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

ИННОВАЦИИ В РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

7 – 8 СЕНТЯБРЯ 2016 ГОДА

Материалы Международной
научно-практической конференции,
посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина

I ТОМ

Казань
Издательство «Ихлас»
2016

УДК 622.32
ББК 65.304.13
И66

Сборник посвящается 100-летию со дня рождения
Валентина Дмитриевича Шашина *–*
выдающегося нефтяника, государственного деятеля,
руководителя нефтяной отрасли СССР

Научные редакторы:
доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик АН РТ **Р.Х. Муслимов**
доктор физико-математических наук, профессор, президент АН РТ **М.Х. Салахов**

Редакционная коллегия:
Р.К. Сабиров – кандидат химических наук
Р.С. Хисамов – профессор, доктор геолого-минералогических наук
Н.С. Гатиятуллин – доктор геолого-минералогических наук
Т.В. Гилязова

Техническое редактирование:
Г.В. Стинский – кандидат технических наук

Рецензенты:
А.Н. Шакиров – доктор геолого-минералогических наук
Б.В. Успенский – доктор геолого-минералогических наук, профессор
И.Н. Плотникова – доктор геолого-минералогических наук, профессор

И66 **Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений**: материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2016. – Т.1. – 300 с.

Сборник включает материалы, представленные на Международную научно-практическую конференцию «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», посвященную 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, проводимую в Казани с 7 по 8 сентября 2016 г.

Стабилизация добычи нефти при неуклонном росте доли трудноизвлекаемых запасов в балансе РФ должна быть обеспечена за счет перехода от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию, что предусматривается в формируемой новой энергостратегии РФ до 2035 г. В сборнике рассмотрены основные тенденции развития инновационных технологий при прогнозе, поисках и разработке скоплений традиционных и нетрадиционных УВ. В материалах конференции обосновывается необходимость инновационного подхода по всей цепочке изучения и освоения месторождений УВ (лабораторное изучение пород и флюидов, петрофизика, ГИС, новая идеология построения геолого-гидродинамических моделей, выбор новых технологий после лабораторного и математического моделирования, ОПР в полевых условиях, инновационное проектирование).

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.

ISBN 978-5-906701-87-9
© Академия наук РТ, 2016

Приветствие Президента Республики Татарстан Р.Н. Минниханова участникам Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина

От имени Республики Татарстан, от себя лично тепло и сердечно приветствую участников, гостей Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина.

Тема конференции, представленные доклады, высокий уровень участников – все это еще раз подчеркивает актуальность вопросов внедрения инноваций, как основного инструмента повышения конкурентоспособности во всех сферах нефтяной промышленности. Кроме того, обмен мнениями по широкому спектру вопросов отраслевого недропользования позволит выявить новые направления повышения эффективности геолого-разведочных работ, нефтегазодобывающего производства.

Опыт Республики Татарстан свидетельствует о том, что только активное внедрение инноваций, совместная работа ученых, нефтяников, представителей смежных промышленных предприятий позволяет в условиях поздней стадии разработки, качественного ухудшения структуры сырьевой базы обеспечивать стабильную растущую нефтедобычу, расширенное воспроизводство запасов.

Высоко оценивая значение конференции, хочу выразить слова благодарности ее организаторам и пожелать плодотворной работы всем участникам.

Президент
Республики Татарстан Р.Н. Минниханов

ВЫДАЮЩАЯСЯ РОЛЬ В.Д. ШАШИНА В РАЗВИТИИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР И РОССИИ

Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета, академик АН РТ, РАЕН и АГН
Казанский (Приволжский) федеральный университет,
e-mail:davkaeva@mail.ru

Валентин Дмитриевич Шашин – человек и политик, оставшийся в памяти поколений нефтяников. Он принадлежит несгибаемой когорте руководителей, умеющих мыслить по-государственному, ставить глобальные задачи и решать их. С его именем связано становление и развитие основных нефтяных регионов нашей страны – Западной Сибири, Татарстана, Башкортостана, Республики Коми. На период его деятельности в качестве министра нефтяной промышленности СССР приходились самый мощный рост сырьевой базы нефтяной промышленности и высокие темпы роста добычи нефти в стране.

Наиболее яркий след В.Д. Шашин оставил в нефтяной индустрии Татарстана, главное внимание уделяя созданию основ развития нефтяной промышленности республики – подготовке запасов нефти. Одним из первых среди руководителей он понял, что недра Башкирии и Татарии содержат богатейшие запасы черного золота, правильно оценил перспективы открытия в этих регионах новых нефтяных месторождений и все усилия направил на всемерное развитие геологоразведочных работ. Многое в этом направлении им было сделано в Башкирии, когда он работал управляющим «Башзападнефтеразведки», и в Татарии, где он работал заместителем начальника объединения «Татнефть», а затем и начальником нефтяного управления Татсовнархоза. Под его руководством объемы геолого-разведочных работ в короткий срок были увеличены в десятки раз и достигли огромных значений – более 300 тыс.м мелкого структурно-картировочного и около 380 тыс.м глубокого разведочного бурения. Благодаря этому в Татарии были открыты высокодебитные месторождения в девоне и карбоне, создана крупная сырьевая база для успешного развития нефтяной промышленности республики, открыты новые месторождения и дана принципиальная оценка нефтеносности РТ. За время работы В.Д. Шашина в ТАССР добыча нефти увеличилась с 13 до 65 млн тонн в год.

Огромный вклад В.Д. Шашина в развитие буровых работ. Он, как никто другой, понимал, что «нефть находится на кончике долота».

В.Д. Шашин будучи заместителем начальника объединения «Татнефть» по бурению, обеспечил высокий уровень организации буровых работ. Татарская школа бурения базировала свои достижения на крупноблочном монтаже в вышкостроении, передовой технологии проводки скважин, применении турбинного бурения и т.д.

И, конечно, как оказалось, нужна была востребована новая практика организации буровых работ. Сразу посыпались рекорды известных буровых мастеров: М. Гриня, Н. Драцкого, М. Гимазова и многих других. У истоков этих рекордов, достигнутых с помощью индустриальных методов ведения буровых работ, стоял В.Д. Шашин. Именно в Татарстане он и сложился как руководитель крупных проектов. Результаты буровиков Татарии ошеломляли. Если раньше сроки бурения скважины исчислялись месяцами, то после внедрения новых технологий и организации работ, эти сроки измерялись сутками.

Годы работы В.Д. Шашина в ТАССР, а затем министром нефтяной промышленности, явились временем становления современных принципов разработки нефтяных месторождений с применением систем заводнения. Внедрение новой технологии разработки по объективным и субъективным причинам шло в упорной борьбе, дискуссиях различных научных школ, в том числе монополизировавшего в течение большого отрезка времени научного направления в области разработки и нефтедобычи, о чем много писал выдающийся ученый В.Н. Щелкачев. Действительно, применение внутриконтурного заводнения с самого начала вызывало серьезные опасения и споры. Ряд ученых и производственных (М.Ф. Мирчинк, В.С. Мелик-Пашаев и др.) опасались больших потерь нефти за счет преждевременного прорыва вод по наиболее проницаемым пропласткам, особенно при высоких давлениях нагнетания. Другие – Казанская школа во главе с профессором Н.Н. Непримеровым – обосновывали недопустимость закачки в пласт холодных поверхностных вод, приводящих к выпадению парафина и закупорке 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 закаченной водой. Затем появились исследования по взаимовлиянию пластов единого объекта разработки на характер их выработки (Р.Н. Дияшев). А сравнительно недавно – данные о развивающихся в пластах деформациях из-за снижения давлений в пласте при эксплуатации (М.Д. Белонин, Р.С. Сахипгареев, В.И. Славин и др.) и изменении свойств остаточных нефтей в процессе длительной разработки (Г.В. Романов, Л.М. Петрова, Т.А. Юсупова и др.).

О сложности и напряженности решаемых в этот период задач говорит факт работы двух государственных комиссий по состоянию разработки и мерам по его совершенствованию под руководством: первая (1962 г.) – крупного ученого страны А.А. Бакирова, вторая (1964 г.) – начальника нефтяного отдела Госплана СССР П.П. Галонского. На всех этапах дискуссий роль министра В.Д. Шашина в поддержке прогрессивных геологов и ученых была весьма значимой.

Несмотря на недостатки, можно с уверенностью сказать, что освоение системы внутриконтурного заводнения на Ромашкинском месторождении явилось подлинным триумфом в создании научных основ разработки нефтяных месторождений. Оно позволило коренным образом изменить системы разработки, значительно повысить технико-экономические показатели эксплуатации нефтяных месторождений и с минимальными затратами перестроить топливный баланс страны.

Всех, знающих В.Д. Шашина, поражали его эрудиция, широта мышления, чувство перспективы, новизна идей и дар предвидения. Большое внимание он уделял техническому прогрессу в бурении, добыче, сборе, транспорте и подготовке нефти, организации производства. Вместе с тем он чутко улавливал конъюнктурные предложения, выдаваемые отдельными учеными и специалистами за технический прогресс. Это ярко проявилось в решении кардинального вопроса технологии разработки нефтяных месторождений – плотности сетки скважин.

Возникли новые проблемы отраслевого управления. К ним, прежде всего, относится весь комплекс отраслевой АСУ. Вопросами комплексной автоматизации и повышения производительности труда В.Д. Шашин занимался лично. Он показал себя не только как профессионал-буровик, но и как разработчик по созданию и организации крупных региональных центров нефтедобычи.

Ведь именно при нем нефтяники ушли от системы самотечного сбора нефти. Под его руководством специалисты стали знакомиться с мировым опытом, прежде всего США и Канады. Они изучали все новые, так называемые спутники, все напорные системы сбора нефти на промыслах. При этом были жаркие споры и огромные сомнения по поводу их применимости в наших условиях. В.Д. Шашин переломил эти настроения, и повсеместно – в Татарии, Башкирии, Самаре и Перми – была проведена огромная работа по замене и модернизации технологической базы нефтедобычи. И очень важно, что эта замена происходила на определенном уровне автоматизации, в некоторых случаях внедрение автоматизации потребовало изменения самой технологии добычи.

В 1976 г. В.Д. Шашину была присуждена Ленинская премия за коренное перевооружение нефтедобывающего производства на основе автоматизированных систем управления процессом нефтедобычи.

Потом наступила пора заняться полной автоматизацией самой отрасли, перестройкой управления всей системой нефтяного производства. Это был капитальнейший вопрос. И опять во главе этой работы стоял В.Д. Шашин. Как министр, как профессионал-нефтяник он раскрылся в этом качестве настолько, что и сегодня мы пожинаем плоды его труда.

Огромная заслуга В.Д. Шашина – министра нефтяной промышленности – в вопросах оптимизации плотности сетки скважин. В то время большая группа ученых, во главе с академиком А.П. Крыловым, проповедовала внедрение редких сеток скважин на всех месторождениях страны. Сторонники редких сеток скважин приводили массу доводов в их пользу и обосновывали большую экономическую выгоду для страны.

На месторождениях Татарии, Западной Сибири, а затем и других регионов были внедрены чрезмерно редкие сетки скважин, не позволявшие обеспечить достаточный охват разработкой запасов месторождений, а следовательно, и оптимальную текущую добычу и конечное нефтеизвлечение. Поэтому нам пришлось на основных месторождениях вести работы по исправлению сеток скважин и их оптимизации. Кажущаяся эффективность на начальном этапе разработки месторождений обернулась большими дополнительными затратами в последующем [1].

В 70-х годах XX в. среди ученых и специалистов отрасли развернулась непримиримая борьба. Казалось бы, в этой борьбе министр должен был поддержать сторонников редкой сетки скважин: ведь чем реже сетка, тем меньше капиталовложений и эксплуатационных затрат на добычу, поскольку около половины всех капиталовложений в разработку месторождений приходилось на бурение скважин. Но В.Д. Шашин поддержал сторонников оптимальных сеток скважин. Без его поддержки в тех условиях невозможно было применение оптимальных сеток на новых месторождениях и осуществление большой работы по исправлению и оптимизации сеток скважин на действующих месторождениях.

О значении этой работы, проведенной на супергигантском Ромашкинском месторождении в течение последних 30 лет, крупнейший ученый с мировым именем В.Н. Щелкачев сказал следующее: «Вы имеете законное право отметить, что коллектив геологов Татнефти и ТатНИПИнефти приобрел для страны только на девонском Ромашкинском месторождении один миллиард тонн нефти. Если бы своевременно был критически обобщен опыт разработки Ромашкинского, Бавлинского и Туймазинского месторождений, то не были бы допущены ошибки в разработке месторождений Западной Сибири, которые причинили большой вред всей нашей стране» [2]. Без поддержки министра нефтяной промышленности В.Д. Шашина в той обстановке ничего подобного нам сделать бы не удалось.

Особо следует отметить роль В.Д. Шашина в развитии нефтедобычи в ТАССР, которая была решающей. В середине 60-х годов руководство республики поняло, что от нефтяников Татарии страна потребует еще больше нефти. Этот вывод вытекал из анализа сложившейся в СССР ситуации и роли республики, как основного нефтедобывающего региона, несущего главную тяжесть в обеспечении потребности страны в нефти. В этой обстановке ТАССР могли попросту увеличить объемы добычи нефти, не оказав необходимой помощи в решении назревших проблем развития нефтяной промышленности. Проблемы эти заключались в систематическом отставании обустройства нефтяных месторождений от темпов роста нефтедобычи из-за систематического недовыделения капиталовложений и материально-технических ресурсов. Отставало строительство жилья и объектов социальной сферы.

В этих условиях руководство республики при поддержке министра нефтяной промышленности В.Д. Шашина взяло на себя инициативу по обоснованию новых, более высоких, уровней добычи – выходу на 100-миллионный уровень добычи нефти и сохранению его на период до 1975 г. При этом рассуждали примерно так: все равно план будет установлен, а материально-технических и финансовых ресурсов не будет, а в дальнейшем, может быть, установят и более высокий уровень добычи нефти. Поэтому, взяв на себя инициативу в этом вопросе, республика и Миннефтепром обосновали необходимые объемы буровых и строительных работ, материально-технического и финансового обеспечения, решения социальных вопросов и представили материалы в директивные органы.

После длительных (около года) рассмотрений в Миннефтепроме, Госплане СССР, Совете Министров РСФСР, Совете Министров СССР и ЦК КПСС, вышло постановление «О мерах по улучшению разработки нефтяных месторождений и обеспечению дальнейшего развития добычи нефти в Татарской АССР» от 28 июля 1968 г., которое сыграло определяющую роль в дальнейшем развитии нефтяной промышленности ТАССР. С присущими ему эрудицией, энергией и целеустремленностью В.Д. Шашин защищал требования нефтяников Татарии и руководства республики. Я вспоминаю один из последних эпизодов рассмотрения этого вопроса у секретаря ЦК КПСС М.С. Соломенцева, при котором вместе с руководителями республики мне довелось присутствовать. В.Д. Шашин принципиально и твердо отстаивал поднятые нефтяниками ТАССР вопросы, имеющие большое значение для развития всей нефтяной отрасли, перед шестью министрами смежных отраслей, которые не соглашались с предложениями, выдвинутыми руководством нефтяной промышленности. Но напор нашего министра был столь силен, что председательствующий вынужден был ощутимо «нажать» на министров смежных отраслей и записать в постановлении основные проблемы нефтяников. Принятое постановление позволило решить проблемы, важные не только для нефтяников Татарстана, но и для отрасли в целом. В последующем аналогичные постановления были приняты и по некоторым другим регионам (Западная Сибирь, Коми АССР).

Бывший первый секретарь Татарского обкома КПСС Ф.А. Табеев впоследствии написал: «Большую роль в этом (выходе постановления. – *Р.М.*) сыграли многие ответственные работники республики, министр нефтяной промышленности СССР Шашин В.Д.».

Когда в 70-е годы прошлого столетия встал вопрос о снижении добычи нефти в объединении Татнефть из-за естественного истощения запасов нефти крупнейших месторождений. Тогда вопреки позиции Госплана СССР (зам. Председателя Госплана А.М. Малаянца) министр направил комиссию под председательством М.М. Ивановой, которая подтвердила правоту специалистов Татнефти. Тогда Госплан СССР и Миннефтепром приняли более приемлемую динамику добычи на период 1990, что в дальнейшем, в суровые годы рыночных реформ, позволило республике сначала сократить темпы падения, а затем (с конца 90-х годов прошлого века) стабилизировать добычу на уровне 30 млн тонн в год и, наконец, с начала 2000-х годов принять стратегию роста в сложных условиях поздней стадии разработки основных месторождений республики.

О масштабности мышления и глубоком понимании проблем развития нефтяной промышленности говорит поддержка В.Д. Шашиным инициативы ученых и геологов Татарии по поискам нефти в глубокозалегающих древнейших породах кристаллического фундамента под известными Ромашкинским и Ново-Елховским месторождениями. Вопреки устоявшимся представлениям абсолютного большинства геологов и негативному отношению ведущих ученых к проблеме нефтегазоносности фундамента, В.Д. Шашин решительно поддержал инициативу геологов Татарии и после тщательного рассмотрения, экспертизы и обсуждения со специалистами подписал приказ на бурение уникальной скважины № 20000 на Ромашкинском месторождении. Эта скважина бурилась для изучения геологического строения и возможной нефтегазоносности древнейших пород кристаллического фундамента архейского возраста. При проводке скважины буровики Татарстана столкнулись с большими трудностями и в течение 8 месяцев не могли продвинуться в глубь земных недр из-за вскрытой на глубине 2780 м дайки габбродиабазов. Геологи готовы были принять вынужденное решение о прекращении дальнейшего углубления скважины. К счастью, в это время в ТАССР приехал В.Д. Шашин. Выслушав буровиков, он сказал: «Постарайтесь пройти дайку, хотя это никому не удавалось. Я верю в буровиков Татарии, и вы это сделаете». Для наших буровиков авторитет В.Д. Шашина был непререкаем, и они это сделали. Они прошли одну, а затем и вторую дайку, скважина дала неожиданные и поразительные результаты, позволившие геологам ТАССР обосновать бурение другой сверхглубокой скважины для исследования нефтегазоносности кристаллического фундамента.

Когда родилась идея бурения сверхглубокой скважины и было намечено ее проектное местоположение, я приехал в Москву. Поговорив с заместителем министра по геологии Н.С. Ерофеевым, который после болезни находился на реабилитации в Барвихе, мы ждали на следующий день приезда в Барвиху В.Д. Шашина (он в это время серьезно болел), чтобы согласовать с ним этот вопрос. Но, к сожалению, Валентин Дмитриевич лежал в больнице и наша встреча не состоялась. Я уверен, что министр, узнав результаты бурения скважины № 20000, утвердил бы бурение новой сверхглубокой скважины № 20009. Нам не повезло – вскоре В.Д. Шашина не стало. Это на 10 лет задержало утверждение скважины № 20009 и стало поистине роковым. Началась перестройка, переход на роковую для России капиталистическую экономику. Всем было не до этого. А сегодня в стране нет облеченного властью такого масштабного человека, как В.Д. Шашин, чтобы решать проблему глубинной нефти, гораздо более масштабную и перспективную, чем освоение тяжелых нефтей и природных битумов Канады и сланцевых нефтей Америки.

Сейчас ясно, что бурение сверхглубоких скважин откроет новые перспективы и существенно расширит

диапазон и объекты нефтегазопоисковых работ. Очевидно, В.Д. Шашин предвидел это, когда просил буровиков Татарии пробурить скважину № 20000 до проектной глубины, и тем самым открыть путь в глубины недр.

Известный в отрасли и стране нефтяник В.Н. Грайфер писал: «Я считаю, что Валентин Дмитриевич при всем видимом благополучии его карьеры и «чистоте» биографии на самом деле был драматичной личностью в истории отрасли и страны, потому что его нестандартные подходы, свое собственное восприятие того, что происходит в стране, зачастую противоречили общей официальной линии и приводили к таким конфликтам, которые оставляли след в душе и отрицательно влияли на его здоровье» [1].

Все происходящее с нефтяной отраслью в перестроечные и последующие годы В.Д. Шашин прогнозировал в 70-м году. Еще были впереди Самотлор, освоение Западной Сибири, а он уже бил тревогу, требуя, чтобы к нефти относились не как к ходовому товару, а как к невозобновляемому ресурсу. Но идея дешевизны нефти глубоко укоренилась в сознании тогдашнего да и теперешнего руководства.

А Валентин Дмитриевич уже тогда видел, что крупность вновь открываемых месторождений снижается, дебиты скважин падают, появляется тенденция к высочайшим темпам разработки: в Татарии они были в полтора раза выше, чем в Башкирии, а в Западной Сибири в полтора раза выше, чем в ТАССР. Создавались жесткие системы разработки, предусматривающие сгущение сетки скважин и чрезмерное увеличение из них отбора нефти.

В.Д. Шашин понимал, что планируемые непомерно высокие темпы нефтедобычи объективно не обусловливаются потребностям страны, при этом приходит существенное отставание темпов подготовки запасов, развития бурения и строительства промысловых объектов инфраструктуры. Такое положение в перспективе может, считал он, привести не только к замедлению темпов роста добычи нефти, но и к существенному снижению ее уровня. И в этом вопросе, как и во многих других, В.Д. Шашин оказался прав.

Уже тогда в письмах в ЦК КПСС и Совет Министров СССР В.Д. Шашин бил тревогу. В этой ситуации Валентин Дмитриевич находился в невыгодном положении перед директивными органами, потому что его оппоненты говорили: «Не слушайте Шашина, у нас много запасов нефти, у нас будут новые Самотлоры. Пусть он торопится осваивать новые добывающие районы».

Несмотря на то, что в это время точка зрения В.Д. Шашина не была поддержана властными структурами, она свидетельствует о его прозорливости, умении правильно видеть и оценивать перспективы отрасли.

Готовясь отметить 100-летие со дня рождения В.Д. Шашина, нам, шедшим рядом с ним по жизненному пути, и тем, кто работает сегодня в нефтяной промышленности и кому еще предстоит послужить Родине, пример Шашина, образ Шашина, его методы работы, подходы к делу необходимо знать. Это ценнейший опыт, который может обогатить новое поколение нефтяников. Необходимо изучить все то ценное, хорошее, что он оставил нам в наследство.

Идеи и достижения прошлого являются залогом решения проблемы обеспечения углеводородами в будущем. Исходя из этого, я задаюсь вопросом: «Что бы делал такой человек, как В.Д. Шашин, в наше время, находясь на высоких должностях?» В, первую очередь, он бы основное внимание уделял фундаментальным проблемам развития отрасли:

– обеспечению отрасли надежными геологическими и извлекаемыми запасами через развитие геолого-геофизических исследований недр и увеличение разведочного бурения и повышение нефтеотдачи пластов. Последнее является сложнейшей задачей.

Однако, несмотря на всю сложность процессов нефтевытеснения, во второй половине прошлого столетия был совершен качественно новый скачок в эксплуатации нефтяных месторождений – созданы эффективные современные системы разработки, которые в дальнейшем были усовершенствованы применительно к различным геологическим условиям. Системы заводнения и особенно организация их внедрения, повсеместно, массированно и с самого начала разработки обеспечили небывало высокие темпы и эффективность эксплуатации нефтяных месторождений СССР. Благодаря этому Советский Союз вышел на небывало высокий уровень добычи в мире – около 625 млн т нефти в год, добывая в 1,56 раз больше нефти, в 6 раз меньшим фондом скважин, чем США.

В современных условиях пора переходить на новый уровень расчетов показателей разработки. На самом деле, надо принципиально изменить идеологию построения моделей, с учетом выделения геологических, балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов. Но для построения таких моделей применяемых в настоящее время методов подготовки информации недостаточно. Прежде всего, нужно существенно разнообразить и углубить лабораторные исследования пород и насыщающих их флюидов, а также совершенствовать методы ГИС и геологических исследований.

Следующая проблема. Обоснование КИН и мер по его увеличению, что очень важно для поздней стадии разработки, на которой находятся почти все значимые месторождения в РФ.

В советское время в соответствии с принятыми критериями были сформулированы принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, которые и сыграли положительную роль в эксплуатации месторождений [4].

За годы рыночных реформ накопилось много проблем, касающихся воспроизводства минерально-сырьевой базы, нерационального использования недр, наносящего непоправимый вред разработке наиболее значимых нефтяных месторождений страны.

Отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях – явление совершенно недопустимое. Если ее нет, значит, не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений.

Обоснование искомого Критерия было дано в работах [5, 6, 7]. В последних формулировка такая: «Разработка каждого нефтяного (газового) месторождения должна проектироваться на современной научно-техничес-

кой основе, реализовываться с современным научным сопровождением, обеспечивающим получение максимума прибыли при приемлемых для недропользователя сроках окупаемости капитальных вложений, достижение утвержденных значений текущей и конечной нефтеотдачи, соблюдение правил охраны недр и окружающей среды, а в дальнейшем создавала благоприятные условия для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи».

Критерий оптимальности разработки месторождений в рыночной экономике замкнулся на NPV (ЧДД). В современных условиях это оказалось недостаточным. Известно, что величины NPV, сроки окупаемости затрат зависят от цены нефти на мировом и внутреннем рынке. События последнего времени убеждают любого, что нет никаких оснований для абсолютизации важнейшей составляющей в величине NPV – цены на нефть.

Влияние разработки месторождения на федеральный, региональный и муниципальный бюджеты учитывается показателями бюджетной эффективности. Интересы государства в части наполнения бюджета носят «более краткосрочный» характер по сравнению с «долговременными» интересами общества.

Для недропользователя нужна высокая прибыль и более быстрая окупаемость затрат, а для народа – длительные поступления от эксплуатации месторождения (больший КИН). Следовательно, в целом нужна оптимизация добычи и максимизация КИН. Это должно решаться, на принципах рациональности, на стадии проектирования и экспертизы документов на разработку месторождения. Основное значение приобретает проектирование разработки. Несмотря на формальное обновление стандартов, проектирование, по существу, ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. В рамках сложившейся практики проектирования разработки нефтяных месторождений наивно уповать на простое совершенствование этого процесса. Опыт проектирования в РТ свидетельствует о необходимости перехода на принципиально новое направление – инновационное проектирование [8]. Под инновационными мы понимаем проекты (техсхемы) разработки, в которых предлагаются к внедрению новые технологические и технические решения, позволяющие существенно повысить текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН при выполнении сегодняшних проектных решений.

Перечислен небольшой круг проблем, которые нужно решать в отрасли. Этому мог бы оказать реальное содействие человек масштаба Шашина. И совершенно точно можно сказать, чего бы он не делал в нынешней ситуации – отказался бы дать добро на принятие с 2016 г. новой классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (НКЗ). Ведь в ней более жесткий подход советского времени заменен на формально-либеральный, степень достоверности запасов существенно ниже, экономические расчеты забюрократизированы и сильно осложнены без видимой необходимости, при этом трудоемкость и стоимость процедур существенно возрастет. О фундаментальных проблемах (АПП, ЭПП, геологические и балансовые запасы, идеология построения геолого-гидродинамических моделей), по существу, в классификации умалчивается.

Вместо снижения административных барьеров и уменьшения сроков работы над документами ожидаются увеличение сроков и многократный рост стоимости работ. Ввод в действие новой классификации и сопутствующих документов не улучшит, а ухудшит ситуацию в отечественном недропользовании, как в методологии подсчета и учета запасов, так и достоверности расчета показателей разработки месторождений. В подобном случае, как и во многих других, В.Д. Шашин прислушался бы к мнению компетентных специалистов.

С кадрами он работал исключительно вдумчиво. И, не в пример многим, не боялся окружать себя очень сильными, талантливыми людьми. Валентин Дмитриевич часто встречался с крупными учеными, следил за их работами, принимал участие в их творческой судьбе. В области формирования кадрового потенциала отрасли он добился значительных успехов, создав целую когорту единомышленников. В этом он может служить примером для подражания для руководителей всех рангов.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Развитие систем разработки нефтяных месторождений на страницах журнала «Нефтяное хозяйство» // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. – С. 57–63.

2. *Щелкачев В.Н.* Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2004. – 608 с.

3. В.Д. Шашин – выдающийся деятель нефтяной промышленности. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 1996. – 231 с.

4. *Крылов А.П.* Основные принципы разработки нефтяных месторождений в СССР: доклад на IV Международном нефтяном конгрессе в Риме. – М.: Гостоптехиздат, 1955.

5. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработки нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.

6. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.

7. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индупринский И.М., Аникеев Д.П., Лобанов О.А., Муслимов Р.Х., Кимельман С.А.* Критерии эффективности и рациональности в нефтегазовом недропользовании (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 74–78.

8. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. – 750 с.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОДОСТУПНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ

Г.И. Шмаль

Союз нефтегазопромышленников России, г. Москва

В результате негативных тенденций, катастрофически накапливающихся, состояние минерально-сырьевой базы углеводородов в последние годы характеризуется снижением разведанных запасов и крайне низкими темпами их воспроизводства. И в Ямало-Ненецком, и в Ханты-Мансийском автономных округах падает добыча нефти, доля Тюменской и Томской областей в российской добыче нефти снизилась.

Сегодня всем понятно, что перспектива добычи нефти в России, дальнейшее развитие ТЭК так или иначе связаны с разработкой трудноизвлекаемых запасов. Масштаб решения этой задачи огромен, фактически сопоставим с освоением Западной Сибири. Но технологии добычи такой нефти очень затратны, при нынешнем состоянии налоговой политики и законодательства разработка «трудной» нефти просто нерентабельна. Единственный путь стимулирования «нефтянки»– налоговые льготы.

Совет Союза нефтегазопромышленников России выделяет основные направления, по которым необходимо искать решение этих проблем:

первое – дальнейшее совершенствование правил недропользования с использованием таких рычагов, как лицензионная, инновационная, налоговая политика;

второе – стимулирование процесса прироста запасов посредством налоговых преференций, изменения принципов получения лицензии на геологическое изучение недр, возрождения геологической науки;

третье – создания благоприятных экономических условий для становления и развития малых и средних регионально-ориентированных компаний, предметом деятельности которых должны стать малые и сложные месторождения минерального сырья;

четвертое – координация усилий центра и регионов, обеспечение их лучшего взаимодействия с минерально-сырьевым бизнесом, совершенствование системы управления деятельностью компаний нефтегазового комплекса;

пятое – перевод законотворчества в русло создания эффективной государственной системы управления, способной осуществить кардинальные изменения в нефтегазовом секторе экономики.

Эксперты Союза нефтегазопромышленников России считают, что для успешного решения задач по преодолению негативных последствий мирового финансового кризиса и стабилизации деятельности нефтегазового комплекса, необходимо принятие комплексной правительственной программы поддержки топливного комплекса со следующими неотложными мерами:

– Ввиду сложившейся геополитики программу развития ТЭК возвести в национальный проект государственной важности, куда отдельным специальным разделом включить программу вовлечения трудноизвлекаемых запасов.

Только реализация новой модели развития минерально-сырьевого комплекса позволит запустить новые масштабные проекты в отрасли. Весь наш предыдущий опыт говорит о том, что их нельзя рассматривать, тем более реализовать без комплексного подхода, в отрыве от решения социально-экономических проблем развития территории, активного участия государства как на федеральном, так и на региональном уровнях.

– Предоставление налоговых каникул по основным налогам до момента выхода вновь вводимых мощностей на запланированные объемы производства.

– Введение нулевой ставки НДПИ для новых трудноразрабатываемых нефтегазовых месторождений, при добыче из введенных бездействующих скважин и скважин, находящихся в консервации, до окупаемости затрат по пуску скважин в эксплуатацию, а также для малых месторождений (с начальными извлекаемыми запасами на 1 января 2009 года не более 3 млн тонн).

– Предоставление отсрочек уплаты налогов для компаний, испытывающих серьезные финансовые затруднения, установление процедуры такой отсрочки.

– Концентрация государственных инвестиций на реализацию приоритетных инфраструктурных проектов;

– Компенсация процентных ставок по кредитам, направляемым на инвестиционные программы;

– Участие государства в финансировании НИОКР в области современных технологий комплексного использования месторождений.

– Обеспечить внимание перспективным разработкам трудноизвлекаемых запасов: научные полигоны, которые должны стать площадкой для апробации и внедрения новых методов исследования и разработки трудноизвлекаемых запасов, освоения ресурсов нетрадиционной нефти, а также экологических проблем.

– Обеспечить внимание вопросам импортозамещения: на сегодняшний день зависимость нефтяников от импорта носит критический характер – доля импортного оборудования и технологий в целом достигает 55–60%, а по отдельным категориям – оборудование для шельфовых проектов или программное обеспечение – может превышать 90%.

– Развитие собственного нефтесервиса, создание на федеральном законодательном уровне документа, который будет стимулировать недропользователей. Необходимо в ближайшее время смикшировать уход из России ведущих западных нефтесервисных компаний и введение эмбарго на поставки сервисного оборудования.

– Обеспечить внимание инновационному развитию отечественной сервисной и машиностроительной индустрии для нефтегазовой и перерабатывающей промышленности. Это важнейший фактор, сдерживающий внутреннее развитие отрасли, и важнейший стимул для политики импортозамещения.

– Необходимость наращивания буровых работ. Это одна из основных проблем отрасли – снижение объемов разведанных запасов и темпов бурения.

– Участие государства в инвестировании новых проектов, законодательное решение этих вопросов.

– Разработать налоговые послабления нефтяным компаниям в зависимости от доли применяемого отечественного оборудования в рамках решения вопросов импортозамещения.

– Решить вопросы, связанные с предоставлением прав на пользование недрами (малодебитными скважинами) малым и средним компаниям с наибольшей долей отечественного оборудования в проекте.

– Вменить в обязанности нефтегазовых компаний проводить определенную долю исследований в отечественных научно-исследовательских институтах.

Такой инструментарий обязательно должен предусматривать:

– развитие отечественных научных институтов, испытательных лабораторий, обучение персонала;

– вложение регламентированной доли прибыли в развитие новых технологий;

– содействие отечественным компаниям в проведении опытно-промышленных испытаний;

– государственные программы разработки уникальных видов оборудования с акцентом на наукоемкое;

– софинансирование инвестиционных проектов, направленных на запуск новых производств и модернизацию существующих.

Практика показывает: – наибольшего успеха добиваются страны, применяющие плановые методы в управлении экономикой, умело комбинирующие преимущества рынка и государственного регулирования.

О НАПРАВЛЕНИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ И ПРОЦЕДУР, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПОДХОДЫ К ОСВОЕНИЮ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ

В.А. Крюков

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт экономики и организации промышленного производства Сибирского отделения Российской Академии наук (ИЭОПП СО РАН), г. Новосибирск, E-mail: valkryukov@mail.ru

Усиление роли экономических знаний ведет к тому, что значительно меняется представление о рациональных стратегиях освоения и разработки месторождений и источников добычи полезных ископаемых. К числу ключевых условий рационального освоения источников сырья во все большей степени относятся не столько представления о необходимости уменьшения безвозвратных потерь полезных ископаемых в недрах, сколько факторы и условия экологической безопасности и предотвращения ущерба здоровью людей (как участников реализации соответствующих проектов, так и тех, кто проживает в зоне их влияния). Понятие безвозвратности потерь при стремительно меняющихся технологиях освоения и добычи в сочетании с высокой степенью адаптивности институциональной среды становится во всей большей степени условным и весьма относительным.

К числу наиболее важных правил и процедур, определяющих подходы к освоению минерально-сырьевых ресурсов в современных условиях относятся: повышение роли знаний, переход от линейных форм взаимодействия участников процесса поисков и освоения полезных ископаемых к сетевым; совмещение во времени и в рамках интегрированных технологий ряда ранее разобщенных стадий (данные изменения во многом обусловлены нарастанием волатильности в развитии экономики и минерально-сырьевого сектора).

Институциональная структура той или иной страны, того или иного сектора экономики имеет значительное своеобразие не только в силу исторических и культурных особенностей. Важное значение имеют и такие обстоятельства, как структура экономики (соотношение обрабатывающих и сырьевых отраслей, например), а также специфика и особенности активов в ведущих ее секторах. В России, к примеру, значительную роль играет не просто природная специфика активов, но и их так называемые системно-специфические особенности, которые в существенной степени определяют как его современное состояние, так и тот спектр возможных состояний, который может быть достижим в обозримом будущем [1]. При этом к системно-специфическим характеристикам активов мы относим особенности, которые обусловлены не столько спецификой технологии (известный феномен идиосинкразии активов, описанный О. Уильямсоном и положенный им в основу анализа форм взаимодействия хозяйствующих субъектов), сколько нестандартным применением рассматриваемой технологии в определенной социально-экономической системе (точнее, ее практического воплощения).

Институциональная структура, обеспечивающая освоение минерально-сырьевых ресурсов, а также их последующее использование определяется как «ресурсный режим» (или просто «режим»).

Рассмотрение ресурсных режимов освоения и использования минеральных (и в целом природных) ресурсов во многом было обусловлено тем, что неоклассическая парадигма не смогла объяснить различия в социально-экономической отдаче от освоения весьма схожих по характеристикам источников минерально-сырьевых ресурсов в

различных странах и в различных ситуациях. К началу 1980-х годов была сформирована логичная, непротиворечивая и аналитически строгая неоклассическая теория освоения и использования истощаемых ресурсов [2; 3]. Отличительная особенность разработанного в ее рамках подхода – пассивная роль государства при выполнении им функций арбитра и гаранта устойчивого функционирования частного сектора и реализации им предпринимательской инициативы. Проблема социального выбора, связанная с освоением и использованием минерально-сырьевых ресурсов, в этом случае не рассматривается и во внимание не принимается (особенно это касается проблем охраны окружающей среды и экологически безопасного освоения ведения природных ресурсов). Также предполагается, что государство в состоянии обеспечить выбор наилучших решений из числа всех возможных и доступных альтернатив освоения и использования различных видов природных ресурсов. Выполнение данной роли позволяет государству обеспечивать в стране оптимальное освоение и использование истощаемых природных ресурсов. При этом, разумеется, социальные издержки (экстерналии) не рассматриваются. Вполне очевидно, что описанная выше ситуация возможна, скорее, как исключение и не учитывает не только множественность интересов вовлеченных в процесс освоения природных ресурсов сторон, но и вовлечение в освоение новых видов природных ресурсов, связанное со стремительным развитием технологий.

В большей степени решению проблемы социального выбора, связанного с освоением и использованием природных ресурсов, отвечает расширение рамок неоклассического анализа за счет рассмотрения интересов различных участвующих сторон и за счет рассмотрения форм и рамок их взаимодействия в этом процессе. Последнее составляют институциональную структуру, которая и определяется в рассматриваемом случае как ресурсный режим. Пионерные работы в области исследования феномена ресурсных режимов связаны с работами американского исследователя Орана Янга [4]. По его мнению (с которым солидарен автор настоящей статьи), ресурсный режим составляют:

– права, прежде всего, право собственности на природные ресурсы – наиболее важный элемент в структуре ресурсного режима;

– правила – ясно определенные руководства или стандарты действий участников процесса освоения и использования природных ресурсов;

– процедуры – подходы к разрешению неоднозначных или конфликтных ситуаций, которые возникают в непростых условиях практической деятельности.

В России в настоящее время регулирование деятельности недропользователей осуществляется на основе требований, зафиксированных в разрешительных документах (или лицензиях) на право пользования недрами. Постепенно осуществляется переход к повышению роли проектных решений и параллельно происходит усложнение правил их разработки в силу изменения характеристик природных объектов. Однако данный подход имеет весьма серьезный недостаток: изменение условий функционирования источника сырья (в том числе и экономических требует пересмотра всего проекта разработки. Но это – весьма длительный и дорогостоящий процесс. В связи с этим, наблюдается значительный рост трансакционных издержек, обусловленных применением подобной институциональной структуры. Функционирование более сложной институциональной структуры сопряжено и с повышенными издержками, как со стороны государства, так и ресурсопользователей. Целесообразность подобных изменений во многом зависит от той дополнительной социально-экономической отдачи, которую может получить государство – собственник природных ресурсов.

В то же время реализация более сложных и гибких мероприятий в сфере контроля и мониторинга процессов освоения и разработки природных объектов, несмотря на связанные с этим затраты, позволяет в большей степени учитывать расширяющееся разнообразие источников природных ресурсов и условий их освоения. С этой точки зрения, такой подход способен в большей степени учесть интересы государства – собственника ресурсов недр – и ограничить возможности оппортунистического поведения компаний-недропользователей. Однако такой подход предполагает значительную децентрализацию процессов согласования взаимоприемлемых решений и требует весьма высококвалифицированных специалистов в сфере управления природными ресурсами, которые могут компетентно и ответственно участвовать в реализации процедур разрешения неоднозначных ситуаций.

Сочетание новых технологий и нового адекватного изменившимся условиям ресурсного режима привели, например, в США, не только к росту объемов добычи, но и к снижению абсолютных значений затрат на добычу сырья.

Конкурентная среда, гибкая система процедур оценки и принятия решений в сочетании со значительной децентрализацией данных процедур «запустили» действие «эффекта обучения». Так, в 2003 г. американские компании только начали комбинировать технологии горизонтального бурения и гидроразрыва пласта – компания Four Sevens Oil пробурила на месторождении «Барнетт Шейл» в Техасе свою лучшую газовую скважину, названную «Брамбо». По данным Drillinginfo, для этого она использовала 10,6 млн л жидкости и 100 т песка. В результате пиковое значение добычи газа из скважины составляло 167,1 тыс. куб. м в день. Однако уже в 2013 г. Cabot Oil & Gas пробурила самую производительную в США газовую скважину, использовав в четыре раза больше сотрудников, чем Four Sevens Oil, 47,3 млн л жидкости и 6 тыс. т песка. Это позволило ей добывать 858 тыс. куб. м газа в день, что в пять раз превышает максимальный уровень добычи из скважины Four Sevens Oil, достигнутый десятью годами ранее. В настоящее время метод разветвленно-горизонтальных скважин, получивший название «осьминог» (octopus), является одной из наиболее быстро прогрессирующих технологий, используемых в США при освоении и разработке нетрадиционных залежей углеводородов. По мнению американских специалистов, эта технология в

восемь (!!!) раз улучшает показатели буровых работ по сравнению с обычной технологией бурения скважин [5]. Данная технология является развитием другой, также созданной в нашей стране технологии – кустового бурения (multi-well pad drilling). Важно то, что при этом многие, ранее последовательные виды работ совмещаются: бурение поисковых и разведочных скважин – с эксплуатационным бурением; поисково-разведочные сейсмические работы – с промысловой геофизикой; мероприятия по повышению нефтеотдачи пласта начинаются на самом начальном этапе и «интегрируются» в технологию добычи. Так, например, в США число сейсморазведочных партий достигло пика в 1981 г. – 8172 партии, к 1999 г. их число сократилось более чем в семь раз – 1125 партий, а в 2000 г. снизилось вообще до малозаметной величины (63 партии). Запущенный «эффект обучения» имеет значительный «запас прочности». Например, Минэнерго РФ вынуждено констатировать, что «Несмотря на уменьшение числа буровых установок примерно на 70% по сравнению с 2015 г., по данным Baker Hughes, добыча сланцевой нефти снижается гораздо более плавными темпами. Это свидетельствует о неэластичности предложения сланцевой нефти: снижение цены на нефть не привело к аналогичному снижению добычи. Компании, добывающие сланцевую нефть, уже в настоящее время оптимизируют технологические процессы, добиваются снижения затрат на нефтесервисные услуги и сокращают персонал, обеспечивая точку безубыточности на более низком уровне – около 40 долл. за баррель, а также решают финансовые проблемы посредством публичного размещения и привлечения акционерного капитала» [6].

К сожалению, в России такая важная задача, как повышение гибкости всей системы функционирования нефтяной отрасли для быстрого и эффективного реагирования на изменение условий поисков, разведки, освоения и разработки месторождений углеводородов, не ставится. Организация работы отрасли была ориентирована прежде всего на поиск решений, обеспечивающих быструю отдачу, как правило, в краткосрочном периоде. Это предполагает регулярный переход от одной новой провинции к другой, выявление крупных месторождений, поиск эффективных инженерных решений для запуска в эксплуатацию уникальных объектов. В конечном счете это означает постоянную нацеленность на минимизацию издержек в расчете на единицу объема добываемого сырья за счет действия природных факторов.

Система очень хорошо работала в случае больших и уникальных объектов и начинала давать сбои, как только менялись условия ее функционирования прежде всего из-за выработанности месторождений, что привело к вовлечению в оборот «нетрадиционной» нефти.

По мере исчерпания запасов на традиционных месторождениях и изменения условий добычи вряд ли имеет смысл следовать когда-то зафиксированным проектным решениям. Целесообразнее уточнять и детализировать принципиальные решения в режиме мониторинга (например, с погодовым шагом) на основе более широкого применения процедур согласования взаимоприемлемых решений (в мире разработано немало подобных процедур, в том числе с учетом антикоррупционной составляющей). Возникает определенное противоречие между значительным минерально-сырьевым потенциалом страны и нарастающей сложностью и неоднородностью его состава.

Разрешение противоречия видится не только в усилении и интенсификации работ по геологическому изучению недр, поиску и разведке новых традиционных месторождений, но и в формировании условий, которые стимулировали бы снижение сначала темпов, а затем и абсолютных значений издержек по освоению источников минерального сырья. Один из основных факторов – иная последовательность и иные временные рамки реализации различных этапов изучения и освоения минерально-сырьевых объектов. Не случайно поэтому ведущие специалисты в области освоения и разработки нефтегазовых ресурсов отмечают, что «Разработка нетрадиционных, трудноизвлекаемых запасов нефти и газа с использованием традиционных техники и технологии не рациональна. Необходимо находить и использовать нетрадиционные идеи, методы, технологии...» [7].

Решение видится в формировании гибких процедур взаимодействия государства и недропользователей. Например, утверждение не детального проекта, а принципиальной схемы освоения и разработки объекта, содержащего не только углеводороды, но и другие полезные ископаемые. Не утверждение запасов, а оценка сырьевого потенциала на основе «лучших практик» и исходя из заинтересованности инвестора в возврате вложенных им средств. В дальнейшем, с определенной периодичностью, ее уточнение в режиме диалога, а не контроля исполнения правил прямого действия.

России необходимо не просто рациональное (прежде всего с позиций экологии) недропользование, а недропользование, ориентированное на рост социально-экономической отдачи от того колоссального ресурсного потенциала, которым располагает страна. Последнее предполагает развитие наукоемкой и конкурентоспособной промышленности по выпуску машин и оборудования для минерально-сырьевого сектора страны, а также реализацию современных методов добычи и переработки добытых полезных ископаемых на территории страны. При этом издержки на всех стадиях освоения минерально-сырьевых ресурсов и качественные характеристики производимого оборудования и выпускаемой продукции имеют первостепенное значение.

Для реализации потенциала нетрадиционных источников, например, углеводородов нужна иная конфигурация ресурсного режима – от прав собственности на недра до эффективного распределения. Для формирования инновационно ориентированной и конкурентной среды в этой сфере необходимо кардинально упростить лицензионные и технические правила и процедуры. Лицензии на добычу углеводородов на таких участках целесообразно выдавать на основе заявки заинтересованного лица, без проведения торгов и взимания разового платежа за пользо-

вание недрами. Функции регулятора в этом случае – быстро убедиться, что заявленный участок не накладывается на территории заповедников и земель обороны, не подпадает под иные ограничения.

В этой системе отсутствует необходимость утверждения запасов до начала их освоения и разработки, согласовывать проектные решения с государством. Если речь здесь идет о разработке новых технологий и подходов, то процесс согласования проектных решений на основе предписанных правил, ориентированных на разработку традиционных залежей, будет лишним препятствием. Единственным документом, требуемым для пользователя недр, может быть проект надземного обустройства лицензионного участка (предмет градостроительной экспертизы надземной части и оценки воздействия на окружающую среду). Основной акцент целесообразно сделать на экологических условиях строительства промысловых сооружений (например, на требованиях к гидроразрыву и условиям горизонтального бурения скважин), на регулярности отчетов о проведенных операциях, унификации условий замера и отчетности по ним. Колоссальную роль в разработке подобных месторождений играет обеспеченность транспортной и трубопроводной инфраструктурой, наличие компаний-подрядчиков с современными технологиями и навыками ведения работ. Для новых игроков («технологических юниоров») целесообразно гарантировать доступ к нефтеперерабатывающим мощностям вертикально-интегрированных нефтяных компаний. Иначе «инновационная нефть» будет перерабатываться «самоварным» способом. Немаловажную роль играет и доступ инновационных компаний к источникам заемного финансирования.

Участниками процесса освоения новых и выработанных объектов должны стать не только национальные нефтекомпании, но прежде всего малые и средние компании (как это широко практикуется в Республике Татарстан), имеющие знания, опыт и желание работать с такими объектами. Глобальный ТЭК динамично развивается благодаря гибкому и динамичному балансу между мощью гигантов и гибкостью мелких и средних инноваторов (в странах, занимающихся активной разработкой нетрадиционных запасов, более 60% добычи нефти обеспечивают такие компании; «сланцевая революция» – во многом результат их активных усилий).

Современные знания и новации в минерально-сырьевом секторе, которые «задают» ему современную динамику, как правило, уже имеют другую природу происхождения, распространения и коммерциализации, существенно отличающуюся от индустриальной системы. Влияние среды сказывается в том, что на смену традиционной «линейной модели» вовлечения всех без исключения природных ресурсов пришла более сложная «сетевая структура». Ее отличительная особенность – наличие постоянных «возвратов» в рамках «линейной модели» на предыдущие этапы (стадии) или, наоборот, «забегание» вперед, минуя некоторые следующие этапы (стадии). Именно эти обстоятельства формируют иные представления о целесообразной временной последовательности различных стадий изучения, поиска, разведки и освоения объектов, содержащих полезные ископаемые. На основе данных представлений и целесообразно рассматривать вопросы соотношения предписывающих правил и процедур, ориентированных на поиск взаимоприемлемых решений в каждом конкретном случае.

Литература

1. *Крюков В.А.* О жесткости бюджетных ограничений в трансформируемой экономике // Журнал Экономической Теории. – 2015. – № 4. – С. 83–94.

2. *Stiglitz, J.E.* The optimal depletion of exhaustible resources // Review of Economic Studies. Symposium on the Economies of Exhaustible Resources. – 1974. – № 41. – P. 123–37.

3. *Dasgupta P.S.* and *Heal G.M.* (1974). The optimal depletion of exhaustible resources // Review of Economic Studies. Symposium on the Economies of Exhaustible Resources– 1974. – № 41. – P. 3–28.

4. *Young O.* Resources Regimes. Natural Resources and Social Institutions. – University of California Press. Berkeley-Los Angeles – London, 1981. – 276 p.

5. URL: http://www.angelnexus.com/o/web/61109 – 15 July 2014.

6. *Терешок А.В.* Перспективные меры совершенствования государственной экономической политики в нефтяной отрасли России в условиях нестабильности мировых нефтяных цен // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 6–9.

7. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Лобанова О.А., Муслимов Р.Х., Кимельман С.А.* Критерии эффективности и рациональности в нефтегазовом недропользовании (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 3. – С. 74–77.

О НЕОБХОДИМОСТИ КОРРЕКТИРОВКИ ПЛАНОВ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РФ

А.Б. Золотухин[1], М.И. Левинбук[1]

[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва,anatoly.zolotukhin@gmail.com

Россия занимает лидирующее место в мировой торговле энергоресурсами и экспортирует почти половину производимой первичной энергии. В 2012–2014 гг. по добыче нефти (включая газовый конденсат) Россия делила с Саудовской Аравией первое-второе места в мире и была вторым в мире экспортером нефти.

