татнефть», г. Бугульма, ² Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г.Бугульма	390
КАТАЛИТИЧЕСКАЯ АКТИВНОСТЬ НЕФТЕРАСТВОРИМЫХ КАРБОКСИЛАТОВ МЕТАЛЛОВ (Fe, Co, Cu) В РЕАКЦИЯХ ПРЕВРАЩЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ В МОДЕЛЬНОЙ ГИДРОТЕРМАЛЬНОЙ СРЕДЕ	
Г.П. Каюкова ¹ , А.Н. Михайлова ¹ , И.П. Косачев ¹ , З.Р. Насырова ² , В.П. Морозов ² , А.В. Вахин ² ¹ Институт органической и физической химии им. А. Е. Арбузова ФИЦ Казанского научного центра РАН, Казань, Россия, ² Казанский (Приволжский) федеральный университет.....	392
РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ БЕРИНГОВА МОРЯ	
В.Ю. Керимов ¹ , Е.А. Лавренова ² , Р.Н. Мустаев ¹ , С.А. Гуриянов ¹ ¹ Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва, ² ООО «АСАП Сервис», г. Геленджик	397
УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩАХ	
¹ Керимов В.Ю., ² И.С. Гулиев, ¹ Мустаев Р.Н., ³ Исмаилов Д.Д., ¹ Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), ² Национальная академия наук Азербайджана, г. Баку, ³ Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина.....	400
ГЛУБИННАЯ ДЕГАЗАЦИЯ АБИОГЕННЫХ УВ, ПУТИ ФОРМИРОВАНИЯ И ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ШЕЛЬФА ЧЕРНОГО МОРЯ	
В.А. Корчин., О.М. Русаков Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев	404
ЗОНЫ НИЗКОЙ ПЛОТНОСТИ ТЕРМОБАРИЧЕСКОЙ ПРИРОДЫ В КОРЕ ЗАКАРПАТСКОГО ПРОГИБА – РЕЗЕРВУАРЫ ГЛУБИННЫХ УВ.....	
В.А. Корчин, П.А. Буртный, Е.Е. Карнаухова Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев	408
МОДЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ РЕАГЕНТА СНПХ-9777 ДЛЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКОВ И УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН	
Д.В. Краснов, Р.А. Былинкин, Н.П. Григорьева, М.С. Чаганов АО «НИИнефтепрохм», г. Казань	411

ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЦЕНАРИЕВ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОПРОНИЦАЕМОГО ОБВОДНЕННОГО ПРОПЛАТКА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА К.А. Куличкова, К.А. Поташев <i>ФГАОУ ВО «Казанский федеральный университет», г. Казань</i>	415
МОДЕЛИРОВАНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОГО МОРЯ Р.А. Мамедов <i>Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), г. Москва</i>	419
ВЛИЯНИЕ АКУСТИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЭНЕРГИЮ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ Е.А. Марфин^{1,2}, А.А. Абдрашитов¹, М.М. Габдукаев², Коханова С.Я.³ <i>¹Институт энергетики и перспективных технологий Федерального исследовательского центра «Казанский научный центр Российской академии наук», г.Казань, ²Институт физики Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань, ³Казанский национальный исследовательский технический университет имени А.Н. Туполева (КНИТУ-КАИ), г. Казань</i>	423
СОВРЕМЕННЫЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ АППАРАТУРЫ И МЕТОДИКИ СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО КАРОТАЖА К.А. Машкин, А.Г. Коротченко, Р.Г. Гайнетдинов, В.М. Романов, В.Л. Глухов, А.Ф. Камалтдинов, П.А. Сафонов, А.Н. Огнев, И.Х. Шабиев <i>ПАО НПП «ВНИИГИС», ООО НПП «ИНГЕО»</i>	426
ОПЕРАТИВНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГТИ В ПМ «ГОРИЗОНТ+»/ «MLPLOTTER» И РЕЙТИНГ ПОДРЯДЧИКОВ Р.Р. Миникеев <i>(АО «ИГиРГИ») А.В. Гагарин (ООО «РН-БашиНИПИнефть»)</i>	429
СТОХАСТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ АКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ДЛЯ ИНТЕРВАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ С УЧЕТОМ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ, ПРОМЫСЛОВЫХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В.Н. Михайлов^{1,3}, Р.К. Хайртдинов², Ю.А. Волков³ <i>¹ООО «Казанский научно-технический центр «Недра», ²ЗАО «Предприятие КАРА АЛТЫН», ³ООО «ЦСМРнефть»</i>	431
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕПЛОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИНЫ В ПЛАСТЕ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ П.Е. Морозов <i>Институт механики и машиностроения – обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань</i>	433
РОЛЬ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАЛИ ДОЛЖНА ОСТАВАТЬСЯ ПРИОРИТЕТНОЙ Р.Х. Муслимов <i>Академик АН РТ, РАЕН и АГН, Казанский (Приволжский) федеральный университет</i>	437
ВОЗМОЖНОСТИ ГИС ПРИ ВЫДЕЛЕНИИ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСЧАНИКОВ В НЕФТЕНОСНЫХ ГОРИЗОНТАХ Р.З. Мухаметшин^{1,2}, С.И. Петров¹, Н.Ю. Степанов³ <i>¹КФУ, г. Казань, ²УГГУ, г. Екатеринбург, ³ООО «ТНГ-ЛенГИС», г. Лениногорск</i>	444
ВЛИЯНИЕ СУБ- И СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА ПРОЦЕССЫ ГЕНЕРАЦИИ НЕФТЯНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ДОМАНИКОВОЙ ПОРОДЫ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ З.Р. Насырова¹, Г.П. Каюкова², R. Djimasbe¹, Ю.А. Дуглав¹, А.В. Вахин¹ <i>¹ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань, ²Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН г. Казань</i>	447
ПРИМЕНЕНИЕ СЕЙСМИЧЕСКОГО АТРИБУТА СПЕКТРАЛЬНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БЕЛЫЙ ТИГР (ВЬЕТНАМ) М.Х. Нгуен¹, З.М. Нгуен¹, Т.Н. Буй¹ <i>¹Ханойский университет горного дела и геологии, г. Ханой, Вьетнам</i>	451