По добыче природного газа Россия уступает только США, но уверенно продолжает удерживать первое место по экспорту газа.

Однако, несмотря на очевидные успехи в добыче углеводородов, энергетика России столкнулась со сложным комплексом внутренних проблем и неординарных внешних вызовов, что во многом определило необходимость пересмотра энергетической стратегии.

В соответствии с предыдущей энергетической стратегией, к 2030 году годовая добыча нефти должна была бы составить 610 млн тонн, газа – 900 млрд м^3 (811 млн. ТНЭ[1]), и совокупная добыча нефти и газа – 1421 млн ТНЭ. Однако оценки показывают, что прогнозный потенциал добычи нефти и газа к 2030 году может составить только 986 млн. ТНЭ, что на 30% ниже запланированных в старой стратегии показателей.

Среди основных внутренних проблем следует отметить следующие:

– Низкие темпы роста и возможная в краткосрочном периоде рецессия российской экономики, существенно замедляющие рост внутреннего спроса на топливо и энергию и снижающие инвестиционную активность в ТЭК;

– Ухудшение ресурсной базы топливных отраслей по мере истощения действующих месторождений, снижение размеров и качества новых геологических открытий, требующие все более капиталоемкого освоения вновь открываемых месторождений;

– Технологическое отставание российского ТЭК от уровня развитых стран и высокий уровень зависимости от импорта части оборудования, материалов и услуг, что в условиях санкций может отсрочить реализацию многих инвестиционных проектов;

– Высокий износ инфраструктуры и производственных фондов;

– Ограниченные возможности привлечения доступных долгосрочных финансовых ресурсов.

Мировые энергетические рынки, конъюнктура которых позволяла сравнительно долгое время обеспечивать динамичное развитие как российской энергетики, так и экономики страны в целом, охвачены процессами глубокой трансформации.

Существенно меняющиеся объемы и структура спроса ведут к обострению конкуренции на всех ключевых для России экспортных рынках энергоресурсов.

Еще одним серьезным вызовом, с которым столкнулась Россия, является потеря около 16,8 трлн м^3 запасов природного газа в международной классификации подтвержденных запасов[2], произошедшей в 2015 г. Это, конечно же, не означает, что указанные запасы пропали или же не существуют, однако международные аудиторы, скорее всего, перевели эти объемы из подтвержденных запасов в более низкую категорию по причине отсутствия подтверждающих документов, позволяющих эти колоссальные объемы классифицировать как подтвержденные. Немедленным следствием такой «деклассификации» стало то, что по подтвержденным запасам газа Россия переместилась с вполне привычного для нее первого места в мире на второе (после Ирана), а по совокупным подтвержденным запасам нефти и газа – с первого на четвертое, пропустив вперед Иран, Венесуэлу и Саудовскую Аравию (табл. 1).

Таблица 1

Мировые запасы нефти и газа и ранг 10 крупнейших по запасам стран (уровень оценки P_{90}) по состоянию на июнь 2015 г

Страна	Запасы нефти и газа (P_{90}), млрд. ТНЭ	Ранг страны
Иран	52.3	1
Венесуэла	51.6	2
Саудовская Аравия	44.1	3
Россия	43.4	4
Канада	29.7	5
Катар	24.8	6
Ирак	23.4	7
ОАЭ	18.5	8
Кувейт	15.6	9
США	14.7	10

[1] ТНЭ – тонна нефтяного эквивалента.

[2] Указанные запасы, в соответствии с международной классификацией, называются *подтвержденными* (Provenreserves) и обозначаются символом P_{90}.

«Списание» огромной части подтвержденных запасов (факт, безусловно, обидный сам по себе) имеет своим следствием снижение инвестиционной привлекательности газового сектора ТЭК России, что может иметь серьезные последствия для дальнейшего развития газовой промышленности.

Следует обратить особое внимание на необходимость ведения классификации всех типов ресурсов не только по собственной классификации, но и в соответствии с международными системами, такими, как ставшая уже классической Система управления нефтегазовыми ресурсами (PRMS) [1] и рамочная классификация ООН (UNFC) [2], принятая лишь несколько лет назад.

Помимо основной классификации, необходим постоянный анализ динамики запасов, не только подтвержденных, но и вероятных и возможных, и, в том числе, с учетом потенциала применения методов увеличения нефтеотдачи и методов интенсификации добычи. Необходимо вернуть временно утраченные позиции или даже повысить оценки подтвержденных запасов, что эквивалентно повышению инвестиционной привлекательности отечественных нефтегазовых ресурсов для международных инвесторов.

Считаем, что эта задача должна стать абсолютно необходимой и неотъемлемой частью новой стратегической инициативы РФ.

В новой энергетической стратегии до 2035 года прописаны основные цели и задачи развития энергетического сектора страны, однако не определен механизм реализации поставленных задач. Например, тезис о необходимости полного обеспечения квалифицированными кадрами предприятий ТЭК не снабжен никакими указаниями путей достижения этой стратегической задачи, что превращает его в некое благое и трудно выполнимое пожелание. Или другой пример: в документе сказано о необходимости увеличения доли затрат на технологические инновации в общем объеме доли затрат на производство, и здесь же в скобках добавлено (не менее 3%). В международных компаниях существует понятие того, что является инновационной компанией. Если в структуре производства объем инноваций не превышает 20%, то это – традиционная компания, считаться инновационной компания может, если процент инновационных технологий превышает 40–50%. К примеру, норвежская компания «Статойл» постоянно стремится расширять свой инновационный потенциал, который в структуре производства составляет около 80%! На фоне таких показателей тезис об увеличении затрат на технологические инновации в объеме не менее 3% от общего объема затрат звучит не как призыв к инновационному развитию, а как отказ от него.

Практически отсутствуют в новом документе и вопросы реструктуризации промышленности с акцентом на глубокую переработку нефти и экспорта продуктов глубокой переработки вместо углеводородного сырья.

В стратегии никак не учитывается ужесточение конкурентной борьбы за рынки сбыта первичных энергоресурсов и продуктов переработки углеводородов. Ни слова не сказано о новой энергетической инициативе США, направленной на сокращение потребных объемов добычи нефти в среднесрочной перспективе и массовом переходе в новое технологическое будущее (основанное на переводе автотранспорта на двигатели нового поколения, такие, как электрические и водородные) самих США и их союзников, оставив за бортом тех, кто строит свой научно-технический прогресс на двигателях внутреннего сгорания. Нетрудно догадаться, о ком идет речь в последнем случае. Небезынтересно отметить, что в «светлое будущее» стремятся Китай и Индия. В Китае уже начато строительство инфраструктуры для заправки электрокаров, а в апреле 2016 г. премьер-министр Индии заявил, что хотел бы перевести индийскую автомобильную промышленность на электропривод уже к 2030 году. Помимо очевидных преимуществ в технологической эффективности электрокаров по сравнению с лучшими представителями дизельно-бензинового сообщества (66% против 26%), использование двигателей без выхлопа и шума, являющихся естественными (уместнее было бы использовать термин «противоестественными») атрибутами сегодняшних автомобилей и других транспортных средств, перевод автотранспорта на новую тягу может уже в ближайшей перспективе изменить урбанистический пейзаж, приблизив его к столь желанной по тишине и чистоте воздуха сельской местности, во многом меняя представление человека о городе и окружающей среде. Оставив за рамками вопросы геополитики, можно утверждать, что именно в этом, пожалуй, и состоит главная идея новой энергетической инициативы Соединенных Штатов. У нас об этом, и не только, в энергетической стратегии не сказано ни слова.

Для решения указанных задач необходима реструктуризация промышленности и структуры ее управления, развитие связей со странами Азиатско-Тихоокеанского региона, Центральной и Латинской Америки и другими потенциальными союзниками, продолжение сотрудничества с европейским сообществом, а также с США и их союзниками.

На наш взгляд, в области науки и образования наиболее важными задачами являются:

– возврат к серьезному отношению к фундаментальным наукам. Еще в совсем недавнем прошлом Россия была самой передовой страной в мире в области фундаментальных наук, однако начинает утрачивать ведущие позиции. Необходима серьезная реструктуризация министерства образования и науки РФ, направление на работу в министерство молодых и талантливых выпускников ведущих вузов страны, хорошо понимающих насущные задачи России в области образования и науки и готовых с энтузиазмом вести эту работу;

– подчинение методов и средств изучения технических дисциплин целям новой энергетической стратегии и задачам, стоящим перед промышленностью. Эта серьезная задача должна решаться не отдельными распоряжениями и приказами, а вестись последовательно на основе постоянно действующих научных и образовательных советов в составе министерства образования и науки, а, быть может, и в рамках специально созданного государственного комитета по науке и образованию, подчиняющегося Президенту РФ;

– постепенный отказ от несоразмерно большого использования колоссальных запасов углеводородов в ка-

честве первичных энергоресурсов и их экспорта и переход на двигатели нового поколения. Для этого необходима перестройка целого ряда отраслей промышленности, включая деятельность научно-производственных и образовательных учреждений;

– воспитание гражданского сознания и ответственности. О важности этой задачи и говорить не приходится, однако с сожалением приходится констатировать, что понятия гражданского сознания и ответственности постепенно утрачивают свое значение, что является совершенно недопустимым.

Наконец, абсолютно важным для энергетического сектора в целом и для нефтяной промышленности, в частности, является инициирование государством наиболее важных научных программ с приданием им статуса Государственных, к числу которых должны быть отнесены наиболее важные для отечественной промышленности программы.

К числу наиболее важных и первоочередных, по нашему мнению, следует отнести следующие программы (список этот не окончательный и может быть продолжен):

– «Геологоразведка»;

– «Доманик» и «Бажен»;

– «Сверхтяжелые нефти», «Битумы», «Методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти»;

– «Природный газ», «Сланцевый газ» и «Сланцевая нефть»;

– «Биотопливо»;

– «Арктика», «Арктический шельф России» и другие.

Чрезвычайно важным элементом реструктуризации нефтегазовой промышленности и изменения ситуации, сложившейся в ней, должна стать корректировка новой энергетической стратегии в ее импортно-экспортной части, а именно [3]:

- Импортозамещение оборудования и технологий;
- Экспортозамещение нефти на продукты с высокой добавленной стоимостью.

Еще одним очень важным составляющим звеном российской энергетической стратегии должна стать международная деятельность ТЭК по созданию коалиций и более активное вхождение в существующие международные союзы с целью обеспечения рынками сбыта устойчивой добычи не только (и не столько) сырой нефти и природного газа, но и продуктов их переработки.

Необходимо сформулировать новые задачи в области использование природных ресурсов, энергетики, транспорта и других отраслей. В вопросах реструктуризации промышленности и структуры управления ею необходимо перенимать опыт наиболее развитых и успешно развивающихся стран.

Наконец, необходимо сделать достоянием отечественной и международной общественности научно-технические достижения науки и промышленности, которыми по праву следует гордиться!

Правильно сформулированная Энергетическая стратегия и механизм ее реализации, первоочередные задачи и методы их решения представляют огромные вызовы для Российской экономики, сопровождающиеся большими испытаниями, но и открывают для России большие возможности ее становления как современной мощной и независимой энергетической державы со светлым новым технологическим будущим.

Литература

1. PetroleumResourcesManagementSystem (PRMS). Интернет-ресурс:http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Resources_Management_System_2007.pdf

2. United Nations Framework Classification for Fossil Energy and Mineral Reserves and Resources 2009 (UNFC), ECE Energy series No.39, United Nations. Интернет-ресурс: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pdfs/UNFC/unfc2009/UNFC2009_ES39_e.pdf

3. *Золотухин А.Б., Левинбук М.И.* доклад на заседании секции РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 30 октября 2015 г.

ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НА ИСТОЩЕННЫХ И НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Е.Н. Александров, Е.Е. Низова

Институт биохимической физики им. Н.М.Эмануэля РАН, г. Москва

28en1937@mail.ru

1. Введение

На начальной стадии эксплуатации месторождений из добывающих скважин нефть извлекают, используя высокое начальное давление в пласте, превышающее давление на забое скважины. Дебит нефти по мере выработки месторождения падает синхронно с понижением пластового давления. Для сохранения темпа добычи через нагнетательные скважины в недра закачивают воду с целью повышения пластового давления (метод ППД). При этом около добывающих скважин образуется «скин-слой», ограничивающий поток нефти к добывающим скважинам. Причиной образования скин-слоя около добывающих скважин является эффект Джоуля-Томсона, обеспечиваю-

щий в пласте около добывающих скважин охлаждение и повышение вязкости нефти. Вязкая тяжелая нефть более охотно прилипает к стенкам пор и трещин, чем легкая нефть.

Ныне из скважин России извлекают, в основном, воду, хотя в недрах остается около 60% разведанных, но «не извлекаемых», запасов нефти (НИЗ), масса которых превышает массу нефти, извлеченной из недр в течение всей истории ее добычи. В последние годы наметилось решение проблемы скин-слоя с помощью термохимической технологии бинарных смесей (БС).

2. Этапы развития технологии БС

Бинарные смеси – это водные растворы селитр (аммиачной или органической) и инициатора реакции их разложения (гидридов металлов, или нитрита натрия) [1,2], которые закачивают в скважину по разным каналам и они реагируют, выделяя тепло и газ при контакте в скважине напротив нефтяного пласта, или в пласте. БС на промыслах применяют с 1982 г. Органы Ростехнадзора в целях взрывобезопасности ранее разрешали закачивать в скважину не более тонны селитры 1. Реакцию БС в скважинах до 2010 г. проводили в неуправляемом режиме с КПД, в среднем, близким к 0,4 [3–5]. В 2010 г. была разработана и испытана система оптимизации процесса тепловыделения в скважине и КПД реакции БС повысился от 0.4 до 0,8–0,9. Авторы технологии БС получили разрешение органов Ростехнадзора (№ 25–ИД–19542–2010) на закачку в пласт селитры без ограничения ее массы. Движение теплового фронта по пласту, содержащему в порах и трещинах растворы БС, т. о. является самоподдерживающимся процессом [5]. Процесс разложения селитры в пласте, в отличие от разложения селитры в скважине, взрывобезопасен, т.к. в пласте селитра отдает почти все тепло не селитре в растворе, а породе, с которой она «перемешана» в соотношении масс, в среднем, 1:20.

В 2011 г. частичное удаление с помощью БС «скин слоя», перекрывающего движение нефти с периферии к скважинам Усинского месторождения № 1242 и № 3003 привело к увеличению дебита нефти на 4.95 и 8.44 т/сутки, соответственно. Количество дополнительной нефти, полученной из этих скважин в 2012 г., составило 3,4 тыс. тонн. В 2012 г. с участием БС были обработаны скважины Усинского месторождения №№ 6010, 600, 1283, 7169, 8198 (Е.Н. Александров, В.Б. Заволжский, табл. 1). В течение года после обработки из указанных пяти скважин было получено 13 232 тонн дополнительной нефти. Возможно, в этом случае произошло более полное удаление скин-слоя, чем в скважинах 1242 и 3003. Показателем может служить увеличение среднего годового приращения добычи нефти из одной скважины от 1700 тонн (2011 г.) до 2646 тонн (2012 г.).

Увеличив массу реагентов БС, закачиваемых в скважину и пласт в среднем в несколько раз, авторы освоили способ прогрева и поэтапного удаления т.н. «скин слоя», накопившегося около скважин в результате длительной эксплуатации.

В июне 2013 г. продуктами реакции БС были обработаны две скважины № 8 и № 10 месторождения Eastland (штат Техас, США) [4, 6]. Это месторождение оставлено промысловиками в 1994 г. как выработанное. Перед обработкой из скважин № 8 и № 10 в период времени 1-8 июня откачивали пластовый флюид, состоящий из воды (99,99 %) и пленки нефти < 0,01 % . После закачки 9-го июня растворов селитры (около 35 тонн) и нитрита натрия (около 12 тонн) скважины дали нефть в промышленном соотношении (нефть – около 30%, вода – около 70%). Фирма – заказчик работ в США-ViscosEnergy.ltd – 09 июля 2013 г. разместила и интернете рекламу об успешном восстановлении добычи нефти на брошенном месторождении с помощью Российской «прорывной» (revolutionary) технологии БС. На стр. 3 рекламы читаем: «Scientists based in Russia have developed and tested a technology of output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM) over the last 15 years».

3. Основные результаты, полученные ранее, и перспективы современной технологии БС.

Увеличение эффективности технологии в результате ее усовершенствования в течение последних 16 лет видно из роста рыночной цены (РЦ) обработки одной скважины продуктами реакции БС:

1997 г. заказчик-владелец Восточно-Полтавского месторождения, РЦ ≈ $5 000;

2010–2011 гг., заказчик ООО «Лукойл-Коми», РЦ ≈ $4000;

2013 г. заказчик – фирма Viscos Energy Holding ltd. USA, РЦ ≈ $60 000.

В таблице 1, опубликованной на стр. 14 рекламы в интернете *-/под заголовком «**Comparison of technologies»** фирма – заказчик работ в США-ViscosEnergy.ltd, представила результаты стимулирования продуктами реакции БС добычи нефти из скважин № 8 и № 10 месторождения Eastland (штат Техас, США). Эти результаты в рекламе сравниваются с результатами стимулирования добычи нефти ведущими технологиями Запада –технологией гидравлического разрыва пласта (ГРП, США) и паротепловой технологией (SAGD, Канада).

Из второй строки таблицы 1 следует, что технология БС в отличие от западных технологий, обводняет недра намного меньше (т.е. незначительно). В третьей строке таблицы указан потенциал технологий как их способность выгодного извлечения максимальной доли разведанных запасов:

SAGD – 30%; ГРП – 35%; БС – не менее 50%.

В восьмой строке таблицы 1 указана себестоимость барреля извлеченной из недр нефти:

SAGD – (50-60)&/BBL; ГРП – (40–60)&/BBL; БС – (10–35)&/BBL. Технология БС, ценность которой определяется рыночной конкуренцией, в 2012 г. занимала третье место в Мире и существенно уступала технологии гидроразрыва пласта (США) и паротепловой технологии (SAGD) Канада). В 2013–2014 гг. технология БС опередила эти ведущие технологии Запада. Следует отметить, что результаты работ в США были получены под руководством авторов технологии и оценены в рекламе фирмы- заказчика работ в США, размещенной в интернете.

Таблица 1

Criteria	SAGD	Hydrofractures	Binary mixture
Principle	Heats the formation with steam to lower viscosity	Pacal's Law: Cold liquids requiring strong pumps fracture formation	Heats the formation to lower oil viscosity. Uses reactions to increase energy and gas lifting
Damage to well	Rapid water-logging	Rapid water-logging	No irrigation or any other damage
Production over time	non-economical after appx. 30% of oil is extracted	non-economical after appx. 35% of oil is extracted	Can extract 50-80% of all oil from the well over its lifetime
Energy loss	+/- 25% to heat water and to transfer it to well	strong pumps (>10.000 HP), proppants	Negligible loss
Depth limits	800-1000m (more, if costly thermo-insulated tubing is used)	Depends on well construction and strength of pumps available	Unclear; deepest wells at 15,000 ft
Temperature reached	250°C	N/A	From 100-500°C, fully regulated
Investment	Large upfront investment	Moderate	Moderate
Production costs	$50-60/BBL	$40-60/BBL	$10-35/BBL depending on geological/market conditions
Environment-friendliness	Water pollution and exhaust gases in athmosphere	High water consumption	Limited; by-products are nitrogen, water, and CO2. All other solid materials (if indeed any) remain down in the well.
Repeatability	Increasing water content lowers economical effect	Repeated stimulation has lesser effect	Can be repeated many times or can run permanently

Современная технология БС, разрабатываемая авторами с 1997 г. в настоящее время отличается от других подобных технологий оптимизацией тепловыделения в процессе закачки, что обеспечивает высокий КПД и наиболее полное удаление скин-слоя вокруг добывающих скважин. Этот слой, накопившийся вокруг добывающих скважин в течение десятилетий, является основной причиной извлечения из недр России менее половины разведанных запасов нефти.

Заключение

Изложенные факты можно расценивать как поворот от более, чем векового накопления в недрах не извлекаемых запасов ископаемых углеводородов к их рентабельной добыче. В недрах находятся углеводороды, масса которых в разы превышает запасы на месторождениях, разрабатываемых ныне. Обнаружение возможности извлечения «нерентабельных» запасов нефти равнозначно открытию нового крупнейшего месторождения практически без затрат на их поиск и разведку. Этот результат не имеет аналогов в известной литературе.

Как видно из восьмой строки таблицы 1, ведущие технологии Запада SAGD и ГРП, применяемые ныне только на действующих, т.е. рентабельных месторождениях по рентабельности добычи уступили первенство технологии БС, примененной на брошенном нерентабельном месторождении. Этот результат также не имеет аналогов в известной литературе.

Возрождение добычи нефти с использованием технологии БС на ныне нерентабельных месторождениях – новое направление промысловой термохимии, которое может обеспечить улучшение перспектив экономики России, как великой добывающей энергетической державы.

Литература

1. *Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов*. НТЖ Каротажник, 2007. – № 4. – С. 113–127.

2. *E. Aleksandrov, Z Koller,* Technology of oil and bitumen output stimulation by heat from reactions of binary mixtures (BM), TCTM limited, 2008, 76 p.

3. *Мержанов А.Г., Лунин В.В., Леменовский Д.А., Александров Е.Н., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю.* Наука и технологии в промышленности, 2010. – Т. 2. – С. 1–6.

4. *Александров Е.Н., Александров П.Е., Варфоломеев С.Д.* Технология добычи нефти на выработанных месторождениях на основе реакций бинарных смесей. Журнал «Точка опоры», № 168, с. 15, июнь 2013.

5. *Александров Е.Н., Александров П.Е., Кузнецов Н.М., ак. Лунин В.В., Леменовский Д.А., Рафиков Р.С., Чертенков М.В., Ширяев П.А., Петров А.Л., Лиджи-Горяев В.Ю.* НЕФТЕХИМИЯ, 2013. – Т. 53. – № 4. – С. 312–320

6. Патент. Gas evolvingoil viscosity diminishing compositions for stimulating the productive layer of an oil reservoir, Aleksandrov E., Lemenovsky D., Koller Z. patent WO2010/025150 A1.

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань. Академик АН РТ, РАЕН и АГН

Аннотация. Современное состояние нефтяной отрасли требует неотложного решения фундаментальных проблем. Исходя из основ современной нефтяной науки, необходимо производить подсчет запасов и проектирование с учетом геологических, балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов. Геологические модели необходимо строить на принципиально новой основе с учетом этих категорий, фильтрационные – с учетом современных представлений о процессах фильтрации. Проектирование вести на основе эффективного порового пространства (ЭПП), на основе новых моделей, учитывающих все нюансы и особенности геологического строения залежей. Разработку вести с учетом новых критериев оптимальности и рациональности, на принципах инновационного проектирования.

Ключевые слова. Геологические, балансовые, забалансовые, извлекаемые запасы. Проектирование рациональных систем разработки, инновационное проектирование, геолого-фильтрационные модели, абсолютное и эффективное поровое пространство (АПП, ЭПП), критерии экономические; чистый дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (ВНР), индекс доходности (ИД), период окупаемости затрат (ПОК), трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), нетрадиционные залежи нефти (НЗН), коэффициент извлечения нефти (КИН).

В 2016 г. вступила в действие новая «Классификация запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» (НКЗ). Однако ряд ведущих специалистов отрасли считают этот документ, осложняющим развитие этих отраслей. В нем более жесткий подход советского времени по учету и управлению запасами УВ заменен на формально-либеральный, при котором степень достоверности запасов существенно ниже, экономические расчеты забюрократизированы и сильно осложнены без видимой необходимости, трудоемкость и стоимость процедур существенно возрастает. О фундаментальных проблемах в НКЗ нет даже упоминания.

В советское время существовало понятие «балансовые запасы», которые выделялись из геологических с использованием так называемых кондиционных значений пород-коллекторов.

Кондиционными называют граничные значения свойств нефтегазонасыщенных пород, разделяющих их на коллекторы и неколлекторы, а также на коллекторы с разными промысловыми характеристиками. Эти граничные значения называют также нижними пределами свойств продуктивных коллекторов (по пористости, проницаемости и нефтенасыщенности). Объекты, имеющие параметры ниже кондиционных, не учитываются, и мы их просто не принимаем во внимание.

В классификации 2001 г. понятие «балансовые запасы» выпало и автоматически было заменено на геологические запасы, что явилось грубейшей ошибкой авторов [1, 2].

Еще в 1933 г. на основе изучения особенностей режимов продуктивных пластов Новогрозненского района В.М. Николаев сделал важный вывод о том, что каждый нефтеносный пласт надо рассматривать как сопряженное физическое поле, сочетающее в себе несколько физических полей, и особое значение надо уделять изучению полей давления, температур и гидравлического режима пласта: «...изучение нельзя ограничивать только областью нефтеносности, надо изучать всю гидравлическую систему, которая должна иметь начало и конец». Таким образом, одно из основных положений, лежащих в основе «нового подхода» к геолого-гидродинамическому моделированию, было высказано более 70-ти лет назад и, как отмечает В.Н. Щелкачев, эта идея В.М. Николаева, являясь в то время передовой, до сих пор лежит в фундаменте современной нефтяной науки.

Американские геологи по результатам геолого-гидродинамического анализа нефтяных эксплуатационных объектов в 1960–1962 гг., показали, что система жидкости в осадочном комплексе является непрерывной средой. Течение жидкости через осадочный разрез следует оценивать для всех разновидностей горных пород, независимо от их пропускной способности, то есть от высокопроницаемых до наименее проницаемых глин, поэтому нет необходимости, проводить границу между проницаемой и непроницаемой породой. И действительно, с развитием новых технологий, современной техники завершения скважин, гидравлического разрыва пластов и т.д. стало возможным добывать углеводороды в промышленном масштабе из пород, считавшихся ранее непроницаемыми. Это блестяще подтвердила нефтегазосланцевая революция в США.

Проведенные ВНИИнефть в 1980 г. на месторождении Узень исследования кумулятивных кривых распределения проницаемости принимающих и непринимающих пластов отдельно для продуктивных горизонтов, а также совместно для всех этих горизонтов убедительно показали, что фактически все породы связаны взаимопереходами и что резкой границы «коллектор-неколлектор» не существует.

Цель и задачи реализуемого в настоящее время в ЦСМР нефть АН РТ и поддерживаемого автором многомодельного подхода к созданию и совершенствованию технологий нефтеизвлечения, включающего в себя разработку подходов к моделированию сложных пластовых систем, заключаются в глубоком изучении геологического строения, механизмов нефтевытеснения, способов разработки залежей нефти. Цель – создание на этой основе характерных моделей (схем) изучаемых объектов и протекающих в них процессов, в разработке новых абстрактных, физических, геологических, математических, машинных моделей и их «итерационном» уточнении, способствующем наиболее объективному обобщению накапливаемых знаний.

В связи с вышеизложенным, назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, поскольку балансовые и извлекаемые запасы, в старом, установившемся понимании оставляют за бортом некондиционные запасы, а они, по предварительным оценкам, могут составить до 15–20% от утвержденных. При этом под геоло-

гическими запасами, нужно понимать все количество нефти, находящееся в недрах, независимо оттого можно ее сегодня извлечь из недр или нет (рис. 1).

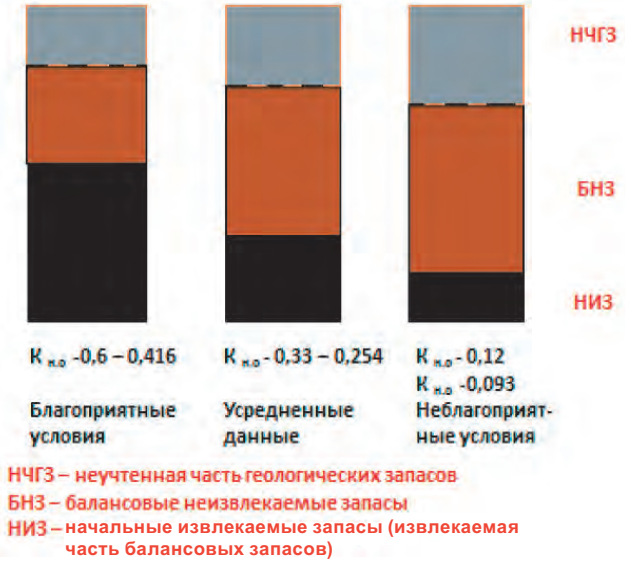


Рис. 1. Схематическое представление геологических балансовых и извлекаемых запасах нефти.

Как видно из рис. 1, при таком подходе общие ресурсы возрастут, а значения КИН снизятся. Представляется целесообразным разработать методику подсчета геологических запасов с учетом огромного прогресса на Западе в области геологических исследований и имеющегося опыта извлечения углеводородов из плотных пород (или даже сланцев). А во избежание постановки на учет некондиционных по сегодняшним меркам запасов вспомнить, что ранее запасы месторождений нефти и газа по народнохозяйственному значению разделялись на две группы, подлежащие отдельному учету: балансовые запасы, вовлечение в разработку которых в настоящее время экономически целесообразно, и забалансовые, вовлечение которых в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем по мере развития техники и технологии добычи могут быть переведены в балансовые. В настоящее время этим термином, к сожалению, не пользуются.

В таком случае мы не будем ставить на учет завышенные запасы. Но в общем балансе будут некондиционные запасы как объект деятельности НК по проведению НИР и ОПР по поискам путей их извлечения (так называемые забалансовые запасы). По мере создания новых технологий можно будет переводить их в категорию балансовых, а затем и извлекаемых. Такой подход будет способствовать повышению эффективности составления проектов разработки.

Успехи в освоении нефтяных месторождений будут тем весомее, если мы в корне изменим идеологию построения геологических, а затем и геолого-гидродинамических моделей. Практикуемые сегодня модели не учитывают геологические особенности накопления и преобразования осадков и формирования залежей нефти.

С.Н. Закиров [1] совершенно справедливо считает саму идеологию построения моделей неправильной. По его мнению, методические документы предписывают «неколлекторы» не включать в 3D геологические модели. То есть все (или почти все) создаваемые 3D геологические модели в стране являются дефектными. Так как в них рукотворно искажается реальная геология месторождений. Об этом мы также неоднократно писали [2, 3, 4].

На рис. 2 показаны новые модели горизонта $Д_1$ Ромашкинского месторождения при обоснованных в ряде работ [5, 6] кондиционных значениях пород-коллекторов (проницаемость ≥ 1 мДа, пористость < 11, содержание перлитовой фракции ≥ 0,20) получаем одну модель (рис. 2 б), а при учете всех так называемых плотных разделов – совершенно другую модель (рис. 2 в).

Особенно большое значение имеет построение таких моделей для карбонатных пород. В настоящее время применяемая методика построения моделей для интервалов от кровли пласта до ВНК в качестве продуктивных учитывают только часть так называемой эффективной нефтенасыщенной мощности пород-коллекторов. Эта часть в разных условиях составляет от 20 до 75–80% общей нефтенасыщеной мощности. А нефть практически есть во всей мощности пород. Но самое главное – исследованиями в РТ доказано активное участие так называемых плотных разделов в процессах фильтрации [4, 5].

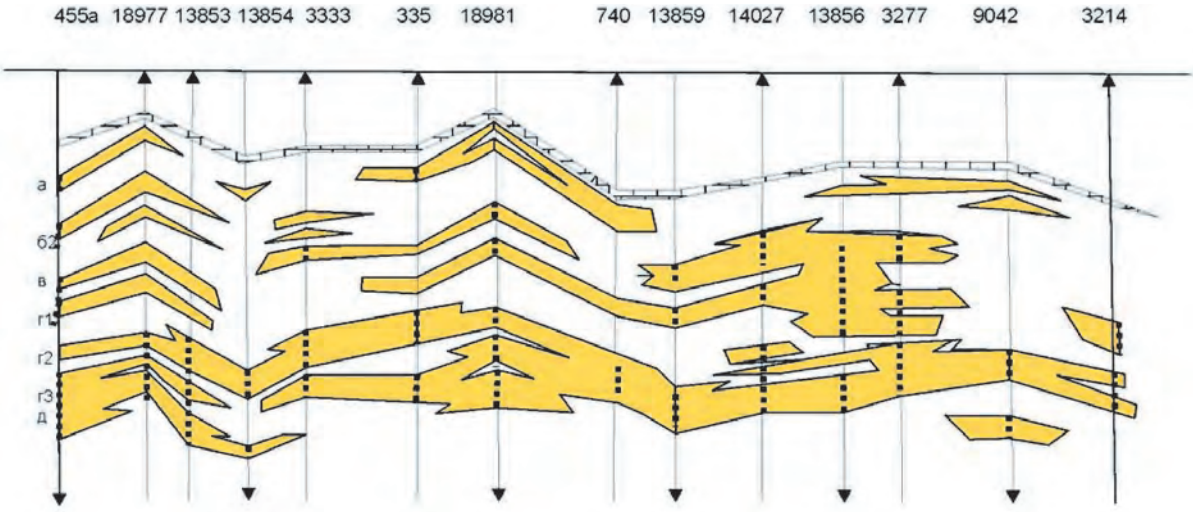
В современных условиях пора переходить на новый уровень расчетов показателей разработки.

До сего дня, благодаря концепции абсолютного порового пространства (АПП), искомые петрофизические зависимости основываются на результатах массовых определений неинформативных значений коэффициентов абсолютной проницаемости по газу и открытой пористости (на сухих кернах!).

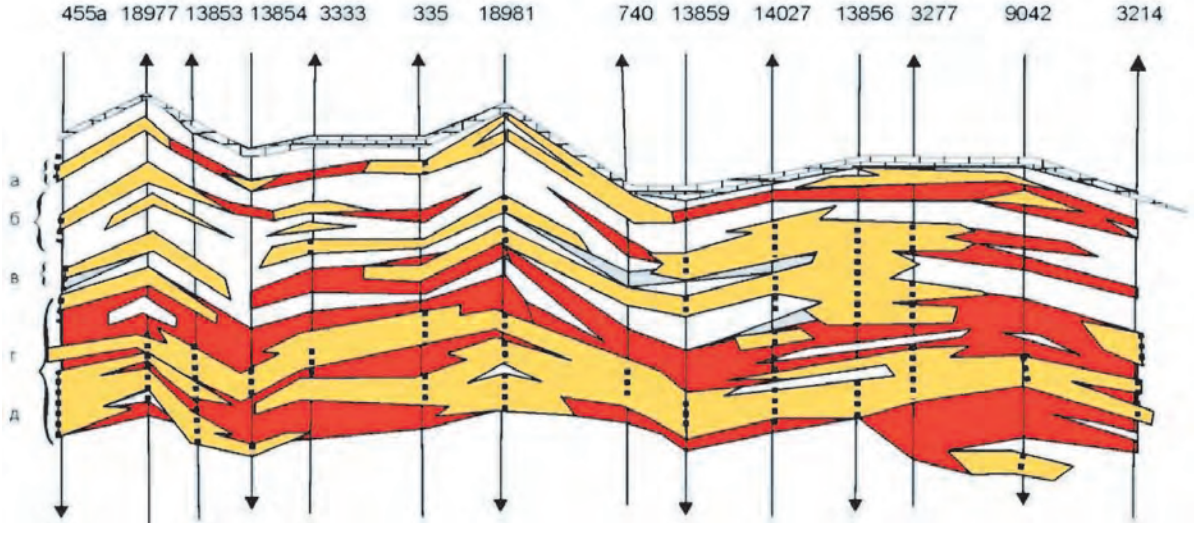
Согласно концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [1], петрофизические зависимости необходимо строить по результатам определения реальных коэффициентов эффективной проницаемости и эффективной пористости, потому что степень достоверности петрофизических зависимостей в рамках концепции ЭПП значимо выше, чем в концепции АПП. Тогда очевидно, что достоверность данных ГИС для построения 3D моделей станет на порядок выше.

По нашему мнению, надо принципиально изменить идеологию построения моделей, с учетом выделения геологических, балансовых, забалансовых и извлекаемых запасов. Но для построения таких моделей применяемых в настоящее время методов подготовки информации недостаточно. Прежде всего, нужно существенно разнообразить и углубить лабораторные исследования пород и насыщающих их флюидов, а также совершенствовать методы ГИС.

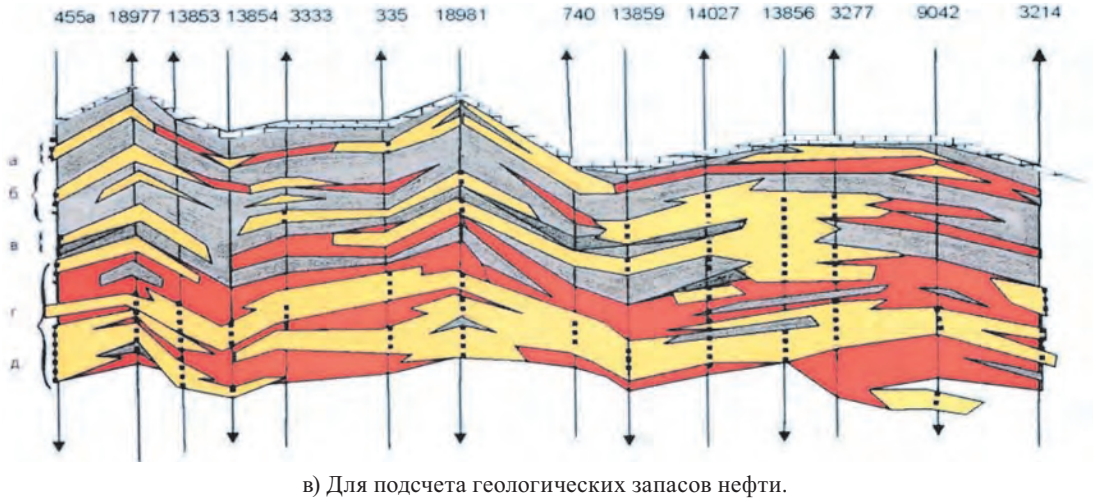
Вышеизложенное относится к фундаментальным положениям. Сразу решить их и перейти на новые модели, видимо, не удастся. Но ставить задачу и работать над этим нужно сейчас.



а) с параметрами принятых кондиционных значений



б) с параметрами вновь обоснованных кондиционных значений (Кпр ≤ 1 мДа)



в) Для подсчета геологических запасов нефти.

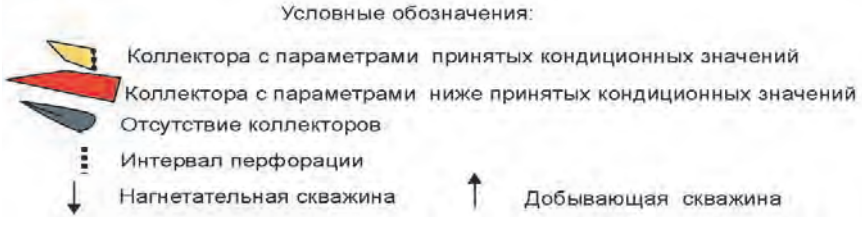


Рис. 2. Геологический профиль по линии скважин №№ 455а-3214 Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

Классификация запасов – главный документ, оказывающий определяющее влияние на различные аспекты деятельности нефтегазовых отраслей. Поэтому утвержденный вариант НКЗ надо срочно дорабатывать, а над вышеуказанными фундаментальными вопросами следует организовать широкую научно-практическую работу. Одновременно следует организовать широкое обсуждение вопросов рациональности и оптимальности разработки месторождений УВ.

Впервые термин «рациональность» был сформулирован академиком А.П. Крыловым как «…достижение заданной добычи нефти при минимуме затрат» [7]. Этот критерий рациональности просуществовал более полвека. Затем, в 1986 году, Центральной комиссией по разработке нефтяных месторождений (ЦКР) был сформулирован другой критерий рациональности, который заключался в обеспечении потребностей народного хозяйства в нефти при возможно меньших народно-хозяйственных издержках и более полном извлечении нефти из недр.

В советское время в соответствии с принятыми критериями были сформулированы принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, которые и сыграли положительную роль в эксплуатации месторождений [8].

За годы рыночных реформ накопилось много проблем, касающихся воспроизводства минерально-сырьевой базы, нерационального использования недр, наносящих непоправимый вред разработке наиболее значимых нефтяных месторождений страны.

Отсутствие общепринятой формулировки рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях явление совершенно не допустимое. Если ее нет, значит, не обозначены цели, которые должны достигаться при разработке нефтяных месторождений.

Обоснование искомого Критерия было дано в работах [2, 9]. В современном, уточненном, варианте он звучит следующим образом. Рациональной системой разработки нефтяного (газового) месторождения и обустройства промысла признается такая система, которая запроектирована на современной научно-технической и методологической основе, прошла государственную экспертизу, обсуждение и утверждение в ЦКР и ГКЗ, реализуется современным научным сопровождением и государственным контролем, обеспечивает сбалансированность интересов населения страны и, в частности, местного населения, а также недропользователя, соблюдение требований защиты окружающей среды и Недр, «Закона о Недрах» и регламентирующих документов, а также положительные социальные последствия и гарантии.

Критерий оптимальности разработки месторождений в рыночной экономике замкнулся на NPV (ЧДД). В современных условиях это оказалось недостаточным. Известно, что величины NPV, срока окупаемости затрат, зависят от цены нефти на мировом рынке и соответственно на внутреннем. События последнего времени убеждают любого, что нет никаких основ для абсолютизации важнейшей составляющей в величине NPV – цены на нефть.

Влияние разработки месторождения на федеральный, региональный и муниципальный бюджеты учитывается показателями бюджетной эффективности. Интересы государства в части наполнения бюджета носят «более краткосрочный» характер по сравнению с «долговременными» интересами общества.

Для недропользователя нужна высокая прибыль и более быстрая окупаемость затрат, а для народа – длительные поступления от эксплуатации месторождения (больший КИН). Следовательно, в целом нужна оптимизация добычи и максимизация КИН. Это должно решаться на стадии проектирования и экспертизы документов на разработку месторождения на принципах рациональности, механизм которого показан на рис. 3.

При этом каждый из основных экономических критериев (ЧДД, ВНР, ИД, ПОК) не является достаточным для выбора варианта разработки месторождения. Решение об этом должно приниматься с учетом значений

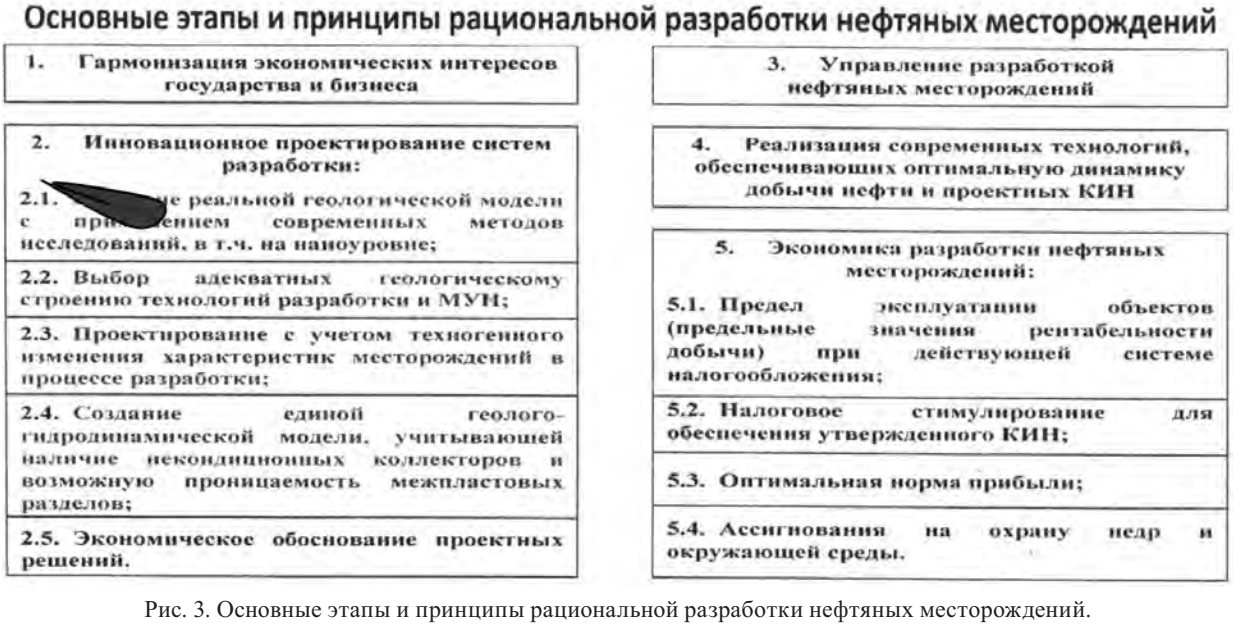


Рис. 3. Основные этапы и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений.

всех интегральных показателей в интересах всех участников процесса (государства, в том числе регионов и муниципалитетов, инвестора, недропользователя).

Здесь основное значение приобретает проектирование разработки. Несмотря на формальное обновление стандартов, проектирование, по существу, ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. Метод аналогии, используемый авторами проектов (особенно это касается геолого-физической характеристики залежи), несовершенство методов моделирования и гидродинамических расчетов, игнорирование общепризнанных классических методов решения задач разработки, отсутствие глубокого профессионального анализа выработки запасов, недостаточный контроль и регулирование процессов разработки – это путь в неизвестность. Все перечисленные проблемы приводят не только к непродолжительной «жизни» проектов, но и к разубоживанию запасов нефти. Особенно неприемлемый уровень проектирования разработки месторождений с основной долей ТЗН. Отсутствие необходимых исходных данных о геологическом строении месторождений (неполнота исследований керна, грунтов, шлама и пластовых флюидов, современной петрофизики, необходимых объемов и комплекса ГИС и ГДИС), низкое качество геолого-гидродинамических моделей и неподготовленность месторождений к проектированию разработки. Отсутствие научно обоснованных систем воздействия, МУН и ОПЗ для конкретных геолого-физических условий залежей не позволяет запроектировать рациональные системы разработки с внедрением систем инновационного воздействия, для решения задачи оптимизации добычи и максимизации КИН.

В рамках сложившейся практики проектирования разработки нефтяных месторождений наивно уповать на простое совершенствование этого процесса. Опыт инновационного проектирования в РТ свидетельствует о необходимости перехода на инновационное проектирование [4].

Под инновационными мы понимаем проекты (техсхемы) разработки, в которых предлагаются к внедрению новые технологические и технические решения, позволяющие существенно повысить текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН при выполнении сегодняшних проектных решений.

Инновационное проектирование обязательно нужно для проектирования месторождений с ТЗН и НЗН.

Самое главное для успешности инновационного проектирования собрать достаточно необходимый материал по геологии и разработке месторождений (в том числе на нано-уровне – наногеология), отображающий мельчайшие нюансы в строении месторождения: трещиноватость, небольшой мощности глинистых и плотных пород, изменения конфигураций ВНК, ГНК, составы и развитие глинистых минералов в разрезе и др.). И самое главное, принципиально изменить отношение к геологической модели (выделение геологических стадий разработки, концепция ЭПП, современное понимание процессов нефтевытеснения).

Для выполнения такой ТСР требуется в 3–5 раз больше времени и в 6–8 раз больше средств, чем при обычном проектировании разработки. Однако при ее завершении мы получим эксклюзивный проект, и главное – кратное повышение КИН по наиболее сложным залежам с трудноизвлекаемыми запасами.

Литература

1. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство, 1/2006, с. 34–41.

2. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2003. – 596 с.

3. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2012. – 664 с.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ. – 2014. – 750 с.

5. *Хусаинов В.М.* Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологичсекие основы, практика): Автореф. дис. ... техн. наук. – Москва, 2011. – 50 с.

6. *Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н.* Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного 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.

7. *Крылов А.П.* Основные принципы разработки нефтяных месторождений в СССР: Доклад на IV Международном нефтяном конгрессе в Риме. – М.: Гостоптехиздат, 1955.

8. *Щелкачев В.Н.* Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. Губкина, 2004. – 608 с.

9. *Закиров С.Н.* Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача». – М.: Грааль, 2002. – 314 с.

Раздел 1

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Традиционные залежи

GEOMEHANICAL MODELING OF RESERVOIRS IN KRISHA-GODAVARI BASIN, INDIA

Rima Chatterjee
Dept. of Applied Geophysics, Indian School of Mines, Dhanbad-826004, India, rima_c_99@yahoo.com

Field-specific geomechanical model serves as a platform for greatly reducing costs and increasing production over the life of an oilfield. Rock mechanical properties of rocks are important in formulating the strategies related to well drilling and completion, reservoir stimulation and production as well as monitoring of reservoir process. In Indian scenario, the Krishna-Godavari (K-G) basin located at the eastern continental margin of India is one of the prime sedimentary basins, producing commercial hydrocarbons from reservoirs belonging to Permo Triassic to Miocene age. A consistent analysis of well logs and its interpretation in terms of petrophysical parameters is essential for reservoir characterization and development of geomechanical model. Few oil/gas fields are chosen for developing the geomechanical models under the onshore part of K-G basin. A study on the petrophysical, rock mechanical properties of formation, in-situ stress and PP have been made from exploratory wells distributed near oil and gas fields such as: Suryaraopeta (SUR), Mahadevapatnam (MDH), Razole (RZL), Mori (MOR), Rangapuram (RNG), Mandapeta (MND), Endamuru (END) and Ravva in the onshore and shallow parts of this basin (Figure 1).

Formation Micro Imager (FMI) logs from four numbers of borehole (KA, KL, KS and KD) located in this basin have been analyzed to identify fractures and breakouts. The orientation of maximum principle horizontal stress (S_H) obtained from orientation of breakout and drilling induced fractures varies from N14.54^{0}E to N21.84^{0}E for four wells. Three types of natural fractures such as: open, closed and partial open fractures have been noticed in the wells KD, KS and KL. The dip of natural fracture varies from 4.83^0 to 29.31^0 with a dominating mean azimuth of N9^{0}E. The orientation of S_H is in agreement with the regional horst-graben trend which is towards NNE in this basin.

Abnormally high pressures, measured by repeat formation tester (RFT) and detected by well log data from ten wells, occur in the Vadaparru Shale of Miocene and Raghavapuram Shale of Early Cretaceous age. Pore pressures have been estimated using the conventional Eaton sonic equation with an exponent of 3.0. The observed abnormal PP gradient

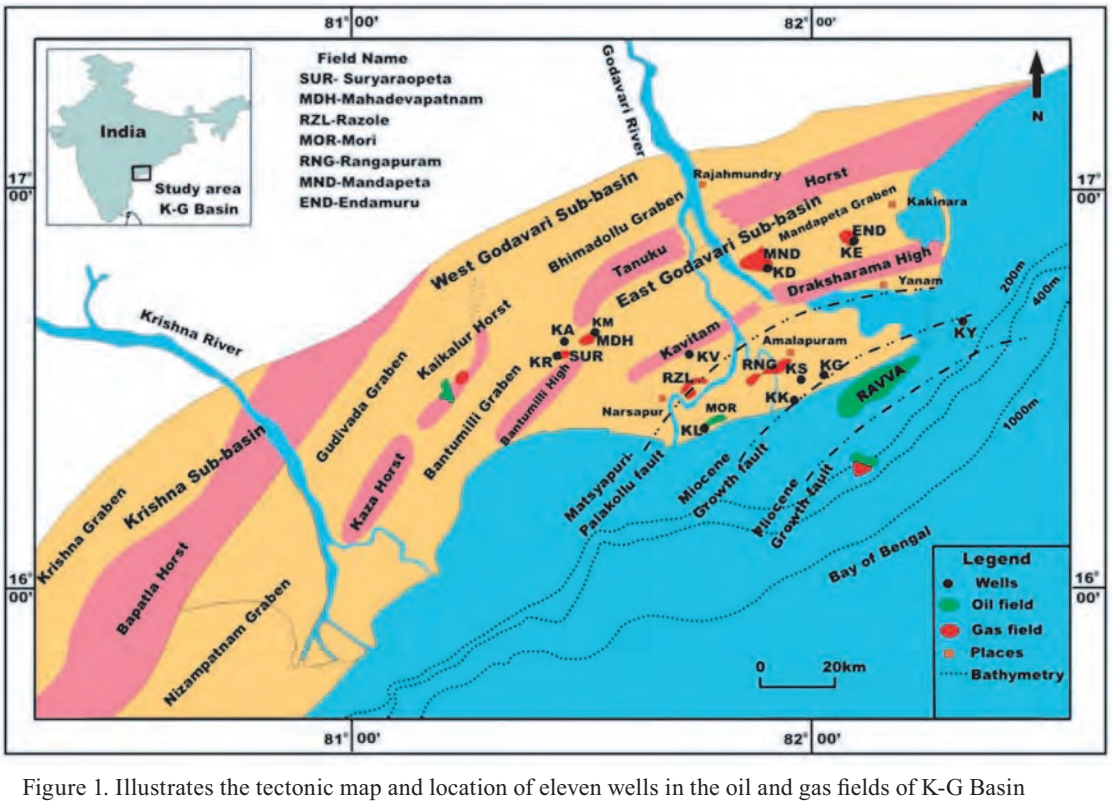


Figure 1. Illustrates the tectonic map and location of eleven wells in the oil and gas fields of K-G Basin

ranges from 11.85 to 13.10 MPa/km whereas fracture pressure gradient varies from 17.40 to 19.78 MPa/km. The magnitude of vertical stress (S_v) has a gradient from 21.00 to 23.10 MPa/km. The minimum horizontal principal stress (S_h) magnitude is found to vary from 64% to 77% of the S_v in normally pressured to overpressured sediments. The magnitude of S_H as computed at the breakout intervals only for two wells is found to be 25.01 MPa at depth 1297-1311m in well KS and 59.03 MPa at depth 2800-2830 m in well KA.

Comprehensive geomechanical modeling of subsurface reservoirs requires knowledge of rock strength, pore pressure, and magnitude and orientation of principal stresses. Rock mechanical properties such as Young's modulus, Poisson's ratio and in-situ stress orientations estimated from logs of Vp and Vs are used in this modeling. Two dimensional stress modeling using finite element analysis has been carried out for some important oil/gas fields situated within east and west Godavari sub-basins as a part of the current study. The inputs for this modeling have been relevant interpreted geological sections and rock mechanical properties derived from log data and density. Regional S_H orientation has been used for application of stress at the model boundary. Discontinuities in the stress pattern associated with interfaces between weak and competent layers have been observed and especially where silici-clastic and volcanic inter-bedded sequences are encountered. The model predicted stress orientations are verified with the FMI log data of wells KA and KS at the above mentioned sub-basins.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В БАССЕЙНЕ КРИША-ГОДАВАРИ, ИНДИЯ

Rima Chatterjee

Dept. of Applied Geophysics, Indian School of Mines, Dhanbad-826004, India, rima_c_99@yahoo.com

Профильная геомеханическая модель служит платформой для значительного сокращения расходов и увеличения добычи в течение срока эксплуатации нефтяного месторождения. Механические свойства горных пород играют важную роль в разработке стратегий, связанных с бурением и завершением скважин, воздействиями на коллектор и добычей, а также мониторингом процесса разработки пласта-коллектора. В индийском варианте бассейн Криша-Годавари (K-G), расположенный в восточной части континентальной окраины Индии, является одним из основных осадочных бассейнов с промышленной добычей углеводородов из коллекторов, приуроченных к Пермскому, Триасовому и Миоценовому возрасту. Последовательный анализ каротажа скважин и их интерпретация в части петрофизических параметров имеет важное значение для определения характеристик коллектора и разработки геомеханической модели. Несколько месторождений нефти/газа были выбраны для разработки геомеханических моделей под береговой частью бассейна K-G. Были изучены петрофизические, механические свойства формирования пород, внутрипластовое напряжение и поровое давление из разведочных скважин, распределенных вблизи нефтяных и газовых месторождений, таких как: Сурьяраопета, Махадевапатнам, Разоле, Мори, Рангапурам, Мандапети, Эндамуру и Равва в береговой и мелководной частях этого бассейна (Рисунок 1).

Были проанализированы каротажные диаграммы пластового построителя микроизображений (FMI) из четырех скважин (KA, KL, KS и KD), расположенных в этом бассейне, с целью выявления трещин и прорывов. Ориентация главного максимального горизонтального напряжения (S_H), полученного из ориентации прорывов и бурения индуцированных трещин изменяется от N14.54^{0}E до N21.84^{0}E для четырех скважин. Три типа естественных трещин, такие как: открытые, закрытые и частично открытые трещины были замечены в скважинах KD, KS и KL. Падение естественных трещин варьируется от 4.83^0 до 29.31^0 с доминирующим средним азимутом N9^{0}E. Ориентация S_H находится в согласии с региональным горстом-грабеном, который в этом бассейне простирается на север и северо-восток.

Аномально высокие давления, измеренные с помощью опробователя пластов многократного действия (RFT) и обнаруженные на каротажных данных из десяти скважин, встречаются в сланцах Вадапарру миоценового возраста и сланцах Рагхавапурам ранне-мелового возраста. Поровое давление было рассчитано с применением обычного Итонского акустического уравнения с экспонентой 3,0. Наблюдаемый аномальный градиент ПП колеблется от 11,85 до 13,10 МПа/км, тогда как градиент давления трещин колеблется от 17.40 до 19.78 МПа/км. Величина вертикального напряжения (S_v) имеет градиент от 21,00 до 23,10 МПа/км. Минимальное главное горизонтальное напряжение (S_h) изменяется от 64% до 77% от S_v в отложениях с обычным давлением до повышенного давления. Величина S_H, рассчитанная на интервалы прорыва только для двух скважин, составляет 25,01 МПа при глубине 1297-1311 м в скважине KS и 59,03 МПа при глубине 2800-2830 м в скважине KA.

Комплексное геомеханическое моделирование пластов-коллекторов требует знания прочности породы, порового давления, а также величины и ориентации главных напряжений. В данном моделировании используются механические свойства пород, такие как модуль Юнга, коэффициент Пуассона и внутрипластовых напряжений, оцененные по каротажам Vp и Vs. В рамках настоящего исследования было проведено двумерное моделирование напряжений с использованием анализа конечных элементов некоторых важных месторождений нефти/газа, расположенных в восточных и западных суббассейнах Годавари. Исходными данными для этого моделирования служили соответствующие интерпретируемые геологические разрезы и механические свойства горных пород, полученные из данных каротажа и плотности. Региональная ориентация SH была использована для применения

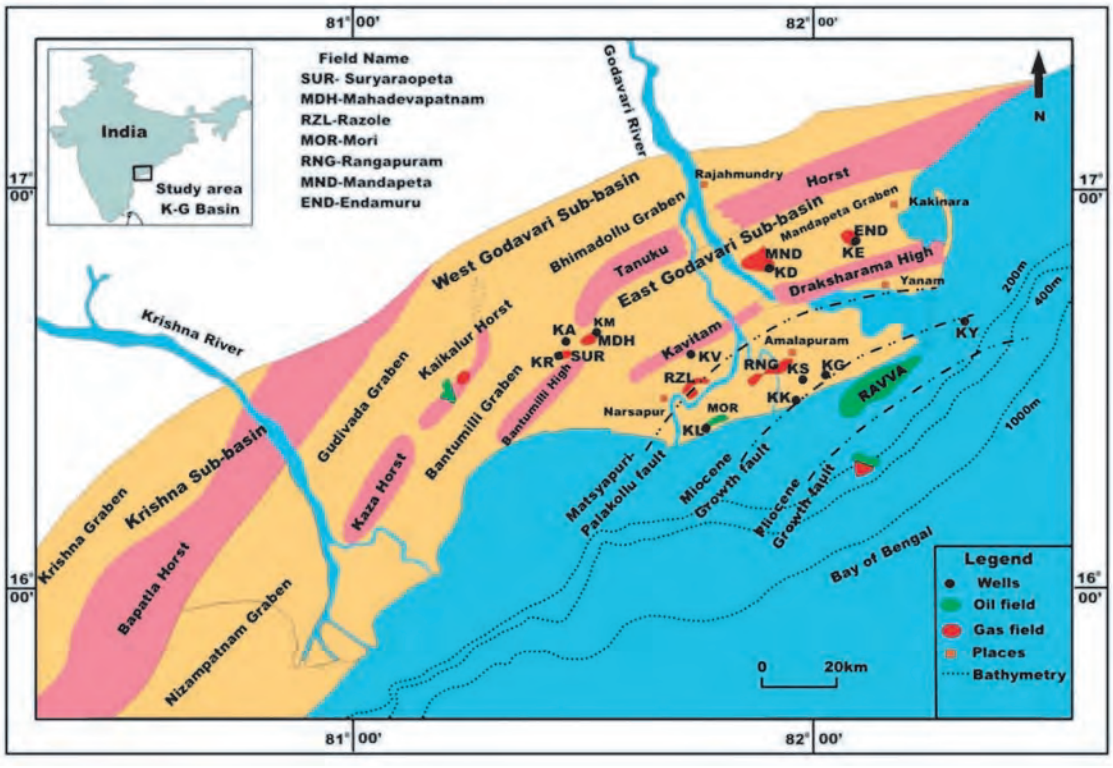


Рис. 1. Показана тектоническая карта и расположение одиннадцати скважин в нефтяных и газовых месторождениях бассейна K-G

напряжения на границе модели. Разрывы в структуре напряжений, связанные с соприкосновением между слабыми и прочным слоями наблюдались особенно там, где встречались обломочно-кремнистые и вулканические пересла-ивающиеся пласты. Ориентации напряжений, предсказанных по модели, сверяются с данными FMI скважин KA и KS на вышеуказанных суббассейнах.

POLYMER FLOODING TO IMPROVE VOLUMETRIC SWEEP EFFICIENCY IN WATERFLOODING PROCESSES

Gustavo-Adolfo Maya-Toro

Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petryleo (I.C.P.), A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia, e-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co

1.INTRODUCTION

Waterflooding is one of the most widely known and implemented oil recovery processes worldwide. Nevertheless, application of this secondary process involves limitations for sweep efficiency. Therefore, it is necessary to implement enhanced oil recovery (EOR) methods with the purpose of increasing both volumetric and displacement efficiencies and increasing, thus, the recovery factor, even at early stages of the waterflooding process (Alvarado & Manrique, 2010).

The average recovery factor in Colombia is approximately 19%, and about 90% of the oil fields of the country are still producing at their primary stage. About 88% of production comes from primary recovery, 11% of secondary recovery and less than 1% of production come from enhanced oil recovery (Castro *et al.,* 2010). Different enhanced oil recovery pilots have been implemented as alternatives to increase oil production and maximize final recovery in Colombian fields.

This paper discusses the strategy, protocols and methodology used to design, implement and monitoring a polymer flooding project. It presents as an application case the stages of screening (Sandoval *et al.,* 2010; Trujillo *et al.,* 2010), area selection, experimental feasibility, numerical simulation, infrastructure, financial analysis, automation, execution and online monitoring of the first polymer flooding pilot project executed in Colombia by Ecopetrol.

The experimental study, the selection of polymers was based on compatibility and solubility with the formation water, viscosity of the polymer as a function of concentration and shear stress, viscoelasticity (screen factor), filterability and rheological behavior. Even though the test protocols used were mainly based on the API RP63 standard (1990), other methods for selection of products (Levitt & Pope, 2008; Seright, Seheult & Talashek, 2008; Sorbie, 1991) were also considered. The technical and experimental evaluation process identified two companies to supply and inject the selected polymer.

Execution of the pilot project started in March 2014. It consist of two flooding patterns eache one operated by a different company; the injection facilities (single well type) used have allowed the displacement of more than two million barrels of polymer solution to the reservoir. Some results of this project are a decrease in water production and an increase in oil production and final expected recovery factor.

Some operating indicators such as water quality, power supply and non-productive times have been improved to obtain a better performance and control of the process. During execution of this project, no accidents or environmental incidents have occurred.

2. ANALYSIS AND DISCUSSION OF RESULTS

The selection of polymer flooding technology as enhanced recovery method in Yariguи-Cantagallo Field was the result of a comprehensive and integrated study of the reservoir combined with experimental evaluations and conceptual numerical simulations. The Yariguи-Cantagallo polymer flood pilot results are summarized below.

Patterns of YR-504 and YR-510 were chosen, evidencing a fast incremental oil response followed by an increase in the water cut during the waterflooding process. The selected area is shown in Figure 1.

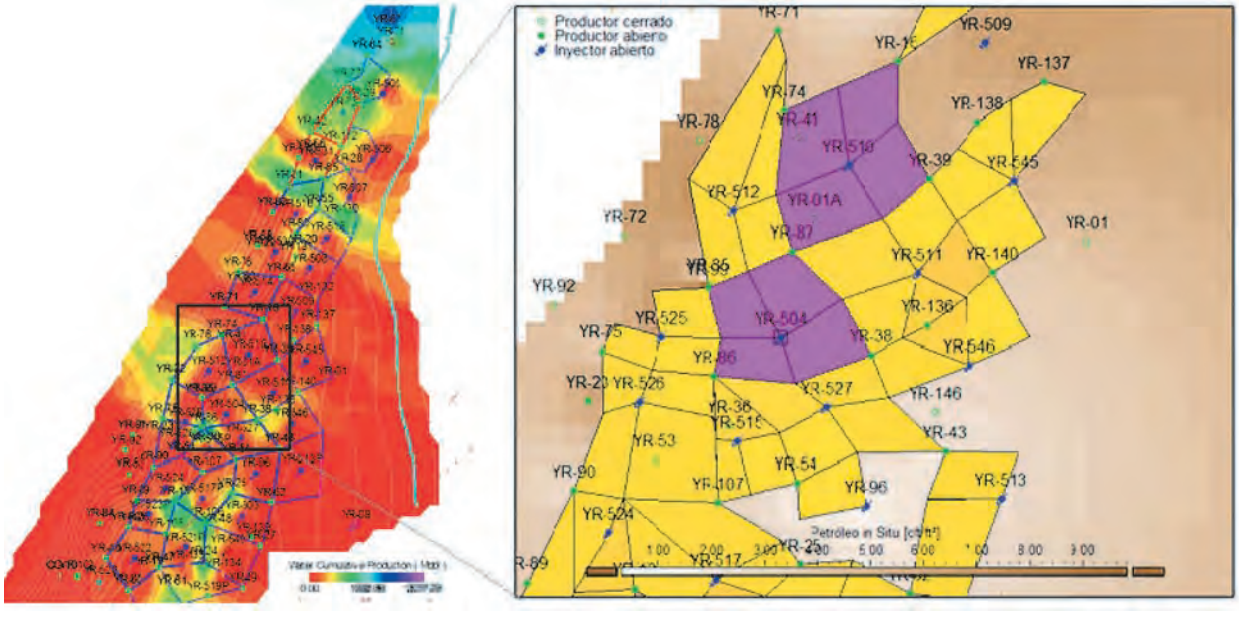


Figure 1. Patterns (YR-504 & YR-510) selected for the polymer flooding pilot project

Figure 2 shows the sector model used for the simulation of polymer injection at field level. After history matching of the numerical model, different polymer flooding scenarios were evaluated. This analysis allowed identifying the performance of Yariguи-Cantagallo pilot project under different injections schemes and operating conditions.

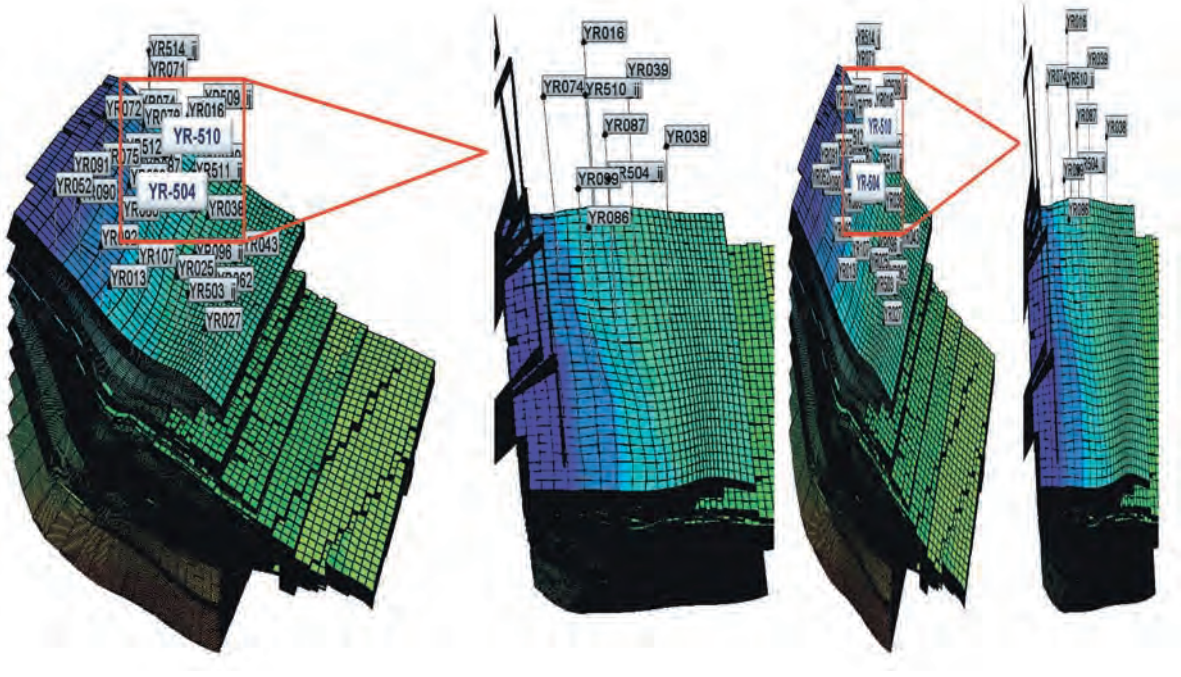


Figure 2. Sector Model with pilot patterns YR-504 and YR-510, Yariguи Cantagallo Field.

Based on a cost – benefit ratio, the best scenario identified during the simulation study was injecting a total of 0.2 pore volumes (PV) of polymer solution in each well pattern, using an average injection rate of 1,500 BPD and a polymer concentration of 600 ppm.

The incremental oil production response was observed nine months after the beginning of polymer flooding. This production response was faster than the estimated in the numerical simulation studies. Figure 3 shows the behavior of incremental oil production and the stabilization of the water cut in the influenced production wells.

Until Julio 31 / 2016, a cumulative incremental oil production of 135 KBO has been produced. Additionally, the water cut stabilized since the injection of polymer began. The estimated cost per incremental barrel of the pilot is 20% to 40% lower than the originally estimated (USD 6-8).

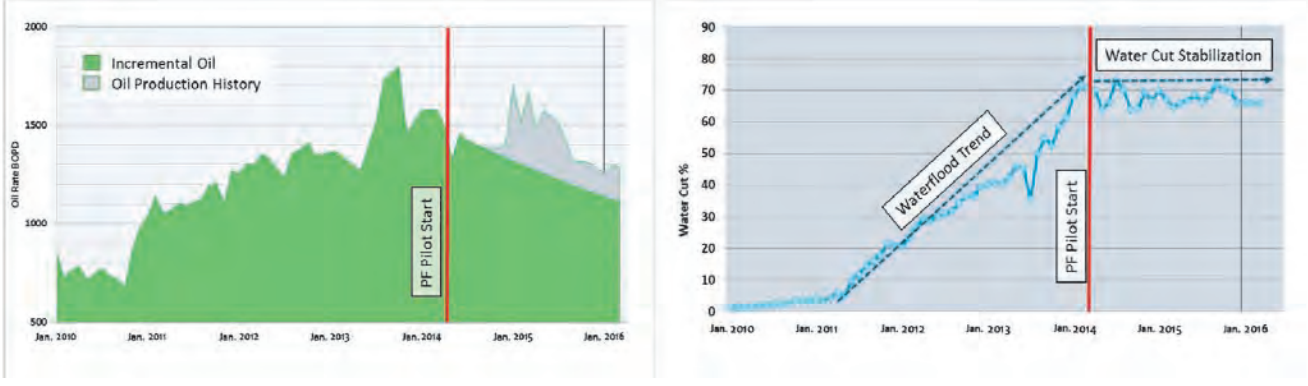


Figure 3. Pilot response of polymer flooding in Yariguи- Cantagallo Field

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КОМПАНИИ ЭКОПЕТРОЛ (КОЛУМБИЯ): ОТ ИССЛЕДОВАНИЙ ДО ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ

Gustavo-Adolfo Maya-Toro

Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petryleo (I.C.P.), A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia, e-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co

1. Введение

Заводнение является одним из наиболее широко известных и реализуемых процессов извлечения нефти во всем мире. Тем не менее, применение этого вторичного процесса включает в себя ограничения по эффективности вытеснения. Поэтому необходимо внедрять методы увеличения нефтеотдачи пластов с целью повышения как объемной эффективности, так и эффективности вытеснения, и, соответственно, коэффициента извлечения нефти, даже на ранних стадиях процесса заводнения (Alvarado & Manrique, 2010).

Средний коэффициент извлечения нефти в Колумбии составляет приблизительно 19%, и около 90% нефтяных месторождений страны до сих пор эксплуатируются на начальной стадии. Около 88% продукции поступает при первичном извлечении, 11% при вторичном извлечении и менее 1% продукции поступает от применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (Castro *et al.,* 2010). В качестве альтернативы для увеличения добычи нефти и обеспечения максимального окончательного извлечения в месторождениях Колумбии были реализованы различные пилотные методы увеличения нефтеотдачи.

В данной статье обсуждаются стратегии, протоколы и методология, используемые для разработки, реализации и мониторинга проекта полимерного заводнения. В ней представлены варианты применения этапов экранирования (Sandoval *et al.,* 2010; Trujillo *et al.,* 2010), выбор области, экспериментальное технико-экономическое обоснование, численное моделирование, инфраструктура, финансовый анализ, автоматизация, выполнение и онлайн-мониторинг первого пилотного проекта полимерного заводнения, выполненного в Колумбии компанией Ecopetrol.

В экспериментальном исследовании выбор полимеров основывался на растворимости и совместимости с пластовой водой, вязкости полимера в зависимости от концентрации и напряжения сдвига, вязкоупругости (коэффициент экранирования), фильтруемости и реологического поведения. Даже несмотря на то, что используемые протоколы испытаний преимущественно основаны на стандарте API RP63 (1990), также были рассмотрены другие методы отбора продуктов (Levitt & Pope, 2008; Sorbie, 1991; Seright, Seheult & Talashek, 2008). В процессе технической и экспериментальной оценки были выявлены две компании для поставки и закачки выбранного полимера.

Выполнение пилотного проекта началось в марте 2014 г. Он состоит из двух моделей заводнения, обе управляются разными компаниями; используемые нагнетательные объекты (с одной скважиной) позволили вытеснить более двух миллионов баррелей полимерного раствора в пласт-коллектор. Также в результате этого проекта снизилась добыча воды и увеличился объем добычи нефти и конечного ожидаемого коэффициента извлечения нефти.

Некоторые рабочие показатели, такие как качество воды, электроснабжения и время простоя были улуч-

шены для более высокой производительности и контроля над процессом. Во время выполнения этого проекта, никаких аварий или экологических происшествий не произошло.

2. Анализ и обсуждение результатов

Полимерная технология заводнения была выбрана в качестве метода увеличения нефтеотдачи на месторождении Яригуй-Кантагалло (Yarigun-Cantagallo) в результате всестороннего и комплексного изучения пласта в сочетании с экспериментальными оценками и концептуальным численным моделированием. Результаты пилотного полимерного заводнения месторождения Яригуй-Кантагалло приведены ниже.

Были выбраны образцы YR-504 и YR-510, которые свидетельствуют о быстрой возрастающей реакции нефти с последующим увеличением содержания воды во время процесса заводнения. Выбранная область показана на рис. 1.

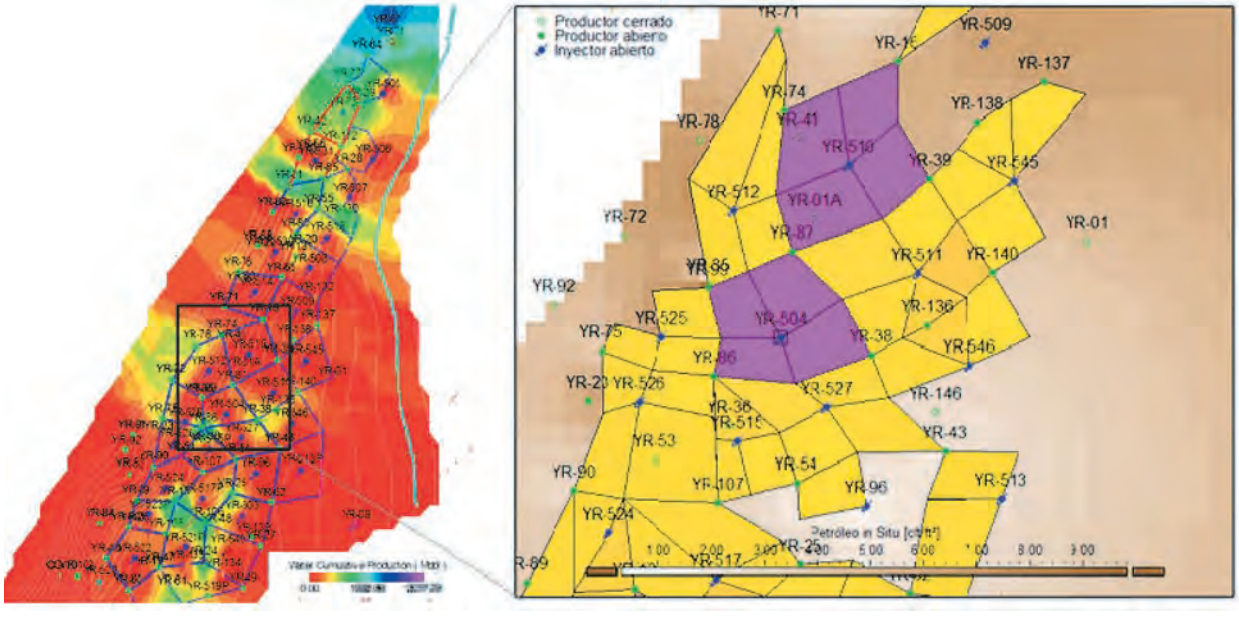


Рис. 1. Образцы (YR-504 и YR-510), выбранные для проекта пилотного полимерного заводнения

На рис. 2 показана модель сектора, используемого для моделирования закачки полимера на уровне месторождения.

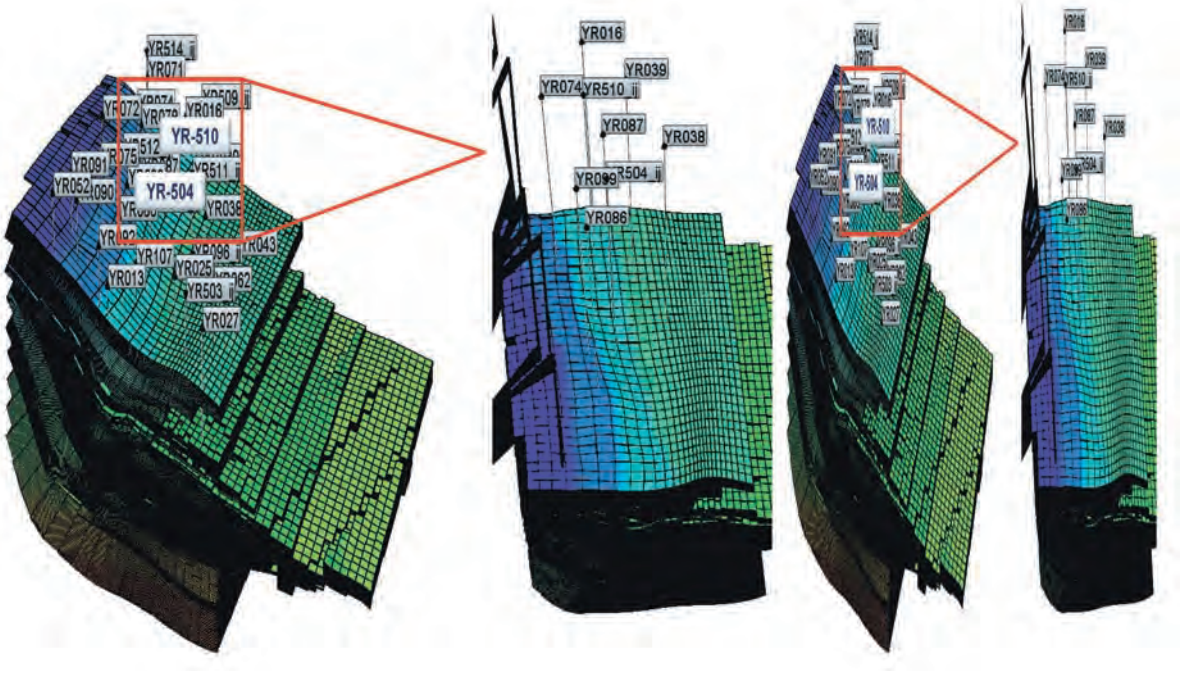


Рис. 2. Модель сектора с пилотными образцами YR-504 и YR-510, месторождение Ярингуй-Кантагалло (Yarigun-Cantagallo)

После согласования численной модели, были оценены различные варианты полимерного заводнения. Этот анализ позволил идентифицировать выполнение пилотного проекта Ярингуй-Кантагалло при различных схемах закачки полимера и условий эксплуатации.

В соотношении затраты – выгода, лучшим вариантом, определенным в ходе исследования моделирования, является закачка полимерного раствора с общим объемом пор 0,2 в каждый образец скважины, используя среднюю скорость закачки 1500 бар/сут и концентрацию полимера 600 частей на миллион.

Возрастающая реакция добычи нефти наблюдалась через девять месяцев после начала полимерного заводнения. Такая реакция добычи была быстрее, чем предполагалось в численных исследованиях моделирования. На рис. 3 показана зависимость возрастающей добычи нефти и стабилизации обводненности в добывающих скважинах.

До 31 июля 2016 года было произведена совокупная дополнительная добыча нефти в количестве 135 тыс. бар /сут. Кроме того, обводненность стабилизировалась после закачки полимера. Ориентировочная стоимость дополнительного барреля в пилотном проекте от 20% до 40% ниже, чем первоначально предполагалось (6-8 долл. США).

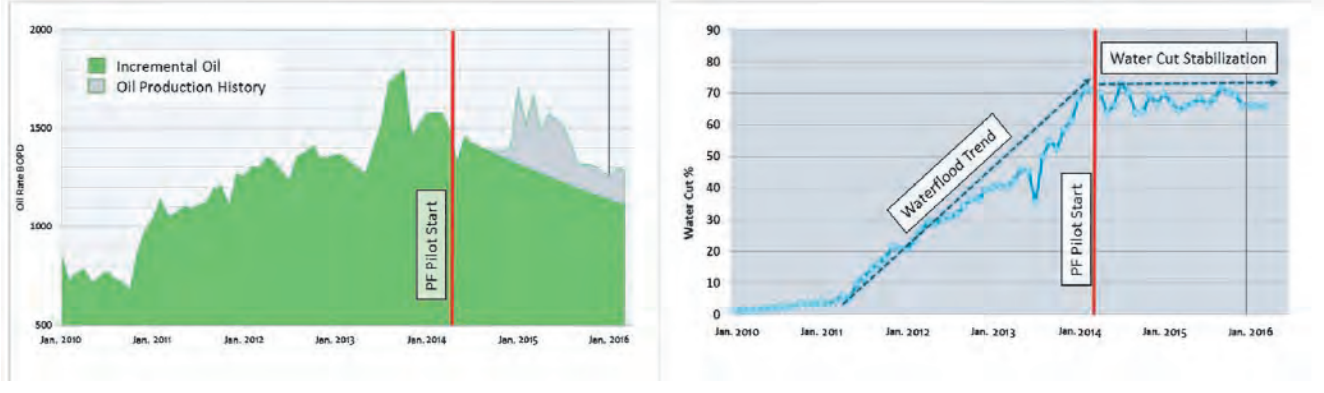


Рис. 3. Пробная реакция полимерного заводнения в месторождении Ярингуй-Кантагалло (Yarigun-Cantagallo)

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ

С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев
Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), ezakirov@ogri.ru

К докладу на данной конференции подтолкнула защита докторской диссертации в нерядовом университете, на которой присутствовал один из авторов. В процессе заседания было колебание выступить за или против присуждения докторской степени соискателю. Сомнения все же привели к решению выступить с оправдательным «приговором». Ибо один из главных недостатков у соискателя был продиктован всеобщим, по теме, заблуждением предшественников и даже ныне живущих ученых.

Пожелания нефтегазовым университетам

В упомянутой диссертации на степень доктора технических наук анализируются разные факторы, влияющие на коэффициент извлечения нефти (КИН) с соответствующими выводами и рекомендациями. Авторов доклада озадачило использование в исследованиях известных формулы Дюпюи и абсолютной проницаемости по газу. Почему?

В 2000 г., по инициативе незабвенного Председателя ЦКР Лисовского Н.Н., в стране началась долгожданная революция 3D компьютерного моделирования! Авторы, будучи членами и экспертами ЦКР, стали замечать некондиционность всех (доступных авторам) проектов разработки. Ибо мы имели уже значительный багаж в области методов, методологии 3D компьютерного моделирования (см., например, изложение докторской диссертации в [1]).

Авторский Анализ-Синтез привел к следующим результатам:

– Недостатки проектных документов предопределены возникшим нарушением системности во взаимодействии между научными дисциплинами Нефтегазовой науки [2].

– Исходные классические дифференциальные уравнения неустановившейся фильтрации в 3D, трехфазной постановке гениального гидродинамика М. Маскета [3], правильные по сути, но неудачно реализованные и не адекватно понятые, породили ошибки, упущения в докомпьютерной методологии практически во всех научных дисциплинах Нефтегазовой науки.

– Для выхода из кризисной ситуации пришлось в уравнениях М. Маскета базисную модель пористой среды с коэффициентами абсолютной проницаемости по газу $k_{абс}$ и коэффициентами открытой пористости $m_о$ заменить на модель с реалистичными коэффициента эффективной проницаемости $k_{эф}$ и эффективной пористости $m_{эф} = m_о(1-$

$S_{в\ ост}$), где $S_{в\ ост}$ – коэффициент остаточной (связанной) водонасыщенности. Проницаемость $k_{эф}$ – это фазовая проницаемость для нефти при водонасыщенности $S_{в\ ост}$ [3].

Такая реконструкция исходной базисной модели пористой среды позволила восстановить системность взаимопонимания и взаимодействия научных дисциплин в Нефтегазовой науке.

Все в методологии нефтегазового недропользования в докомпьютерную эру авторы отнесли к Концепции *абсолютного* (нереалистичного) порового пространства (АПП). А все, что связано с $m_{эф}$ и $k_{эф}$, мы отнесли к Концепции *эффективного* (реалистичного) порового пространства (ЭПП) [3, 4].

Не вдаваясь в многочисленные подробности, отметим, что Концепция ЭПП, с одной стороны, видоизменила методологию исследований в физике и петрофизике пласта, в геофизических и гидродинамических исследованиях скважин, в подсчете запасов нефти и газа, в построении 3D геологических и 3D гидродинамических моделей продуктивных пластов. С другой стороны, она же: а) позволила авторам создавать новые технологии разработки, невозможные в рамках Концепции АПП, б) заставила авторов создавать новые технологии исследования скважин и пластов [4].

С позиций Концепции ЭПП, использование $k_{абс}$ и формулы Дюпюи не позволяет оперировать исходным для соискателя достоверным критерием – коэффициентом продуктивности. Авторы в своих публикациях отмечали и пагубность использования балансовых запасов в 3D геологических и 3D гидродинамических моделях пластов. Очевидно, что они капитально затрудняют процедуры адаптации 3D гидродинамических моделей, а также искажают результаты 3D компьютерного моделирования. Использование балансовых запасов при подсчете КИН предопределяет завышенность значений КИН [4, 5, 6]. При завышенности КИН у недропользователя отпадает стимул к внедрению МУН (методов увеличения нефтеотдачи пластов).

Пройдя стадию обоснования, созревания, Концепция ЭПП была представлена Председателю ЦКР. Его гениальность проявилась в том, что он, будучи геологом по образованию, солидаризировался со всеми потребными преобразованиями в нефтегазовых дисциплинах. Наши материалы он разослал во все НИИ, институты, ведущим ученым. Рассмотрение их состоялось на расширенном заседании ЦКР 13 октября 2005 г. [3, 7]. В заключении Протокола было зафиксировано [7]:

– признать необходимым переход на составление 3D геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов на основе Концепции эффективного порового пространства.

К сожалению, Концепция ЭПП не нашла отражения в «Новой» Классификации запасов, в сопутствующих Правилах разработки и Правилах проектирования разработки. Не обременяя себя высказанными в печати, на конференциях критическими замечаниями, руководство Минприроды РФ, ГКЗ и ЦКР на основе административного ресурса внедрили их в деятельность нефтегазового недропользования с 01.01.2016 г.

В этой ситуации соискатель, следуя Концепции ЭПП, рисковал не защитить диссертацию. Такие прецеденты уже имели место быть, минимально в двух случаях.

Кроме того, при всем желании следовать Концепции ЭПП, соискатель по исследованным месторождениям не нашел бы требуемых значений $k_{эф}$, геологических запасов и соответственно – реалистичных КИН.

Возможно, приведенная аргументация поспособствовала общему положительному голосованию по проблемной диссертации. Из этого частного примера авторы делают следующие выводы:

– несмотря на нерадивые регламентирующие документы от непрофессиональной бюрократии, нефтегазовым университетам целесообразно и необходимо переходить на Концепцию ЭПП. Это повысит их рейтинг среди зарубежных университетов.

– разыгрывание такой «фишки» предоставляет простор для новых интересных лабораторных и промысловых экспериментов. Воспитанные на новых идеях, выпускники вузов принесут пользу нефтегазовым компаниям.

Пожелание классическим университетам

Эволюции Науки, соответственно Человечества, препятствует Преграда в лице убийственного Постулата:

«Этого не может быть потому, что не может быть никогда!»

Даже злачные примеры с генетикой и кибернетикой не идут в счет. Хотя и они утверждают, что бредовые идеи в науке нередко являются основой уникальных открытий, технологий. Нередко в борьбе с супостатами нас не спасает и замечательное высказывание отечественного гения – П.Л. Капицы: «Наука – это то, чего не может быть. А то, что может быть – это технический прогресс».

К сожалению, в России немалое число ученых, менеджеров страдают нетерпимостью к чужим идеям, инновациям.

Приведем навязываемый авторами отечественным классическим университетам поучительный пример с Галактоцентрической парадигмой.

Известно, что Гелиоцентрическая парадигма долго и мучительно, с кострами, достигала своего признания. Это притом что, образно говоря, Гелиоцентрическая парадигма «валялась на дороге, и нужно было лишь нагнуться». Ибо она давно была известна в древних Индии, Египте, Междуречье.

Для рождения Галактоцентрической парадигмы, иначе выражаясь, надо было «звезду с неба забрать» и «каменную глыбу с земли поднять». То есть, ее создатель должен был быть эрудитом и в геологии, и в астрономии,

в диаметрально противоположных древних науках. С огромной историей и фактурой. К тому же Человечеству, а главное – студентам, уже позорно довольствоваться лишь Гелиоцентрической парадигмой!

Природе в единственном варианте удалось родить лишь одного такого ученого – А.А. Баренбаума. Он смог позаимствовать у геологии и астрономии всего несколько достоверных фактов. И на них построить Галактоцентрическую парадигму (ГЦП), которая скорректировала затем многие положения и в геологии, и в астрономии. Она подтвердила также свою жизненность на иных, не решенных, проблемах в этих науках.

Автор парадигмы впервые описал те нетривиальные События, которые происходят с Солнечной системой и планетой Земля за время их оборота в течение почти 250 млн лет вокруг центрального ядра нашей галактики. В итоге астрономия стала судьей для геологических гипотез и теорий. А геология превратилась в оценщика достоверности астрономических идей и гипотез. Формирующийся симбиоз в порыве Единения совершенствует, видоизменяет наше скудное Миропонимание.

Но! К сожалению, большинство геологов не признают ГЦП потому, что они, не зная астрономии, не доверяют автору в его прогрессе в астрономии. Астрономы же, не зная геологию и не вникая в доказательную геологическую часть ГЦП, не признают ГЦП в целом.

Астрономы не присуждают автору степень доктора физико-математических наук. А геологи – степень доктора геолого-минералогических наук. И это в течение 10 лет, с 7 вариантами докторской диссертации. Автор мужественно борется за научную степень не ради степени (ему уже 70 лет), а ради торжества научного продукта отечественного производства. Но – очередная кибернетика + генетика.

По мнению ходатаев (лишенных укоренившихся предвзятостей геологов и астрономов), изумительные исследования А.А. Баренбаума заслуживают минимально одной Нобелевской премии. Чтобы страна не лишилась их, учитывая возрастной фактор, соответствующие доклады желательно заслушать на Президиуме РАН. Тогда у РАН, у СМИ появятся основания для пиар-компании. А студенты? Задохнуться от счастливого познания.

Рекомендация для нефтегазовых и классических университетов

Из всего сказанного, видимо, очевидной оказывается наша рекомендация для классических университетов. Данная рекомендация относится и к обучению геологов в нефтегазовых и классических университетах. Она говорит о целесообразности познания студентами геологических специальностей основ Галактоцентрической парадигмы.

Для будущих геологов Галактоцентрическая парадигма даст много новых и иных представлений касательно общепризнанной классической геологии. Однако объем и детализация Галактоцентрической парадигмы должны быть меньшего масштаба, по сравнению с будущими астрономами.

Здесь под словом «геологи», для простоты, понимаются все специалисты, так или иначе связанные с освоением запасов разных полезных ископаемых из недр Земли, включая, например, разработчиков месторождений нефти, газа, алмазов, угля. Ибо Галактоцентрическая парадигма развивает, уточняет наше Миропонимание, Красоту Мироздания. Что касается геологов с уклоном в нефтегазовое недропользование, то им необходимы также основы Концепции ЭПП.

Рекомендация экологам, и не только им

Она важна для действующих экологов (преподавателей) и студентов (будущих защитников Земли), а также студентов и преподавателей нефтегазовых университетов.

Соответствующая проблематика имеет следующую основу.

Еще до начала в стране компьютерной революции, авторы смогли создать алгоритм и программный комплекс для решения обратной задачи идентификации параметров пласта по данным эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, в 3D многофазной постановке и на современных идеях теории оптимального управления [1].

После создания алгоритма и программы их удалось апробировать на ряде объектов лишь в Норвегии и Германии. Широкого распространения данная инновация в стране не получила. Потому что практически на всех месторождениях имеются негерметичные скважины, по которым отсутствуют достоверные сведения о дебитах нефти, воды и газа, о пластовых и забойных давлениях, о результативности ГТМ. В результате отечественные разработчики вынуждены прибегать к мучительной, ручной адаптации 3D моделей к фактическим данным разработки.

Вторая причина, приведшая авторов к проблеме негерметичности скважин, сформировалась на почве экспертизы проектных документов. Недавний анализ состояния около 1000 негерметичных скважин в одной из нефтяных компаний страны показал, что негерметичными они становились через 5–10–15 лет их эксплуатации. То есть современные техника и технологии бурения и заканчивания нефтяных и газовых скважин несовершенны.

Не менее, а более несовершенной является современная технология ликвидационных работ на скважинах. На уровне теоремы можно утверждать, что все ликвидируемые скважины (в США, например, около 3 миллионов) не позднее 50-100-150 лет станут негерметичными.

Исследования авторов и фактические данные показывают, что даже сегодня на заброшенных месторожде-

ниях и скважинах имеет место восстановление и дебитов скважин, и пластовых давлений в них [8]. Следовательно, не позднее указанных сроков все ликвидированные скважины станут источниками Региональных и Глобальных Экологических Катастроф. Со всеми негативными последствиями.

Авторам не удалось привлечь к Проблеме профильное Минприроды РФ, зарубежные СМИ, включая журналы Oil and Gas Journal, Journal of Petroleum Technology, МИД РФ. Это вынудило авторов подготовить и направить в адрес Генерального секретаря ООН Пан Ги Муна соответствующее послание. В Послании мы рекомендуем эффективный, быстрый и дешевый прием для решения назревшей Проблемы. А именно: учредить Премию ООН в размере 1 млн долл. для нахождения за 3 месяца адекватной Природе технологии ликвидационных работ. Она, очевидно, привлечет внимание всех профессионалов-нефтяников. Нужное решение будет найдено, а минимизация Катастроф будет достигнута!

А затем целесообразно учредить Ежегодную Премию ООН за лучшие деяния в Проблематике Экологии Земли. Привлечение внимания студентов и преподавателей к этой проблематике актуально и надолго.

Рекомендация для индивидуального (пока) потребления

Ибо преподавательский состав еще не подготовлен. Разрушители же отечественного образования процветают и «правят бал». К сожалению, ученые самоустранились от книг Учения Жизни. Консерватизм живуч. Ограничимся одной этой мини критикой.

Согласно Учению Жизни (что за Учение – позже), все Мироздание зиждется, функционирует на Космических законах.

Не только функционирует. Но развивается, находится в Эволюционном процессе. Здесь действует соответствующий Закон – Зарождения, Мужания, Расцвета, Увядания, «Смерти». При этом смерти, в обыденном понимании, НЕТ! Есть только переход из одной формы существования в другую. С новым обликом, новыми целями, обновленными знаниями и возможностями.

В Эволюционном развитии находится и наша Земля и прежде всего – Человечество. Эволюция человечества протекает в так называемых Коренных расах (условно – классах). Предыдущая нам четвертая Коренная раса была связана с отжившей, около миллиона лет тому назад, цивилизацией Атлантиды. Сейчас заканчивается эволюция Человечества в пятой Коренной расе.

Раз речь идет об Эволюционных процессах, то гипотеза Большого взрыва предельно ошибочна. Тем более что после Большого взрыва все Мироздание якобы возникло из совокупности случайных процессов. В том числе флора, фауна и Человечество на Земле!?

Эволюционный процесс Человечества на Земле опекается нашими Учителями. Среди них – Кришна, Зороастр, Гермес Трисмегист, Будда, Моисей, Христос, Магомед, Божья Матерь и другие Светочи Духа. Целью их воплощений на Земле было – поднятие пошатнувшейся Нравственности, указание новых ориентиров. Ибо, повторюсь, нравственный человек не обманет, не украдет, не предаст, не убьет.

Помимо проблемы Нравственности у Иисуса Христа была еще важная Миссия: Загодя, за 2000 лет оповестить людей о предстоящем Божьем Суде. А что сам Суд пройдет только каждая вторая (!) созревшая особь для шестой, более Светлой Коренной расы. То есть печальна судьба 3,5 млрд землян. И никто этим не озабочен.

Не все сказанное знакомо многим, и часто оно воспринимается в качестве «бабушкиных сказок». Однако совсем мало кто понимает важнейшее Откровение Иисуса Христа (не дословно):

– И Я Умолю Отца. Даст Он вам Другого Утешителя. Утешитель же Научит вас всему и будущее Возвестит вам.

Сбылось это Откровение. В нескольких частных воплощениях Он (Утешитель) уже побывал на Земле. А главное Он Дал свод Надчеловеческой Мудрости в формате книг Учения Жизни. На экстрасенсорном уровне это Учение поступило Человечеству в период с 1880 по 1938 гг. через наших выдающихся соотечественников – Е.И. Рерих, Е.П. Блаватскую и Н.К. Рериха (кощунственно не признаваемых до сих пор!?).

Мудрость Нового Завета заняла около 140 страниц текста. Книги Учения Жизни вместе с комментариями уместились на 14 000 страницах. На английском языке они были опубликованы в годы Великой депрессии и начала Второй мировой войны. На русском языке они появились лишь в начавшиеся годы катастройки. В немалой степени поэтому Они не стали достоянием каждой семьи.

Последние 70–80 бесценных лет Наука и Религиозные культы, а соответственно и Человечество потеряли (почему? – не касаемся причин) с точки зрения подготовки к Экзамену.

Практически все научные дисциплины Большой Науки в Учении подвергнуты критике. Но вместе с тем ученым Даны направления исследований на ближайшие десятилетия и столетия. Аналогична ситуация с иерархами культов.

Очевидна непривлекательная поступь Человечества в Кануне Божьего Суда. Достаточно лишь упоминания о всемирном падении Нравственности. Вместо Будды, Моисея, Иисуса Христа, Магомеда главными божествами в Мире сегодня стали Доллар, Рубль, Евро!? За Доллар обманываем, терроризируем, убиваем и без религиозных воззрений.

Грандиозную Надчеловеческую Мудрость на двух-трех страницах не изложить. Времени для прочтения книг Учения, видимо, не осталось. Суть Учения можно осознать по авторской книге «Заповеданная Новая Россия». В ней, между прочим, мы приводим Проект Национальной Идеи России, по мотивам Учения Жизни. А также основы построения Заповеданной России.

Подчеркнем, что без Учения Жизни ожидаемый Экзамен на Нравственность не может состояться. Так как Его наличие до Экзамена Предсказал Сам Иисус Христос! То есть, 2000 лет – не с потолка. А соответствующее самообразование для желающих, созревших, незашоренных россиян весьма целесообразно.

Заключение

Человечество находится в интенсивном технократическом эволюционном развитии. Зато системы образования несовершенны, консервативны. Они не успевают за технократическим развитием. Именно поэтому возник данный доклад и его части вплоть до последней. Последняя же часть, по мнению авторов, является самой важной и актуальнейшей для нашего времени. К сожалению, она будет восприниматься лишь частью россиян. Иерархи Науки, иерархи культов уже показывали и показывают свою неготовность к восприятию Учения Жизни. Тем не менее мы отважились последнюю часть озвучить. Чтобы не было упрека:

– Они ведь знали! Но не сказали, не предупредили?!

Да, Учение Жизни в совокупности Утверждает:

– Закончилась, заканчивается Великая Эра Веры!

(Несмотря на абсолютность идей, например, Иисуса Христа, для сущностей пятой Коренной расы приходилось полагаться и на Веру).

Началась, возгорается Грандиозная Эра Знания!

(Ведь Учение Жизни «переворачивает» наше Миропонимание. Но! На научной, непротиворечивой, ясной и понятной основе. Говоря и об отсутствии Случайностей в проявленном красивом, гармоничном, эволюционно развивающемся Мироздании).

С наилучшими 1001 пожеланиями – авторы!

Литература

1. *Закиров Э.С.* Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М: Грааль, 2001, 302 с.

2. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Фахретдинов Р.Н., Кирсанов Н.Н.* Назревшие проблемы подсчета запасов, 3D компьютерного моделирования и разработки месторождений нефти и газа // «Нефтяное хозяйство». – 2007. – № 12. – С. 32–35.

3. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 34–41.

4. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть II. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. – 484 с.

5. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. – М., 2004. – 520 с.

6. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М.* Инновации в разработке месторождений нефти и газа // Вестник РАН. – 2012. – Т.82. – № 5. – С. 425–431.

7. Материалы заседания центральной комиссии по разработке // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 1. – С. 32–33.

8. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе // Бурение и нефть. – 2016. – № 1. – С. 60–62.

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИИ И АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ

Е.Б. Грунис
ОАО «ИГиРГИ»

Нефтегазовый комплекс России, как и других индустриально развитых стран, объективно имеет ведущее значение не только в топливно-энергетическом балансе, но и в целом в макроэкономическом уровне их народного хозяйства. Памятные всем грандиозные успехи названного комплекса и рекордные уровни добычи сопровождались внушительными достижениями в объемах поисково-разведочного бурения (6,05 млн тыс .м. в 1988 г.), геофизических работ и приросте промышленных запасов нефти и газа, превышавших соответственно в 1,7 и 3,0 раза годовую добычу. Очевидны заслуги в былых успехах нефтегазового комплекса отечественной геологической науки, обеспечивавшей выбор грамотной общегосударственной стратегии геологоразведочных работ на наиболее эффективных направлениях, соблюдение их стадийности, логически и хозяйственно взаимоувязанное проведение региональных, зональных, локально-поисковых и разведочных исследований, теоретические разработки ученых нашей страны в фундаментальных науках о Земле, в первую очередь в области генезиса, миграции, аккумуляции и консервации УВ, закономерностей формирования и размещения залежей как основы их прогноза. Эти разработки выполнялись многочисленными коллективами научных и проектных организаций в рамках скоординированных научно-технических программ.

Пополнение ресурсной базы нефтегазодобычи может происходить по нескольким основным составляющим. Это открытие новых месторождений, открытие новых залежей, поиски пропущенных залежей, доразведка месторождений, повышение коэффициентов нефтегазоизвлечения, переоценки запасов, скупки лицензий на новые участки.

Все эти составляющие, за исключением скупки лицензий на новые участки, связаны с объёмами и успешностью проводимых геологоразведочных работ на нефть и газ.

При этом ключевым моментом в результатах геологоразведочных работ следует рассматривать именно открытие новых месторождений, поскольку все остальные составляющие результатов ГРР связаны с работами на ранее открытых месторождениях.

По состоянию на 01.01.2016 в Тимано-Печорской НГП пробурено более 600 поисковых скважин, пройдено 10,2 млн м глубокого бурения, отработано 432,4 тыс. км сейсмопрофилей и сделано 286 открытий нефти и газа.

В Волго-Уральской НГП пробурено 3180 поисковых скважин, пройдено 50,3 млн м глубокого бурения, отработано 830,9 тыс. км сейсмопрофилей, сделано 1761 открытие нефти и газа.

В Западно-Сибирской НГП пробурено более 3 тыс. поисковых скважин, пройдено на суше 56,1 млн м глубокого бурения, отработано 1400 тыс. км сейсмопрофилей и открыто 895 месторождений нефти и газа.

В Восточно-Сибирской мегапровинции пробурено около 800 поисковых скважин, пройдено 8212,5 тыс. м глубокого бурения, отработано 3610 тыс. км сейсмопрофилей, открыто 135 месторождений нефти и газа.

Приведённые выше данные свидетельствуют о значительных объёмах геологоразведочных работ, приведших к такому большому числе открытий нефти газа.

На рис. 1 показаны данные, характеризующие буровую и сейсмическую изученности изучаемых НГП.

Как видно из данных, приведённых на этом рисунке, объёмы поискового бурения до 1991 года имели устойчивую тенденцию роста, как числа поисковых скважин, так и повышения их успешности.

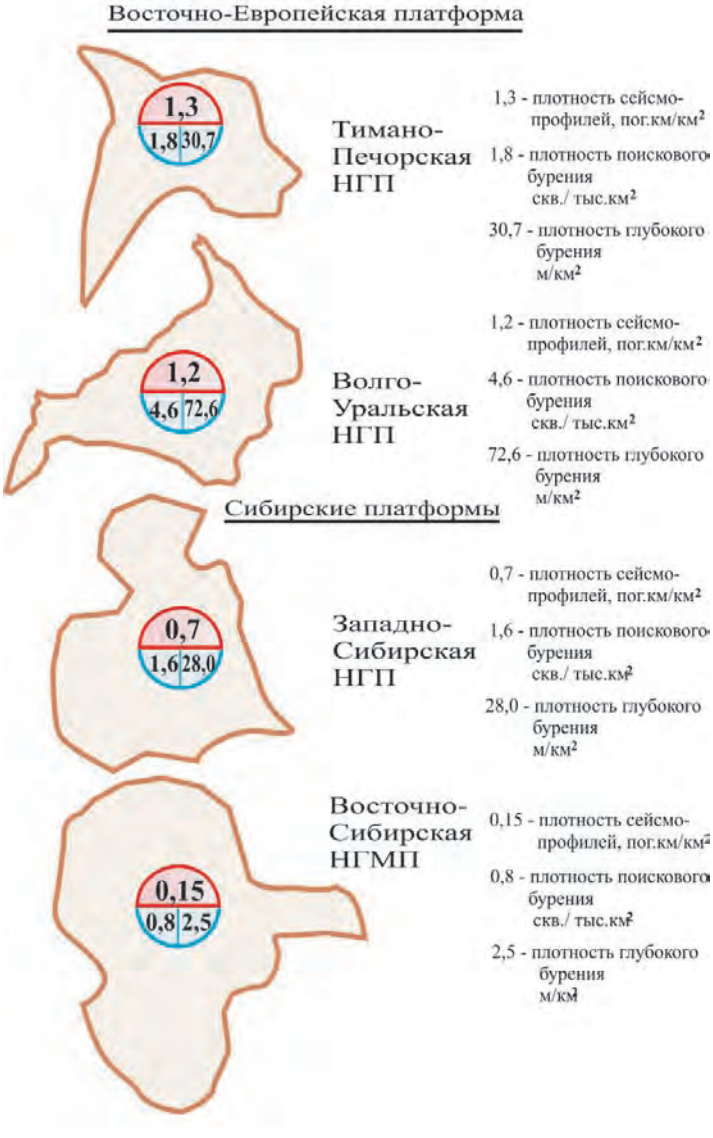


Рис. 1. Сейсмическая и буровая изученность нефтегазоносных провинций Восточно-Европейской и Сибирских платформ.

В период после 1991 года отмечается спад объёмов поискового бурения.

В Западно-Сибирской НГП успешность поискового бурения значительно уступает результатам в Волго-Уральской НГП (рис.2, 3).

Тенденция изменения объёмов поискового бурения в Западно-Сибирской НГП аналогично с Тимано-Печорской НГП – резкий рост числа пробуренных скважин до периода 1991–2000 гг. и затем резкий спад (с такой динамикой в целом согласуется и число открываемых месторождений (рис. 4)

Однако, как и в предыдущих НГП в Западно-Сибирской провинции наиболее крупные открытия и основной прирост запасов УВ приходится на более ранний период поисково-разведочных работ (1961–1970 гг.) (рис. 10).

В этот период были открыты Медвежье газоконденсатно-нефтяное месторождение (1967 г.), Заполярное (1965 г.), Самотлор (1965 г.), Краснополянское, Уренгойское (1966 г.), Губкинское (1965 г.), Юрхаровское (1970 г.) и Комсомольское.

В период 1971–1980 гг. были разведаны Красовское газоконденсатное месторождение (1974 г.), Бованенковское газоконденсатно-нефтяное (1971 г.) и Харамнурское нефтенагазоконденсатное (1979 г.)

Период 1981–1990 гг. ознаменовался открытиями Приобского (1980 г.), Тамбейского (1982 г.), Малышинского (1985 г.) и Тасийского газоконденсатного (1988 г.).

В Восточно-Сибирской мегапровинции поиско-

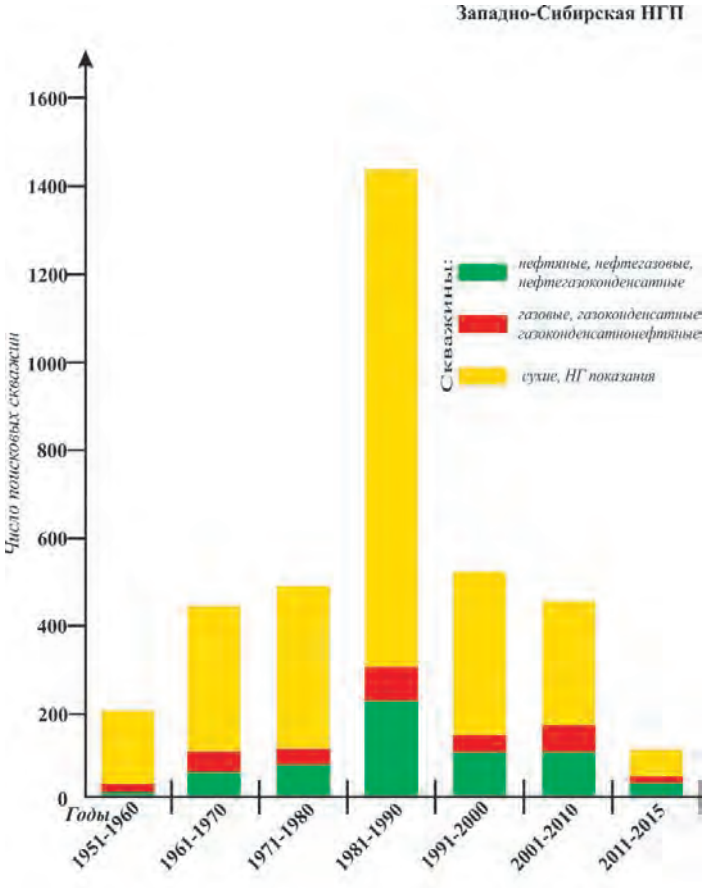


Рис. 2. Поисковое бурение и его успешность (по десятилетним периодам).

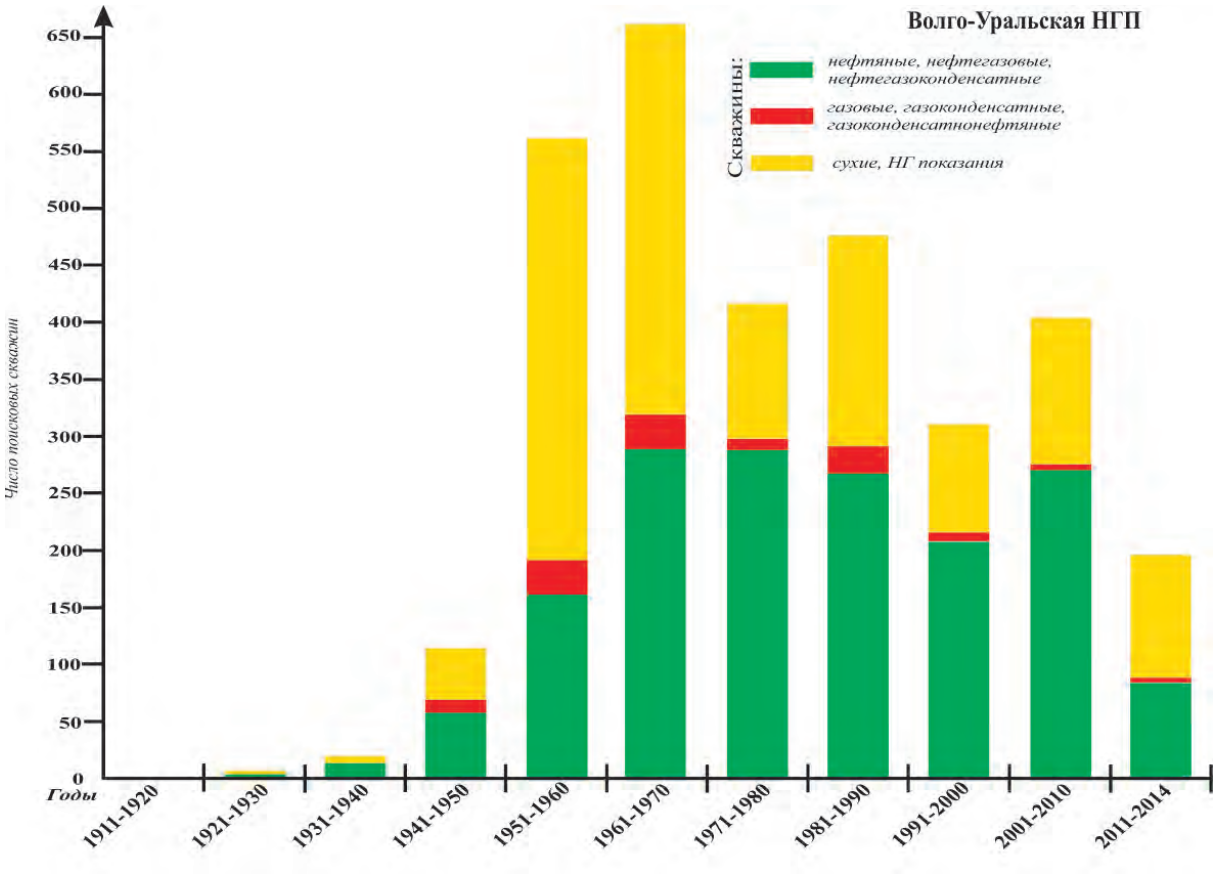


Рис. 3. Поисковое бурение и его успешность (по десятилетним периодам).

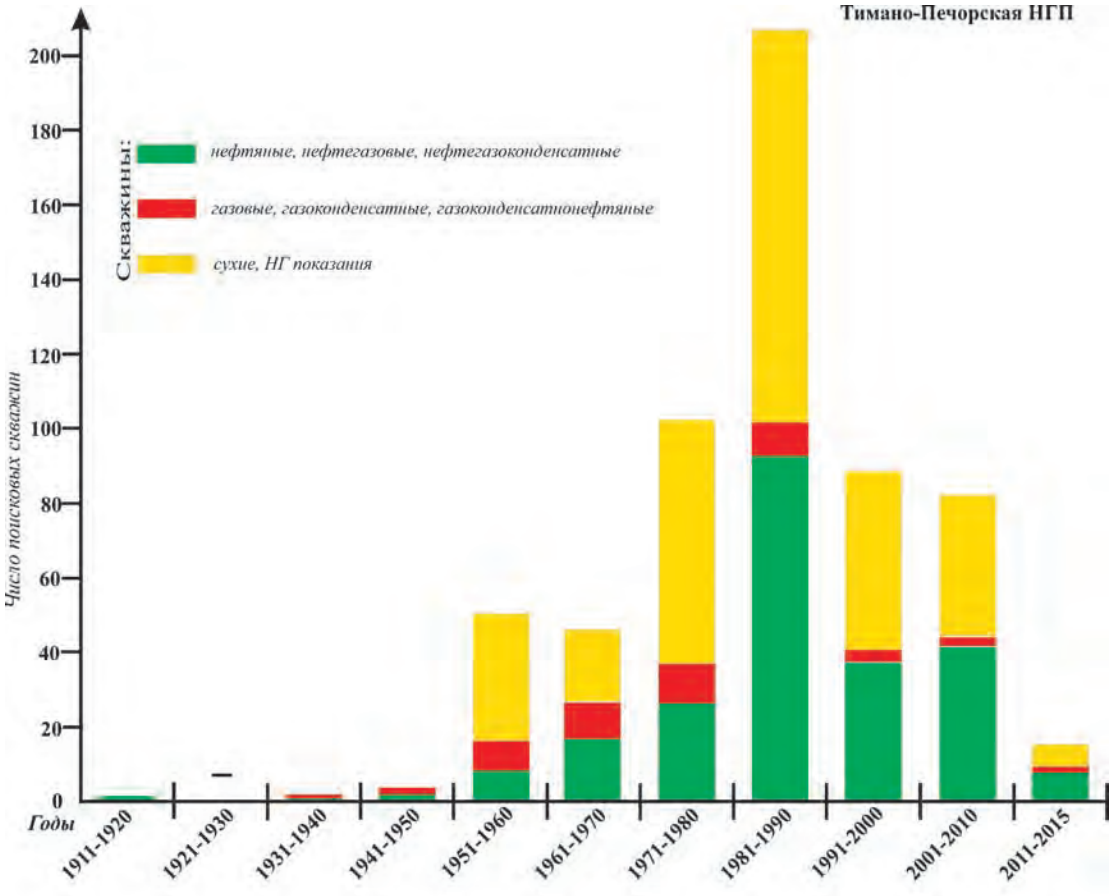


Рис. 4. Поисковое бурение и его успешность (по десятилетним периодам).

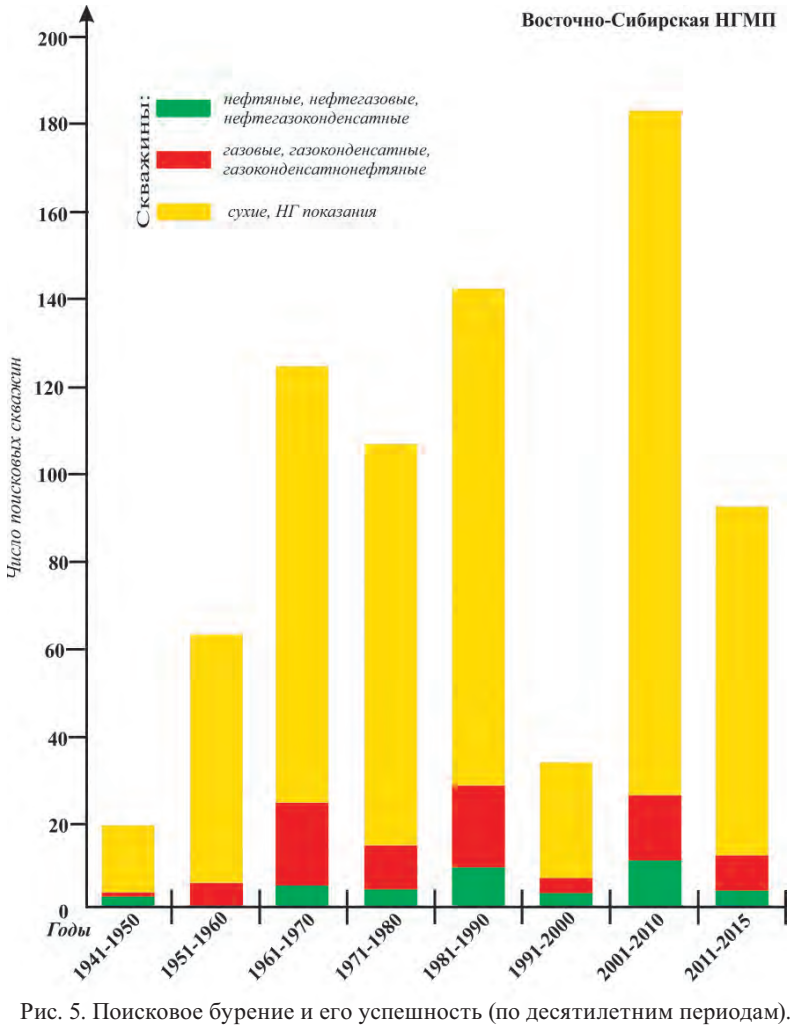


Рис. 5. Поисковое бурение и его успешность (по десятилетним периодам).

вое бурение характеризуется низкой успешностью по сравнению с ранее рассматриваемыми НГП (рис.5).

Оценка перспектив нефтегазоносности этой провинции затрудняется исключительной сложностью геологического строения её территории, связанной с несоответствием структурных планов надсолевого и подсолевого комплексов, широким развитием нарушений, разбивающих поднятия на сложную систему блоков, активным трапповым вулканизмом, невыдержанностью в пространстве продуктивных горизонтов, значительным распространением трудно прослеживаемых трещинных коллекторов и др.

В отличие от предыдущих НГП в Восточно-Сибирском НГП в период 2001–2010 гг. отмечался наибольший уровень активности в поисковом бурении (рис.5), что привело к значительному увеличению числа новых открытий, однако мелких по запасам УВ.

Наибольший прирост запасов УВ в Восточно-Сибирской НГП приходится на период 1981–1990 гг., когда были открыты такие месторождения, как гигантское Ковыктинское газовое месторождение (1987 г.) в Анга-

ро-Ленской НГО, Собинское газоконденсатно-нефтяное (1982 г.) и Юрубгано-Тохомское газоконденсатное (1983 г.) в Байкитской НГО, Чаяндинское газоконденсатно-нефтяное (1983 г.) и Талаканское нефтегазоконденсатное (1984 г.) в Непа-Ботуобинской НГО.

Во всех рассмотренных НГП отмечается сокращение объёмов поискового бурения, уменьшение крупности запасов УВ отдельных запасов и весьма скупой информации по результатам ГРР последних лет.

В результате геологоразведочных работ в РФ на суше и в континентальном шельфе в 2014 г. было открыто – 40, а в 2015 г. 52 месторождения нефти и газа, которые обеспечили прирост запасов в объеме 1450 млн т.у.т. Однако вклад в общий прирост запасов непосредственно новых открытий невелик (рис. 6).

Так, открытие месторождения Победа обеспечило 73,2% доли общего прироста запасов УВ сделанного 40 новыми открытиями 2014 г.

Распределение новых открытий в 2015 г. по провинциям приведены на рис.7, 8 и 9. Только одно газоконденсатное Падинское месторождение (ЯНАО) имеет запасы более 200 млн т.н.э., по остальным месторождениям запасы оценены от менее 0,5 (27 м-й) до 50 млн т.н.э. Структура запасов по открытым месторождениям приведена на рис.7, где прирост по нефти по категории C_1+C_2 составил всего 134,6 млн т.

Анализ распределения по числу открытых месторождений по нефтегазовым провинциям по десятилетним периодам показывает, что по Волго-Уральской НГП успешными были практически все десятилетия с 1951 по 2010 гг., по Тимано-Печорской провинции с 1981 по 2010 гг., по Западно-Сибирской НГП с 1971 по 2010 гг., по Восточно-Сибирской НГП с 198...–1990 гг. и с 2001–2010 гг.

По приросту запасов по Волго-Уральской НГП успешными были годы с 1941 по 1980 гг., по Тимано-Печорской НГП с 1961 по 1990 гг., по Западно-Сибирской НГП с 1961 по 2000 гг., по Восточно-Сибирской с 1961 по 1990 гг.

По данным Роснедр в 2015 г. из нетрадиционных источников (доманик, баженовская, хадумская, куонамская свиты) добыто 6,2 млн т. По результатам исследований ВНИГНИ, ИГиРГИ, МГУ, КГУ по доманиковой формации Тимано-Печоры мы оцениваем извлекаемые запасы в объеме 410 млн т, по Волго-Уралу 158 млн т, по хадумитам Северного Кавказа более 47 млн т.

Однако, для освоения этих запасов необходимы специальные технологии.

В 2015 г. недропользователи вели геолого-разведочные работы на нефть и газ на лицензионных участках, расположенных во всех нефтегазоносных бассейнах России.

Данные приведенные на рис. 10 отражают динамику изменения затрат на территории России и ее континентальном шельфе в период с 2005–2015 гг.

В целом на протяжении этих лет наблюдалась тенденция роста затрат, осложненная влиянием кризиса 2009 г. и санкций 2014 г.

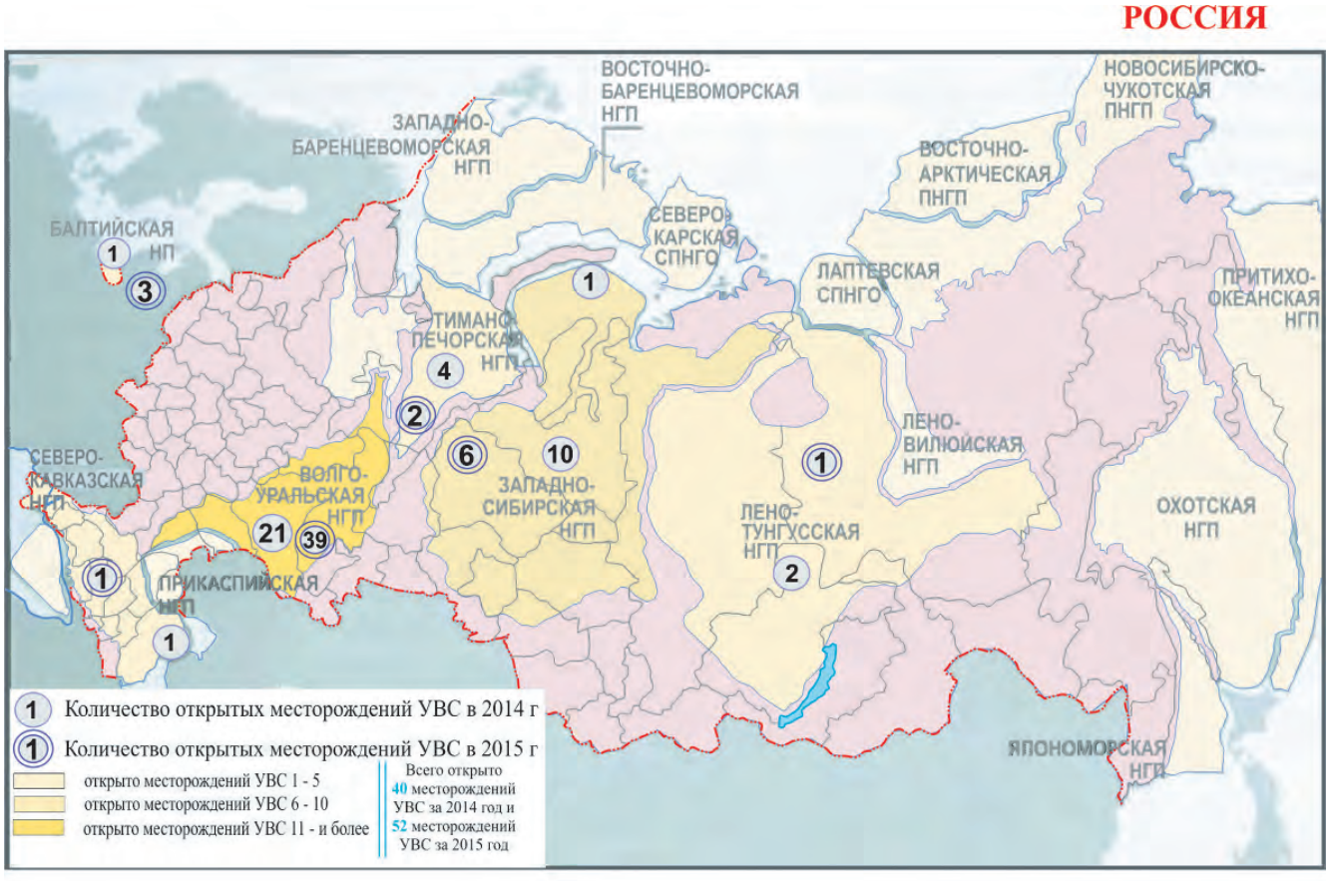


Рис. 6. Нефтяные и газовые месторождения, открытые в 2014, 2015 гг.

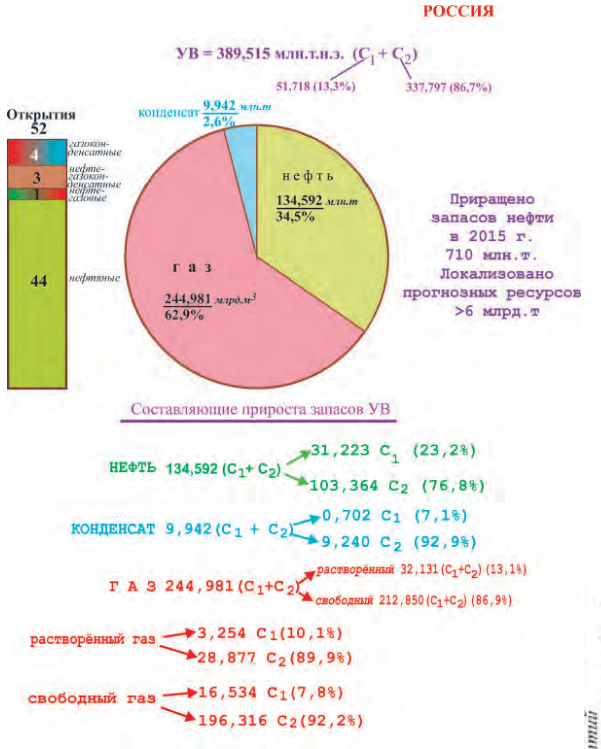


Рис. 7. Результаты геологоразведочных работ по открытиям нефти и газа в 2015 году, связанным с ними прироста запасов УВ и его структура.

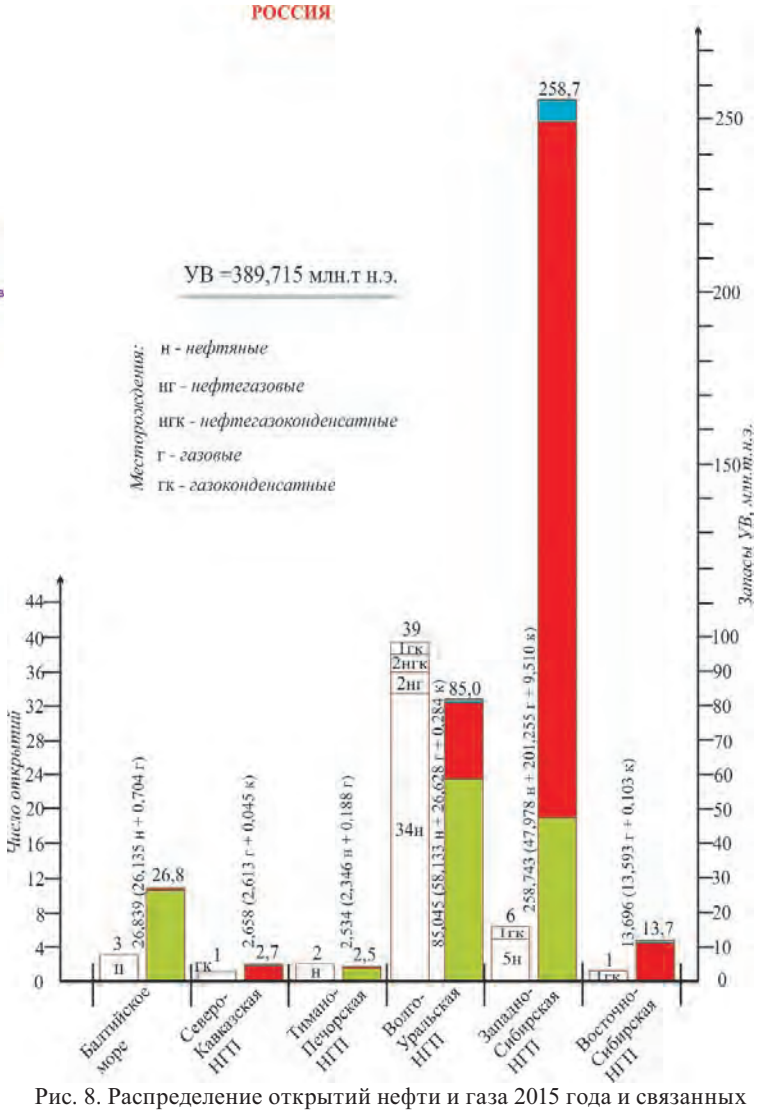


Рис. 8. Распределение открытий нефти и газа 2015 года и связанных с ними запасов УВ по нефтегазоносным провинциям

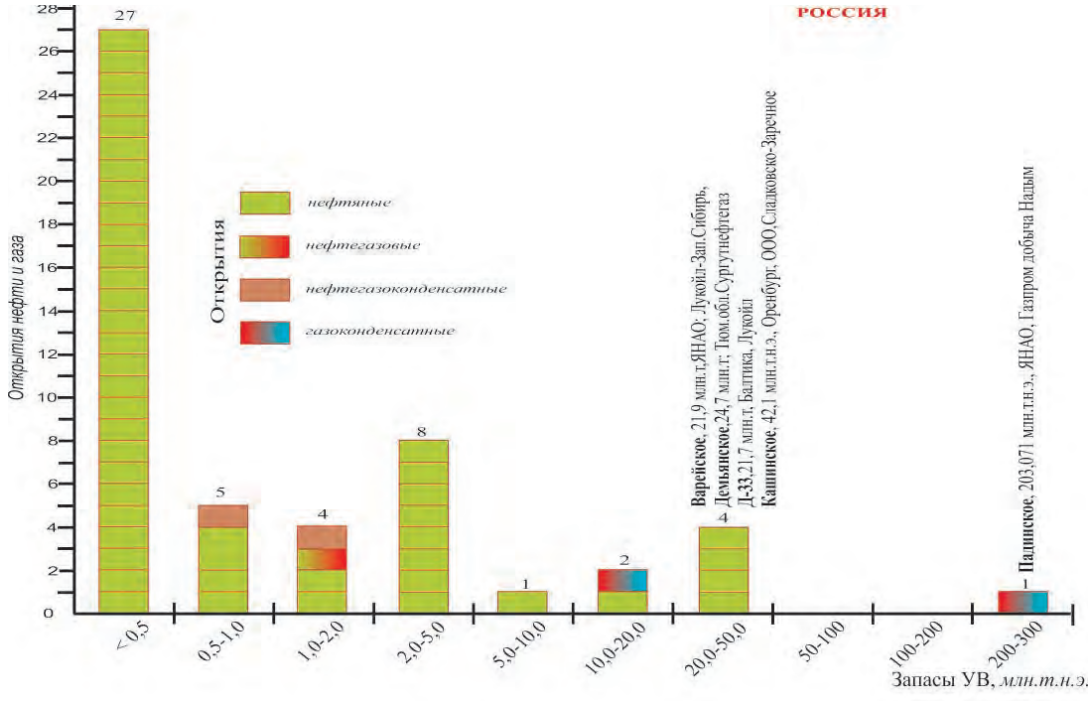


Рис. 9. Распределение открытий нефти и газа 2015 года по крупности запасов УВ (C_1+ C_2).

Сегодня затраты недропользователей составляют более 95% от совокупных затрат недропользователей и федерального бюджета. (рис.10)

Следует отметить, несмотря на то, что затраты недропользователей на поисково-разведочное бурение увеличиваются, но это не приводит к адекватному росту объемов бурения. Второй по значимости статьей недропользователей на ГРР являются расходы связанные с проведением сейсморазведочных работ. На рис.11 показана динамика изменения объемов работ 2Д и 3Д за последнее десятилетие.

Отмечается значительный рост объемов сейсморазведки 3Д и снижение объемов сейсморазведки 2Д. Структура затрат недропользователей на проведение ГРР складывается 60–66% на бурение, 20–30% на сейсморазведочные работы и 10–15% на научно-исследовательские и прочие виды работ.

Затраты на НИОКР по основным ВИНК составляют от 5,5% (Газпромнефть, Газпром, Башнефть) до 25% (Роснефть). Эти затраты значительно ниже затрат нефтегазовых компаний мира (Китай 34%, США 32%).

В рамках работ за счёт государственного бюджета по направлению «Создания государственной сети опорных геолого-геофизических профилей параметрических и сверхглубоких скважин» чрезвычайно важным представляется обоснование внешней границы континентального шельфа России (рис. 12)

Обоснование включало в себя актуализацию тектонической карты Российской Арктики масштаба 1:500 000, увязанной с тектоническими картами Приарктических государств (Норвегии, Дании, Канады и США), а также обновление макета частичной заявки по установлению внешней границы континентального шельфа (ВГКШ) в Северном Ледовитом океане.

Это позволило расширить площадь континентального шельфа Российской Федерации, а прогнозные ресурсы включаемой в континентальный шельф акватории оцениваются более чем в 4,5 млрд т у.т.

В России число недропользователей, владеющих лицензионными участками и ведущими работы по поиску, разведке и добыче нефти и газа, по состоянию на начало 2016 год составило 767.

Основная доля затрат на проведение ГРР не нефть и газ в России ложится на долю основных вертикально-интегрированных компаний, они являются и основными держателями лицензий разного типа.

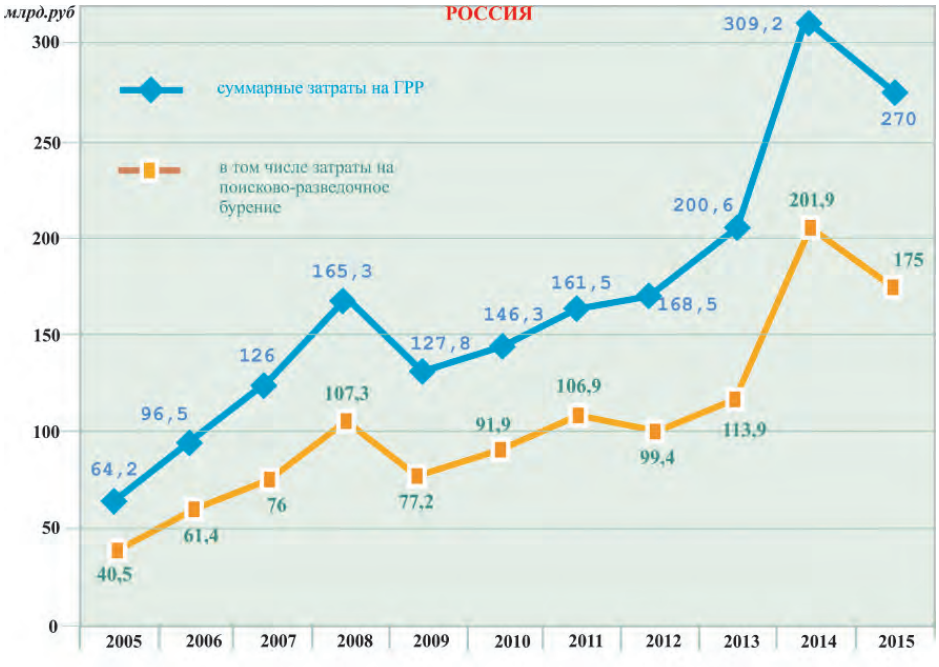


Рис. 10. Динамика затрат на проведение ГРР на нефть и газ за счёт средств недропользователей на территории Российской Федерации и её континентальном шельфе в период 2005–2015 гг. Затраты бюджета РФ – 13,4 млрд руб., НИОКР – 0.

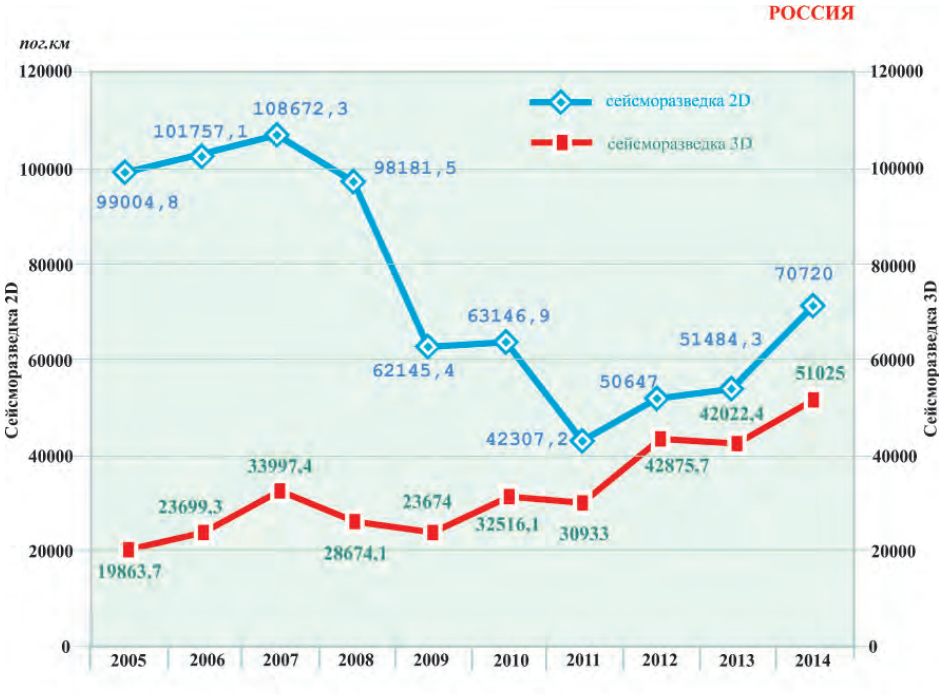


Рис. 11. Динамика объёмов сейсморазведки 2D и 3D, выполненной за счёт средств недропользователей на территории Российской Федерации и её континентальном шельфе в период 2005–2014 гг.

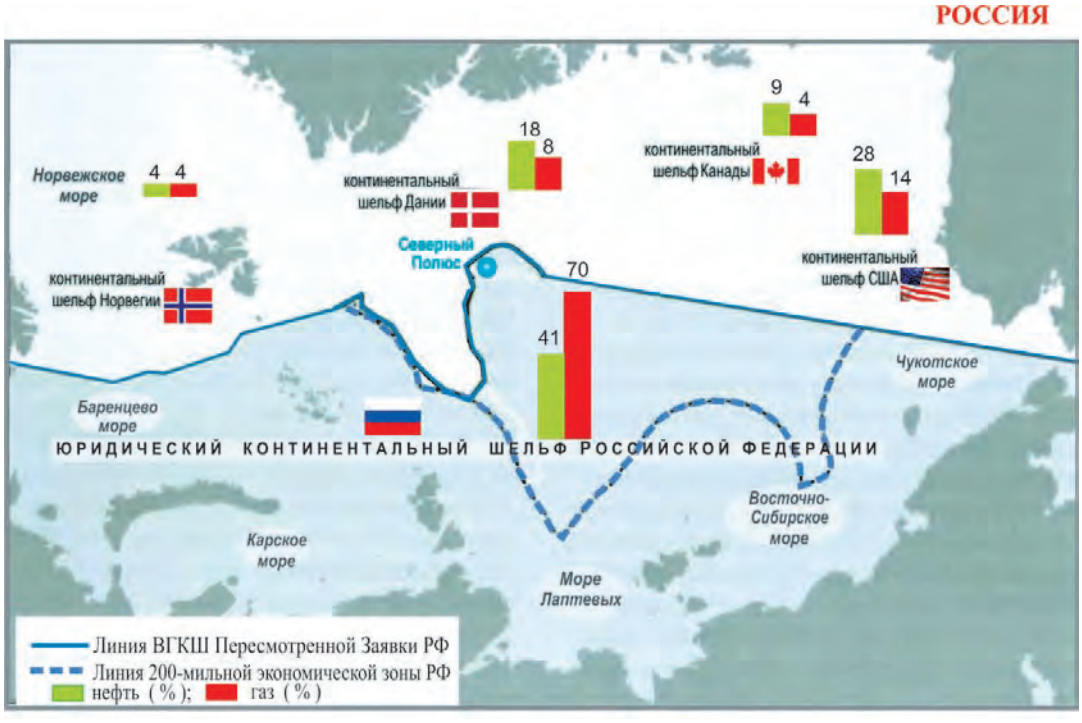


Рис. 12. Внешняя граница континентального шельфа Российской Федерации в Северном Ледовитом океане.

На рис.13 приведены 10 основных компаний, обладающих наибольшими количествами лицензий, лицензионных участков.

На первом месте, соответственно в силу особенностей лицензирования шельфовых участков в России, находится ОАО «НК»Роснефть», которая владеет 620 лицензиями, что составляет 18,3% от общего числа действующих лицензий в России на 01.01.2015 года.

На втором месте по этому показателю находится нефтяная компания «Лукойл».

По числу новых открытий Россия второй год подряд возглавляет список наиболее успешных в этом отношении зарубежных стран, значительно опережая по этому показателю Китай, занимающему второе место.

Однако важно не столько число новых открытий, как размер запасов УВ, связанных с этими открытиями.

На рис.14 показано распределение новых открытий в России по крупности запасов УВ.

Как видно из данных, приведённых на этом рисунке, запасы УВ новых открытий изменяются в широком диапазоне, большинство открытий являются мелкими по запасам УВ и выделяется одно открытие с гигантскими превышающими 500 млн т. у.т запасами УВ.

Это открытие «Победа» компании «Роснефть» совместно с компанией ExxonMobil, сделанное на арктическом шельфе в Карском море.

Это месторождение с запасами нефти в 130 млн т, 26,4 млрд м^3 растворённого газа и свободного газа в 395 млрд м^3 явилось не только самым крупным открытием 2014 года в России, но и в Мире в целом.

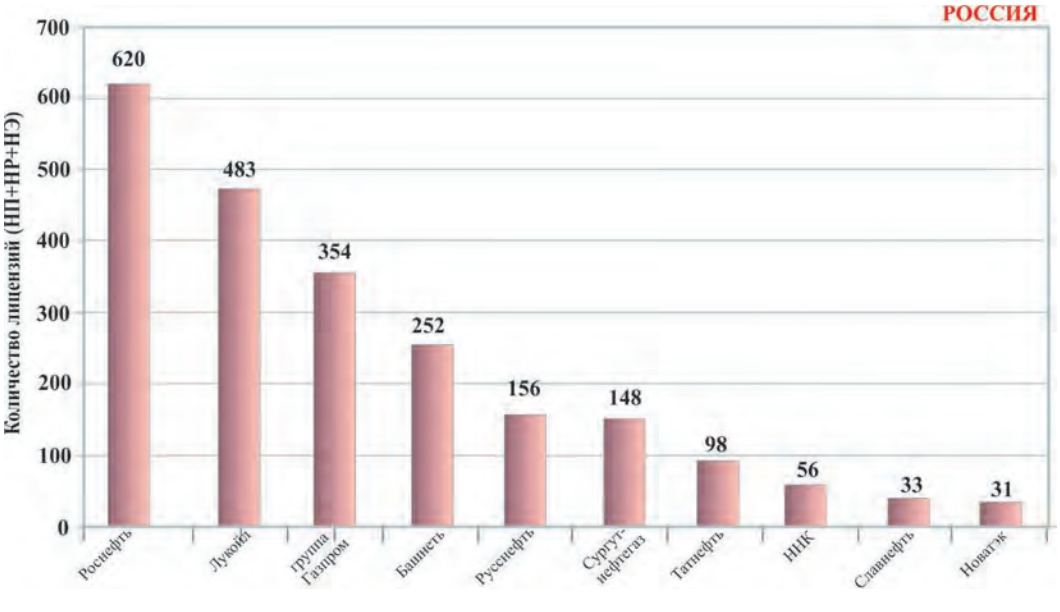


Рис. 13.10 ведущих компаний по суммарному количеству лицензий разного типа (на 01.01.2015 г.).

По состоянию на 01.01.2016 более 95% территории РФ уже отлицензировано на углеводородное сырье. Однако еще имеются перспективные зоны в пределах нераспределенного фонда недр. Указанные зоны выделены в пределах всех нефтегазовых провинций (рис.15). Первые шесть зон предназначены для подготовки объектов лицензирования и вторые пять зон для поисково-оценочных работ.

Начало 2014 года было наполнено оптимизмом для развития нефтегазовой промышленности России. Добыча нефти в январе 2014 года установила новый постсоветский рекорд.

Должны были вступить в силу многочисленные международные соглашения российских компаний «Роснефть», «Газпром», «Газпром нефть» и «Лукойл» с ведущими западными компаниями ExxonMobil, BP, Shell, Eni, Statoil, Total, Wintershall в области разведки арктических морей и нетрадиционных источников нефти и газа.

Однако их успешному развитию помешали события, последовавшие в дальнейшем, начиная с марта 2014 года.

На реализацию заключённых международных соглашений и соответственно на развитие геологоразведочных работ на нефть и газ в России наложили своё воздействие три одновременно происходившие события.

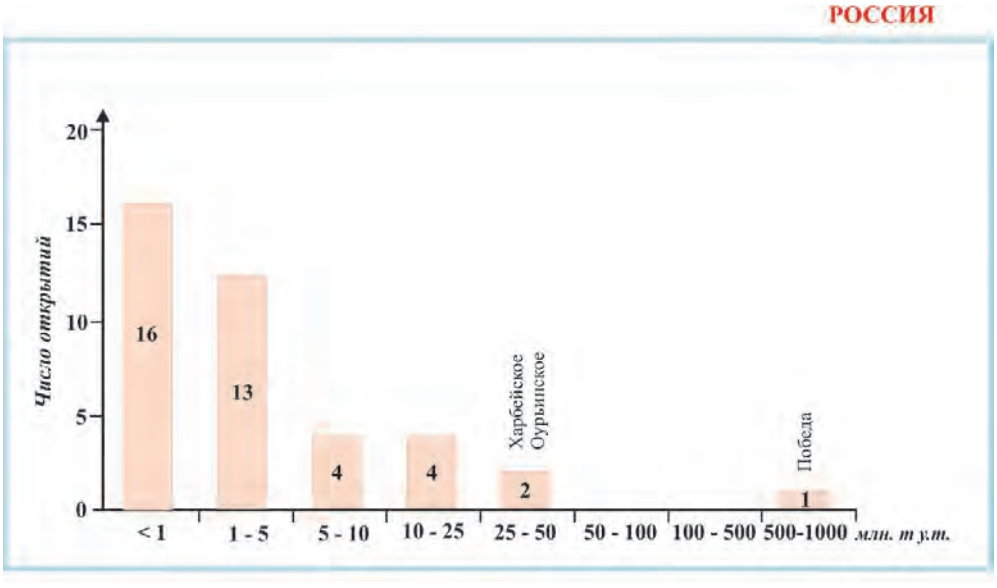


Рис. 14. Распределение открытий нефти и газа 2014 года по крупности запасов УВ.

Обзорная карта размещения 11-ти нефтеперспективных зон и распределение плотностей ресурсов нефти категории С3+Д на нелицензированной территории РФ

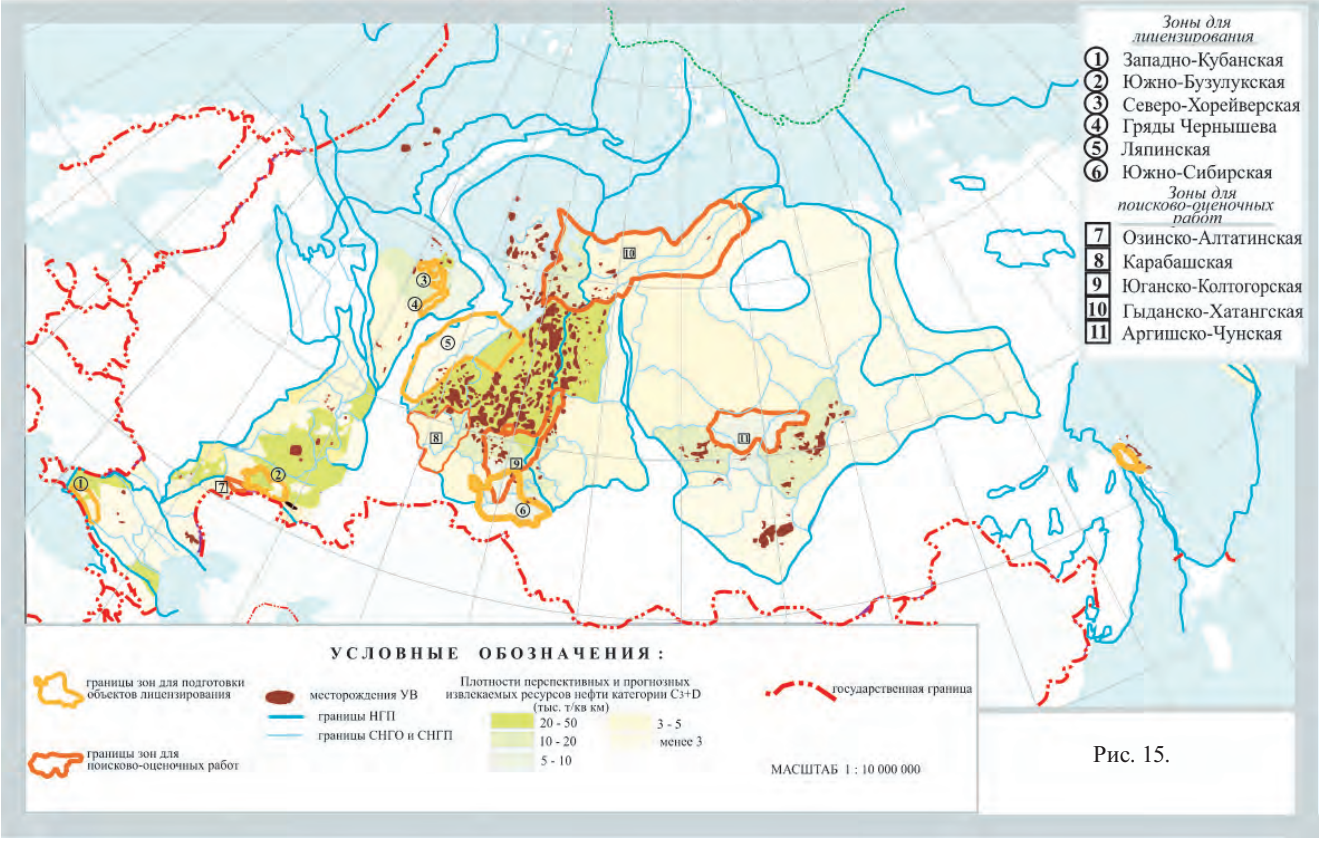


Рис. 15.