CHALLENGES FOR HIGH-RESOLUTION SEISMIC EXPLORATION FOR COAL BED METHANE (CBM) IN A GONDWANA BASIN OF EASTERN INDIA

Nimisha Vedanti¹, Nasif Ahmed², D.G. Yarakhanova³, J.R. Kayal⁴

¹Principal Scientist, CSIR-National Geophysical Research Institute, Hyderabad, India, ² Research scholar, CSIR-National Geophysical Research Institute, Hyderabad, India, ³Kazan Federal University, Kazan, Russian,

⁴Professor, National Institute of Technology, Agartala, India 453

ПРОБЛЕМЫ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ВЫСОКИМ РАЗРЕШЕНИЕМ ДЛЯ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В БАССЕЙНЕ РЕКИ ГОНДВАНА В ВОСТОЧНОЙ ИНДИИ

Нимиша Веданти¹, Насиф Ахмед², Д.Г. Яраханова³, Джнана Ранджан Каял⁴

¹Главный научный сотрудник, СНПИ-Национальный геофизический научно-исследовательский институт, Хайдарабад, Индия, ²Научный сотрудник, СНПИ-Национальный геофизический научно-исследовательский институт, Хайдарабад, Индия, ³Казанский федеральный университет, Казань, Российская Федерация,

⁴Профессор, Национальный технологический институт, Агартала, Индия..... 454

ПРИМЕНЕНИЕ ХЕЛАТОБРАЗУЮЩЕГО АГЕНТА С МИНИМАЛЬНОЙ КОРРОЗИОННОЙ АКТИВНОСТЬЮ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ С ГЛУБИННО-НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Д.В. Нуриев, М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева, Э.Р. Жолдасова

Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма 456

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ГРУППЫ АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫЕ ПОРОДЫ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

С.Б. Остроухов, Н.В. Пронин, И.Н. Плотникова

Академия наук Республики Татарстан, г.Казань..... 460

ОБОСНОВАНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТИ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССА ВОСПОЛНЕНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

И.Н. Плотникова¹, Г.Т. Салахидинова²

¹ Академия наук Республики Татарстан, г. Казань, ² ТОО «Caspian Energy Research», Казахстан, г. Атырау.... 463

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИС – ОТ ОТКРЫТОГО СТВОЛА, ОБСАЖЕННЫХ СКВАЖИН ДО ГЕОНАВИГАЦИИ, КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ДОБЫЧИ

В.Т. Перелыгин, В.Н. Даниленко, А.А. Сергеев

ПАО НПП «ВНИИГИС», Башкортостан, Октябрьский..... 466

ПРОМЫСЛОВЫЙ ОПЫТ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА ВЕРЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖИ

Р.В. Прокофьев¹, О.А. Акберов¹, Р.А. Былинкин², Д.В. Краснов², М.С. Чаганов², Н.П. Григорьева²