Это санкции США и ЕС, падение цен на нефть и – реет падение курса российского рубля по отношению к доллару США.

Несмотря на достигнутые определенные успехи в подготовке новых ресурсов и запасов УВ-сырья, положение нельзя назвать позитивным, а современное состояние российской нефтегеологической науки близко к кризисному. Это касается не только отсутствия финансирования, но и системы подготовки научных кадров высшей категории. К сожалению в громадных цифрах промышленных запасов и в перспективных ресурсах РФ большая доля виртуальной составляющей. Тем более, что нынешнее состояние российской экономики не позволяет без привлечения иностранных инвестиций решить крупномасштабные задачи интенсивного роста минерально-сырьевой базы УВ-сырья как в сухопутных, так и в акваториальных бассейнах. При нынешнем положении исключительно важно сохранить и углубить научно-концептуальную основу комплексного изучения и освоения МСБ всех нефтегазоносных провинций.

Основу крупномасштабного прироста новых запасов в европейской части России составляют, в первую очередь, ресурсы уникального Тимано-Баренцевоморского и Прикаспийского (надсолевой верхнепермско-мезозойский этаж) бассейнов, Предуральского краевого прогиба. Успех освоения этих перспективных направлений нереален без прорыва на мировой уровень всех видов геофизических и научно-исследовательских работ. Логично обоснованное исчерпание структурно-антиклинальных прогностических поисковых методов резко повышает актуальность разведки альтернативных литолого-стратиграфических и палеогеоморфологических ловушек в Волго-Уральской, Предкавказской и Тимано-Печорской (суша) провинциях.

Наиболее ответственны и крупномасштабны подобного рода задачи на территории Западной Сибири, где практически исчерпан фонд крупных и средних структурных ловушек. В этой связи усложнение поисков и разведки таких объектов требует внедрения новых технических, технологических, прежде всего геофизических, и научно-методических решений на основе углубления палеогеоморфологических, формационных и сейсмостратиграфических исследований, переосмысления закономерностей размещения скоплений УВ, в том числе и прогнозной оценки.

По сути, на начальных стадиях изучения и создания научно обоснованных геологических моделей провинций, областей и зон нефтегазонакопления находятся территории и акватории Восточной Сибири, Якутии и Охотско-Дальневосточного региона, располагающие огромными УВ ресурсами. Организация нефтегазодобывающего комплекса на основе имеющейся сырьевой базы исключительно важна для будущих судеб Российской государственности и имеет не только инфраструктурную народохозяйственную, но и внешнеэкономическую значимость.

Совершенно очевидно, что современное состояние газо- и особенно нефтедобычи обусловлено в первую очередь естественным старением длительно разрабатываемых месторождений распределенного фонда и мельчанием новых открытий на прилегающих высокоразведанных территориях, преобладанием в их составе экономически менее выгодных для освоения трудноизвлекаемых запасов.

Запросы практики геолого-разведочных работ (ГРР) непосредственно определяли и будут определять круг и масштабность научных исследований. Существующая пока система финансирования восполнения минерально-сырьевой базы за счет бюджетных отчислений, в составе которых финансирование на науку отсутствует и не позволяет рассчитывать на кардинальный перелом в подготовке запасов и выход в новые районы. К тому же, как ее образно называют, лоскутная или хуторская система лицензионного недропользования, как правило, не выходящего за рамки единичных площадей, предопределяет и преимущественно мелкомасштабный уровень научных исследований, сопровождающих такие работы. Крупные стратегические задачи, хотя и анонсируемые в федеральных целевых научно-технических программах, не решаются из-за крайне ограниченного финансирования МПР из федерального бюджета. Все это неизбежно сказывается на сворачивании в первую очередь геофизических, научно-исследовательских и конструкторских работ, ликвидации большинства стратегических фундаментальных направлений.

Сложившаяся не совсем благоприятная обстановка с подготовкой запасов обусловлена как объективными, так и субъективными причинами.

<u>К числу объективных причин относятся:</u>

– завершение эпохи открытия месторождений гигантов с уникальными запасами до глубины 5 км;

– исчерпание ресурсов в пределах бассейнов традиционной нефтедобычи;

– сокращение числа недостаточно изученных нефтегазоносных бассейнов – исключение составляют Восточная Сибирь, Дальний Восток, Предуральский прогиб, Прикаспийская впадина акватории внутренних морей и арктического шельфа;

– высокая степень освоенности разведанных запасов по основным нефтедобывающим регионам;

<u>В качестве главных субъективных причин,</u> оказывающих отрицательное влияние на величину и темпы роста ресурсной базы следует отметить:

– отсутствие работающей системы геолого-разведочного комплекса прежде всего этапности проведения ГРР, строго регламентированной методологии и технологии проведения ГРР на каждом из этапов;

– отсутствие экономического стимулирования ГРР, проводимых хозяйствующими субъектами в условиях проводимой государством политики;

– недостаточное нормативно-правовое обеспечение прав собственности на результаты ГРР и обеспечение организационных форм их проведения исходя из интересов недропользователя и государства;

– негативные последствия отмены налога на ВМСБ.

В целом, можно отметить, что политика переложения ответственности за подготовку запасов на недропользователей потерпела полное фиаско. Из других субъективных причин следует отметить:

– низкая достоверность запасов;

– непродуманность вопросов акционирования геолого-разведочных предприятий и, прежде всего, отраслевых НИИ;

– потеря престижности профессии геолога – это обстоятельство особенно отражается на геологической науке – нет притока молодых кадров;

– нет продуманной системы подготовки геологических кадров высшей квалификации.

Главной задачей обеспечивающей энергетическую безопасность страны должна стать интенсивная подготовка запасов углеводородного сырья. Реализация ее требует резкого увеличения объемов ГРР и доли государственного финансирования как ГРР, так и науки прежде всего в районах с высокой оценкой прогнозных ресурсов: Восточная Сибирь, Дальний Восток, Тимано-Печорская нефтегазовая провинция, Предуральский краевой прогиб, Прикаспийская впадина, шельфы внутренних и Арктических морей, причем первоочередными объектами прироста запасов должны быть зоны сочленения континентальной суши с мелководным шельфом морей, т.е. территории с развитой инфраструктурой.

Приоритетными направлениями нефтегеологической науки и ее реализации в интересах совершенствования геолого-разведочного процесса и наращивания МСБ, на наш взгляд являются:

– фундаментальные исследования физико-химических процессов онтогенеза, миграции и аккумуляции, развития альтернативных идей глубинного и низкотемпературного образования нафтидов, пространственного соотношения очагов генерации и зон нефтегазонакопления УВ;

– повышенный интерес в рамках этой проблемы приобретают вопросы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента и древних докембрийских толщ, а также угленосных и сланцевых фаций;

– важным представляется также развитие теоретических основ и изучение прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепций генерации УВ, механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамически простой, многоступенчатый термолиз органики, аккумулированных в изолированных осадочных бассейнах прошлых геологических эпох. Мы обязаны учитывать не только законы микромира но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику. Глобальный механизм образования нефти, его масштабность ставит вопрос о ее запасах в недрах в совершенно иную плоскость, но не снимает проблему объема ее добычи и рациональности использования. Отрицать катагенез и в целом биогенную теорию происхождения нефти нельзя, т.к. рациональное зерно есть и в той и в другой теории происхождения нефти, и обе могут объединяться. И это обстоятельство мы должны эффективно использовать в выборе направлений ГРР, стратегии и тактике их проведения;

– разработка интегрированных эволюционно-генетических моделей нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазонакопления и залежей по комплексу геофлюидальных, геохимических, геодинамических параметров и выраженности в геофизических полях, компьютерно-математические способы их визуализации и типизации. Параллельно с этим должно проводиться осмысление взаимосвязи перечисленных природных геологических явлений в пределах конкретных установленных и потенциальных объектов-ловушек, их морфогенетической классификации и закономерностей размещения;

– важным, по нашему мнению, является изучение влияния альпийского и герценского магматизма (тепловой энергии магмы), включая интрузивный магматизм на метаморфизации пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям на структурообразование и где геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генез УВ, могла получить условия для своей реализации;

– изучение палеоземлетрясений и палеовулканизма – имеющих одну и ту же энергетическую основу (энергия кристаллической решетки) в отличие от тектонических движений происходящих под действием тепловой энергии магмы. Землетрясения способствуют формированию геологических структур в осадочной чехле, платформ. Следы палеоземлетрясений и палеовулканизма обнаруживаются по многочисленным признакам – грабенообразные прогибы и горсты, как правило контролирующие залежи в девоне в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, траппы Восточной Сибири. Мы считаем, что при проведении ГРР и интерпретации результатов надо исходить из положения, что накопление осадков и формирование геологических структур в пределах платформ процесс одновременный и происходит исключительно по действием законов гидростатики и гидродинамики;

– совершенствование существующих и разработка новых эффективных методов геолого-поисковых, оценочных и разведочных работ на нефть и газ, ориентированных на рентабельное освоение малоразмерных, малоамплитудных и сложнопостроенных ловушек и залежей, составляющих основную часть остаточного ресурсного потенциала регионов зрелой и высокой разведанности, а также крупных скоплений – базовых для эффективного освоения новых перспективных территорий;

– важнейшим направлением мы считаем изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих толщ – толщ, залегающих глубже основных горизонтов разработки. Эта проблема важна для придачи имиджа и поддержания старых нефтедобывающих районов. Здесь мы имеем в виду доюрские отложения Западной Сибири, рифей-венд и докембрийский фундамент Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и других регионов;

– изучение особенностей геологического строения, ФЕС потенциальных толщ вмещающих углеводороды и оценка добывных возможностей нетрадиционных источников;

– научное обоснование эффективных направлений ГРР;

– исследования и мониторинг геодинамического состояния недр, особенно в районах повышенной сейсмической разломной и плитно-тектонической активности и неравномерной геомеханической напряженности массивов горных пород. Последнее приобретает серьезное прикладное значение при использовании методов воздействия на ФЕС нефтегазоносных пород с целью повышения коэффициентов извлечения углеводородного сырья;

– осуществление контроля за объективностью оценки достоверности запасов УВ и контроля за разработкой месторождений УВ и достижение проектных показателей, включая вопросы охраны недр, геодинамики и экологии.

Прогресс в нефтегазовой отрасли, безусловно, всецело зависит от повышения технического уровня разведочной техники до мировых кондиций. Адекватный процесс должен сопровождать и научную сферу с целью коренного совершенствования лабораторно-аналитической и приборной базы, программного и методического обеспечения. Для России развитие ресурсной базы добычи нефти и газа имеет судьбоносное значение. Выполнение этой задачи лежит не на отдельных компаниях, а на государстве и это должны глубоко осознавать те, кто руководят отраслью, и те, кто волею судьбы стоит у руля государства.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕХОДА НА НОВУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ

Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич

Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), г. Санкт-Петербург, ins@vnigri.ru; nii@vnigri.ru

В 2016 году произошли изменения в нормативно-правовой документации недропользования. В соответствии с Приказом МПР от 1 ноября 2013 г. № 477 с 1 января 2016 г. введена в действие новая «Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» с новыми категориями запасов и ресурсов, а распоряжением Министерства природных ресурсов России от 01.02.16 № 3-р утверждены новые «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [1, 2]. Самые заметные изменения в новой классификации связаны с группировкой запасов и ресурсов по степени освоения и геологической изученности по категориям, отличным от принятых в ранее действующей классификации. Так, например, категория запасов В разбита на две: B_1 (разрабатываемые, разбуренные, разведанные) и B_2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные).

В ресурсной части классификации ресурсы категории C_3 (перспективные) в действующей классификации заменены на D_0 – на подготовленных к бурению объектах.

Ресурсы нефти, газа и конденсата в новой классификации подразделяются по степени геологической изученности на категории:

– D_0 (подготовленные),

– $D_л$ (локализованные),

– D_1 (перспективные),

– D_2 (прогнозируемые).

Появление в классификации новых категорий обусловлено необходимостью их приближения и соответствия международным стандартам. Наряду с обоснованными (возможно, и спорными) нововведениями, в классификации появились новые термины и понятия, изменились критериальные показатели ряда оценочных параметров. Причины этих изменений ничем не оправданы, не содержат никаких пояснений, для решения каких задач их ввели в классификацию.

Так, например, появилась новая категория «особо легкой нефти», имеющая плотность менее 0,83 при 20°С и 0,1 МПА, г/см^3, изменились диапазоны значений легкой и средней нефти в сторону понижения (табл. 1). До принятия новой классификации к категории «тяжелые нефти» относились нефти, имеющие плотность более 0,9 г/см^3. В соответствии с новыми документами нефть средней плотности в диапазоне 0,871–0,895 при 20°С и 0,1 МПА, г/см^3 превратилась в тяжелую нефть. Нефть, плотностью более 0,895 при 20 С и 0,1 МПА, г/см^3 классифицируется как битуминозная (ранее такой термин не использовался).

Таблица 1

Классификации нефтей по плотности

Типы нефтей		Плотность нефти при 20 °С и 0,1 Мпа г/см^3	
Новая	Старая	Новая	Старая
Особо легкая	-	До 0,830	-
Легкая	Легкая	0,831–0,850	0,851–0,870
Средняя	Средняя	0,851–0,870	0,871–0,895
Тяжелая	Тяжелая	0,871–0,895	Более 0,895
Битуминозная	-	Более 0,895	-

В соответствии с Государственным балансом запасов нефти РФ за 2015 год доля извлекаемых запасов тяжелой нефти РФ составляет 16,36% по старой классификации, а согласно новой – возрастает до 34,72%, в Республике Татарстан этот показатель вместо 531 млн т (57%) – превысит 82% и составит 754 млн т.

В таблице 2 сопоставлены показатели нефтей по вязкости. Согласно методическим указаниям по применению новой классификации к высоковязкой теперь относится нефть вязкостью в пластовых условиях от 30,1 до 200 мПа·с, а более – характеризуется как сверхвязкая. Это тоже новый термин для классификации, который ранее использовался только в Налоговом кодексе и в настоящее время имеет значение 10 000 мПа·с и более. Это пример несогласованности показателей классификации и других действующих нормативно-правовых документов. Появилась еще одна новая категория нефти незначительной вязкости без обоснований целесообразности ее применения на практике.

В таблице 3 представлены показатели типов нефтей по содержанию серы по старой и новой классификации. Малосернистые и среднезернистые нефти сохранили свои значения в новой классификации, а сернистые – ограничились содержанием не более 2%, а более 2% – перешли в категорию высокосернистых.

Введение новых терминов и изменение диапазонов значений оценочных параметров нефтей искажают структуру баланса нефти, вносят путаницу в устоявшиеся понятия, затрудняет систематизацию геолого-промысловой информации, которая складывалась годами в процессе мониторинга минерально-сырьевой базы.

Таблица 2

Классификации нефтей по вязкости

Типы нефтей		Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	
Новая	Старая	Новая	Старая
Незначительной вязкости	-	До 5,0	-
Маловязкая	Маловязкая	От 5,1 до 10,0	От 5,1 до 10,0
Повышенной вязкости	Повышенной вязкости	От 10,1 до 30,0	От 10,1 до 30,0
Высоковязкая	Высоковязкая	От 30,1 до 200,0	Более 30
Сверхвязкая	-	Более 200,0	-

Таблица 3

Классификация нефтей по содержанию серы

Типы нефтей		Содержание серы в нефти, %	
Новая	Старая	Новая	Старая
Малосернистые	Малосернистые	До 0,5	До 0,5
Среднесернистые	Среднесернистые	0,5–1,0	0,5–1,0
Сернистые	Сернистые	1,0–3,0	1,0–2,0
Высокосернистые	Высокосернистые	Более 3,0	Более 2,0

Основные принципы новой классификации запасов по УВС были изложены на заседании комиссии ТЭК при президенте РФ (Протокол № А60-26-160 от 13.02.13). Цель новой классификации запасов – обеспечить переход от административного регулирования недропользования к механизму, основанному на геолого-экономической и технологической оценке возможности разработки месторождений.

Основа новой классификации запасов – экономическая оценка перспектив освоения запасов УВС, выполненная с различной степенью детализации в соответствии со стадией изученности месторождений. Это положение отражает реалии рыночной экономики, когда сырьевая база углеводородов формируется из рентабельных месторождений и соответствует закону «О недрах», в котором прописано, что государственное регулирование отношений недропользования и решение задач развития минерально-сырьевой базы осуществляются с использованием геолого-экономической и стоимостной оценок месторождений полезных ископаемых и участков недр.

При знакомстве с новой классификацией и методикой по ее применению выясняется, что критерии и методы экономической оценки в документах отсутствуют. Предполагается, что экономическая оценка запасов и ресурсов будет осуществляться в рамках подготовки проектного документа, в том числе и для этапов геологоразведочных работ. Таким образом, при определении рентабельных и нерентабельных запасов предложено ориентироваться на технико-экономические показатели компаний – недропользователей, согласно их представлениям о рентабельности, игнорируя интересы государства.

Предлагаемый подход противоречит закону «О недрах», в котором говорится, что в процессе эксплуатации месторождений должна быть удовлетворена потребность страны в углеводородах, обеспечена полнота извлечения полезных ископаемых из недр в соответствии с проектом разработки, внесен вклад в решение социально-экономических и экологических программ в регионе, гарантирован постоянный приток налоговых поступлений. Целесообразно разработать количественные критерии выделения групп запасов по промышленной значимости и экономической эффективности. По-прежнему актуальной задачей остается обеспечение достоверности и объективности геолого-экономической оценки месторождений.

В условиях динамично меняющихся цен на нефть и газ, текущих и капитальных затрат на поиски, разведку и разработку показатели экономической эффективности могут меняться в ту или иную сторону. В частности, при

резком падении мировых цен на нефть и газ объем промышленных запасов может сокращаться. Это, кстати, продемонстрировали кризисы 1998, 2008 и 2014 годов, когда из-за резкого падения нефтяных цен добывающие компании заявили о сокращении сырьевой базы и вывели из эксплуатации тысячи нерентабельных скважин.

Создатели классификации полагают, что она соответствует международным стандартам и снимает разногласия в оценке сырьевой базы, которые имели место в условиях действия старой классификации [3, 4]. Стоит отметить, что в ряде экономически развитых нефтедобывающих стран классификация не играет роль государственного инструмента управления запасами. Это, скорее, общепринятый свод правил, которым руководствуются компании, банки, учреждения арбитража и т. д. Поэтому сами классификации и сопровождающие их документы носят достаточно общий характер. Развитый рынок ценных нефтяных бумаг в какой-то мере регулирует те минимальные требования к запасам, которые необходимы для операций покупки или продажи прав на разработку месторождений, обоснования получения кредитов и т. д.

В Российской Федерации правовые отношения недропользования несколько отличаются. В нашей стране законодательно запрещена свободная перепродажа прав на лицензионные участки недр. Лицензия не имеет статуса ценной бумаги и ее стоимость, а, следовательно, и стоимость запасов не регулируются рынком. Поэтому государство-собственник недр берет на себя более полные регулирующие функции.

В этом случае оно должно иметь четкие представления о структуре и экономической значимости углеводородной сырьевой базы. Таким образом, необходимо осознавать, что с вводом новой классификации запасов представления о сырьевой базе страны и подходах к ее оценке принципиально меняются. Более или менее устойчивыми останутся лишь геологические оценки запасов. Что же касается экономических оценок, то они могут динамично меняться в зависимости от тех или иных факторов, прежде всего, от мировых цен на нефть и газ, и эти изменения требуют изучения и всестороннего анализа [5].

Геолого-экономическая оценка месторождений углеводородов проводится на разных стадиях их изученности и освоения для решения управленческих задач как государственных структур, представляющих государство в качестве владельца недр, так и частных инвесторов – соискателей конкурсов или владельцев лицензий на разработку. Такая оценка необходима для постановки месторождений на баланс, для определения стартовых условий аукционов по продаже лицензий на право пользования участками недр, для привлечения инвестиций в разработку месторождений, для обоснования получения налоговых льгот или для расчета капитализации при размещении ценных бумаг нефтегазодобывающих компаний на международных фондовых биржах.

Достоверность геолого-экономической и стоимостной оценки зависит от точности подсчета технологических показателей, от степени изученности месторождения, от полноты учета специфических особенностей каждого вида месторождений и возможных рисков в период их освоения. При экономической оценке запасов месторождений нераспределенного фонда недр возникают трудности ввиду отсутствия единой нормативной базы. Для добывающих компаний расчет данных показателей базируется на фактических данных реализуемых проектов разработки, их сбор и систематизация никаких трудностей не представляет. При оценке же месторождений нераспределенного фонда недр приходится создавать специальную информационно-нормативную базу. Наличие единой нормативной базы для проведения экономических расчетов является залогом точности и объективности экономической оценки, но дальше разговоров на эту тему дело в правильном направлении не продвигается [6,7].

Государство, в процессе контроля за исполнением лицензионного соглашения заинтересовано в достижении технологически возможного КИН, а недропользователь для его достижения не заинтересован в разработке нерентабельных запасов. Цель недропользователя – получение максимальной прибыли при исполнении лицензионного соглашения и проекта разработки месторождения. Задача недропользователя облегчается, если на балансе будут учитываться исключительно рентабельные запасы. Огромное количество запасов останется за балансом.

В выступлениях создателей классификации подчеркивается, что оценка запасов по новой классификации позволит исключить из государственного планирования добычу нерентабельных запасов, но при этом она будет способствовать извлечению трудноизвлекаемых запасов [3,4]. Механизм решения поставленных задач в представленных документах никак не отражен. Предполагается, что для вовлечения нерентабельных запасов в промышленную эксплуатацию будут предоставляться налоговые льготы, но критерии исключения нерентабельных запасов или их отбора для предоставления налоговых льгот еще не прописаны.

Государству необходимо создавать такие экономические условия, при которых недропользователям было бы выгодно увеличивать долю рентабельных запасов в технологически возможных, применять новые методы увеличения нефтеотдачи, и, по мере роста добычи, компенсировать государственные расходы по предоставлению налоговых льгот ростом налоговых поступлений.

Что касается геолого-экономической оценки поискового этапа геологоразведочных работ и нераспределенного фонда недр, то о ней, в новых документах практически нет никакой информации. Предполагается, что должна проводиться экспертная экономическая оценка перспектив освоения месторождения, но кто ее будет выполнять (особенно для месторождений нераспределенного фонда недр) и на основании каких документов и критериальных показателей, пока неизвестно. В настоящее время готовится новое «Положение об этапах и стадиях ГРР», которое должно будет соответствовать новой классификации и содержать необходимые разъяснения.

Разработка новой классификации нацелена на решение трех основных задач:

– гармонизация с зарубежными классификациями (PRMS);

– экономическая оценка (рентабельность запасов и ресурсов с точки зрения недропользователя);

– обеспечение преемственности классификации по отношению к ее предшественницам.

Изучение новой классификации и методических указаний по ее применению показывает, что провозглашенные в них принципы носят скорее декларативный характер, остается немало вопросов по терминологии, которые требуют уточнений. Ряд заявленных положений требует принятия новых нормативно-правовых документов. Эти замечания нельзя объяснить только переходным этапом, когда одни документы введены в действие, а другие еще разрабатываются.

Переход на новую классификацию будет происходить постепенно, в течение 6 лет, начиная с 2016 года, поэтому целесообразно, чтобы вновь вводимые документы действительно сохраняли преемственность, были согласованы между собой, отражали провозглашенные в них принципы, соответствовали действующему законодательству и в них применялись сложившиеся в отрасли, понятные специалистам термины и их определения.

Новая классификация запасов прогнозных ресурсов нефти и горючих газов должна быть эффективным инструментом, позволяющим оценивать состояние минерально-сырьевой базы, основываясь на технологической и геолого-экономической оценке возможности разработки месторождений. Решение проблем перехода на новую классификацию запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов заключается в следующем:

1. Уточнить терминологию и критериальные показатели, введенные в классификацию и методические указания по ее применению.

2. Установить условия и сроки пересчета рентабельных запасов, учитывая, что экономическая оценка месторождений зависит от волатильности цен.

3. Установить единые критерии геолого-экономической оценки месторождений.

4. Разработать единую нормативную базу для проведения экономических расчетов.

5. Разработать механизм стимулирования увеличения доли рентабельных запасов от объема извлекаемых геологических запасов.

Литература

1. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов (Утверждена приказом МПР от 1 ноября 2013 г., № 477).

2. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены Распоряжением Министерства природных ресурсов России от 01.02.16 за № 3-р).

3. Выступление Генерального директора ФБУ «ГКЗ» Игоря Шпурова на конференции «Углеводородное сырье – сырьевая база, геологоразведка, экспертиза запасов, проблемы освоения месторождений нефти и газа в современных условиях». г.Москва, 16.12.15.

4. Новая классификация запасов: антикризисная мера или очередная ошибка? // «Нефтегазовая вертикаль». – Вып. № 3–4, февраль 2016 года.

5. *Назаров В.И., Искрицкая Н.И.* Экономическая оценка запасов и ресурсов нефти и газа как основа их промышленной классификации // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 3. – http://www.ngtp.ru/rub/3/34_2008.pdf

6. *Назаров В.И., Искрицкая Н.И.* О проблемах геолого-экономической оценки запасов и прогнозных ресурсов месторождений нефти и газа при переходе на новую классификацию // «Вестник ЦКР Роснедра». – № 4. – С. 69–73.

7. *Искрицкая Н.И., Савенкова О.Е.* Ключевые риски и эффективность налоговых льгот при разработке месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти // «Георесурсы». – 2015. – Т. 2. – № 3(02). – С. 7–11.

BALANCED CROSS SECTIONS AS AN AID TO HYDROCARBON EXPLORATION IN STRUCTURALLY COMPLEX PROVINCES

Dilip K Mukhopadhyay
Department of Earth Sciences, Indian Institute of Technology Roorkee
Roorkee 247667, India, dilipfes@gmail.com

A great majority of hydrocarbon traps are structural or combination traps where structural elements are important contributor. An analysis of trapping mechanism of giant oilfields shows that by far the majority of them are anticlines (Selly 1998). Finding oil in large anticlines is relatively easy in the sense that they can be easily mapped at the surface or in seismic sections. Also, the concept of large anticlines is easier to grasp for non-geologists, such as managers, accountants and engineers, who may decide whether to drill or not based on geologists' recommendation. With some exceptions, the frequency of number of discovery of giant oil fields have declined over the last three decades. As a consequence there has been increased exploration emphasis in smaller oil/gas fields in structurally more complex areas. This has been made possible by improved techniques in seismic data acquisition, processing and interpretation. However, extrapolation of surface structure to depth and interpretation of seismic profiles in structurally complex terrains are usually not straight forward and beset with large uncertainties. In particular, seismic profiles in such terrains are usually of rather poor quality.

Section balancing and restoration techniques have become an essential tool for hydrocarbon exploration in structurally complex terrains (Dahlstrom 1969; Woodward et al. 1989). Kinematic modelling of fault-related folds (e.g., Suppe 1983; Mitra 1990; Suppe and Medwedeff 1990; Poblet and McClay 1996) allow us to develop rigorous algorithm for quantitative structural sections. By definition, a balanced cross section is a deformed-state cross section that is both admissible and viable. A balanced cross section is a geometrically correct (i.e. admissible) deformed-state cross section, which can be restored (i.e., viable) to an undeformed state or to an earlier less deformed state through kinematically valid steps. This technique can be used in both compressional and extensional terrains. Usefulness of this technique for hydrocarbon exploration is shown with the help of structural sections from petroleum-bearing Assam-Arakan fold belt, NE India (Borthakur et al. 2014) and Kakheti mountain belt, Georgia.

The arcuate Assam-Arakan fold belt in NE India (Figs. 1) is a result of E-W collision between the Indian and West Burmese plates in the late Mesozoic and contains colossus amount (>8 km) of Tertiary sedimentary sequence. The area is characterized by a series of approximately N-S trending anticlines many of which are hundreds of km long. There are many producing oil/gas fields the NE Indian tectonic province but all of them occur in the frontal part of the of fold belt (Fig. 2). Exploration in the more interior part of the fold belt has started in recent years. The exploration effort is hampered by lack of proper understanding of sub-surface structure due to poor seismic images in the remote and heavily forested hilly area. In order to devise an exploration strategy, including first set of drilling locations, with minimum risk, the techniques of cross-section balancing have been applied.

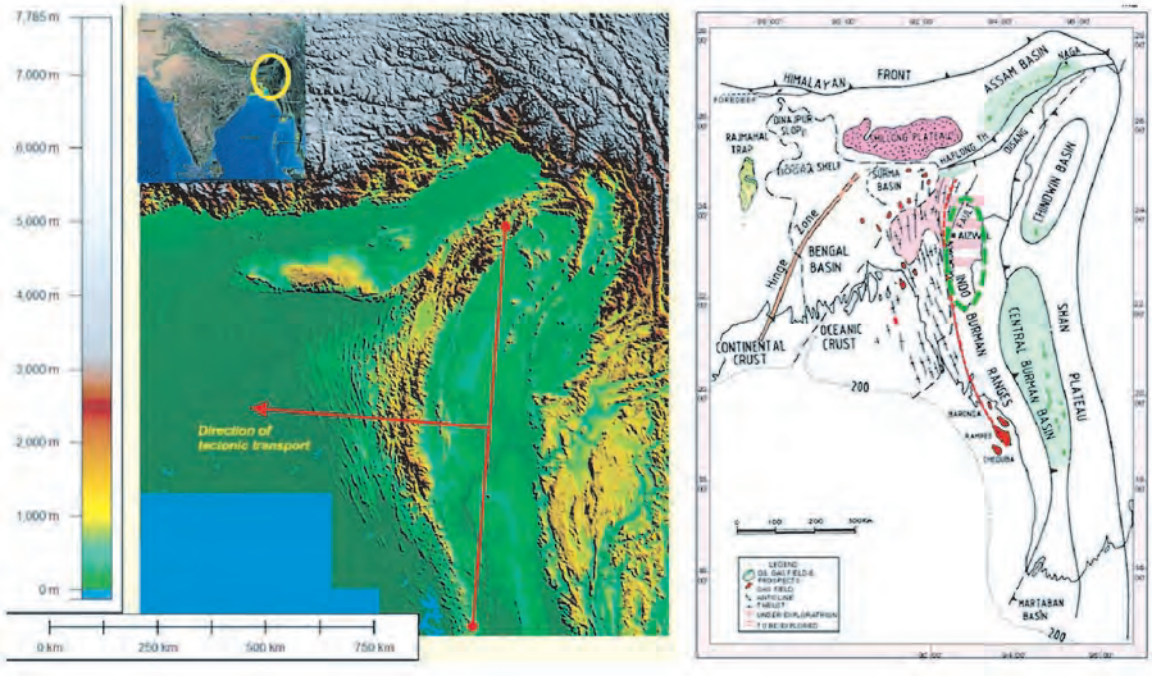


Figure 1 (Left): DEM for NE India showing arcuate nature of the Assam-Arakan fold belt with a series of N-S trending large anticlines. Application of Elliot's bow-and arrow rule (red arrow) suggests tectonic transport from east to west. Inset shows location of the area. Figure 2 (Right): Hydrocarbon province in NE India are shown in relation to tectonic elements. Location of line of section (Fig. 3) is located south of Aizawl town.

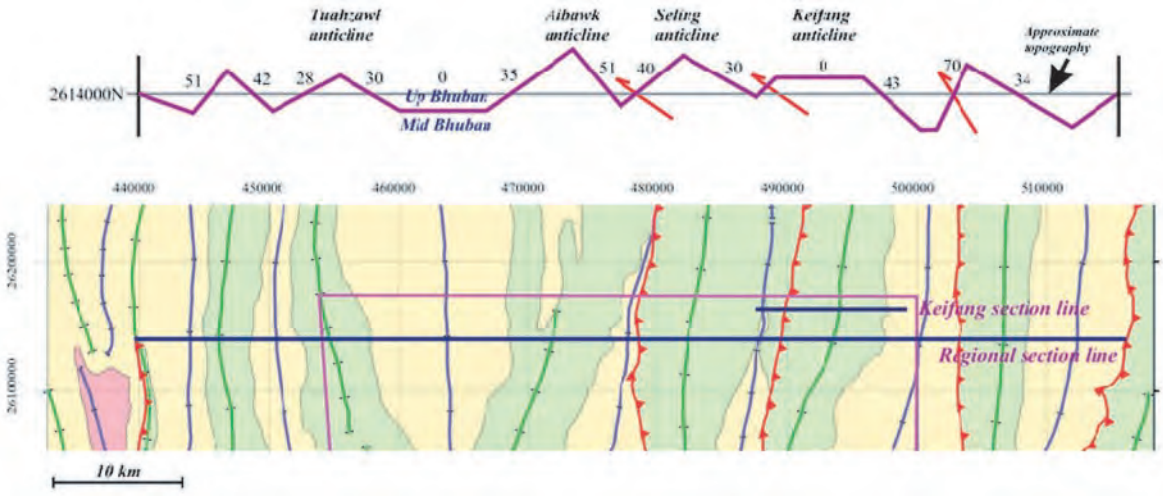


Figure 3. Map showing location line of cross section (lower diagram) and surface dip domain data (upper diagram) derived from orientation data collected during fieldwork. The geometry of surface folds in upper diagram has been used as initial input for structural modelling (Fig. 4). Green and blue lines are anticlinal and synclinal axial traces, respectively

The location of the study area is south of Aizawl town in the interior part of fold belt (Fig. 2). The area shows a series of anticlines and synclines and dissected by three thrust faults (Fig. 3) suggesting that the folds may follow kinematics of fault-related to folding. The dip domain data suggest that the anticlines are fairly tight, sub-horizontal, upright, and sharp-crested, except for Keifang anticline, which is flat-crested (Fig. 3). A balanced cross section has been constructed using kinematics of fault-propagation folding and fault-bend folding with breakthrough structures, and with or without simple shear (Fig. 4). Valid structural model suggests that the strategy of drilling at the crest of anticlines except for Keifang anticline is not a sound proposition and deviated drilling from eastern limbs of the anticlines offers minimum risk. Structurally, Keifang anticline is most suitable for initial exploratory drilling.

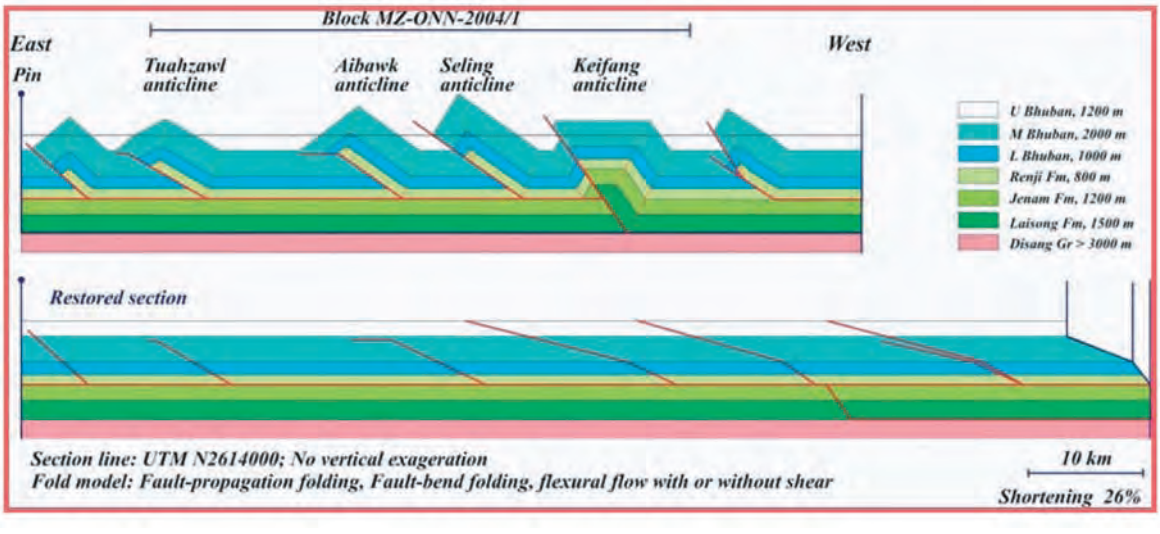


Figure 4. Balanced structural interpretation based on fault-bending folding, fault-propagation folding and flexural flow with or without shear models. Structurally, Keifang anticline is most suitable for exploratory drilling. The lower diagram shows restored section with 26% shortening.

The tectonics of the Caucasus region (Fig. 5), including the Great and Lesser Caucasus Mountains and the Turkish-Iranian Plateau, is controlled by the still continuing collision between the Arabian and Eurasian plates. This area constitutes the central part of the Alpine-Himalayan orogenic system that represents the most spectacular continent-continent tectonics and attendant deformations. The literature on this collision zone is rather exhaustive but excellent summary is given by Adamia et al. (2011a, b). Georgia and the adjacent Azerbaijan are located in the hydrocarbon-rich province of the Caspian Sea-Black Sea region. Although Cretaceous hydrocarbon province exist north the Greater Caucasus, no hydrocarbon play has been established in the south in Kakheti Mountain or Alazani valley (Fig. 6).

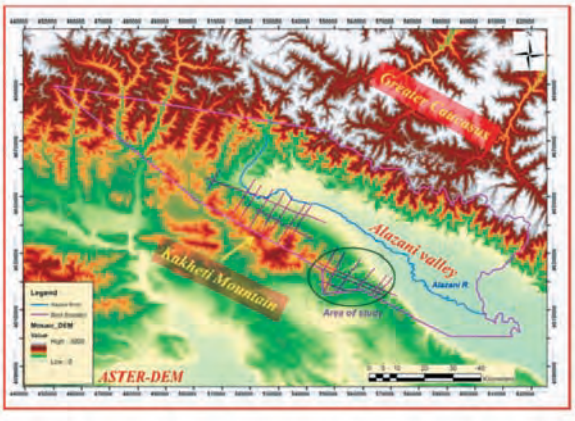
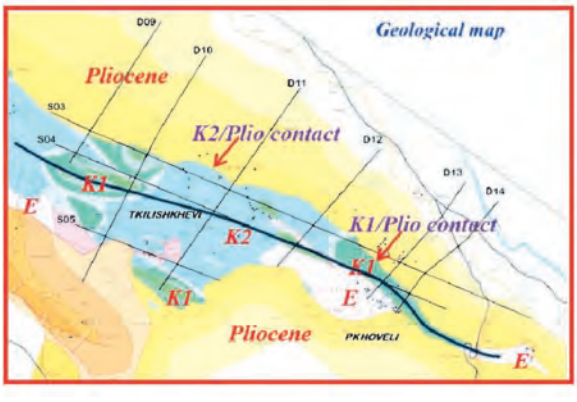


Figure 5 (Left). Physical map of the Black Sea-Caspian Sea region showing Alazani valley and Kakheti mountain range in relation to Caucasus (Adamia et al. 2011a). Figure 6 (Right). ASTER-DEM based physiographic map of Greater Caucasus, Kakheti Mountain and Alazani valley showing the area of study.

Geological map of the eastern Kakheti Mountain (Fig. 7) shows that Cretaceous rocks occupy the core and are flanked, both towards north and south, by Tertiary rock sequences. Whereas towards north only Pliocene rocks are present, Eocene-Miocene rocks are additionally present towards south, i.e., on the southern slope of the Kakheti Mountains. Much of the Cretaceous rock exposures belong to Lower Cretaceous sequences. The Upper Cretaceous rocks are well-preserved in the eastern part. The outcrop width of Cretaceous sequences widens from ESE towards WNW. These observations suggest that the Cretaceous sequences have been progressively more uplifted towards WNW. The poorly-imaged seismic sections do not allow definitive structural interpretation.



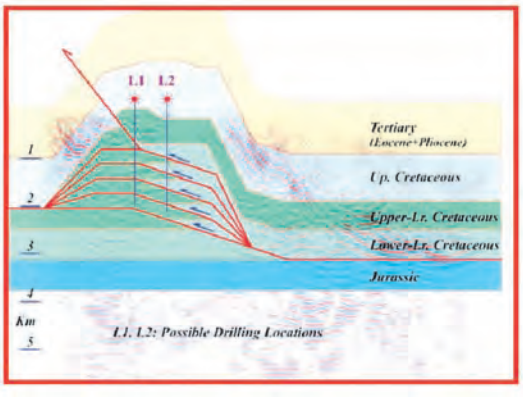


Figure 7 (Left). Geological map of the eastern part of Kakheti Mountain showing section lines D-11 and D-12. E: Eocene, K2: Up. Cretaceous, K1: Lr. Cretaceous. Note: outcrop of Cretaceous-Eocene rocks are framed by Pliocene rocks westward. Figure 8 (Right). Balanced structural model along line D-12

Two Balanced cross sections, along lines D-12 and D-11 are shown in Figs. 8 and 9, respectively. Sections are primarily based on geological map and surface structural data. Section D-11 (Fig. 9) shows a blind imbricate fan giving rise to a number of anticline-syncline pairs, as mapped at the surface. An antiformal stack (Fig. 8) explains the large anticline seen at the surface. Initial exploration may involve drilling the antiformal stack to establish if there is any Cretaceous petroleum system in this area or not. If such a petroleum system exists, Alzhani valley should be potential target for exploration.

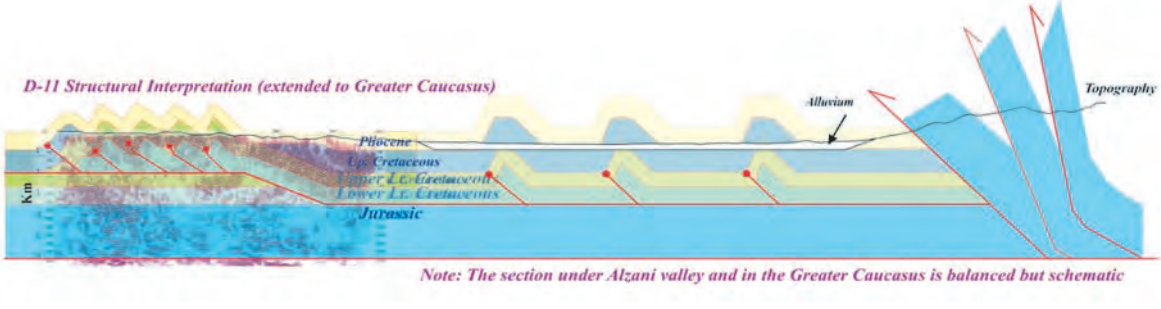


Figure 9. Balanced structural model along section D-11, extended to Greater Caucasus. The section under Alazhani valley and greater Caucasus is balanced but schematic.

Hydrocarbon exploration is a very high risk venture in terrains with complex fold-fault geometry, sharp hinges and steep dips of fold limbs, poorly-constrained seismic data, rugged topography and difficult logistics. Balanced structural modelling seems to be the most appropriate exploration strategy in such challenging and complex geological environment. This method can also be employed in offshore basins for quantitative structural interpretation of seismic data.

References Cited

Adamia, S., Zakariadze, G., Chkhotua, T., Sadradze, N., Tsereteli, N., Chabukiani, A. and Gventsadze, A. (2011a) Geology of the Caucasus: A review. Turkish Jour. Earth Sci., 20:489-544.

Adamia, S H., Alania, V., Chabukiani, A., Kuteli, Z. and Sadradze, N. (2011b) Great Caucasius (Cavcasioni): a long-lived north-Tethyan back-arc basin. Turkish Jour. Earth Sci., 20:611-628.

Bothakur, A. N., Changmai, D. and Mukhopadhyay, D. K. (2014) Challenges in petroleum exploration in heavily folded zones with steeply dipping layers: An example from Mizoram exploration block, NE India. 21st World Petroleum Congress, Moscow.

Dahlstrom, C. D. A. (1969). Balanced cross section. Can. J. Earth Sci., 6:743-757.

Mitra, S. (1990). Fault-propagation folds: geometry, kinematic evolution, and hydrocarbon traps. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 74:921-945.

S*uppe, J.* (1983). Geometry and kinematics of fault-bend folding. Am. J. Sci., 283:684-721.

Suppe, J. and Medwedeff, D. A. (1990). Geometry and kinematics of fault-propagation folding. Eclog. Geol. Helv., 83:409-454.

Poblet, J. and McClay, K. (1996) Geometry and kinematics of single layer detachment folding. Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull., 80:1085-1109.

Selly, R. C. (1998) Elements of Petroleum Geology. Academic Press. 470 pp.

Woodward, N. B., Boyer, S. E. and Suppe, J. (1989). Balanced geological cross-sections: An essential technique in geological research and exploration. Am. Geophys. Union Short Course, 6:1-132.

DISCOVERING NEW OIL AND GAS PLAYS IN MATURED FIELDS – EXPERIENCE FROM ASSAM ARAKAN BASIN, INDIA

A. N. Borthakur

Oil India Limited, Duliajan-786602, India

E-mail: anborthakur@oilindia.in

Introduction

The Petroleum industry in Assam Arakan Basin is one of the oldest in the world. Early oil explorer from 1825 onwards brought back news of oil seepage in the remote forests of extreme east of Brahmaputra valley, however, the journey of searching oil in India was commenced since 1867 with oil being struck in Early Miocene Formations at Makum near Margherita in Assam. Since then the industry has come a long way and a new dimension in oil exploration in India was achieved while in 1937 BOC (a consortium of British Petroleum & Shale) proposed Govt. of India to conduct gravity & seismic survey in the alluvium areas of North-East part of the country. Though exploration activities in India got delayed due to break out of world war-II, but outcome of 1937's geophysical surveys resulted Nahorkatiya oil field discovery during 1953 at Miocene & Oligocene levels.

Thus, for nearly fifty years after independence, the oil sector in India has seen the growth of giant national oil companies in a sheltered environment. However, a process of transition of the sector has begun since the mid nineties from a state of complete protection to the phase of open competition. The move was inevitable for India to attract funds and technology from abroad into our petroleum sector. From a production of only 0.5 MMT of crude oil at the time of independence, the crude oil production for India last year (2014-15) was around 37.46 MMT and gas production was around 33.65BSCUM. Today, in addition to ONGC and OIL, the two Govt. upstream Companies, around 70 private players are in the field in India in search of the liquid gold. However, the sector in recent years has been characterized by rising consumption of oil products, declining crude production and low reserve accretion. While the oil consumption was 223 MMT, gas consumption during the preceding year stood at 46.95 BSCUM with a soaring demand for oil envisage, the gap between demand and supply threatens to widen. In such a scenario the greatest challenge facing the Indian upstream sector today is the efficient management of its available resources to narrow the gap between the demand and supply.

Exploration in the North East

The Assam Shelf and Assam – Arakan Fold Belt are the two Basins present in the Northeast part of India and together occupies a basinal area of around 111,000 sq. km. and are two major onshore Category-I Basins with known commercial productivity. With the successful completion of Digboi well no. 1, in the northeastern part of India in 1889 for over a century since then, exploration was intensified in other parts of the Northeast. The major share of hydrocarbon production in the Northeast comes from the Assam Shelf Basin. Over 65% of the total oil and gas produced from the Basin is from the oil

and gas fields under Oil India Limited's (OIL) area of operation and rest is by ONGCL along with few private joint venture efforts. The Basin today comprises ageing major oil fields discovered in 1950s to 1970s as well as developing fields, recently discovered oil and gas fields along with areas with low risks. The North–East presently contributes more than 24% and around 46% of total onshore oil & gas production of India, respectively.

Exploration in the North East by Oil India Limited

Major success was achieved in 1953 when the first well completed on the Nahorkatiya structure encountered several hydrocarbon bearing sand bodies and on testing the bottom most sand, presence of commercial oil was established at Oligocene. A series of commercially successful producers and discoveries followed in quick succession. Another major discovery was that of the Moran oil field in 1956 at same Oligocene/ Late Eocene. The success at Nahorkatiya was the culmination of a long history of failures, frustration and despair in the exploration activities of Upper Assam.

Following active development of Nahorkatiya and Moran oil fields, the seventies was a period of extensive geophysical surveys in Assam and Arunachal Pradesh with accelerated development activities. It was during this period that the Jorajan (1971), Kharsang (1976) and Kumchai (1979) oil fields were discovered by Oil India Limited. The eighties were marked, among others, by significant oil finds in the Shalmari (1986) and Hapjan (1987) areas. However, all these prospects were confined to relatively shallow clastic reservoirs (Late-Eocene to Miocene) only with the exception of the Early Eocene Tengakhat (1973) structure.

Paradigm Shift

The production from Oligocene Barail and Miocene Tipam reservoirs showed significant decline during later part of 1980s. The deeper horizons of Paleocene / Eocene were explored in few wells while exploring for shallow reservoirs, however, no significant progress could be made. Drilling through these deeper horizons indicated presence of reservoirs; mostly thin to very thin (1.0 to 5.0 m), with some sign of presence of gas which was of little economic importance at that time. As compared to Barail reservoirs these sandy bodies did not attract explorers initially because of their thickness which was significantly lower.

An exploratory well was drilled which encountered presence of thin sand ranges. Integrated analysis which included drill cuttings fluorescence, electrolog and gas chromatograph indicated presence of hydrocarbon, which was subsequently tested and found to produce at rates relatively higher than the shallower thick reservoirs. It has also been observed that these reservoirs have high recovery. This discovery encouraged geoscientists to come up with subsequent discoveries, towards the deeper part of the basin, which was otherwise thought to be risky as porosities may not be preserved.

Since then, through systematic and integrated approach, a number of oil/gas fields were discovered in the Dikom -Tengakhat- Kathaloni (1990), Chabua, Bhogpara and Khagorijan (1996-98) structures. Deep (~4400 m) Eocene play in Moran field with Haldibari and Salmari were discovered during 1999-2002. New big Eocene discovery were made during 2003-04 in Barekuri, Baghjan and north Tinali area and followed by Mechaki, Makum and North Hapjan deep prospect during 20004-12. All these fields are located on the Central Basement High which runs in ENE – WSW direction through Jorhat in the west to Pasighat in the East encompassing parts of Brahmaputra River east of Dibrugarh.

The commercial discovery over the Central Basement High within late Paleocene-Early Eocene thin sand was possible specially due to paradigm shift in the integrated approach of exploration i.e. geochemistry, new geological model, high resolution seismic and emphasis on directly observable hydrocarbon during drilling. The combined contribution of oil from this new type of play today is as high as 60% of OIL's present total production. Prior to 1990, most of the production was coming from shallow, thick clastic reservoirs confined to Late Eocene – Oligocene and Miocene formations.