¹АО «ГРИЦ», г. Казань, ²АО «НИИнефтепромхим», г. Казань..... 470

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ МИКРОГЕЛЕВЫМИ КОМПОЗИЦИЯМИ

К.Р. Рафикова¹, М.Р. Хисаметдинов¹, А.В. Насыбуллин²

¹Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, ²ГБОУ ВО АГНИ, г. Альметьевск..... 472

О РОЛИ ГЛУБИННЫХ НАДВИГОВ В ПРОЦЕССЕ ФОРМИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.В. Родкин^{1,2}, Д.Г. Яраханова³

¹ИТПЗ РАН, г. Москва, ²ИПНГ РАН, г.Москва, ³Казанский федеральный университет, г. Казань..... 475

НЕФТЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН: ПРОШЛОЕ, НАСТОЯЩЕЕ, БУДУЩЕЕ

Т.Р. Сабиров, А.Б. Мокеев

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

«Санкт-Петербургский Горный университет», Санкт-Петербург 478

ПРОБЛЕМЫ КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Н.В. Самсоненко¹, А.С. Эльдарханов²

¹РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, ²НЦ «Новейшие материалы и технологии, г. Москва. 481

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ АВАРИЙНОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

О.Н. Сарданашвили, Ю.Г. Богаткина

Институт проблем нефти и газа РАН г. Москва 484

ВЛИЯНИЕ ИНТРУЗИВНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НЕДР (НА ПРИМЕРЕ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ) С.Г. Серов, В.Ю. Керимов <i>ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г.Москва.....</i>	<i>488</i>
МОДЕЛИ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ С.Г. Серов <i>ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», г.Москва</i>	<i>491</i>
ОСОБЕННОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ В СИСТЕМЕ «НЕФТЬ-ВОДА» РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ НА ПРИМЕРЕ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТАТАРСТАНА О.С. Сотников <i>Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»</i>	<i>494</i>
ЦИФРОВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА НА НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В.Е. Столяров¹, Н.А. Еремин¹, А.Л. Пахомов² <i>¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, г.Москва, ²Компания «Хромос Инжиниринг», г. Москва</i>	<i>499</i>
МЕХАНИЗМ МИГРАЦИИ ГЛУБИННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ Сухарев А.И.¹, Ревинский Ю.А.² <i>¹ ЮФУ, Ростов-на-Дону, ² ЮФУ, Ростов-на-Дону</i>	<i>503</i>
УГЛЕВОДОРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) Сухарев А.И. <i>Ростов-на-Дону.....</i>	<i>506</i>
ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ Н.Н. Тимонина <i>Институт геологии ФИЦ КНЦ УрО РАН, г. Сыктывкар.....</i>	<i>509</i>
А.С. ЯКИМОВ КАК СОЗДАТЕЛЬ МЕТОДОЛОГИИ ДОРАЗВЕДКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ Б.В. Успенский^{1, 2}, М.Я. Боровский³ <i>¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань, ²ИПЭН АН РТ, г.Казань, ³ООО «ГЕОФИЗСЕРВИС», г.Казань.....</i>	<i>513</i>
ТАБЛИЦА КООРДИНАТ ТОЧЕК ОРБИТЫ, ПАДАЮЩЕГО КРУПНОГО КОСМИЧЕСКОГО ТЕЛА ДИАМЕТРОМ 800 КМ (ККТ 800 КМ), СОВЕРШИВШЕГО 13-11 МИЛЛИОНОВ ЛЕТ НАЗАД МНОВИТЕЛЬНОЕ КАСАТЕЛЬНОЕ УДАРНО-ВЗРЫВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПОВЕРХНОСТЬ ЗЕМЛИ. ПРИУРОЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ОРБИТЫ ККТ 800 КМ Ф.Р. Хазивалиев <i>Альма-матер ТУСУР город Томск, измерительные информационные технологии. Пенсионер, г. Наманган, Республика Узбекистан</i>	<i>518</i>
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА МОСКОВСКОГО ЯРУСА Е.Г. Цишейко, П.В. Чинарева, С.Е. Войтович, Т.В. Гилязова <i>ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Казань</i>	<i>523</i>
УЧЕТ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ ПРИ ПОСТРОЕНИИ НЕЙРОСЕТЕВЫХ МОДЕЛЕЙ ВЫЯВЛЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН А.Д. Черников, Н.А. Еремин, Л.И. Зинатуллина <i>ИПНГ РАН, г. Москва.....</i>	<i>527</i>
НЕЙРОСЕТЕВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ «ЛИНИЙ ТОКОВ» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ МЕТОДОМ ЗАВОДНЕНИЯ С.В. Чернов^{1, 3}, Р.К. Хайртдинов², Ю.А. Волков³ <i>¹ООО «ТНГ-Казаньгеофизика», г. Казань, ²ЗАО «Предприятие «Кара Алтын», г. Альметьевск, ³ООО «ЦСМРнефть», г. Казань.....</i>	<i>531</i>
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ИНГК-С (МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС PULSAR) ПРИ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН И.А. Черных, А.С. Чухлов <i>ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», г. Пермь.....</i>	<i>534</i>