After the success of exploration in Paleocene – Eocene reservoirs Oil India Limited has adopted a strategy for effective reserve replacement through exploration. The strategy adopted consists of a)to drill deeper part of the basin on structures for new oil and to add new reserves from small or medium sized structures, and b) to look for exploratory prospects at shallower reservoirs on a continuous basis. The continuous exploration has resulted in maintaining production at a certain level over a span of more than 30 years in a hitherto matured basin.

Exploration in Frontier Areas

The traditional areas of exploration and development in Assam and Arunachal Pradesh have matured and the remaining poorly and/or under explored areas in the Northeast is logistically difficult and geologically complex with thrust-fold belt geometry. Therefore, future exploration and development activities in the region would be an enormously challenging proposition. These areas, besides being logistically difficult, involve very high risks as the exploration targets are much deeper and the potential traps are expected to be relatively smaller. In order to minimize the exploration risks, a multi-pronged approach deploying the latest suitable technology and relevant expertise has been adopted by OIL.

The frontier regions of the Northeast like the frontal foothills of Arunachal Himalayas including the Pasighat area, Manabum fold belt and the Naga Thrust-Fold belt, Tripura-Kachar-Mizoram fold belt etc. has remained poorly explored for various reasons. Majority of these areas are beset with extremely challenging surface logistics like uneven topography with deep gorge and hills, thick boulder beds, riverien terrain, swampy areas, etc. The major hindrance in acquiring reasonably good quality seismic data in these areas are the presence of high dipping beds (maximum up to 60-70°) and surface and sub-surface thick boulder beds which affects energy penetration resulting in poor signal to noise ratio. However, all out efforts

are on to overcome all these challenges by using latest art of technology (viz. amplified geochemical sampling, satellite mapping, 3D seismic with seisloop method) and incorporating old ideas (extensive geological mapping, structural cross-sectional balancing) in new technology for obtaining a better geological understanding of the sub surface and to minimized data gap in these un-explored virgin areas.

Exploration in the Brahmaputra River Bed

The Brahmaputra River is a surface geomorphologic feature dividing the Upper Assam Basin into two parts. Exploration in the Brahmaputra River bed and its adjoining areas is quite challenging due to its logistics. Geologically, the Central Basement High (CBH), where the prolific Paleocene-Lower Eocene oil and gas fields of Upper Assam basin are situated, extends partly into the Brahmaputra River. Based on the results of seismic surveys and available geoscientific information, exploratory drilling and further exploration and development activities will be taken up.

Challenges

In comparison to the exploration in the oil fields of Assam Shelf, exploration in Arunachal Pradesh, Mizoram, Karbi Anglong and North-Cachar Hill Districts are much more difficult. The constraints can be broadly classified under two headings:

Logistic Challenges:

The main logistic challenges faced by OIL while carrying out exploration activities in those areas are mainly related to surface logistics. Because of remoteness and inaccessibility of the operational areas OIL's activities is affected to a great extent. Due to the presence of near surface boulder beds in Arunachal Pradesh and high sub surface dip in Mizoram, prevents quality data output from the seismic survey and ultimately determination of suitable structures for hydrocarbon accumulation. In most of the places exploration has to be guided only by surface geological mapping and modeling. Additionally, due to hilly terrain, preparation of road & site also takes a considerable time. Further, due to the prolong monsoon days and typical forest climate prevailing in this part of the region affectively working window becomes limited to 4 to 5 months only.

Operational Challenges:

Apart from the logistic challenges, operational challenges are also of great hindrance for which OIL has so far not been able to accelerate its exploration activities in these areas. Due to its remoteness couple with limited communication facilities, movement of rig and other heavy equipments are difficult and time consuming for carrying out exploration in these pars of India.

Conclusion

Maintaining production in a matured field is a big challenge, and it becomes imperative that new plays with significant potential are discovered to offset the decline. The production from Oligocene Barail and Miocene Tipam reservoirs showed significant decline during later part of 1980s. The deeper horizons of Paleocene / Eocene were explored in few wells while exploring for shallow reservoirs, however, no significant progress could be made. Drilling through these deeper horizons indicated presence of reservoirs; mostly thin to very thin (1.0 to 5.0 m), with some sign of presence of gas which was of little economic importance at that time. As compared to Barail reservoirs these sandy bodies did not attract explorers initially because of their thickness which was significantly lower.

Gravity and seismic data indicated presence of a basement ridge parallel to the Brahmaputra River, north of the existing oilfields. An exploratory well was drilled which encountered presence of thin sand ranges. Integrated analysis which included drill cuttings fluorescence, electrolog and gas chromatograph indicated presence of hydrocarbon, which was subsequently tested and found to produce at rates relatively higher than the shallower thick reservoirs. It has also been observed that these reservoirs have high recovery. This discovery encouraged geoscientists to come up with subsequent discoveries, towards the deeper part of the basin, which was otherwise thought to be risky as porosities may not be preserved. The strategy adopted is multi-pronged. First is to continue to drill deeper part of the basin on structures for new oil and to add new reserves from small or medium sized structures. Second, to look for exploratory prospects at shallower reservoirs on a continuous basis. The continuous exploration has resulted in maintaining production at a certain level over a span of more than 30 years in a hitherto matured basin.

ANTICIPATING OPERATIONAL ISSUES FOR THE FIELD PILOT TEST OF AIR INJECTION IN CHICHIMENE

Hugo Alejandro Garcнa-Duarte, Eider Niz-Velбsquez

Colombian Petroleum Institute – Ecopetrol, ICP, Km 7 Vнa Piedecuesta, Colombia

INTRODUCTION

Colombia possesses 53.000 MBBL OOIP, from which 36% corresponds to heavy and extra heavy oil. Out of this, 19.000 MBBL (70%) are located in reservoirs at depths greater than 6000 ft. This fact makes mature EOR processes such as steam injection very challenging, forcing Ecopetrol to look for other alternatives to improve the recovery factor for this type of reservoirs.

Air injection, also known as In situ Combustion, is a process consisting on inject air to the already heated reservoir (spontaneously or assisted) to generate a combustion front by a series of chemical reactions, where the heaviest hydrocarbons fractions are burned as combustible. These reactions are considered exothermic, which by means of increasing temperature, decrease oil viscosity, increasing the mobility of the crude and then improving production and access to more reserves, representing an interesting option for the heavy oil reserves in Colombia.

The Chichimene field is a large reservoir bearing 8 °API located in the Meta department in Colombia. It was discovered in 1969 and operations started in 1985. Its current production is close to 80,000 bpd with an Estimated Ultimate Recovery (EUR) by primary means of nearly 9%.

An In Situ Combustion (ISC) pilot is being implemented near the top of the structure, and ignition is programmed to occur at the end of 2016. Although ISC has not been applied before to extra-heavy oil reservoirs at such depths (8,000 to 9,000 ft), the high reservoir temperature (200 °F) is favorable to spontaneous ignition, and sufficient oil mobility enables the application of the process. Steam injection processes are not feasible at these depths, making air injection the most suitable option for enhanced recovery.

Other large reservoirs bearing a significant fraction of the Colombian oil resource exhibit characteristics similar to Chichimene. This shows the potential for the expansion of ISC in Colombia, and eventually in other countries, as the technology boundaries are pushed further away than its current applicability limits.

Ecopetrol has partnered with renowned companies, universities and consultants with relevant experience in ISC. Currently, a state-of-the-art ISC laboratory operates at the Colombian Petroleum Institute, and capabilities for numerical modelling of the process have been developed.

THE PILOT

The ISC pilot at the Chichimene field is made up of one air injector well, three first-line producers, and a series of second- and third-line producers. Schematics of the geometrical distribution of the pilot wells are shown in the following figure 1.

The 1st line wells are located at an approximate distance of 120 m from the injector. One of the closest second-line wells is producer CH-22. A fault separates the pilot area with the block where CH-22 is. However, there is sand-to-sand contact, which suggests that the fault is not sealing. The following map (Fig. 2) shows the areal distribution of the second- and third-line wells around the pilot.

It was assessed that two years would be sufficient to evaluate the performance of the ISC process. Numerical predictions yield incremental recovery close to 35% OIIP. Ongoing activities of the pilot project include detailed laboratory studies and ignition predictions for preparedness.

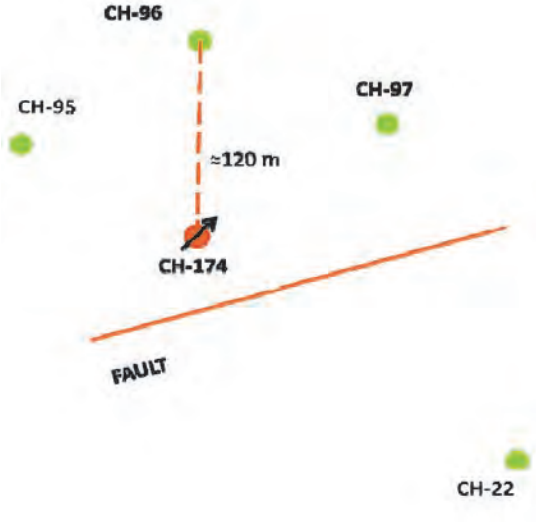


Fig. 1

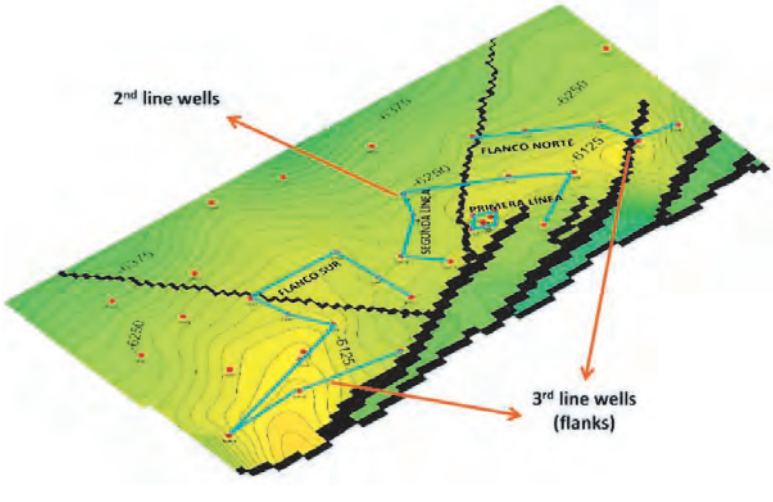


Fig. 2

ANALOGY ANALISIS OF THE MOST COMMON OPERATIONAL ISSUES IN AIR INJECTION IMPLEMENTATION PROJECTS

Throughout the world many air injection projects have been implemented in time, and most recently, due to the advancements in material integrity capabilities and the chemical characterization behind, the process is becoming a more attractive technology for heavy oils. After revising around 38 projects carried out from 1958 until 2013, it was found that the most impacting problems that air injection may face are:

- Incrustations due to incompatible mixtures (injection water with formation water mainly). For Chichimene, initially dry air will be used to avoid this type of problems.
- Asphaltenes, due the compositional, temperature and pressure changes.
- Sand production, due to temperature increasing, high injection rates: very common in all thermal recovery methods.
- Emulsions, for the case of air-injection-generated emulsions, particularly during the low temperature oxidation reactions, are of a strong water-in-oil type.
- Low injectivity, due to the presence of organic and inorganic deposits.
- Corrosion, due to the products of the reactions (H_2S and CO_2 mainly)

Once these problems were identified, a qualitative risk analysis was performed based on probabilistic methodologies, in order to determine the risk of occurrence of each of the factors affecting the process. The impact of occurrence for each problem was evaluated taking into account process efficiency affectation, production time lost, oil volume lost, environmental impact, and finally cost for the treatment or mitigation.

This risk analysis resulted on a recommendation to focus on the experimental phase in the top four problems: Emulsions, corrosion, sand production and low injectivity.

STRATEGIC PLAN TO CHARACTERIZE AND MANAGE THE MAIN OPERATIONAL PROBLEMS.

Each of the four main issues represented a line of research in order to prepare first the team capabilities, and second the facilities to handle them and to propose a mitigation and treatment plan.

PROBLEM CHARACTERIZATION

The characterization of each issue had a specific approach:

- Corrosion: the combustion tube test results show the percentage of H_2S and CO_2 expected in the gas stream.
- Emulsions: It was necessary to produce synthetic emulsions in order to analyse them chemically through FT-ICR-MS (Fourier-Transform Ion-Cyclotron Resonance Mass Spectrometer).
- Sand production: An experimental test was conducted where a heated core was exposed to axial compressions, accompanied by granulometric, mineral composition and mineral morphology analysis.
- Injectivity: An injectivity and connectivity test with Nitrogen was designed in order to determine the reservoir capability to handle the rates required to generate the combustion front.

DOWNHOLE AND SURFACE EQUIPMENT RECOMMENDATIONS

For both handling and monitoring it is important, once the impact of each issue was analysed, to choose materials and equipment required to prepare the facilities:

- Corrosion: Both downhole and surface equipment were chosen with materials capable to handle the amount of CO_2 expected within a safety margin. However, it is the H_2S production that represents the biggest threat to the equipment materials. For this reason, the materials chosen accomplished resistance to both. Additionally, an adsorption method is going to be used to remove the H_2S at the surface facilities to avoid potential damage to both equipment and human beings.
- Emulsions: Oil production from the pilot will be handled separately from the field production in order to monitor and manage the emulsions without interfering with the production from areas outside the pilot in the field.
- Sand Production: Well completions suitable to handle sand production, in case of any.
- Injectivity: Portable equipment for Nitrogen disposition.

ISSUES MITIGATION AND MANAGEMENT STRATEGY

Having the impact of each of the issues characterized and the pilot equipped with the proper material and facilities, a monitoring and mitigation plan was established to manage them.

- Corrosion: Coupons are installed throughout the surface facilities in order to monitor the impact of the acid gases produced. For the mitigation, a chemical treatment has been proposed.
- Emulsions: After reviewing several methods and strategies it was decided to utilize a flow enhancer (chemical treatment) experimentally proved, in order to ease the physical emulsion treatment at the tank.
- Sand production: The effect of temperature in the sand consolidation will impact the zone nearby the combustion front. For this purpose the strategy is to stop air injection and the combustion front advance when approaching the wellbore area.
- Injectivity: in order to avoid this problem, mainly attributed to high injection rates, a stepping increase rate injection was designed in the early stage of the process.

SUMMARY OF FINDINGS AND FINAL THOUGHTS

In order to manage possible operational issues during the air injection pilot test, it is important to carry out a series of experimental analysis. These experimental tests must be focused on characterizing the expected operational problems and then establishing mitigation and management strategies that lower the impacts on the success of the process implementation. For the case of Chichimene, the most critical issues expected are corrosion, emulsions, sand production and lack of injectivity. For each of these issues a monitoring and mitigation plan was established; however only during the pilot operation their real impact on the process will be verified.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors wish to thank the Chichimene in situ combustion pilot team in Ecopetrol. We also thank the team of consultants and allied companies and institutions that have partnered with Ecopetrol throughout the pilot project, including: Alex Turta, Anthony Kovscek, Claude Gadelle, Gordon Moore, John Belgrave, Louis Castanier, Marco Thiele, Margot Gerritsen, Olivier Clause, Raj Mehta and representatives of ONGC.

ПРОГНОЗ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВОГО ИСПЫТАНИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОЗДУХА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧИЧЕМЕН, КОЛУМБИЯ

Hugo Alejandro Garcha-Duarte, Eider Niz-Velбsquez

Colombian Petroleum Institute – Ecopetrol, ICP, Km 7 Vна Piedecuesta, Colombia

e-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co

ВВЕДЕНИЕ

Начальные геологические запасы нефти в Колумбии насчитывают 53 000 тыс. баррелей, из которых 36% соответствуют вязкой и высоковязкой нефти. Из этого количества, 19 000 тыс. баррелей (70%) расположены в продуктивных пластах на глубинах более 6000 футов (1828.8 м). Данный факт усложняет применение отработанных процессов увеличения нефтеотдачи пласта, такие как закачка пара, вынуждая компанию Ecopetrol искать другие альтернативы для повышения коэффициента извлечения для данного типа коллекторов.

Нагнетание воздуха, также известное как внутрипластовое горение, представляет собой процесс, состоящий из нагнетания воздуха в уже нагретый пласт (самопроизвольно или под воздействием) для создания фронта горения с помощью ряда химических реакций, где тяжелые фракции углеводородов сжигаются в качестве горючего. Эти реакции считаются экзотермическими, которые с помощью повышения температуры снижают вязкость нефти, увеличивая ее подвижность, тем самым повышая добычу и доступ к большему количеству запасов, что представляет собой интересный вариант для разработки запасов вязкой нефти в Колумбии.

Месторождение Чичимене представляет собой большой пласт-коллектор, содержащий 8 ° API, расположенный в департаменте Мета в Колумбии. Оно было открыто в 1969 году; разработка началась в 1985 году. Его текущая добыча близка к 80000 баррелей в сутки с предполагаемой предельной добычей первичными средствами почти на 9%.

Экспериментальный проект внутрипластового горения реализуется в верхней части структуры; зажигание запрограммировано на конец 2016 г. Несмотря на то, что внутрипластовое горение ранее не применялось к высоковязким нефтяным пластам на таких глубинах (от 8000 до 9000 футов (2438,4–2743,2 м)), высокая температура коллектора (200 °F), является благоприятной для самовоспламенения, и достаточная подвижность нефти позволяет применять процесс. Процесс закачки пара не осуществим на этих глубинах, что делает нагнетание воздуха наиболее подходящим вариантом для повышения нефтеотдачи.

Другие крупные залежи, содержащие значительную долю колумбийских ресурсов нефти, проявляют характеристики, подобные месторождению Чичимене. Таким образом показан потенциал распространения метода внутрипластового горения в Колумбии, и в конечном итоге в других странах, так как границы технологии продвигаются дальше, чем ее нынешние пределы применимости.

Компания Ecopetrol имеет партнерские отношения с известными компаниями, университетами и консультантами, обладающих соответствующим опытом применения внутрипластового горения. В настоящее время, в Колумбийском институте нефти действует современная лаборатория внутрипластового горения, где разрабатываются возможности численного моделирования процесса.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ УЧАСТОК

Экспериментальный участок внутрипластового горения на месторождении Чичимене состоит из одной нагнетательной скважины воздуха, трех добывающих скважин первой линии, а также ряда добывающих скважин второго и третьего ряда. Схема геометрического распределения пилотных скважин показана на следующем рис. 1.

Первая линия скважин расположена на расстоянии около 120 м от нагнетателя. Добывающая скважина CH-22 является ближайшей из второй линии скважин. Неисправность отделяет пилотный участок от блока с CH-22. Тем не менее, существующий контакт песка с песком говорит о том, что неисправность не уплотнена. На карте (рис. 2) показано площадное распределение второго и третьего ряда скважин вокруг экспериментального участка.

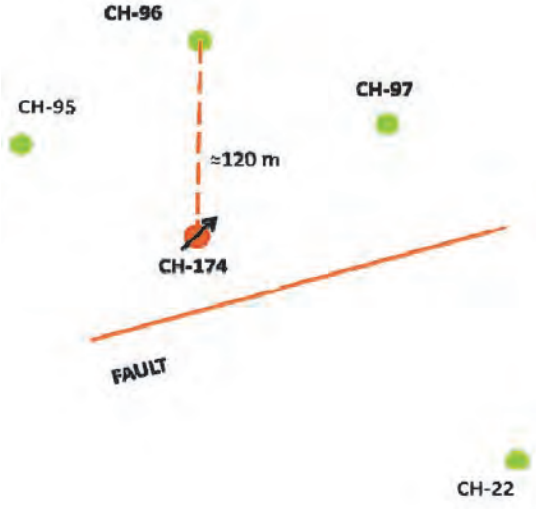


Рис. 1

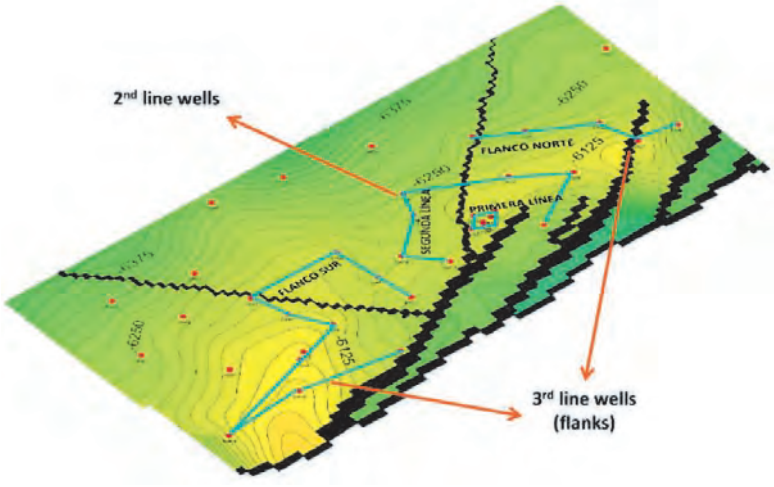


Рис. 2

Было рассчитано, что два года будет вполне достаточно, чтобы оценить производительность процесса внутрипластового горения. Численные прогнозы дают дополнительную добычу около 35% от первоначальных геологических запасов нефти. Текущие мероприятия пилотного проекта включают в себя подробные лабораторные исследования и прогнозирование зажигания для обеспечения готовности.

АНАЛИЗ МЕТОДОМ АНАЛОГИИ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ВОПРОСОВ В РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ НАГНЕТАНИЯ ВОЗДУХА

Во всем мире в свое время были реализованы многие проекты нагнетания воздуха, а в последнее время, в связи с достижениями в области материальной целостности и химической характеристики, процесс становится все более привлекательной технологией для тяжелых нефтей. После изучения около 38 проектов, осуществленных с 1958 по 2013 года, было установлено, что самыми большими проблемами, с которыми можно столкнуться при нагнетании воздуха, являются:

– Образование отложения из-за несовместимых примесей (главным образом, закачка воды вместе с пластовой водой). В месторождении Чичимене, чтобы избежать проблемы такого рода первоначально использовался сухой воздух.

– Асфальтены, из-за изменения в составе, температуре, давлении.

– Вынос песка, вследствие повышения температуры, высоких скоростей закачки: распространен во всех тепловых методах увеличения нефтеотдачи.

– Эмульсии, образованные во время нагнетания воздуха, в частности, во время низкотемпературных окислительных реакций, для типа воды в нефти.

– Низкая приемистость, из-за наличия органических и неорганических отложений.

– Коррозия, из-за продуктов реакций (в основном, H2S и CO2)

После того, как были выявлены эти проблемы, производился качественный анализ рисков на основе вероятностной методологии, с тем, чтобы определить риск возникновения каждого из факторов, влияющих на процесс. Последствия возникновения для каждой проблемы рассчитывались с учетом эффективности, аффектации, потерянного времени производства, потери объема нефти, воздействия на окружающую среду, и, наконец, затраты на обработку и смягчение отрицательных последствий.

Данный анализ рисков привел к рекомендации сосредоточиться на экспериментальной фазе в верхней части четырех проблем: эмульсии, коррозии, песка низкой приемистости.

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПЛАН ДЛЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ И РЕШЕНИЯ ОСНОВНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПРОБЛЕМ

Каждый из четырех основных вопросов представляет собой направление исследований с целью подготовки возможностей команды, и объектов для их обработки, а также предложения плана смягчения отрицательных последствий и обработки.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОБЛЕМЫ

Для характеристики каждого вопроса имелся особый подход:

– Коррозия: результаты испытаний трубки горения показывают процентное соотношение H_2S и CO_2, ожидаемых в газовом потоке.

– Эмульсии: Необходимо получить синтетические эмульсии для их химического анализа на FT-ICR-MC (Масс-спектрометр с ионным циклотронным резонансом с Фурье-преобразованием)

– Вынос песка: Было проведено экспериментальное испытание, где нагретое ядро подвергалось осевым сжатиям, сопровождавшимся анализом гранулометрического, минерального состава и минеральной морфологии.

– Приемистость: Испытание на приемистость и проводимость при помощи азота был разработан для того, чтобы определить способность коллектора справляться с дебитами, необходимыми для создания фронта горения.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СКВАЖИННОГО И НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

И для обработки, и для мониторинга важно выбрать материалы и оборудование, необходимое для подготовки объектов, после анализа влияния каждой проблемы:

– Коррозия: для скважинного и наземного оборудования были выбраны материалы, способные обрабатывать количество CO2 в безопасных пределах. Тем не менее, именно производство H_2S представляет наибольшую угрозу для материалов оборудования. По этой причине, выбираемые материалы должны достигать сопротивления к обоим веществам.

Кроме того, будет использоваться метод адсорбции для удаления H_2S на поверхности объектов, чтобы избежать потенциального повреждения оборудования и нанесения вреда здоровью человека.

– Эмульсии: добыча нефти из экспериментального участка будет осуществляться отдельно от добычи на месторождении, чтобы контролировать и управлять эмульсиями без помех для добычи в районах за пределами экспериментального участка.

– Вынос песка: для решения проблемы с выносом песка подходит завершение скважин.

СТРАТЕГИЯ УПРАВЛЕНИЯ И СМЯГЧЕНИЕ ПРОБЛЕМ

Имея характеристику влияния каждой проблемы и надлежащего оснащения экспериментального участка, для их управления был разработан план мониторинга и смягчения отрицательных последствий.

– Коррозия: пробные образцы устанавливаются на все наземное оборудование для мониторинга воздействия образующихся кислотных газов. Для смягчения последствий предлагается химическая обработка.

– Эмульсии: После рассмотрения нескольких методов и стратегий, было решено использовать экспериментально доказанный усилитель текучести (химическая обработка) для того, чтобы облегчить физическую обработку эмульсии в резервуаре.

– Вынос песка: температура в затвердевании песка будет влиять в зоне рядом с фронтом горения. Стратегия состоит в том, чтобы остановить нагнетание воздуха и фронт горения при приближении к околоскважинной зоне.

– Приемистость: чтобы избежать эту проблему, в основном связанную с высоким уровнем нагнетания, был разработан поэтапное увеличение скорости нагнетания на ранней стадии процесса.

ВЫВОДЫ И ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЫШЛЕНИЯ

Для того, чтобы решать возможные эксплуатационные проблемы в ходе экспериментального нагнетания воздуха, важно провести серию экспериментальных анализов. Эти экспериментальные испытания должны быть сосредоточены на характеристике ожидаемых эксплуатационных проблем, а затем установке средств смягчения негативных последствий и стратегий управления, которые снижение воздействие на успех реализации процесса. В случае с месторождением Чичимене, наиболее важными проблемами являются коррозия, эмульсии, вынос песка и отсутствие приемистости. Для каждой из этих проблем был создан план мониторинга и смягчения отрицательных последствий. Однако их реальное влияние на процесс будет проверено только во время опытной эксплуатации.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Н.М. Дмитриев[1], В.М. Максимов[2], М.Н. Кравченко[1], А.В. Мурадов[1]

[1] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,nmdrgu@gmail.com,

[2] Институт проблем нефти и газа РАН

Дан анализ новых научных результатов в области теории и методов разработки нефтяных и газовых месторождений. Показана важность их учета в реальном проектировании разработки и корректной оценке КИН. Теоретически установлена и экспериментально подтверждена тензорная природа относительных фазовых проницаемостей. Для двухфазных течений в анизотропных средах (с моноклинной и триклинной симметрией фильтрационных свойств):

1) установлен новый эффект «вращения» главных осей тензоров фазовой проницаемости в зависимости от насыщенности;

2) в результате проведения численного эксперимента показана возможность образования «застойных» зон. Учет новых эффектов анизотропии потребует совершенствования методики лабораторных экспериментов и вычислительных алгоритмов для их включения в программные продукты.

Полнота извлечения нефти измеряется параметрами, характеризующими воздействие на пласт в микро- и макро масштабе. Интегральной характеристикой эффективности извлечения нефти является коэффициент извлечения нефти (КИН). Уровень нефтеотдачи принято считать основным критерием рациональной системы разработки месторождений. Чем выше КИН, тем в большей степени система разработки месторождений отвечает критериям рациональности. Основы рациональной разработки месторождений, сформировавшиеся в советское время, обеспечивали достижение КИН, близкого к 50% уже в 60-е годы прошлого столетия, тогда как в настоящее время он едва дотягивает до 33%.

Тенденция к снижению КИН обусловлена как геологическими, так и технологическими факторами (рост доли трудноизвлекаемых запасов, высокая обводненность продукции, техногенные изменения пласта и др.). Помимо этих причин ***существенным фактором является слабое использование новых знаний***, полученных в последние десятилетия.

Отметим лишь некоторые научные результаты, которые следует учитывать при проектировании разработки месторождений:

– исследование анизотропных коллекторов: сложившаяся практика определения фазовых проницаемостей и КИН без учета эффектов анизотропии снижает достоверность показателей разработки при стандартном проектировании;

– разработана новая методика комплексного исследования анизотропного кернового материала (терригенного и карбонатного);

– разработка научных основ новых интегрированных технологий, обеспечивающих эффективную разработку месторождений УВ с трудноизвлекаемыми запасами на основе новых физико-математических моделей и адекватных численных алгоритмов изучения механизмов управления энергетикой месторождения и расчета многофазных фильтрационных потоков.

В качестве примера новых результатов рассмотрим эффекты анизотропии в процессах двухфазной фильтрации как основы технологий вытеснения нефти различными несмешивающимися флюидами.

Классическое описание двухфазных течений в пористой среде основано на гипотезе о капиллярном давлении и относительных фазовых проницаемостях (ОФП) как универсальных равновесных стационарных функциях мгновенной насыщенности. Для определения скорости фильтрации каждой фазы $\vec{w}_\alpha$ постулируется закон Дарси:

$$\vec{w}_\alpha = -\lambda_\alpha(s)\left(\nabla p_\alpha - \rho_\alpha \vec{g}\right) \quad (\alpha = 1,2), \tag{1}$$

который выражает линейную зависимость между скоростью фильтрации α-фазы и градиентом давления той же фазы с учетом гравитационных сил. Здесь $\lambda_\alpha(s) = kk_\alpha(s)/\mu_\alpha$ – подвижности фаз; k – абсолютная проницаемость среды (скалярная величина в случае изотропного пласта); $k_\alpha(s)$ – ОФП; s – насыщенность одной из фаз (обычно – более смачивающей); μ_α – коэффициент динамической вязкости α-фазы.

Исследования последних десятилетий показали, что основные допущения классической теории не удовлетворяются в ряде практически важных случаев (неучет эффектов неравновесности, вязкостного взаимодействия между флюидами, изменения смачиваемости и фазовых проницаемостей анизотропного коллектора и др.).

Обобщение (1) для анизотропной среды, каковой и являются природные коллекторы, имеет вид (для простоты пренебрегаем гравитационными силами:

$$w_i^\alpha = -\frac{k_{ij}^\alpha}{\mu_\alpha}\nabla j p^\alpha \quad (\alpha = 1,2), \tag{2}$$

где w_i^α– компоненты скорости фильтрации фаз, k_{ij}^α – компоненты матрицы фазовых проницаемостей (симметричного тензора второго ранга).

Изначально предполагалось, что, поскольку фазовая проницаемость зависит от геометрии пустотного пространства и характера распределения фаз по порам (т.е. от s), то разделение этих свойств может быть представлено в виде линейной связи между k_{ij}^α и тензором абсолютной проницаемости k_{ij}:

$$k_{ij}^{\alpha} = f^{\alpha}(s)k_{ij}, \tag{3}$$

где ОФП $f^{\alpha}(s)$ считались универсальными ***скалярными*** функциями насыщенности, а симметрия тензоров полагалась одинаковой. Однако последующие отдельные эксперименты показали, что это неверно: ОФП различны при вытеснении в горизонтальном и вертикальном направлениях для одного и того же образца породы.

Позже было показано теоретически и подтверждено экспериментально, что ОФП зависят не только от насыщенности, но и от направления течения (как в вертикальном, так и в латеральном направлениях), а наиболее общая линейная связь между фазовыми и абсолютными проницаемостями задается тензором четвертого ранга:

$$k_{ij}^{\alpha} = F_{ijkl}^{\alpha} k_{kl}, \tag{4}$$

где F_{ijkl}^{α} – тензор функций ОФП, симметричный по первой и второй парам индексов, а также их перестановке.

Можно дать следующую аппроксимацию связи компонент тензоров абсолютных и фазовых проницаемостей (для двух фаз):

$$k_{ij}^{1} = \left[a_{ij} + \left(\frac{I_1(k)}{3k_l} - 1\right)(s_{(ij)}^{*} - s)\right]\left(\frac{s - s_{(ij)*}}{s_{(ij)}^{*} - s_{(ij)*}}\right)^{r_{ij}} k_l \tag{5}$$

$$k_{ij}^{2} = \left[b_{ij} + \left(\frac{I_1(k)}{3k_l} - 1\right)(s - s_{(ij)*})\right]\left(\frac{s_{(ij)}^{*} - s}{s_{(ij)}^{*} - s_{(ij)*}}\right)^{p_{ij}} k_l, \tag{6}$$

где при $i \neq j$ индексы i, j, l образуют циклическую перестановку из чисел 1, 2, 3, а при $i = j$ все индексы одинаковы $(i = j = l)$, но суммирование по i не производится. Формулы (5), (6) задают фазовые проницаемости для триклинной симметрии фильтрационных свойств, поэтому они являются наиболее общими и из них можно получить фазовые проницаемости для всех типов анизотропии (классов симметрии). Для моноклинной симметрии в равенствах (6) нужно положить $k_{13}^{\alpha} = k_{23}^{\alpha} = 0$, для ортотропной симметрии $k_{13}^{\alpha} = k_{23}^{\alpha} = k_{12}^{\alpha} = 0$, для трансверсально-изотропной – к последнему условию необходимо добавить равенство $k_{11}^{\alpha} = k_{22}^{\alpha}$.

Количественный вклад эффектов анизотропии в показатели разработки месторождений изложен в ряде работ.

Если бы главные оси тензора фазовых проницаемостей были фиксированы в пространстве в процессе разработки месторождений, то для расчета показателей разработки с учетом тензорного характера ОФП можно было бы использовать алгоритмическую процедуру, заложенную в стандартные программные продукты, лишь с небольшой модификацией. Покажем, что в общем случае это неверно.

Напомним, что любой симметричный тензор второго ранга, каковым и является k_{ij}^{α}, может быть приведен к главным осям, в которых он принимает диагональный вид. В частности, при моноклинной симметрии фильтрационных свойств известно положение одной главной оси, и приведение к главным осям осуществляется путем поворота относительно этой главной оси. Пусть главная ось совпадает с вертикальной осью Z. Тогда угол поворота φ^{α}для α-фазы определяется по формуле:

$$tg2\varphi^{\alpha}(s) = \frac{2k_{12}^{\alpha}(s)}{2k_{11}^{\alpha}(s) - 2k_{22}^{\alpha}(s)}. \tag{7}$$

В последнем равенстве значения компонент тензоров k_{ij}^{α} зависят от насыщенности и изменяются в соответствии с характером распределения фаз по каналам фильтрации. Поэтому и значения углов $\varphi^{\alpha}(s)$ также могут изменяться. Однако углы $\varphi^{\alpha}(s)$ не будут зависеть от насыщенности, только если правая часть равенства – константа при любых значениях s. Но это невозможно, поскольку значения экспериментальных констант зависят от направления. Задав модельные значения констант, можно проанализировать изменения положения главных осей при двухфазных фильтрационных течениях в зависимости от насыщенности.

Зависимость угла поворота главных осей тензоров фазовых проницаемостей от насыщенности, приведена на рис.1.

Общий вид процесса поворота главных осей представлен на рис.2.

В докладе также будет продемонстрирован результат численного эксперимента с образованием застойных зон.

Заключение. Теоретически установлена и экспериментально подтверждена тензорная природа относительных фазовых проницаемостей, их зависимость не только от насыщенности, но и от направления течения.

При двухфазных течениях в анизотропных средах с моноклинной и триклинной симметрией фильтрационных свойств установлен новый эффект «вращения» главных осей тензоров проницаемости в зависимости от насыщенности. Показано, что для воды и нефти поворот

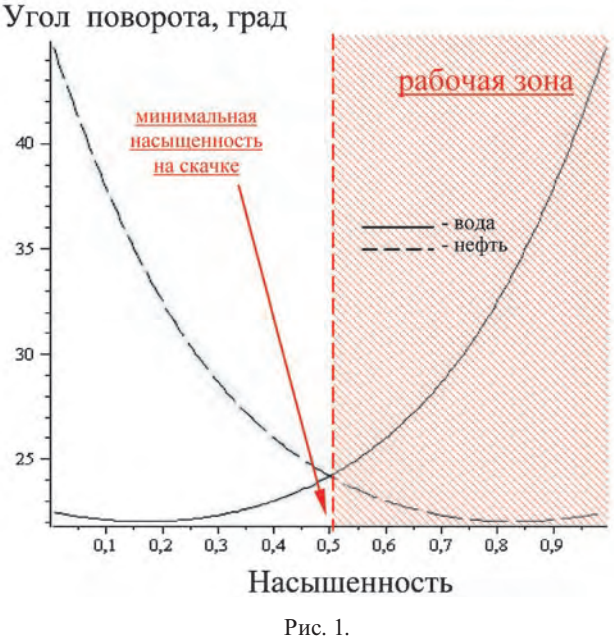


Рис. 1.

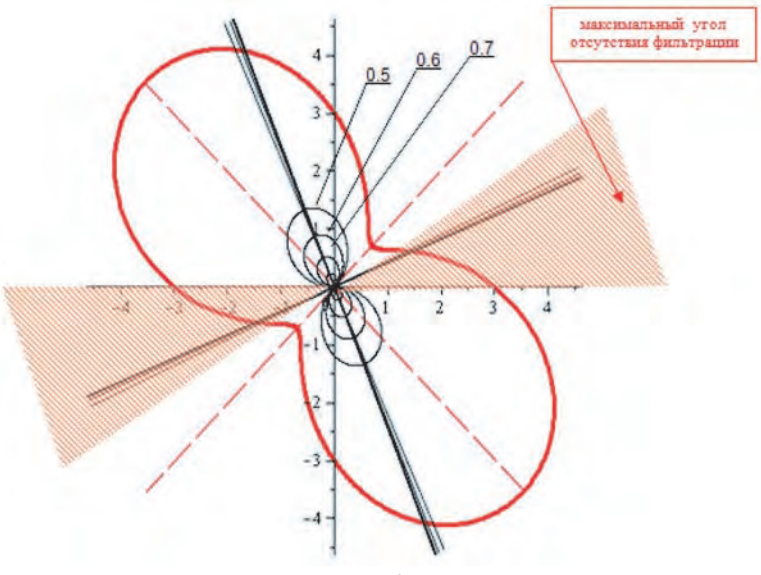


Рис. 2.

осей происходит в различных направлениях. Наличие этого факта свидетельствует, видимо, о различной интенсивности осадконакопления в геологической динамике образования коллектора.

Результаты численного эксперимента показали возможность образования застойных зон при двухфазных процессах вытеснения в анизотропных средах даже без явного учета предельных значений насыщенности (связанной воды и остаточной нефти) в функциях ОФП.

Учет новых эффектов анизотропии при разработке месторождений нефти и газа потребует совершенствования методики лабораторных экспериментов и вычислительных алгоритмов для их включения в программные продукты.

Литература

1. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* О структуре тензоров коэффициентов фазовых и относительных проницаемостей для анизотропных пористых сред // Доклады РАН, 1998. – Т.358. – С.337–339.

2. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Семигласов Д.Ю.* Эффекты анизотропии при двухфазных фильтрационных течениях // Изв. РАН, сер. Механика жидкости и газа. – 2010. – № 3. – С.140–146.

3. *Maksimov V.M., Dmitriev N.M.* A new approach to the study of representative anisotropic core sample and two-phase flow in anisotropic porous media // Int. J. «Nafta-Gaz». – 2013. – № 4. – P.302–309.

4. *Дмитриев Н.М., Максимов В.М.* К представлению функций относительных фазовых проницаемостей для анизотропных пористых сред // Изв. РАН, сер. Механика жидкости и газа. – 2005. – № 3. – С.118–125.

5. *Рассохин С.Г.* Относительные фазовые проницаемости при фильтрации углеводородов в гидрофильном и гидрофобном керне // Сб. «Актуальные проблемы освоения, разработки и эксплуатации месторождений природного газа». – М.: ВНИИГаз, 2003. – С.50.

АДРЕСНЫЙ ПОДБОР РЕАГЕНТОВ – ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Р. Х. Муслимов[1], О. В. Лукьянов[2], И. Н. Плотникова[1] В. П. Морозов[3], А. В. Семенов[2], М. П. Круглов[4], Р. К. Хайртдинов[4], Н. В. Пронин[3]

([1] – ИПИ АН РТ , [2] – АО «НИИНефтепромхим», [3] – К(П)ФУ , [4] – ЗАО «Кара-Алтын»)

Разработка месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам, в целом характеризуется низкими темпами отбора, невысокими значениями коэффициента извлечения нефти (КИН). Если считать, что средний по отрасли КИН равен 35%, то в карбонатных коллекторах этот параметр примерно на 10-15 пунктов ниже.

Карбонатные породы башкирского яруса и верейского горизонта восточного борта Мелекесской впадины содержат значительные запасы нефти. Однако, ее добыча затруднена вследствие низкой пористости пород-коллекторов, неравномерности трещиноватости, высокой литолого-петрофизической неоднородности продуктивных пластов и повышенной вязкости нефти. Следствием этих факторов является невысокий коэффициент извлечения нефти (КИН), увеличение которого возможно при грамотном подборе эффективных методов воздействия на пласты и призабойные зоны добывающих и нагнетательных скважин.

Одной из особенностей карбонатных коллекторов является их неоднородность, а именно в пределах одного пласта поровые каналы имеют размеры, варьирующиеся в очень широких пределах. Высокая трещиноватость предопределяет различную проницаемость коллектора в вертикальном и горизонтальном направлениях.

Существует большое количество способов воздействия на карбонатный коллектор, включая призабойную зону скважин. Наибольшее распространение на промыслах получили кислотные технологии и их модификации. Последние играют огромную роль в интенсификации добычи нефти. Объемы их использования настолько велики, что по суммарному эффекту дополнительно добытой нефти из залежи их приравнивают к методам повышения нефтеотдачи. Однако, учитывая тот факт, что ни одно месторождение, ни один участок залежи нефти и даже ни одна скважина не похожи друг на друга и характеризуются своими определенными и индивидуальными значениями геолого-промысловых и литолого-петрофизических параметров, основной задачей недропользователя является правильный подбор реагента в каждом конкретном случае.

В рамках реализации комплексной программы по повышению эффективности разработки залежей нефти башкирского яруса Аканского месторождения были выполнены специальные исследования пород и флюидов, направленные на изучения литологической неоднородности продуктивных горизонтов и экранирующих низкопроницаемых слоев и выбор наиболее оптимальных технологий воздействия на пласт с целью увеличения КИН. В работе был использован адресный подход к изучению коллекторов башкирского яруса и верейского горизонта, направленный на оценку влияния литологических особенностей пород и насыщающих их флюидов на эффективность нефтевытеснения различными реагентами.

В основе работ лежал новый методический подход к выбору образцов для исследования, который позволял проводить сравнение результатов воздействия различными реагентами на образцах конкретных литотипов пород, характеризующихся близкими фильтрационно-емкостными свойствами. Результаты экспериментов позволяют говорить о различных эффектах воздействия определенных реагентов, что определяется литотипом породы-коллектора и физико-химическими свойствами насыщающих ее флюидов.

Объектом исследования явились отложения верейского горизонта и башкирского яруса Аканского нефтяного месторождения, расположенного на территории Октябрьского района Республики Татарстан. В тектоническом отношении данное месторождение приуроченного к внутренней бортовой зоне южной части Усть-Черемшанского прогиба.

В пределах месторождения породы верейского горизонта характеризуются высокой литолого-петрофизической неоднородностью изученного разреза, что обусловлено широким спектром различных по литологическому и петрофизическому составу терригенных и карбонатных пород. В сложении разреза принимают участие терригенные породы (мергели, аргиллиты и алевропесчаники), а также карбонатные породы (известняки – биокластово-зоогенные I типа, биокластово-зоогенные II типа, литокластовые).

Наиболее значимые вторичные изменения обнаруживаются в известняках биокластово-зоогенных I типа и алевропесчаниках. К ним относятся: выщелачивание, кальцитизация, доломитизация. Выщелачивание проявилось в растворении части кальцита и привело к повышению коллекторских свойств. Кальцитизация, как и доломитизация проявились в нижней части разреза в биокластово-зоогенных известняках I типа, привели к незначительному снижению коллекторских свойств пород. Нефтенасыщенность обнаруживается лишь в алевропесчаниках и известняках биокластово-зоогенных I типа, испытавших выщелачивание. Названные породы слагают нефтеносные пласты. Залежь верейского горизонта по морфологическим признакам относится к многопластовым. Мощности нефтеносных пластов не превышают 1 метра. Пористость изученных образцов достигает величин в 20%, проницаемость – до 100-500 мД. Размер пустот меняется от 0,1 до 1,0 мм. Глинистые минералы в породах коллекторах практически не обнаруживаются, их содержание составляет менее 1-2%.

В сложении разреза башкирского яруса принимают участие карбонатные породы: известняки биокластово-зоогенные первого типа, биокластово-зоогенные второго типа, пелитоморфные, литокластовые (обломочные). Для них характерно развитие несколько типов вторичных изменений пород, в различной степени проявленных по разрезу. Так среди вторичных изменений надежно выделяются следующие: выщелачивание, кальцитизация, окремнение, пиритизация, доломитизация. Наиболее развитым процессом является выщелачивание, которое формирует в известняках биокластово-зоогенных I типа вторичные породы-коллекторы. Выделяются два типа выщелачивания: селективное и неселективное. Первое развито в верхней и средней частях разреза, второе – в его нижней части. Другие вторичные изменения довольно слабо влияют на коллекторские свойства пород, лишь немного снижают пористость и проницаемость, развиты они в нижней части залежи.

Нефтенасыщенность выявлена лишь в известняках биокластово-зоогенных I типа, испытавших выщелачивание. Нефтяная залежь в породах башкирского яруса характеризуется чередованием в вертикальном разрезе пород-коллекторов и плотных пород. Нефтенасыщенные породы-коллекторы образуют пласты до 3-7 метров. Пористость достигает величин 15-20%, проницаемость – 100-500 мД.

Основной целью выполненных исследований являлось определение коэффициента вытеснения нефти различными реагентами по разрезу башкирских и верейских отложений Аканского месторождения. Полученные результаты позволили оценить эффективность каждого из использованных реагентов.

Для обеспечения получения достоверных результатов сравнение воздействия различными реагентами проводилось на образцах пород, близких по литологическому составу и приуроченных к локальному участку разреза скважины (отбор четырех образцов из одного цельного куска керна).

Для минимизации изменения естественных условий распределения нефти и воды в поровом пространстве было принято решение работать на не экстрагированном керне. Вытеснение водой проводилось на нефтенасыщенных образцах, донасыщенных нефтью.

Фильтрационные исследования проводились с применением установки УИПК-1М. Контроль за изменением давления жидкости на входе и выходе образца осуществлялся с помощью образцовых манометров. Скорость фильтрации на входе устанавливалась по шкале на прессах УИПК-1 при помощи вариатора и редуктора. На выходе из образца объем жидкости контролировался стеклянными мензурками с ценой деления от 0,1 до 0,02 см3. Время прохождения жидкости через образец замерялось секундомером. Температурный режим поддерживался термостатом. Определение параметров нефте и водонасыщенности кернов проводилось методом импульсной ЯМР-спектроскопии.

После определения емкостных параметров образца снимали релаксационную кривую для донасыщенного образца. Из разложения релаксационной кривой путем анализа времен релаксации выделяются компоненты, соответствующие «связанной» или остаточной водонасыщенности, нефтяные составляющие. Кроме того, по компоненте, соответствующей «свободной» воде определяется эффективная или динамическая пористость образца.

Затем образец помещался в кернодержатель УИПК-1М, проводился замер проницаемости по воде. После определения фильтрационно-емкостных характеристик водонасыщеного образца, для создания максимальной нефтенасыщености, проводилась фильтрация через образец нефти до стабилизации фильтрации, но не менее трех поровых объёмов образца.

После определения проницаемости образца по нефти при максимальной нефтенасыщености проводили замер релаксационных характеристик насыщающих его жидкостей. При этом по амплитуде и временам релаксации определялись количество нефти и воды в образце.

Для создания остаточной нефтенасыщености проводили вытеснение нефти водой причем вытеснение проводилось до полной обводненности в пробах на выходе из образца. Определялась проницаемость по воде для образца с остаточной нефтенасыщеностью. Проводился замер ЯМР характеристик, расчитывалось количество воды и остаточной нефти в образце. На этом этапе образец керна рассматривается как участок обводненного продуктивного пласта.

Для извлечения остаточной нефти через образцы профильтровывали реагенты предназначенные для повышения нефтеотдачи. После реагентов производили фильтрацию пластовой воды с замером проницаемости. После фильтрации воды производили замер ЯМР параметров, рассчитывалось количество воды и остаточной нефти в образце. Разница между остаточной нефтенасыщеностью после фильтрации воды и нефтенасыщеностью после реагентов является дополнительно извлеченной нефтью.

По описанной выше методике были проведены эксперименты для 24 образцов верейского горизонта (скважина № 2012) и для 16 образцов отложений башкирского яруса (скважина 2013) Аканского месторождения.

В ходе выполненных работ было проведено тестирование четырех реагентов:

– ХСИ-4601 (разработка ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг», реагент любезно предоставлен Р.Н. Фахретдиновым);

– АФК+ (разработка ООО НПП «Спарм», реагент любезно предоставлен В.А. Альфонсовым);

– ИХН-ПРО (разработка Института химии нефти СО РАН, реагент любезно предоставлен Л.К. Алтуниной);

– 2% водный раствор NaOH (щелочь).

ХСИ-4601 (ТУ 2458-002-66875473-2013) Моющий реагент, представляет собой композиционную систему из различных поверхностно-активных веществ (ПАВ) в сочетании со спиртами.

АФК+ для нефтедобычи, ТУ 2458-001-65493687-2014 представляет собой кислотную композицию, состоящую из комплекса кислот в смеси органических растворителей и воды,

ИХН-ПРО композиция с регулируемыми физико-химическими свойствами, что делает ее универсальной – она работает в широком диапазоне температур и минерализации пластовых вод.

2% водный раствор NaOH (щелочь) при взаимодействии с пластовыми флюидами и породой пласта образует соединения способствующие отмыву остаточной нефти.

Результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой (Кнв) и реагентами (Кнр) для пород верейского горизонта и башкирского яруса приведены в таблице 1. Средние значения Кнв для пород верейского горизонта и башкирского яруса соответственно составили 0,33 и 0,38. Разброс значений находится в пределах 0,18-0,51 для верейских отложений и 0,31-0,44 для башкирских.

Средние значения нефтевытеснения реагентом (Кнр) для пород верейского горизонта и башкирского яруса соответственно составили 0,51 и 0,45. Разброс значений находится в пределах 0,38-0,67 для верейских отложений и 0,38-0,54 для башкирских. Увеличение коэффициента вытеснения нефти в среднем по всем реагентам составило 58,6% и 18,3% соответственно для пород верейского горизонта и башкирского яруса.