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОКИСЛЕНИЯ
ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ ПРИМЕНЕНИЯ**

А.Ф. Шагеев¹, О.В. Лукьянов¹, Ю.М. Ганеева², Г.В. Романов², Р.Р. Ибатуллин³

¹КФУ, г. Казань, ²ИОФХ им. Арбузова, г. Казань, ³ТАК Oil Ltd, г. Калгари, Канада 538

**СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА ПО ЭКСПРЕСС-ПРОГНОЗУ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ
МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ В ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»**

Д.К. Шайхутдинов¹, А.Т. Зарипов²

¹Центр моделирования, ²ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Альметьевск 542

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ВЕРТИКАЛЬНОГО ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ ГАЗОВОГО
ПЛАСТА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ**

М.Н. Шамсиев

ИММ ФИЦ Казанский научный центр РАН, г. Казань 545

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОБРАЗОВАНИЙ КЫЗЫЛКУМСКОГО
СВОДА ЦЕНТРАЛЬНОГО УЗБЕКИСТАНА**

М.Г. Юлдашева, Л.Р. Бикеева, Д.А. Расул-Заде, Г.С. Закирова

АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», г. Ташкент 548

**ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ГОРИЗОНТАХ
УСТИУРТСКОГО РЕГИОНА (СЕВЕРНЫЙ УЗБЕКИСТАН)**

М.Г. Юлдашева¹, Р.Р. Кароматов²

¹АО «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений», ²АО «Узбекнефтегаз»,
г. Ташкент 551

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПЛОТНЯЮЩИХ И ЦЕМЕНТИРУЮЩИХ ПРОЦЕССОВ НА ПОРИСТОСТЬ
ПЕСЧАНИКОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ДИАГРАММЫ HOUSEKNECHT**

И. Юсеф, В.П. Морозов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, г.Казань, ... 553

**О ПЕРСПЕКТИВАХ ОБНАРУЖЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРАДИЦИОННЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ В ГЛУБИННЫХ ГОРИЗОНТАХ РАЗРЕЗА НА УЧАСТКАХ ДОБЫЧИ
СЛАНЦЕВОГО ГАЗА**

Н.А. Якимчук¹, И.Н. Корчагин², М.Я. Боровский³

¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, ²Институт геофизики
НАНУ им. С.И. Субботина, г. Киев, ³ООО «Геофизсервис», г. Казань 557

**ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ СПУТНИКОВЫХ
СНИМКОВ И ФОТОСНИМКОВ ДЛЯ ПОИСКОВ СКОПЛЕНИЙ ВОДОРОДА**

Н.А. Якимчук¹, И.Н. Корчагин², М.Я. Боровский³

¹Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, ²Институт геофизики
НАНУ им. С.И. Субботина, г. Киев, ³ООО «Геофизсервис», г. Казань 562

**ОБОСНОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО СЦЕНАРИЯ ВВОДА В
РАЗРАБОТКУ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ**

А.Ф. Яртиева¹, И.М. Бакиров¹, М.А. Яртиева², И.И. Бакиров³, Е.В. Бутусов¹

¹Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», г. Бугульма, ²Московский физико-технический институт,
г. Долгопрудный, ³ООО «Казанский научный центр», г. Казань 565

ISBN 978-5-907039-36-0



Научное издание

О НОВОЙ ПАРАДИГМЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ
Материалы Международной научно-практической конференции

Редактор *А.Г. Аксенова*
Корректор *Ф.К. Маликова*
Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 25.08.2020. Формат 60×84 1/8. Бумага мелованная. Гарнитура «Таймс». Объем 73,0 п.л.
Тираж 50 экз. + 600 экз. на электронном носителе. Заказ

16+ Знак информационной продукции согласно ФЗ от 29.12.2010 г. № 436-ФЗ

ООО «Ихлас», 420066, Казань, ул. Декабристов, 2