Анализ результатов выполненных исследований показал, что все использованные реагенты способству-

Таблица 1

Увеличение коэффициента нефтевытеснения после применения реагента

№/№	Название реагента	Увеличение в % коэффициента нефтевытеснения после применения реагента (среднее по исследованным образцам)	
		верейский горизонт	башкирский ярус
1	ХСИ	79,5	9,5
2	ИХНПРО	48,6	21,0
3	АФК+	50,1	16,1
4	Щелочь 2%	54,8	24,5

ют увеличению коэффициента вытеснения нефти, но в различной степени (табл. 1). В частности, эффективность воздействия протестированными реагентами на коллекторы верейского горизонта в среднем оказалась выше по сравнению с коллекторами башкирского яруса.

Для верейского горизонта наибольший эффект получен для реагента ХСИ (увеличение Кнр в среднем на 79,5%) и 2% раствора щелочи (54,8%). Эффективность реагентов ИХН ПРО и АФК+ оказалась примерно одинаковой и составила в среднем 49,35%.

Для пород башкирского яруса эффективность воздействия реагентов на вытеснение нефти оказалась иной. Здесь наибольший эффект получен от щелочного воздействия, а наименьший – от реагента ХСИ, который для чисто карбонатных пород оказался менее эффективным по сравнению с терригенно-карбонатным разрезом верейского горизонта.

Несмотря на то, что продуктивные слои башкирского яруса и верейского горизонта зачастую являются единым эксплуатационным объектом, для каждого из них в отдельности эффективность одного и того же реагента может значительно отличаться. К примеру, применение реагента ХСИ даст хороший эффект в карбонатно-терригенном разрезе, но для карбонатных пород будет иметь более низкую эффективность, по сравнению с такими реагентами как ИХН ПРО, АФК+ или щелочной раствор. В тоже время использование двухпроцентного раствора щелочи будет максимально эффективно для карбонатов башкирского яруса и более эффективно для терригенно-карбонатного разреза верея (по сравнению с АФК+ и ИХН ПРО).

Выполненные эксперименты показывают, что тестирование реагентов в лабораторных условиях на керне конкретных эксплуатационных объектов позволяют еще до начала опытно-промышленных работ на скважине оценить их эффективность и осуществить рациональный выбор составов по соотношению цена-качество, исходя из текущей экономической ситуации различных нефтегазодобывающих организаций. Такой адресный подбор наиболее рентабельных технологий воздействия на пласт на основе проведения предварительных тестировочных работ в лаборатории позволит не только избежать закачки в пласт неэффективных реагентов (что предотвратит нерациональное использование финансовых средств), но и обеспечит индивидуальный адресный подход к каждому эксплуатационному объекту.

Заключение. Тестирование четырех различных реагентов воздействия на пласт, проведенное в лабораторных условиях на образцах пород верейского горизонта и башкирского яруса показало различную эффективность использованных составов для каждого из указанных эксплуатационных объектов. Максимальное увеличение коэффициента вытеснения нефти было достигнуто при применении реагента ХСИ-4601 (разработка ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг») в карбонатно-терригенном разрезе верейского горизонта.

Различия в эффективности протестированных реагентов для различных типов разреза двух объектов добычи нефти – верейского горизонта и башкирского яруса – доказывают необходимость проведения предварительного лабораторного исследования реагентов, планируемых к применению на месторождениях. Применение адресного подхода к выбору реагентов позволит наиболее рационально осуществить выбор технологий воздействия на пласт конкретных разрабатываемых объектов нефтяных месторождений.

.

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

В. А. Таипова

НГДУ «Азнакаевскнекфть»

В разработке НГДУ «Азнакаевскнефть» 6 площадей терригенного девона Ромашкинского месторождения зонально неоднородных как по простиранию, так и по разрезу со значительным погружением в водоносные зоны в связи с приуроченностью объектов к восточному пологому борту южно-татарского свода.

Структура запасов с каждым годом ухудшается. Только 2% текущих извлекаемых запасов девона сосредоточены в песчаниках, остальные трудноизвлекаемые.

Выработка запасов из низкопродуктивных заглинизированных коллекторов традиционными методами малоэффективна. Необходимы технологии для извлечения нефти из таких пластов.

Дебиты наклонно-направленных скважин, в 2006–2012 годах, представленые на рисунке 1. В динамике дебиты снижаются в 1,5–2 раза со 2–3-го и в последующие годы эксплуатации несмотря на относительно высокие начальные дебиты 9–12 т/сут.

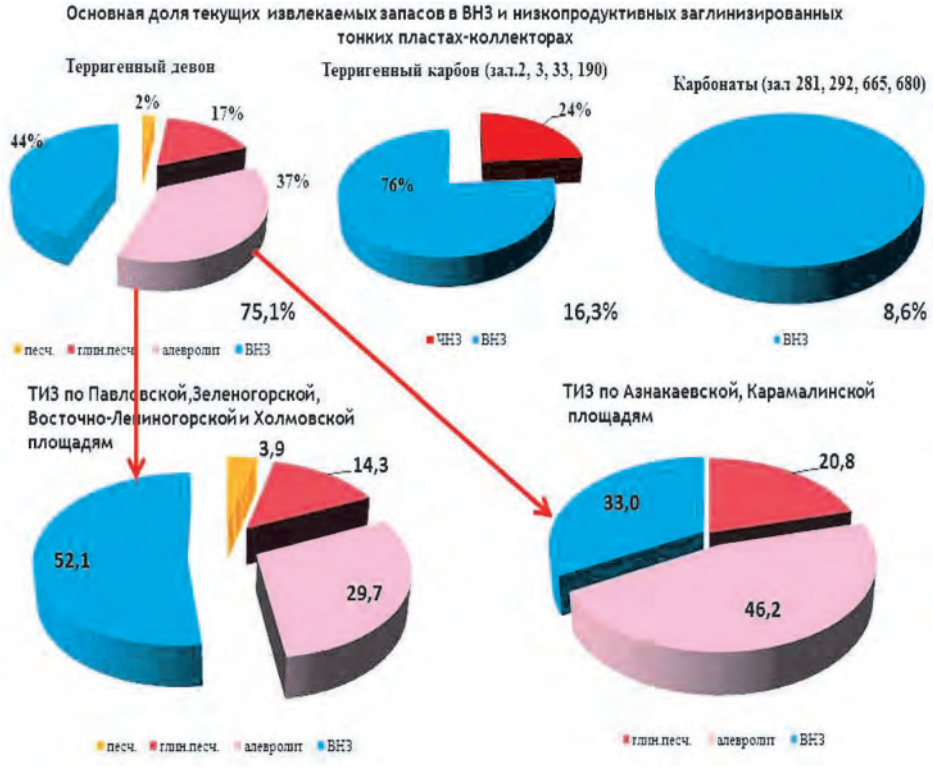


Рис 1. Текущие запасы (%) по объектам Ромашкинского месторождения НГДУ «Азнакаевскнефть»

В 30% вновь построенных за последние 6 лет наклонно-направленных скважинах, выявлены прорывы воды по заколонному пространству. В 22 скважинах заколонные перетоки обнаружены в процессе освоения скважин, ремонтно-изоляционные работы проводили сами буровики. На капитальный ремонт 16 скважин по которым заколонная циркуляция обнаружена в процессе эксплуатации израсходовано 49 млн рублей. Успешность технологии такого вида РИР составляет около 50%, т. е. для восстановления скважин требуются значительные вложения. Одно из решений – строительство скважин с адресным горизонтальным окончанием.

Кроме того бурение наклонно-направленных скважин на участках, представленных низкопродуктивными пластами-коллекторами, несмотря на значительные толщины и запасы, начальные дебиты скважин составляют 3–5 т/сут – это 15% пробуренного фонда построенных за анализируемый период. Срок окупаемости 10 и более лет.

Россия лидировала в 1950–1960-е годы в области строительства горизонтальных скважин.

Первая скважина с 10 разветвленными стволами, была построена на Карташевском месторождении в Башкирии, в 1953 г., с максимальным расстоянием между забоями 322 м и самым длинным стволом в 168 м, дебит которой составил 120 т/сут, против 7 т/сут вертикальных скважин.

Отрасль в последствии сосредоточилась исключительно на таких методах и технологиях повышения продуктивности скважин, как площадное заводнение, химическое воздействие на пласт, освоение только высокопродуктивных залежей и пр.

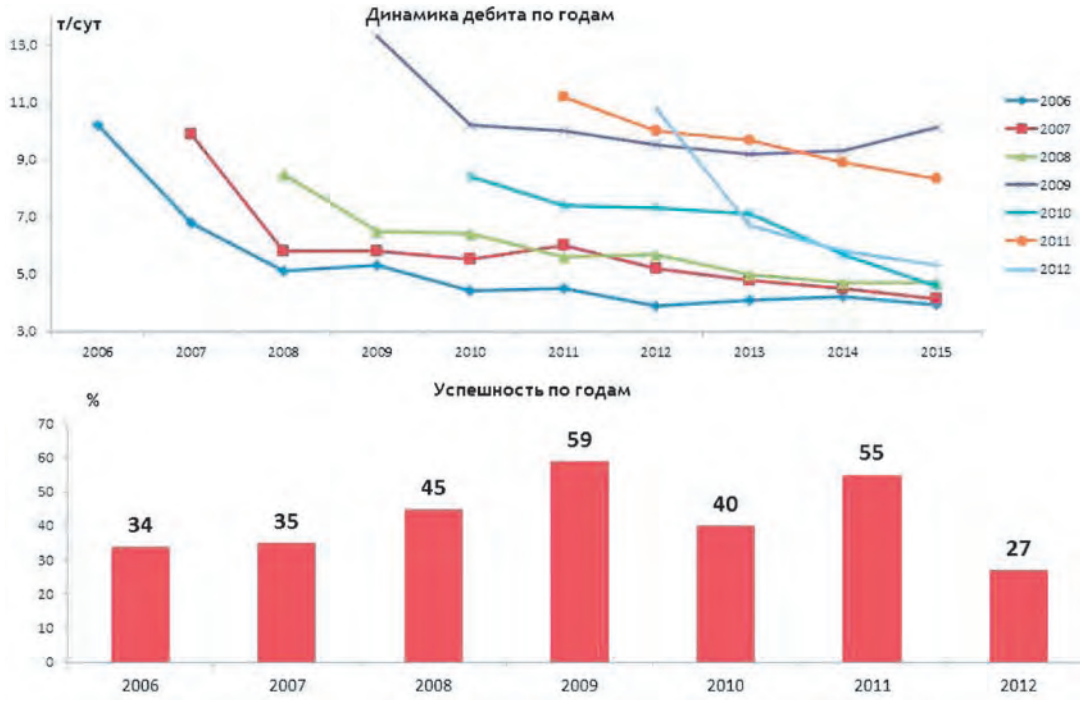


Рис. 2. Динамика дебитов наклонно-направленных скважин, пробуренных в 2006-2012 гг.

Фонд скважин	2010	2011	2012	2013	2014	2015	Итого
Скважины с заколонными перетоками, в т.ч.	8	13	19	7	5	1	53
% от пробуренных НН	20	35	37	23	56	17	30
Выполн.ЛЗЦ при бурении	1	8	9	1	3	-	22
Выполн.ЛЗЦ при КРС	6	3	3	3	1	-	16
Доп.затраты,млн.руб	16,19	9,973	12,449	7,229	3,117	0	48,962
Дебит,т/сут	6	2,4	4,7	4,4	8,5	0	44,6

Затраты не определены

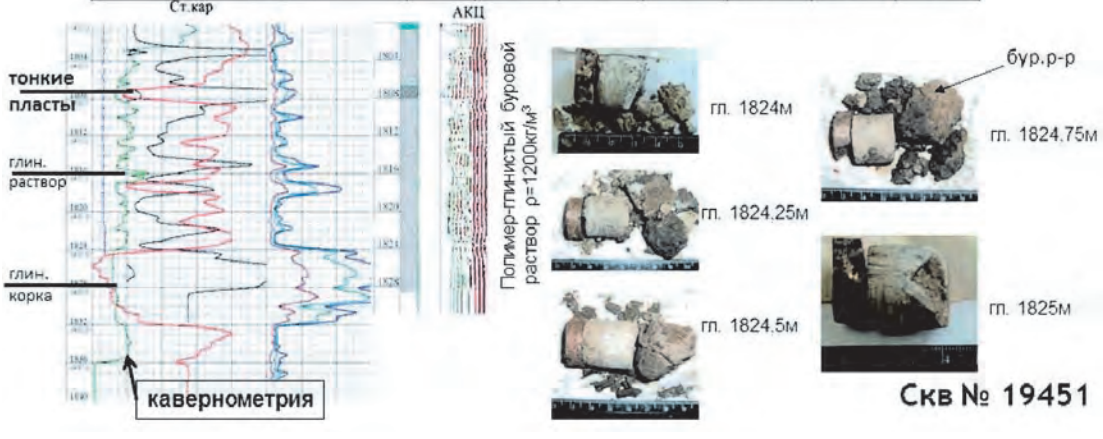


Рис. 3. Проблемы наклонно-направленного бурения – заколонная циркуляция между пластами

Скважину № 19452Г с направленным горизонтальным окончанием на пласт «а» впервые построили в НГДУ «Азнакаевскнефть» в сентябре 2012 года.

Строительство 200 м горизонтального ствола подтвердило высокую зональную неоднородность пласта-коллектора. Пористость по простиранию составила 9–23%, проницаемость соответственно 15–650 мДа и нефтенасыщенность по пласту – коллектору 52–80%, т. е. фильтрационно-емкостные характеристики пласта изменяются по простиранию более чем в 2 раза, вплоть до выклинивания. Возможно ли вырабатывать такие запасы вертикальной скважиной? Пробуренный горизонтальный ствол по добывным возможностям показал преимущество перед наклонно-направленной скважиной. Средненакопленный дебит скважины № 19452Г составил 20,5 т/сут, что в 5 раз больше дебита скважины № 19451, пробуренной с одной площадки на низкопроницаемые пласты. За 2 года добыто около 19 тыс. т нефти. Прогнозный срок окупаемости скв. 19452Г в 2,5 раза меньше чем по скв. № 19451 (4 и 11 лет соответственно).

Запасы, оцененные методом усреднения ФЭС по окружающим вертикальным скважинам на скв. 19452Г

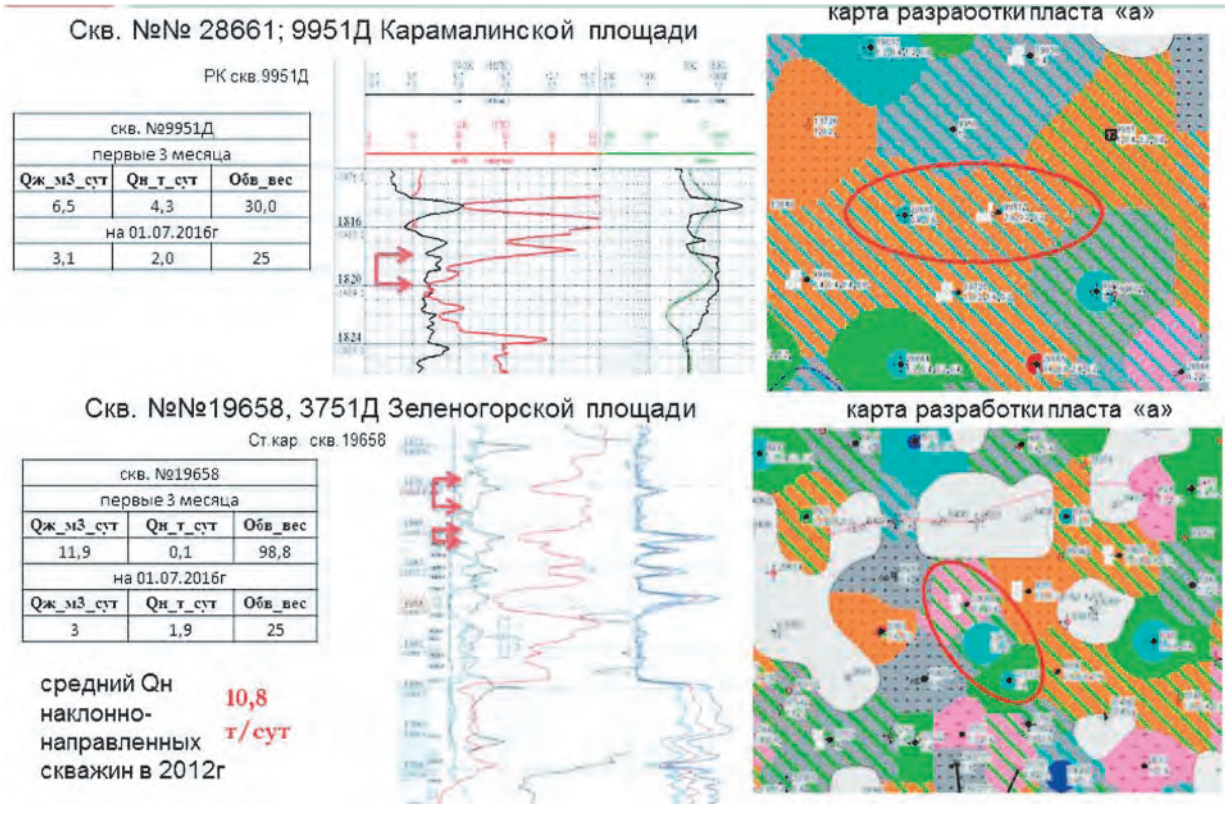
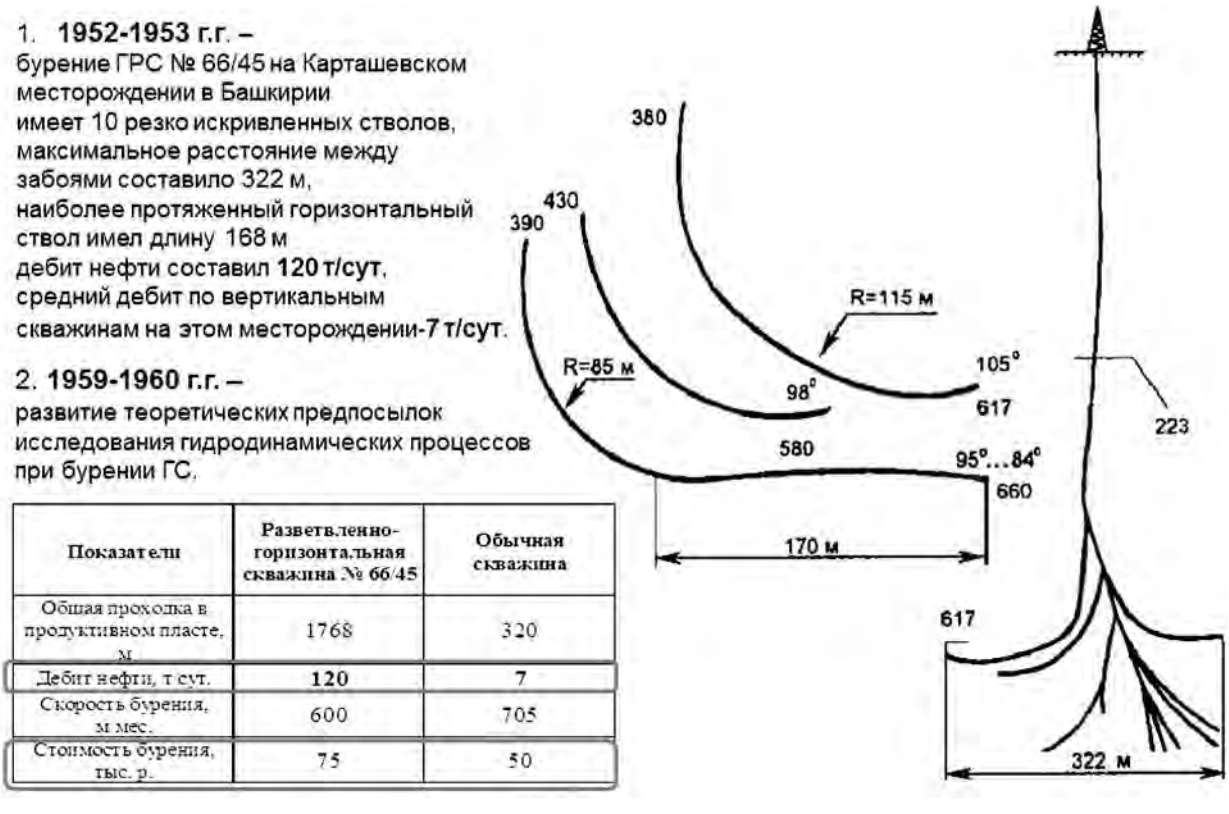


Рис. 4. Эффективность строительства наклонно-направленных скважин

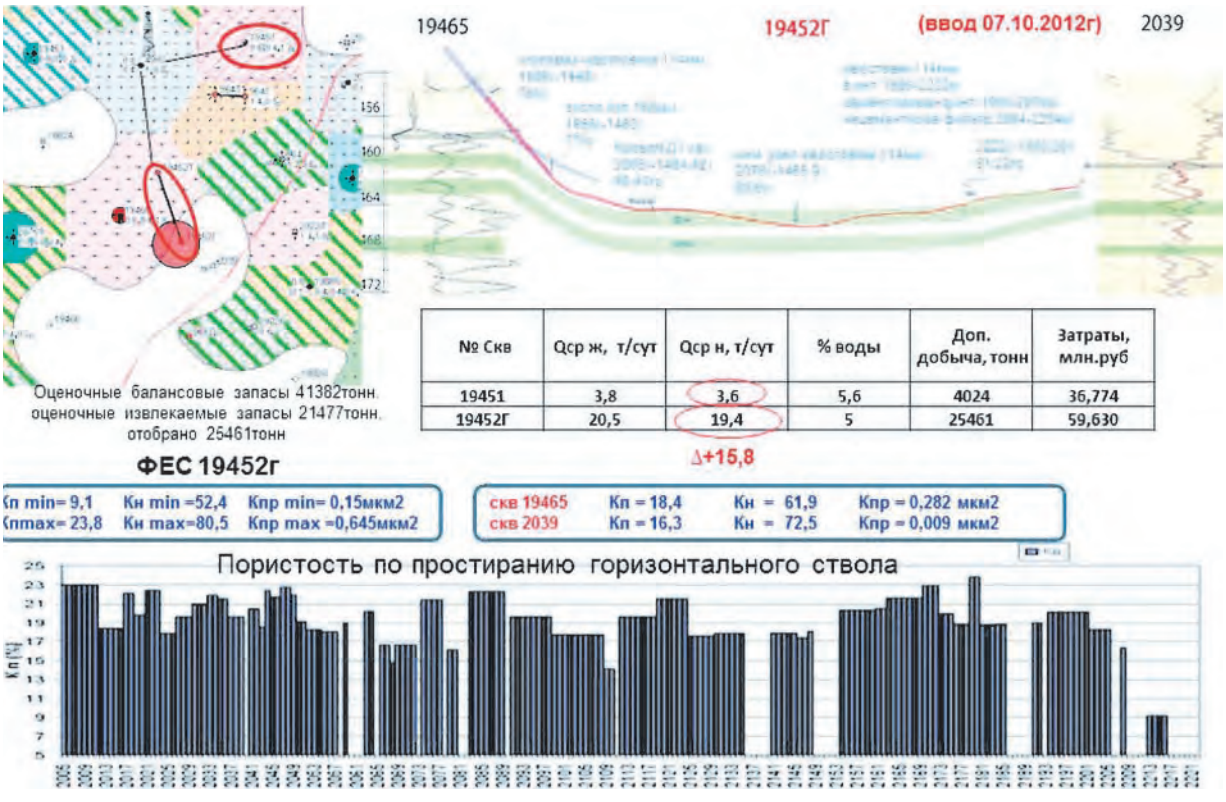


Показатели	Разветвленно-горизонтальная скважина № 66/45	Обычная скважина
Общая проходка в продуктивном пласте, м	1768	320
Дебит нефти, т/сут.	120	7
Скорость бурения, м/мес.	600	705
Стоимость бурения, тыс. р.	75	50

Рис. 5. Направленное бурение – 1950–1960 гг.

составили 21,5 тыс тонн. За период работы с 10.2012 по 06.2016 со скважины отобрано 25,4 тыс. тонн при текущей обводненности 5%, суточном дебите жидкости 13,7 м^3. Фактическое наращивание запасов оказалось возможным благодаря проводки горизонтального ствола № 19452 в межскважинном пространстве.

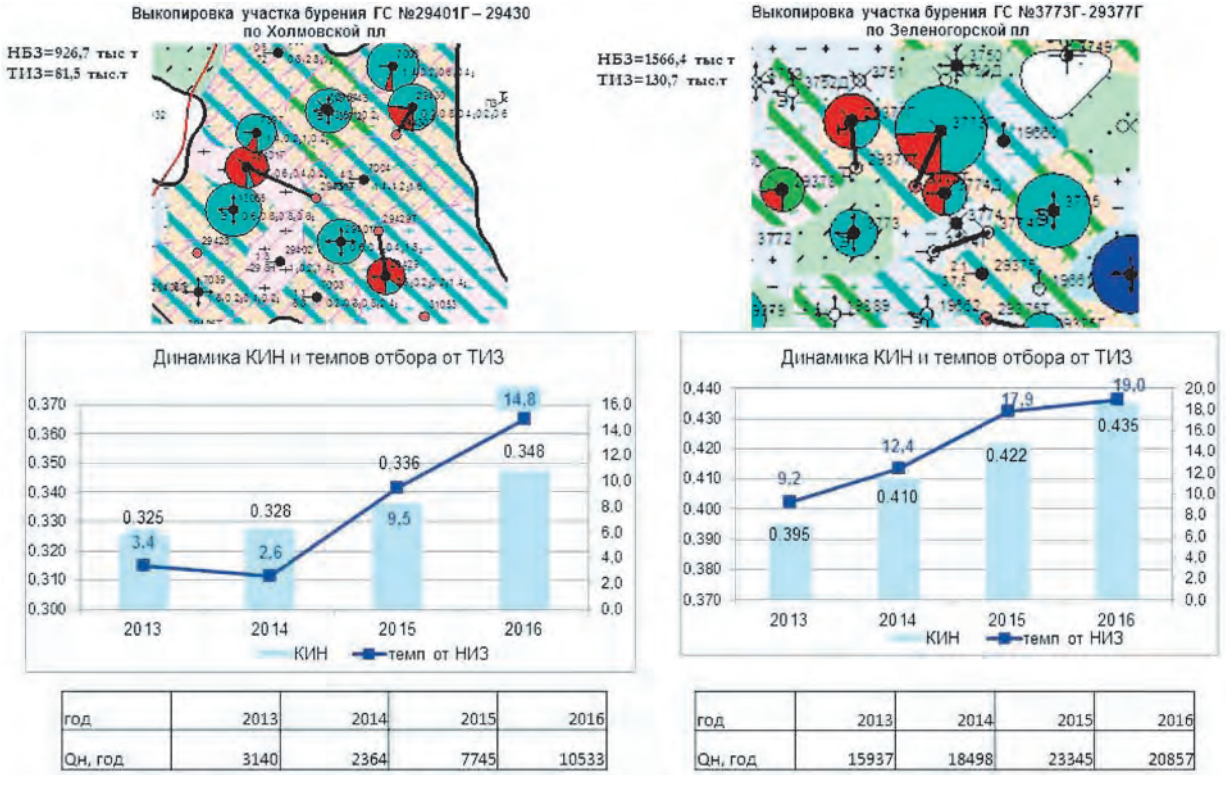
На рисунке 7 представлены 2 участка бурения горизонтальных скважин с невысокой текущей выработкой запасов. По участку Холмовской площади видно, что благодаря бурению ГС снижавшийся темп отбора от ТИЗ до 2,6% сменился ростом до 14,8%, а увеличение годового КИН составило 7%. Таким образом, технология бурения



№ Скв	Qср ж, т/сут	Qср н, т/сут	% воды	Доп. добыча, тонн	Затраты, млн.руб
19451	3,8	3,6	5,6	4024	36,774
19452Г	20,5	19,4	5	25461	59,630

Δ+15,8

Рис. 6. Горизонтальный ствол на низкопродуктивный участок



год	2013	2014	2015	2016
Qн, год	3140	2364	7745	10533

год	2013	2014	2015	2016
Qн, год	15937	18498	23345	20857

Рис. 7. Динамика КИН и темпов отбора по участкам бурения горизонтальных скважин (ГС) с небольшой выработкой запасов.

ГС позволяет увеличить темп выработки участков с высокой геологической неоднородностью, охватывая невовлеченные запасы площадью дренирования горизонтального ствола.

На рисунке 8 представлены участки бурения горизонтальных скважин, где запасы, имеющиеся на балансе, выработаны, однако благодаря технологии бурения ГС стало возможным наращивание запасов в межскважинном пространстве вертикальных скважин.

Результаты по горизонтальным скважинам, например, построенным на Азнакаевской площади, подтвер-

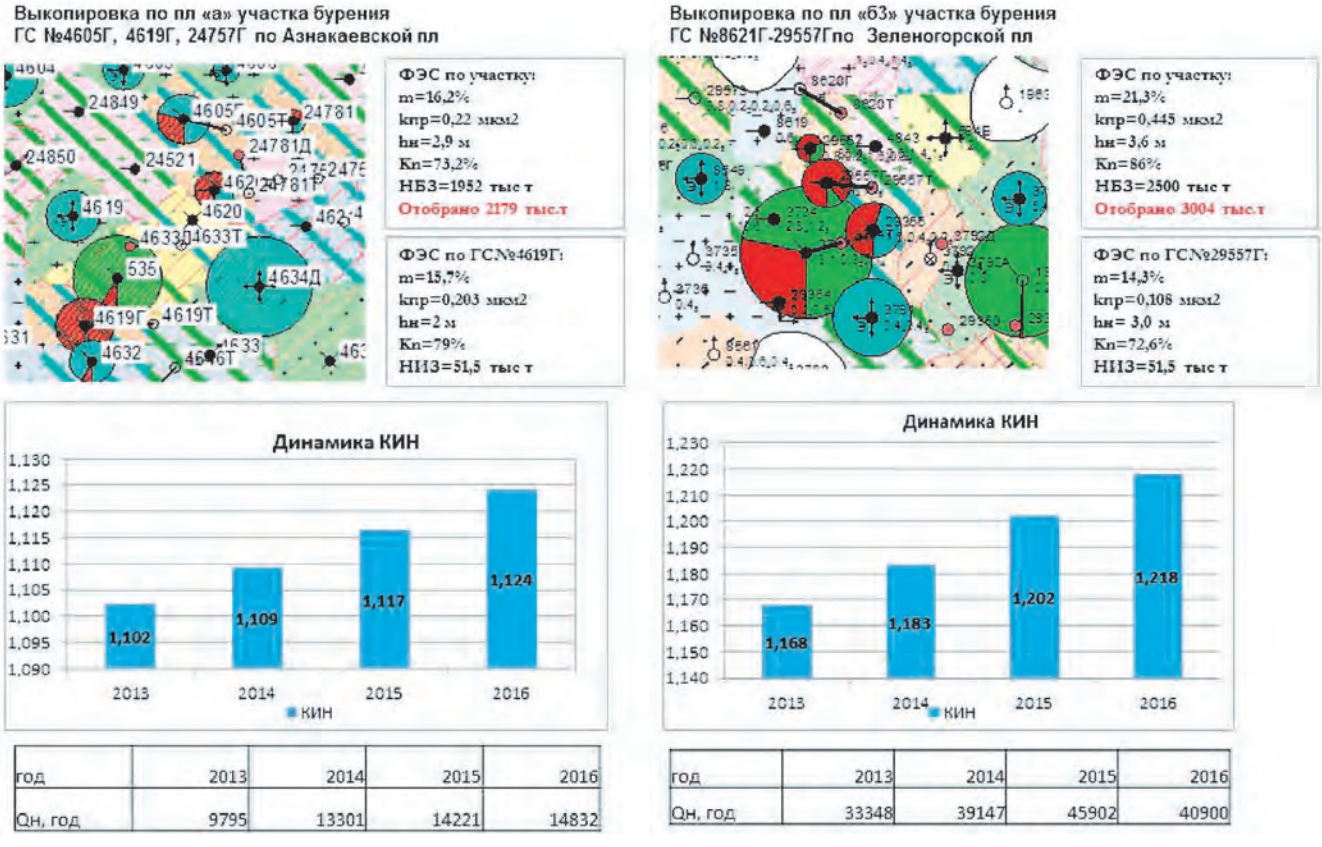


Рис. 8. Динамика КИН по участкам бурения горизонтальных скважин (ГС) с «забалансовой» выработкой запасов.

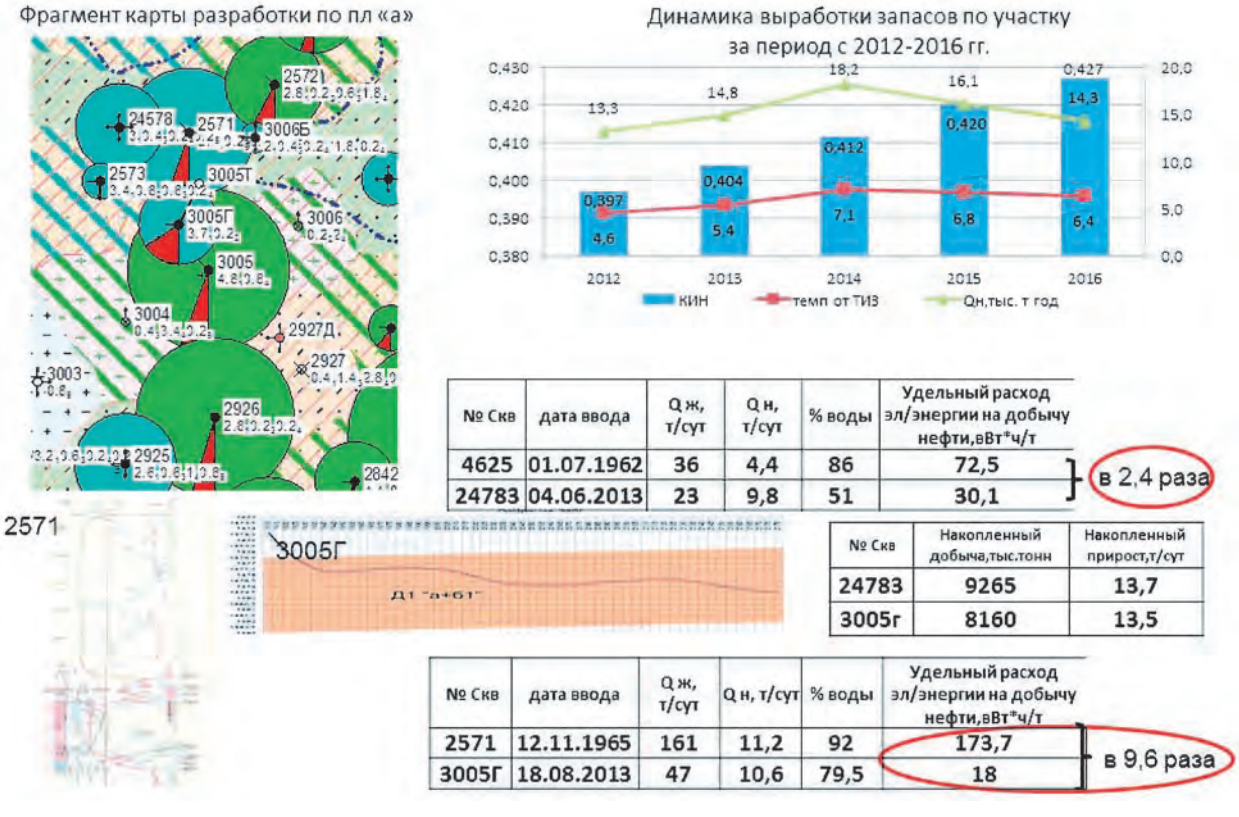
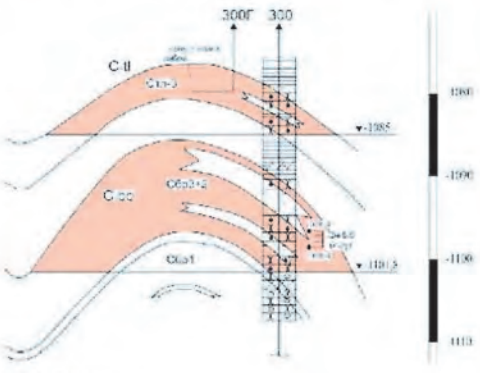


Рис. 9. Выработка запасов на примере участка Азнакаевской площади (район скв. 3005 г.).

дили наличие значительных запасов на данном объекте разработки. Дебиты нефти до 2-х раз превышают дебиты соседних скважин или сопоставимы с ними, но при этом до 10 раз ниже энергопотребление. То есть это один из эффективных способов сокращения эсплуатационных затрат, как стратегической цели компании.

Объект	2012-2016				Средний дебит по фонду на 01.07.2016
	Количество ГС	Количество Н/Н	Qн ГС	Qн Н/Н	
Тлянчи -Тамакская разведочная зона, тульский горизонт	19	9	27,1	9,1	11,5
Ромашкинское, бобриковский горизонт	36	5	17,9	8,9	5,0
Ромашкинское, кизеловский горизонт	3	1	5,5	2,2	1,8
итого	58	15	16,8	6,7	5,0

Схематический геологический профиль Татсуксинского месторождения



Каротажный материал по скв. 300Г (по стволу)

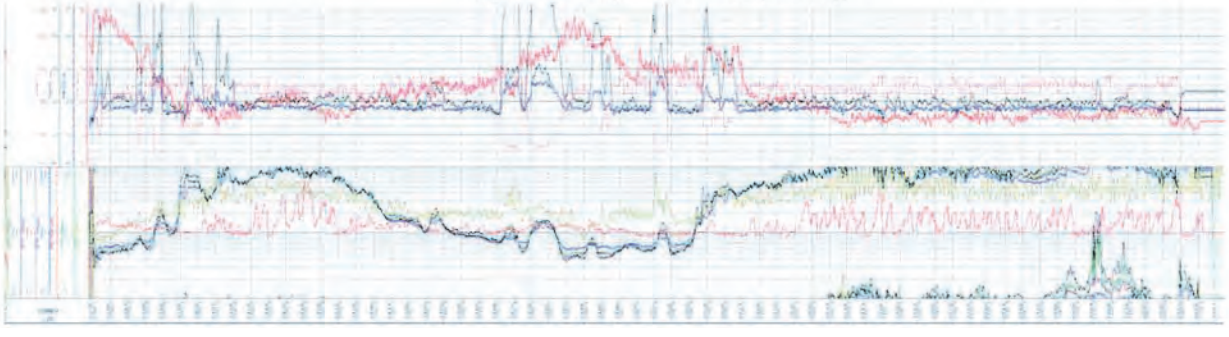


Рис. 10. Результаты горизонтального бурения по верхним горизонтам.

Рис. 11. Горизонтальный ствол на низкопродуктивный участок.

Горизонтальное бурение позволяет повысить эффективность выработки верхних горизонтов, которые эксплуатировались в основном возвратным фондом вертикальных скважин. Так если средний дебит фонду вертикальных скважин по бобриковскому горизонту Ромашкинского месторождения составляет 5 т/сут, то средний дебит по ГС, пробуренным с 2012 года составляет 17,9 т/сут, по кизеловскому горизонту 1,8 т/сут и 5,5 т/сут соответственно.

ГС используются для выработки запасов тульского горизонта Тлянчи-Тамакской разведочной зоны. Средний дебит ГС превышает дебит вертикальных на 18 т/сут.

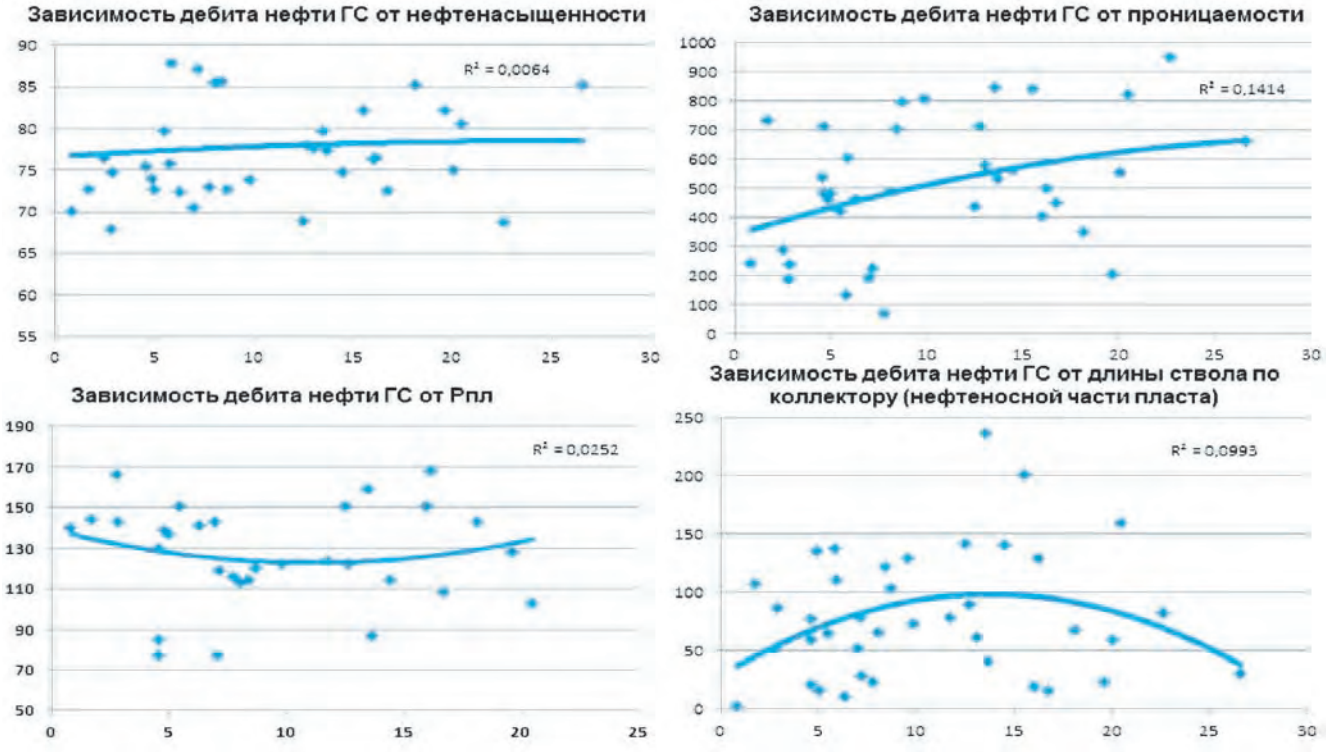


Рис. 12. Определение зависимостей дебита ГС от ФЕС, нефтенасыщенности, Рпл и длины ствола.

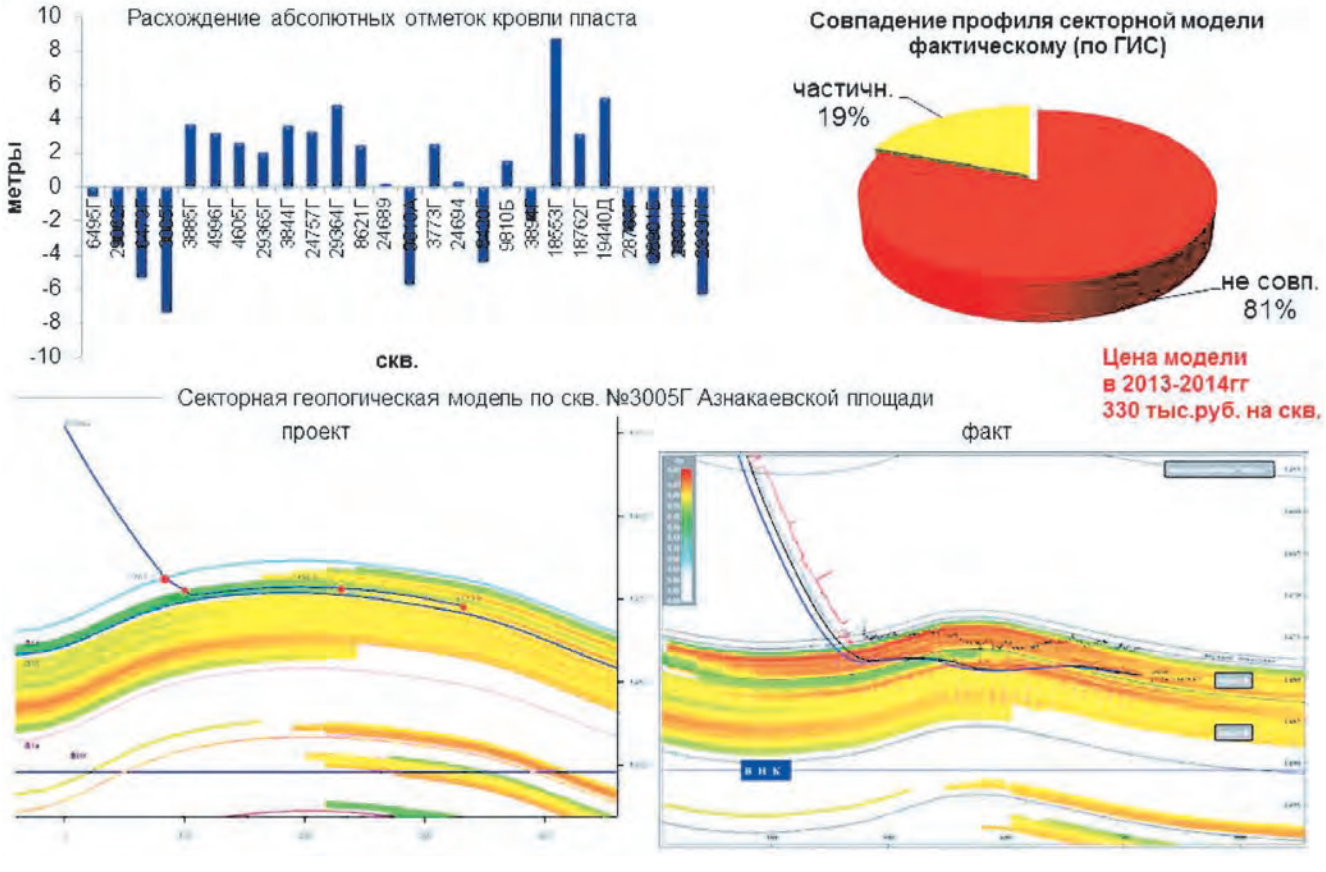


Рис. 13. Сравнение синтетической кривой с фактическим профилем ГС.

Выполненное сравнение динамики дебитов горизонтальных и наклонно-направленных скважин во времени показывает, что дебит ГС в течение 4-х лет не снижается. По наклонно-направленным же скважинам, пробуренным в период с 2006 года, уже за первый год падение дебита составляет 73%, далее снижаясь до 38%, на восьмой год эксплуатации.

Эффективность ГС по сравнению с НН подтверждается и через существующие дебиты соседних скважин на

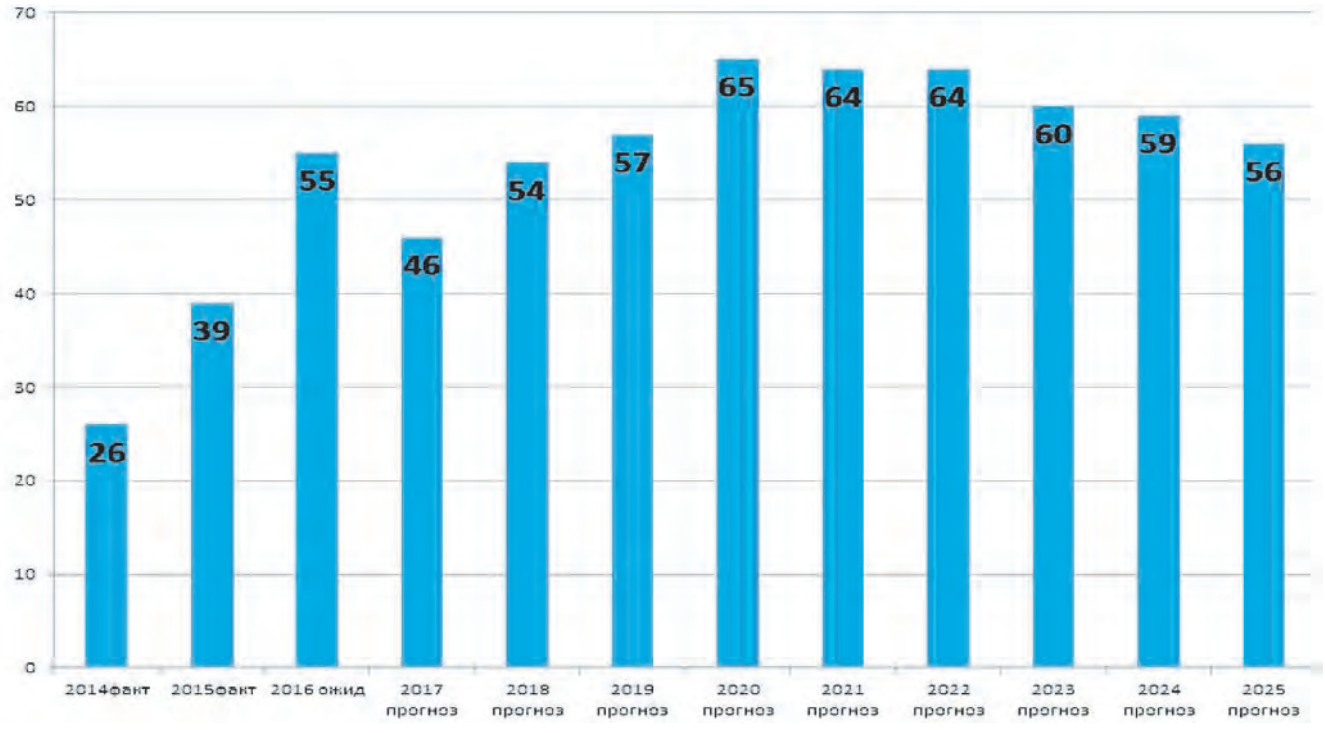


Рис. 14. Прогноз динамики ГС до 2025 года.

участке. Что в свою очередь указывает на невыработанность низкопроницаемых пластов-коллекторов и необходимость строительства направленных горизонтальных стволов для выработки запасов.

С целью оценки влияния геологических и технологических факторов на дебит ГС построили полиминальные зависимости. Значения коэффициента апроксимации R2 низкие, что характерно отсутствию прямой однозначной зависимости успешности от показателей.

Является ли секторное геологическое моделирование, положенное в основу на участках заложения горизонтальных скважин, способом исключения рисков? Выполненный анализ по пробуренным скважинам представлен на рисунке. В 97% случаев фактические абсолютные отметки кровли продуктивного пласта отличаются от плановых, в среднем на три-четыре метра, как в сторону погружения, так и в сторону воздымания структуры. В 81% случаев фактический профиль пробуренных скважин не совпадает с синтетической кривой. Таким образом, секторная геологическая модель на имеющейся текущей информации не снижает риски. Необходимы иные подходы к участкам заложения горизонтальных скважин, дополнительные геофизические исследования, такие как СО-каротаж, НВСП и другие, т. е. необходимо получить максимум информации через ранее пробуренный фонд скважин.

Важнее гидродинамическая модель объекта, которые необходимо построить по всем зрелым площадям и залежам и поддерживать в актуальном режиме.

Дальнейшее устойчивое развитие предприятия невозможно без применения технологий горизонтального бурения. По нашим прогнозам необходимо строить в год 60–65 скважин с горизонтальным окончанием.

Задачи направленного горизонтального бурения скважин:

– повышение продуктивности скважин за счет увеличения площади фильтрации низкопроницаемых, неоднородных пластов-коллекторов малой толщины, залежей высоковязких нефтей при естественном режиме фильтрации, карбонатные коллекторы с вертикальной трещиноватостью.

– продление периода безводной эксплуатации скважин, в т. ч. исключая риск заколонной циркуляции

– увеличение степени извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки;

– повышение эффективности закачки агентов в пласты;

– освоение труднодоступных участков нефтегазовых месторождений.

О ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРП

А.А. Пименов, Р.Д. Каневская

ООО «БашНИПИнефть», г. Москва, pimenov@bashneft.ru

Нефтяной пласт можно рассматривать как упругую пористую среду, заполненную сжимаемой жидкостью (нефтью, газом и водой). Физика совместных геомеханических и гидродинамических процессов, происходящих во флюидонасыщенной пористой среде, должна учитывать как деформирование твердого скелета пористой среды, через которую течет флюид, так и изменение порового давления флюида. Одномерная математическая модель, описывающая взаимовлияние течения флюида и изменение напряженно-деформированного состояния пласта, впервые была предложена К. Терцаги [1]. Обобщение теории деформации пористого упругого тела, заполненного сжимаемой жидкостью, было предложено и рассмотрено М. Био [2, 3], в дальнейшем эти исследования развивались в работах [4, 5] и др.

Современный подход к геолого-технологическому моделированию предусматривает комплексный учет геомеханических и гидродинамических процессов, что позволяет оценивать реакцию пласта на любые изменения горного напряжения, порового давления и температуры как на начальных стадиях разведки месторождения, так и в период его разработки. Для создания геомеханической модели необходима информация ρ_f о механических свойствах горной породы, таких как модули упругости породы и жидкости, поровом давлении и исходном поле напряжений,которые можно рассчитать или оценить, используя результаты лабораторных или полевых исследований и промысловые данные.

Компоненты τ_{ij} тензора полных напряжений для флюидонасыщенной среды можно записать через напряжения твердой матрицы и напряжения, обусловленные наличием флюида в порах:

$$\tau_{ij} = \sigma_{ij} - mp_f\delta_{ij}, \tag{1}$$

где σ_{ij} – напряжения в твердой матрице, m – пористость, p_f – поровое давление, δ_{ij} – символ Кронекера.

Флюидонасыщенная среда характеризуется соотношениями, устанавливающими связь между тензорами напряжений τ_{ij} и деформаций e_{ij}, которые в изотропном случае с учетом условий [3] имеют вид:

$$\tau_{ij} = 2\mu e_{ij} + \lambda e\delta_{ij} - \alpha p_f\delta_{ij}, e_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right), \quad e = e_{jj}, i, j = 1,2,3, \tag{2}$$

где μ – модуль сдвига, λ – первый параметр Ламе, e_{ij} – компонента тензора деформаций, $u = (u_1, u_2, u_3)$ – вектор смещений пористой матрицы, e – объемная деформация, α – коэффициент Био, характеризующий насыщенную породу.

Уравнение равновесия для полных напряжений при подстановке смещений записывается в векторной форме:

$$\mu\Delta\boldsymbol{u} + (\lambda + \mu)\nabla div\boldsymbol{u} - \alpha\nabla p_f + \rho\boldsymbol{g} = 0, \tag{3}$$

где ρ – плотность насыщенной среды, g – вектор силы тяжести.

Уравнение неразрывности и уравнение движения флюида имеют вид:

$$\frac{\partial}{\partial t}(m\rho_f) + div(\rho_f\boldsymbol{w_f}) = 0, \boldsymbol{w_f} = -\frac{k}{\mu}\nabla p_f + \rho_f\boldsymbol{g}, \tag{4}$$

где ρ_f – плотность флюида, w_f – скорость фильтрации флюида, k – проницаемость пористой среды, μ – вязкость флюида.

Согласно [2] относительное изменение объема жидкости в поровом пространстве можно вычислить как $\xi = -div[m(\boldsymbol{U} - \boldsymbol{u})]$, где $\boldsymbol{U}$ – вектор смещения флюида. С другой стороны, согласно [6], имеем:

$$\xi = \frac{1}{M}p_f + \alpha, \tag{5}$$

где M – коэффициент, введенный Био для характеристики упругих свойств насыщенной среды.

Изменение пористости во времени, в случае полного заполнения пор флюидом, совпадает с изменением объема жидкости в поровом пространстве и записывается через давление и объемную деформацию скелета:

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{\partial \xi}{\partial t} = \frac{1}{M}\frac{\partial p_f}{\partial t} + \alpha\frac{\partial e}{\partial t}. \tag{6}$$

Для несжимаемого флюида уравнение неразрывности (4) выглядит наиболее просто:

$$\frac{\partial p_f}{\partial t} + \alpha M\frac{\partial e}{\partial t} = \frac{kM}{\mu}\Delta p_f - \rho_f div\boldsymbol{g}. \tag{7}$$

Уравнения неразрывности и уравнения движения для двух несмешивающихся жидкостей без учета капиллярных сил записываются:

$$\frac{\partial}{\partial t}(s_o m\rho_{fo}) + div(\rho_{fo}\boldsymbol{w_{fo}}) = 0, \quad \boldsymbol{w_{fo}} = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o}\nabla p_f + \rho_{fo}\boldsymbol{g},$$
$$\frac{\partial}{\partial t}((1 - s_w)m\rho_{fw}) + div(\rho_{fw}\boldsymbol{w_{fw}}) = 0, \quad \boldsymbol{w_{fw}} = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w}\nabla p_f + \rho_{fw}\boldsymbol{g}, \tag{8}$$

где индексы o – соответствуют нефти, w – воде, s_o – нефтенасыщенность, k_{ro}, k_{rw} – относительные фазовые проницаемости по нефти и воде. При учете капиллярных сил поровое давление определяется через насыщенности и давления жидкостей $p_f = s_o p_{fo} + (1 - s_o)p_{fw}$, а уравнения неразрывности при подстановке в них скоростей фильтрации значительно усложнятся.

Таким образом, задача моделирования геомеханических и гидродинамических процессов требует совместного решения уравнений (3) и (7) либо (8).

Данная задача должна замыкаться начальными и граничными условиями.Для гидродинамической задачи в начальный момент времени определяются распределения давления и насыщенности в пласте из предположения о существовании в исходном состоянии капиллярно-гравитационного равновесия, при заданных на границах условиях непротекания, расходах фаз или давлениях. Для геомеханической задачи в качестве граничных условий на удаленной границе в пласте могут быть заданы как напряжения, так и смещения. В трехмерных задачах обычно на нижней границе пласта задают нулевое смещение, а на остальных границах определенные усилия. В двумерных задачах обычно задают только усилия, которые можно записать

$$\tau_{ij} n_j = \widetilde{\sigma_{ij}} n_j, \tag{9}$$

где $\tilde{\sigma} = T^T(\theta)\begin{pmatrix} -\sigma_{Hmax} & 0 \\ 0 & -\sigma_{Hmin} \end{pmatrix} T(\theta), T(\theta)$, – матрица поворота на угол θ, между положительным направлением оси x и направлением σ_{Hmax}. В начальный момент времени пласт находится в состоянии двухосного сжатия.

Для трещин гидроразрыва, закрепленных проппантом, необходимо задавать ширину раскрытия трещины w:

$$\left(u, n^{(i)}\right)^{+} - \left(u, n^{(i)}\right)^{-} = w^{(i)}, \tag{10}$$

где $n^{(i)}$ – нормаль к поверхности i-й трещины, индексы + и – соответствуют берегам трещины. В простейшем случае можно считать ширину раскрытия трещины постоянной, а в общем случае $w^{(i)}$ может зависеть от расстояния до центра трещины.

Для гидравлических трещин, незакрепленных проппантом, должно выполняться условие непрерывности усилий на поверхности трещины:

$$\tau_{ij} n_k^{(i)} = -P^{(i)} n_k^{(i)}, \tag{11}$$

где $P^{(i)}$ – давление в i-й трещине.

Решение совместной задачи, с описанными выше граничными условиями можно получить, последовательно решая гидродинамические и геомеханические задачи. Причем для каждой задачи используются результаты предыдущего решения [8]. Для геомеханической задачи используется поровое давление, полученное при гидродинамическом моделировании. Для гидродинамической задачи учитывается динамика трещин гидроразрыва и изменение пористости, за счет смещения породы, определяемые при расчете напряженно-деформированного состояния.

Задача фильтрации может решаться с привлечением гидродинамического симулятора. В определенных случаях давление можно определить из аналитического решения задачи о притоке к группе скважин с удаленным контуром питания.

Для решения двумерной задачи теории упругости предлагается использовать метод разрывных смещений, являющийся разновидностью методов граничных элементов [8, 9]. Распределение смещений и напряжений в точке x для однородной изотропной области V (рис.1),ограниченной поверхностью S, внутри которой распределены объемные силы $\psi_j(z)$, и имеются внутренние границы ∂s^i, соответствующие трещинам, записываются:

$$u_i(x) = \sum_{l=1}^{m} B_s^{il}(x) D_{sl} + \sum_{l=1}^{m} B_n^{il}(x) D_{nl} + \int_V G_{ij}(x,z)\psi_j(z)\, dV(z), \tag{12}$$

$$\tau_{ij}(x) = \sum_{l=1}^{m} A_s^{ijl}(x) D_{sl} + \sum_{l=1}^{m} A_n^{ijl}(x) D_{nl} + \int_V T_{ijk}(x,z)\psi_k(z)\, dV(z), \tag{13}$$

где D_{sl}, D_{nl} – касательные и нормальные разрывы смещений, $B_s^{il}(x), B_n^{il}(x), A_s^{ijl}(x), A_n^{ijl}(x)$ – коэффициенты влияния, $G_{ij}(x,z), T_{ijk}(x,z)$ – функции Грина объемных источников, m – число граничных условий с постоянными разрывами смещений с учетом разбиения границ с заданными усилиями.

При заданных на S и ∂s^i усилиях необходимо каждую границу разбить на n_i элементов с постоянными разрывами смещений, значения которых можно найти, решив систему, полученную при подстановке (13) в граничные условия (11). Вычислив данные разрывы смещений, можно определить смещения и напряжения в произвольной точке.

В качестве простейшего примера рассматривается однородный анизотропный пласт, в котором работает нагнетательная скважина с трещиной ГРП с полудлиной 100 м. Давление закачки составляет 320 атм., пластовое давление на контуре питания равно 220 атм., модуль Юнга 10 ГПа, коэффициент Пуассона 0.2, коэффициент Био 0.8, максимальное горизонтальное напряжение 230 атм., коэффициент анизотропии напряжений 0.8. Данные значения параметров характерны для низкопроницаемых месторождений Западной Сибири.

В результате решения задачи (3) были найдены разрывы смещений для трещины в нагнетательной скважине (рис. 3), затем по данным разрывам смещений рассчитаны поля смещений и напряжений. На рис.4 представлены направления углов наклона площадок максимальных горизонтальных напряжений, определяющие направление развития трещин в пласте.

Рассчитанное направление максимального горизонтального напряжения в окрестности нагнетательной скважины позволяет сделать вывод о переориентации максимального напряжения в процессе работы скважин. Данный

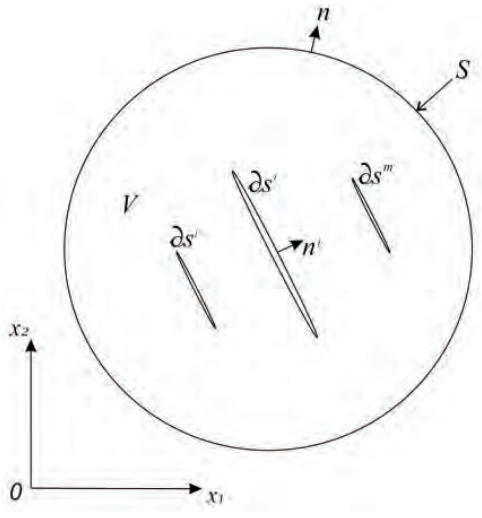


Рис.1. Схема пласта с трещинами гидроразрыва.

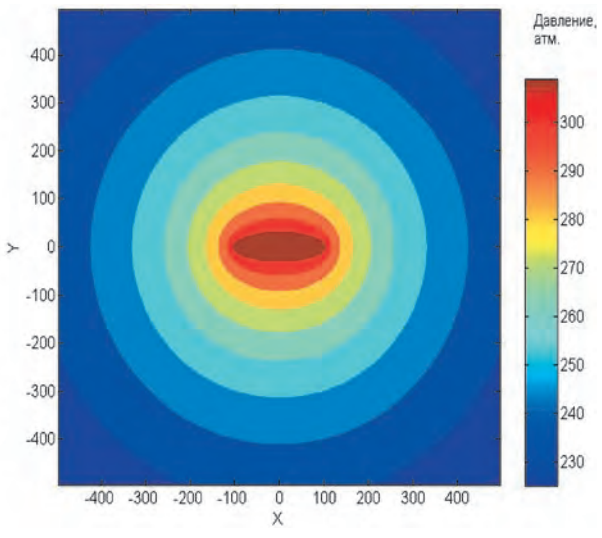


Рис.2. Карта давлений (нагнетательная скважина).

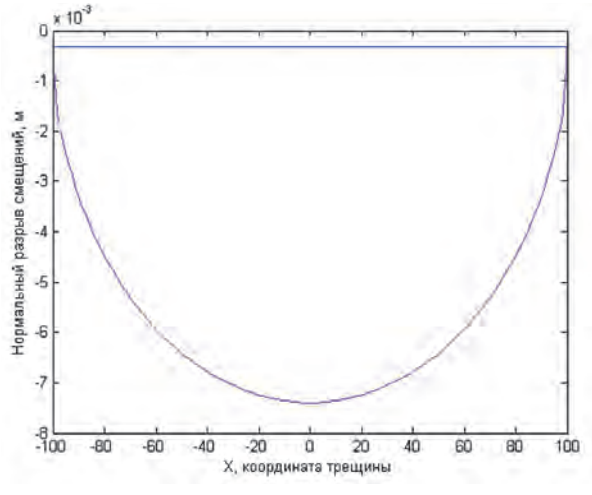


Рис.3. Разрыв смещений вдоль гидравлической трещины.

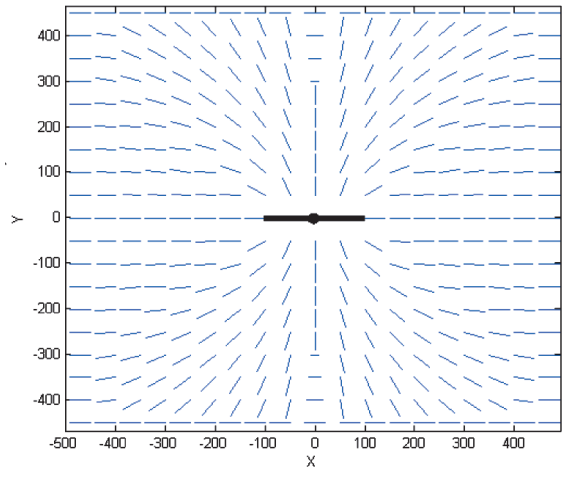


Рис.4. Направление максимального горизонтального напряжения.

результат важно учитывать при проведении ГРП в разрабатываемых пластах, так как направление создаваемой трещины, определяемое максимальным напряжением, может отличаться от направления существующих трещин.

Заключение

В данной работе представлена математическая совместная модель процессов фильтрации и изменения напряженно-деформированного состояния флюидонасыщенной пороупругой среды в присутствии трещин, основанная на теории Био.

Для решения задачи фильтрации можно использовать любой пакет гидродинамического моделирования,а в простейших случаях аналитические решения задач о притоке к группе скважин.

Для моделирования геомеханических процессов в двумерном случае рассмотрен метод разрывных смещений, позволяющий подробно учитывать как траектории трещин гироразрыва, так и естественные трещины в пласте.

Учет геомеханических процессов позволяет решать широкий класс актуальных задач, связанных с бурением и разработкой месторождений, таких как расчет горных напряжений в пласте, оптимизация разработки коллектора с естественными трещинами и трещинами ГРП, оптимизация процесса бурения, оценка стабильности стенок скважины.

Литература

1. *Terzaghi, K.* The shearing resistance of saturated soils / K. Therzagi // Proc. Int. Conf. SoilMech. Found. Eng. 1st. – 1936. – P. 54–55.

2. *Biot, M.A.*General Theory of Three Dimensional Consolidation/ M.A. Biot // Journal of Applied Physics. – 1941. – Vol. 12. № 2. – P. 155–161.

3. *Biot,* M.A. Mechanics of Deformation and Acoustic Propagation / M.A. Biot // Journal of Applied Physics. – 1962. – Vol. 33. № 4. – P. 1482–1498.

4. *Николаевский В.Н.* Собрание трудов. Геомеханика. Т.1: Разрушение и дилатансия. Нефть и газ. Т.1. – М.: ИКИ, 2010. – 640 с.

5. *De Boer, R.* Theory of porous media. Highlights in historical development and current state / R. De Boer. – Berlin: Springer, 2000. – 634 p.

6. *Biot, M.A.* The Elastic Coefficients of the Theory of Consolidation / M.A. Biot, D.G. Willis // Journal of Applied Mechanics. – 1957.– Vol. 24. – P. 594–601.

7. *Каракин А.В., Курьянов Ю.А., Павленкова Н.И.* Разломы, трещиноватые зоны и волноводы в верхних слоях земной оболочки. – М.: ВНИИгеосистем, 2003. – 222 с.

8. *Крауч С., Старфилд А.* Методы граничных элементов в механике твердого тела. – М.: Мир, 1987. – 328 с.

9. *Бенерджи П., Батерфилд Р.* Методы граничных элементов в прикладных науках. – М.: Мир, 1984. – 494 с.

ФОРМИРОВАНИЕ И СОВРЕМЕННОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГЛУБОКОВОДНЫХ ВПАДИН СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА (СЛО)

В.Л. Шустер

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

С целью дифференциации перспектив нефтегазоносности глубоководных впадин СЛО (рис.1) проведена сравнительная оценка эволюции формирования, развития и современного строения таких геологических структур СЛО, как Канадская впадина, котловина (впадина) Макарова, впадина Амундсена, впадина Нансена, Южно-Баренцевоморская и Северо-Баренцевоморская впадины.

Для Северного Ледовитого океана характерно унаследованное от предшествующих этапов развитие осадочных бассейнов, в том числе и глубоководных впадин широкого возрастного диапазона от палеозоя до кайнозоя включительно; пассивный тип континентальных окраин; локальное развитие вулканизма; невысокая степень метаморфизованности осадочных отложений; аномально широкие шельфовые пространства; гетерогенный фундамент, перекрытый мощным осадочным чехлом (И.С. Грамберг, 2000; В.Е. Хайн, 2000; О.И. Супруженко, 2003; А.Е. Конторович, 2010; Н.П. Лаверов, 2011; В.И. Богоявленский, 2011; Л.И. Лобковский, 2011).

Однако для каждой глубоководной впадины характерны свои специфические черты формирования и строения (время формирования и толщина осадочного чехла, возраст и состав пород фундамента и глубина его залегания; возраст и литологический состав пород осадочного чехла; толщины крупных стратиграфических подразделений; нефтегазоматеринские и нефтегазосодержащие толщи).

Идея о стадийности развития океанов и о молодом (неогеновом) возрасте СЛО высказана И.С. Грамбергом, Ю.С. Погребицким в 1993 г. [1] и затем подтверждена И.С. Грамбергом, Д.А.Додиным, Н.П. Лаверовым и др. в 2000 г.

Формирование глубоководных впадин СЛО на современном этапе его изучения.

В позднем мезозое – кайнозое были сформированы основные структурно-тектонические элементы, определяющие современный геоморфологический облик глубоководной части СЛО: Канадская котловина, поднятие Альфа-Менделеева, хребет Ломоносова, котловины Макарова и Подводников, хребет Гаккеля, котловины Нансена и Амундсена, Чукотское плато, хребет Нортвинд. В соответствии с широко распространенной «ротационной моделью» [Grantz et al., 1998; Sokolov et al., 2002; 2009; и др.], предполагается, что в юрско-меловое время ключевую роль в геодинамическом развитии Арктики играла микроплита «Чукотка-Арктическая Аляска», отрыв которой от Канадского Арктического архипелага и последующее столкновение с Евразией привели к формированию Канадской котловины СЛО.

Начиная с юры в области континента Арктида, примыкающего к сопряженной зоне субдукции литосферы Пацифики и Анюйского океана, имела место крупномасштабная конвективная ячейка, верхняя ветвь которой тянула литосферу Арктиды к этой криволинейной зоне стока, что привело к отколу Чукотско-Аляскинского блока Арктиды от Северо-Американской окраины и раскрытию Канадской котловины.

В раннем мелу (в конце неокома) раскрытие Канадской котловины прекратилось и начался активный рифтогенез в котловинах Макарова и Подводников (в аптское время).

Котловина Макарова, объединенная в южной части с **котловиной Подводников**, образовалась во второй половине позднего мела и развивается до настоящего времени (В.Е.Хаин, 2000). По Л.И. Лобковскому (2011), котловина Подводников сформировалась в мезозое-кайнозое.

В Евразийской впадине образовались две глубоководных котловины Нансена и Амундсена.

Котловина Нансена формируется в кайнозое (Н.А. Богданов, 2004), в мезозое-кайнозое (Л.И. Лобковский, 2011). По В.Е. Хаину (2000), начало спрединга приурочено к позднему палеоцену, формирование котловины происходило в течение эоцена, олигоцена, позднего миоцена.

Котловина Амундсена сформировалась, по В.Е. Хаину (2000) аналогично котловине Нансена, по Н.А.Богданову (2004), – в кайнозое, по Л.И. Лобковскому (2011), – в мезозое-кайнозое.

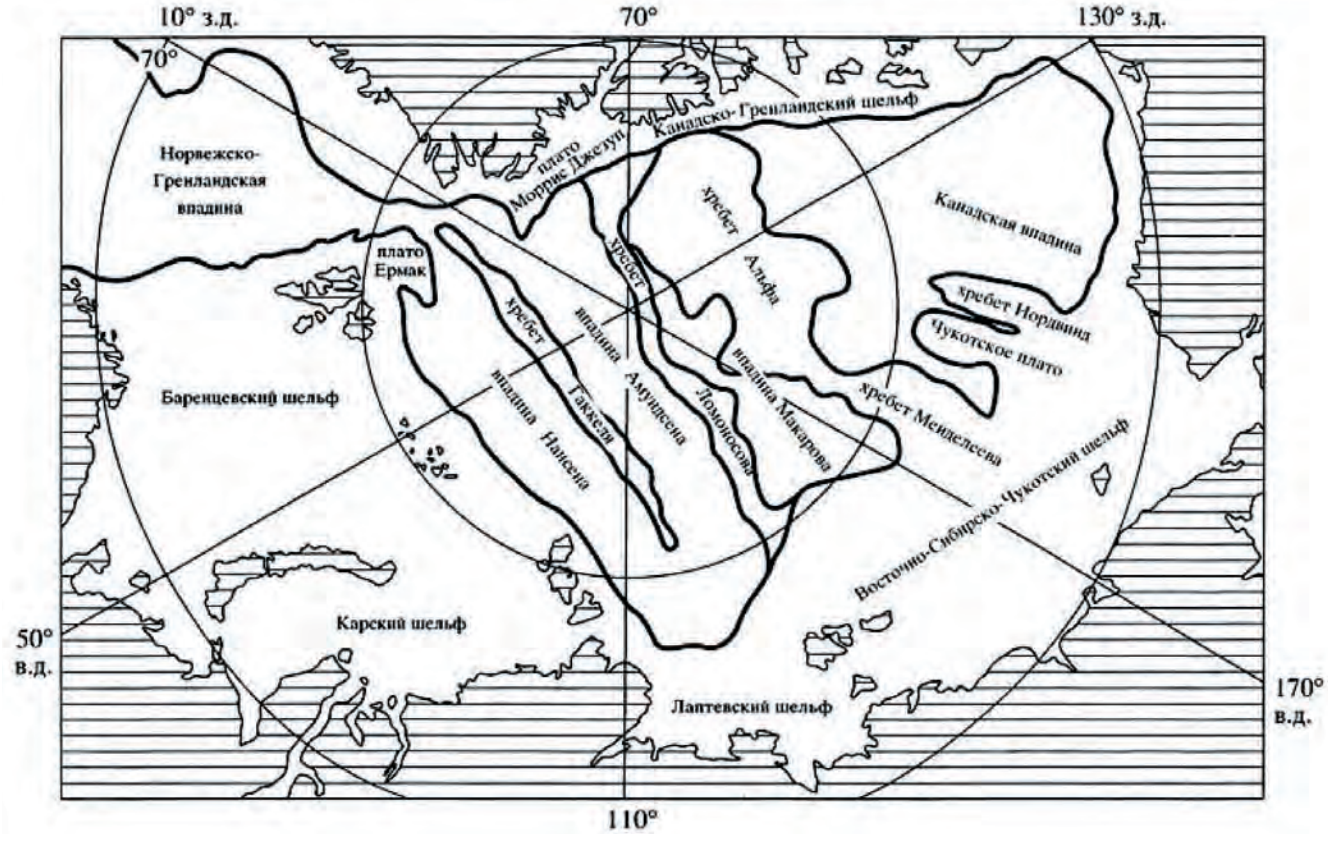


Рис.1. Карта основных структурных элементов Арктики.

Современное строение глубоководных впадин

Глубоководные Евразийская и Амеразийская впадины подстилаются корой океанического типа. Внутренние поднятия и обширные шельфы подстилаются континентальной корой. Между этими крупными впадинами протягивается полоса подводных хребтов и поднятий Ломоносова, Альфа, Менделеева [2].

Евразийская впадина протяженностью 2000 км и шириной 900 км разделена хребтом Гаккеля (Нансена) на две котловины Амудсена и Нансена.

Котловина Амундсена. Глубина моря 3 км. Заполнена осадочными отложениями кайнозойского возраста, мощностью до 2 км (Н.А. Богданов, 2004).

Котловина Нансена. Глубина моря 3 км. Заполнена осадочными отложениями кайнозойского возраста, мощностью от 300 до 700 м (Н.А. Богданов, 2004).

Амеразийская глубоководная впадина включает в себя три глубоководных котловины.

Канадская котловина – самая крупная структура СЛО. Глубина моря 3–4 км. Осадочный чехол представлен кайнозойскими осадками, мощностью 2–3 км, к морю Бофорта мощность возрастает до 10 км [2]; от 6 до 12 км (с востока на запад) отложениями от позднемелового до кайнозойского возраста (по Н.А. Богданову, 2004).

Котловина Макарова. Глубина моря превышает 3,5км. Мощность осадочного чехла 2 км, в южной части, в котловине Подводников 3,5–4 км.

Помимо глубоководных котловин, описанных выше, значительный интерес в нефтегазоносном отношении представляет глубоководная часть Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна. На шельфах бассейна и в Норвегии, и в России открыто значительное число нефтяных и газовых месторождений, в том числе гигантских и крупных по запасам. Здесь проведены сейсморазведочные и буровые работы. Строение шельфовой зоны и склона изучено относительно детально. В глубоководной же части в последние годы проведены сейсморазведочные работы лишь в норвежском секторе акватории и не пробурено ни одной скважины.

Европейскую часть арктической окраины занимают акватории Норвежского и Баренцева морей. Почти повсеместно в этом регионе на докембрийском фундаменте залегают осадочные отложения палеозойского возраста и вулканогенно-осадочные породы пермо-триасового и верхнеюрско-нижнемелового возраста. Юрские, меловые и кайнозойские осадки распространены не повсеместно. Мощность чехла значительно варьирует. На западном склоне Свальбардской плиты и в Нордкапском прогибе, местами превышая 10 км, в пределах сводовых поднятий осадочный чехол сокращен до 2–4 км (Н.А.Богданов, 1997).

На восточной окраине Свальбардской плиты располагается самая крупная структура Баренцевского шельфа – Восточно-Баренцевский прогиб, который отличается значительной амплитудой прогибания (около 15–20 км) и разделен Лудловской седловиной на Северо-Баренцевскую и Южно-Баренцевскую впадины. В первой из них максимальная мощность осадков достигает 15 км, во второй – свыше 20 км. Восточно-Баренцевский прогиб сложен в

значительной степени пермскими и триасовыми отложениями мощностью до 8–9 км. По составу – это преимущественно терригенные, терригенно-карбонатные, карбонатные отложения (В.И. Богоявленский, 2011; О.И. Супруненко, 2003; А.В. Ступакова, 2011). Мощность земной коры в фундаменте под прогибом сокращается до 10–14 км. В южной его части кора континентального типа отсутствует (Н.А. Богданов, 1997). Помимо Северо-Баренцевской и Южно-Баренцевской впадин в западной части акватории выделяется Западно-Баренцевоморская система прогибов.

На основе вышеприведенных ограниченных данных по современному геологическому строению и формированию глубоководных впадин СЛО предпринята попытка дать прогноз перспектив нефтегазоносности глубоководных котловин СЛО.

В Канадской впадине мощность осадочного чехла изменяется от 2–3 км в центральной части [2] до 6–12 км [3]. Сформировалась впадина в мезозое-кайнозое (Л.И. Лобковский, 2011), в позднеюрское-раннемеловое время, по А. Грантцу (1998). Возраст современных отложений позднемеловой-кайнозойский. По аналогии с промышленной нефтегазоносностью бассейнов Северо-Аляскинского (от верхнекаменноугольных до олигоценовых отложений) и Бофорт-Маккензи (от нижнемеловых до олигоценовых отложений) можно прогнозировать наличие нефти и газа в мезозойско-кайнозойских отложениях Канадской впадины, учитывая значительные мощности осадочного чехла и время формирования впадины. Осложняющим освоение нефтегазовых скоплений фактором является значительная глубина моря более 3–4 км.

В Котловине Макарова мощность осадочного чехла 2 км, в котловине Подводников от 3,5 до 4 км [2]. Сформировалась котловина в мезозое-кайнозое (Л.И. Лобковский, 2011).

По далекой аналогии с бассейнами Северо-Аляскинский и Бофорт-Маккензи, учитывая то, что котловина Макарова уже существовала в кайнозое, можно прогнозировать нефтегазоносность и в этой котловине. Хотя мощность осадочного чехла в котловинах Макарова-Подводников уступает значениям мощности в Канадской впадине.

В котловине Нансена мощность отложений осадочного чехла кайнозойского возраста 300–700 м (Н.А. Богданов, 2004). Сформировалась котловина в кайнозое (В.Е.Хаин, 2000; Н.А. Богданов, 2004), в мезозое-кайнозое (Л.И. Лобковский, 2011). Аналогичные данные по котловине Амундсена, несколько выше мощность осадочного чехла (до 2000 м). Здесь также перспективны в нефтегазоносном отношении кайнозойские отложения. Однако, учитывая меньшие мощности осадочного чехла, по сравнению с Канадской впадиной, перспективы ниже.

Южно-Баренцевская и Северо-Баренцевская впадины характеризуются значительной мощностью осадочного чехла до 15–20 км, из которых 8–9 км – это пермо-триасовые отложения, которые нефтегазоносны в примыкающей с юга Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Что дает основание высоко оценивать перспективы нефтегазоносности этих двух впадин.

Выводы

1. Прогнозная оценка перспектив нефтегазоносности глубоководных впадин СЛО по геологическим факторам позволяет по степени перспективности выделить Южно-Баренцевскую и Северо-Баренцевскую впадины, затем Канадскую котловину, котловины Макарова и Подводников и, наконец, котловины Нансена и Амундсена.

2. Учитывая значительные глубины моря в котловинах и впадинах (3–4 и более км), отсутствие надежных технических средств и технологий освоения нефтегазовых месторождений, неопределенно высокую стоимость работ, угрозы нарушения окружающей среды и высокую опасность работы в морских и ледовых условиях Арктики, в ближайшей и среднесрочной перспективе планировать освоение потенциальных месторождений нефти и газа в глубоководных котловинах СЛО представляется нецелесообразным. Необходимо продолжать поисково-разведочные, в основном сейсморазведочные работы, с целью изучения этих объектов и накопления фактических данных.

Литература

1. *Грамберг И.С., Погребицкий Ю.Е.* Геодинамическая система, глубинное строение и структурная эволюция Северного Ледовитого океана // Эволюция геологических процессов в истории Земли. – М.: Наука, 1993. – С. 146–158.

2. *Хаин В.Е.* Тектоника континентов и океанов (год 2000). – М.: Научный Мир, 2001. – 606 с.

3. *Богданов Н.А.* Тектоника Арктического океана // Геотектоника. – 2004. – № 4. – С. 21–42.

НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ В СЕГМЕНТЕ ГРР И ТРИЗ

В. В. Береснев[1], М. А. Сулейманов[1], В. М. Горохов[1], А. С. Щербак[2]
[1] АО «НПФ ГЕОФИЗИКА», г. Уфа, beresnev@npf-geofizika. ru
[2]ОАО «Башнефтегеофизика», Уфа, ShcherbakAS@bngf. ru

В представленной статье, рассмотрены два современных технологических решения реализованные в АО «НПФГеофизика» г. Уфа позволяющие на сегодняшний день Отечественным Геофизическим предприятиям, не уступать свои позиции на геофизическом рынке, зарубежным компаниям.

Аппаратура мультипольного акустического каротажа МАК-МП.

Волновой акустический каротаж (ВАК) являетсянеотъемлемой частью комплекса методов геофизических исследований скважин. Современная скважинная аппаратура ВАК обладает существенным информационным потенциалом при выявлении упругих свойств околоскважинного пространства, что позволяет сбольшой достоверностью решить ряд геофизическихи геологических задач: оценить пористость пород, выполнить петрофизический анализ, дать количественную оценку анизотропии и проницаемости коллекторов, определить ориентацию и рассчитать глубину распространения трещин в технологии гидравлического разрыва пласта

К главным особенностям скважинной аппаратуры относятся возбуждение волновых полей в скважине моно- и дипольными преобразователями, регистрация сигналов многоэлементной антенной с азимутальными узконаправленными приемниками, помимо антенны монопольных приемников, аппаратура содержит и антенну из 8 дипольных приемников, воспринимающих сигналы от одного-двух низкочастотных (1–3 кГц) или с изменяемой частотой дипольных излучателей. Дипольные приемники располагаются между монопольными; характеристики направленности соседних дипольных 5 приемников могут быть ортогональны друг другу. С помощью дипольных измерительных зондов измеряют скорости поперечной волны, существенно меньшие скорости упругой волны в скважинной жидкости. Остронаправленные диаграммы излучения и приема колебаний дипольными преобразователями позволяют определять анизотропию горных пород по скорости S волны и решать тем самым геологические задачи, связанные с оценкой преимущественного направления естественных и искусственных трещин. Приборами с антеннами монопольных и дипольных приемников владеют 5 ведущих зарубежных фирм (Schlumberger, Halliburton, WesternAtlasInternational, Whetherfod и ChinaPetroleumLogging).

В мультипольном акустическом каротаже заложен принцип мультирежимности измерений, то есть создаются волновые поля разного типа, благодаря применению как дипольных, так и монопольных излучателей, это позволяет применять их для решения различных геолого-геофизических и геолого-технологических задач. Решение задач обеспечивается также благодаря огромному объему получаемой приборами мультипольного АК информации.

Для корректного определения параметров упругих волн аппаратурой мультипольного АК необходимо соблюдение целого ряда принципов:

– многоэлементная регистрация полезных сигналов для возможности проведения статистической обработки кинематических характеристик целевых волн (необходимое требование для обеспечения точности);

– обеспечение достаточной глубинности исследований, превышающей размеры измененной околоскважинной зоны для адекватной оценки скоростей в самой породе;

– достижение значения сигнал/шум для целевых волн – не менее 60 дБ;

– создание волнового поля монопольного типа в диапазоне частот (8–12 кГц) для возбуждения и регистрации головных волн в низкоскоростных породах;

– создание волнового поля в изотропных низкоскоростных породах на частотах 2–4 кГц для возбуждения и регистрации изгибной моды с целью определения скорости поперечной волны;

– создание волновых полей с поляризацией в 2-х ортогональных направлениях на частотах 2–4 кГц для возбуждения и регистрации изгибных мод (быстрой и медленной) в анизотропных породах;

– возможность создания волнового поля монопольного типа на низких частотах 1.5–4 кГц с целью возбуждения и регистрации волны Стоунли;

АО НПФ Геофизика имеет значительный опыт в разработку аппаратуры многоволнового акустического каротажа. С 90 годов компания разрабатывает аппарату акустического каротажа для исследования пластов коллектор в открытом стволе и оценке качества контакта на границе цемента-колонна, цемент-порода. В 2014 году ОА НПФ Геофизика преступила к разработке аппаратуры мультипольного акустического каротажа с дипольными излучателями и приемниками МАК-МП (рис. 1).

Модуль мультипольный акустического каротажа МАК-МП предназначен для измерений параметров продольных, поперечных и волн Стоунли с целью решения следующих задач:

– литологическое расчленение разреза скважины;

– определение пористости горных пород;

– определение упругих характеристик пород (коэффициент Пуассона, модуля Юнга) для оценки напряженного состояния пород и расчета параметров гидроразрыва пласта;

– выделение интервалов трещиноватости и анизотропии горных пород;

– оценка проницаемости горных пород.

Рис. 1. Аппаратура МАК-МП.

Акустический зонд модуля МАК-МП содержит три излучателя упругих волн:

– монопольный высокочастотный (ИМвч) с рабочей частотой 20 кГц;

– монопольный низкочастотный (ИМнч) с рабочей частотой 2,5 кГц;

– кросс-дипольный (ИКД) с рабочей частотой 3,5 кГц;

а также два монопольных приемника (ПМ1 и ПМ2) и антенну из 8-ми кросс-дипольных приемников (ПКД1 – ПКД8).

Зонды модуля имеют следующую формулу:

– ИМвч1, 5ПМ10, 5ПМ2;

– ИМвч2, 2ПКД10, 15ПКД2…ПКД8;

– ИМнч3, 0ПКД10, 15ПКД2…ПКД8;

– ИКД2, 5ПКД10, 15ПКД2…ПКД8.

Создание метрологического обеспечения для измерения параметров волн поперечной и Стоунли обеспечивается за счетмодели по оценке характеристики калибровки прибора построенной в собственном Метрологическом Центре. Измерение параметров, так называемой изгибной волны, создаваемой дипольными зондами, осуществляется в моделис металлической трубой с толщиной стенки не менее 70 мм (рис. 2).

В такой установке надежно фиксируются первые вступления изгибной волны, есть возможность контролировать ее амплитудно-частотный спектр для групп приемников и определять интервальное время. Дипольный зонд, оснащенный излучателем с повышенной собственной частотой (6–10 кГц), позволяет измерить в отрезке стальной трубы скорость распространения волны Лэмба и поперечной волны. Если возбуждать в том же отрезке трубы волну Стоунли на низких частотах (2–4 кГц), для которых скважина является фильтром P и S волн, то в первых вступлениях волнового пакета можно получить колебания St волны.

Возможности мультипольных приборов АК типа DSI, MPAL, МАК-МП достаточно для решения большинства текущих геолого-геофизических и технологических задач (рис. 3).

Результатами метрологических и полевых испытаний подтверждается близкое соответствие модельных и реальных характеристик скважинного прибора, что свидетельствует оправильности выбранного подхода и целесообразности его дальнейшего применения. Получаемая информация по широкополосной – мультипольной акустике о: структуре порового пространства, наличии естественной трещиноватости, анизотропии в направлении распространения трещин ГРП, необходима как входные параметры для геолого-гидродинамической модели, соответственно к оптимальному подходу к разработки месторождений.

<u>Аппаратура скважинного акустического сканера САС-90.</u>

В настоящее время актуально стоит вопрос о возможности поиска трещиноватых интервалов при проведении геофизических исследований в процессе бурения с целью получения из них в дальнейшем притоков нефти. Это и понятно, ведь получение значительных промышленных дебитов нефти из карбонатных пород при малых пористостях возможно только тогда, когда в породе присутствуют открытые протяженные трещины, соединяющие между собой всевозможные каверны, мелкие трещины, по которым может свободно передвигаться флюид при создании определенной депрессии.

Рис. 2. Модель необсаженной скважины толстостенная МНСТ 330/190.

На сегодняшний для решения задач по оценке трещеноватости применяются

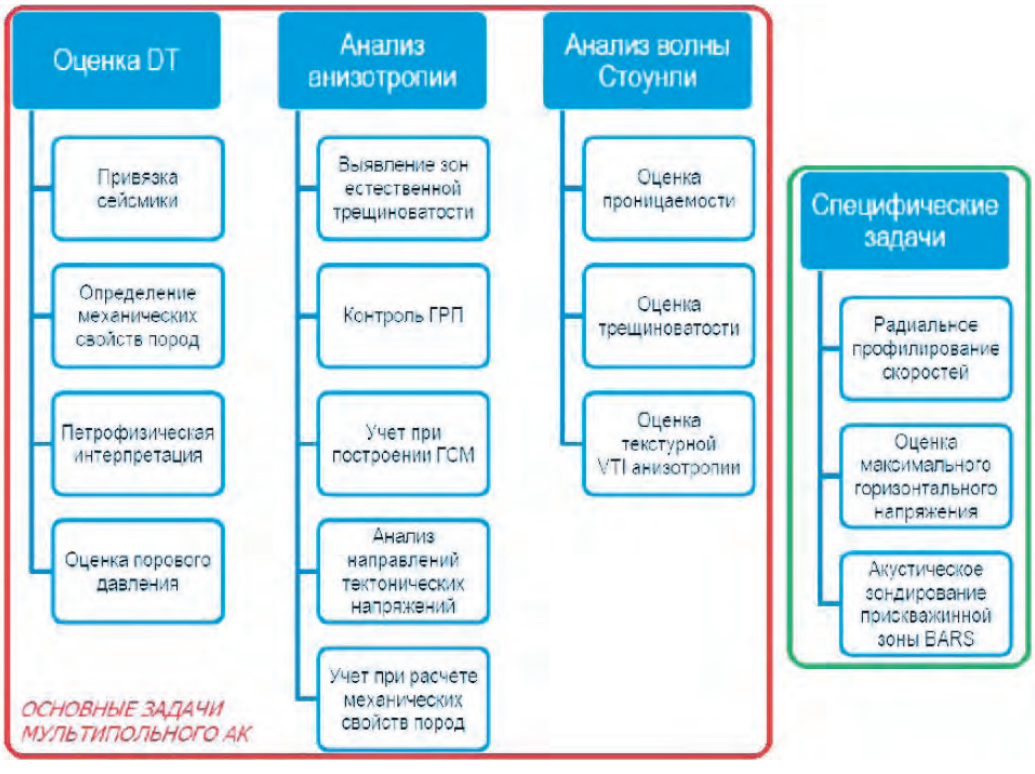


Рис. 3. Задачи, решаемые современными приборами мультипольного АК.

«имиджеры» только зарубежных компаний. Но в условиях введения санкций в отношении нефтяных компаний России и решения задач импортозамещения в нефтегазовом сервисе возрастает потребность геофизических компаний в отечественной современной скважинной аппаратуре аналогичного типа.

Такой аппаратурой является скважинный акустический сканер САС-90, который серийно выпускается в АО НПФ «Геофизика». Скважинный акустический сканер САС-90 является отечественным аналогом зарубежных акустических имиджеров, ни в чем не уступающий им по своим характеристикам и решаемым задачам.

Областью применения САС-90 являются промыслово-геофизические исследования обсаженных и необсаженных скважин диаметром от 110 до 300 мм, заполненных промывочной жидкостью с плотностью не более 1,2 г/см^3.

Скважинный акустический сканер позволяет решать следующие задачи:

В необсаженных скважинах: литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов карбонатного типа, выявление трещинных, кавернозных, трещинно-кавернозных зон, тонкослоистых пропластков и желобов, вычисление профиля сечения скважин, выявление элементов залегания пластов с азимутальной привязкой в пространстве.

В обсаженных скважинах: выявление всех видов перфорации, определение местоположения и количества перфорационных отверстий в трубах обсадных колонн, выявление нарушений обсадной колонны.

Принцип работы скважинного акустического сканера САС-90 на отраженных волнах заключается в регистрации изменения отражающей способности внутренней стенки скважины при сканировании ее ультразвуковыми акустическими импульсами. Сканирование осуществляется ультразвуковым пьезоэлектрическим датчиком, который вращается со скоростью до 8 об/сек. Датчик излучает короткие ультразвуковые импульсы с частотой 500 кГц. Ультразвуковые волны, отраженные от внутренней стенки скважины или колонны, принимаются этим же датчиком. В блоке электроники выполняется регистрация и измерение максимальной амплитуды и времени прихода первого отраженного сигнала от стенки скважины. За каждый оборот ультразвукового датчика выполняется 500 измерений. Для скважины с диаметром 168 мм с толщиной стенки 8 мм разрешающая способность по горизонтали

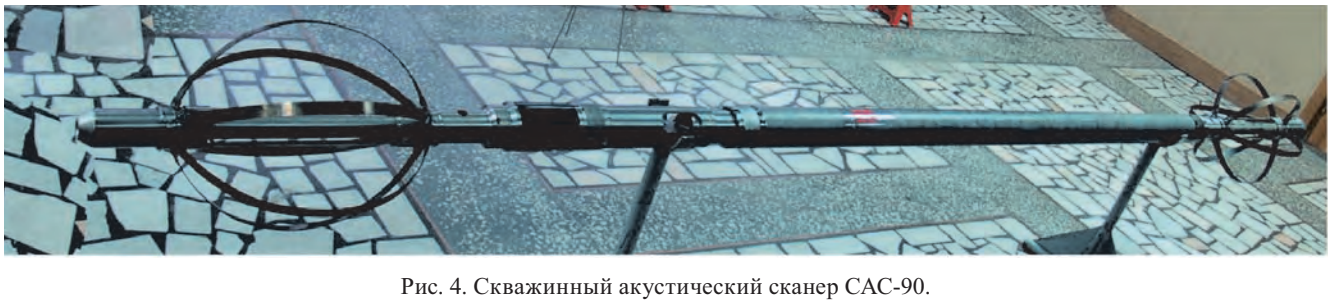


Рис. 4. Скважинный акустический сканер САС-90.

будет иметь значение порядка 1 мм. Такая разрешающаяся способность позволяет получить 100% псевдо изображение внутренней стенки скважины с высокой информативностью.

На рис. 5 приведен фрагмент диаграммы с результатами интерпретации данных акустического сканера САС-90 со 100% покрытие стенки скважины и электрического микроимиджера зарубежного производства с частичным отражением стенки скважины. На полученных развертках внутренней стенки скважины хорошо визуализируются выделенные структурные элементы, пересекающие ствол скважины: проводящие и частично-проводящие открытые трещины, тонкослоистые пропластки (напластования).

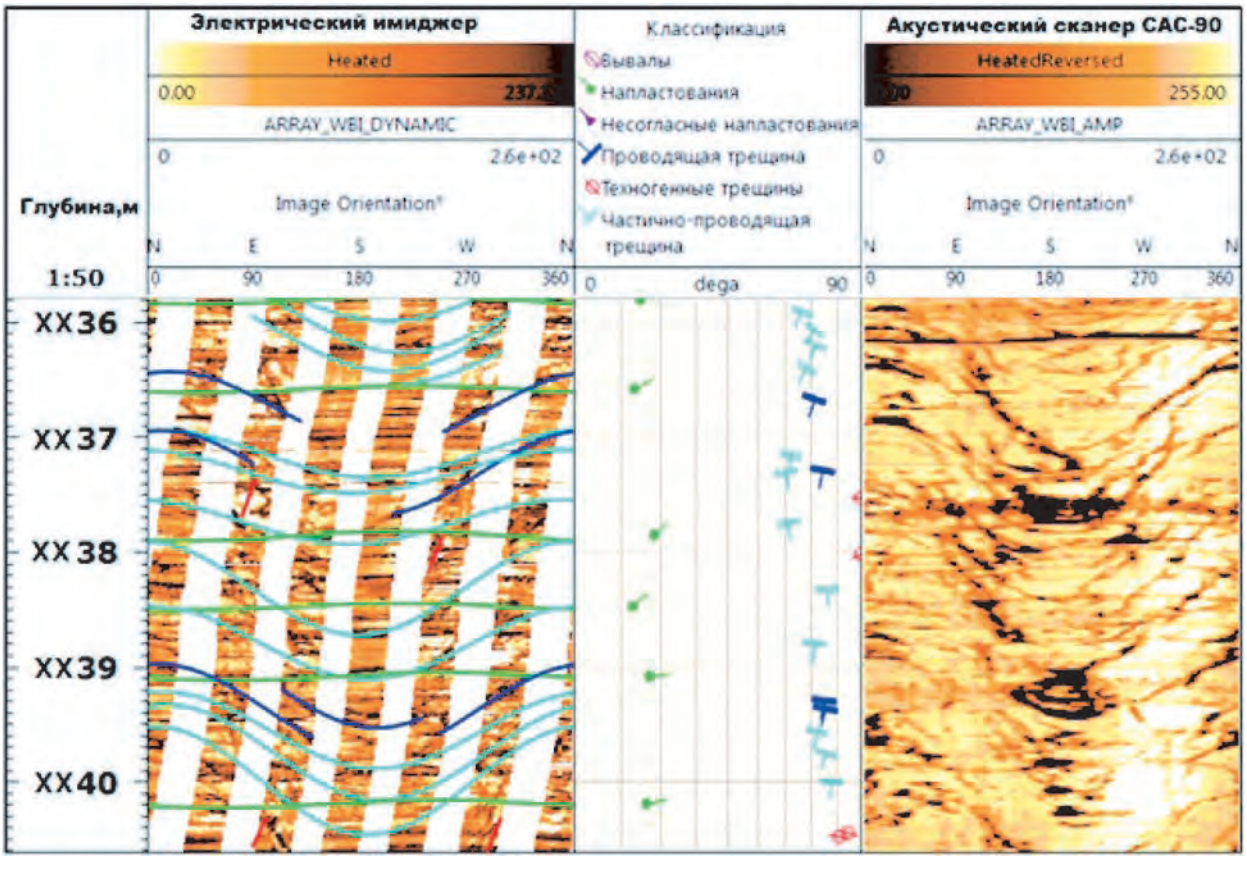


Рис. 5. Пример выделенных проводящих и частично-проводящих трещин, напластований по данным сканирующих методов.

В качестве примера рассмотрим результаты ГИС, выполненные на одной из скважин Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В отложениях среднего карбона (подольский, каширский, верейский горизонты и башкирский ярус) были проведены исследования стандартным комплексом ГИС и комплексом сканирующих методов. По результатам интерпретации в первую очередь были испытаны выделенные перспективные интервалы башкирского яруса и верейского горизонта. Результаты ИПТ подтвердили РИГИС по наличию коллекторов и насыщению.

Далее, по данным САС-90 и Электрического имиджера, в подольском горизонте были выделены зоны развития трещиноватости с наличием частично-открытых проводящих трещин. Данный горизонт для недропользователя не являлся перспективным и интереса не представлял, тем более что пластов-коллекторов порово-кавернового типа стандартным комплексом ГИС выявлено не было, пористость пород составляла от 1% до 4% (рис. 6). Но все-таки заказчиком было принято решение провести ИПТ в указанных интервалах. По результатам ИПТ в карбонатных отложениях подольского горизонта, с наиболее выраженной трещиноватостью, был получен приток нефти с водой дебитом ~144 м^3/сут при средней депрессии ~42 атм.

Таким образом, применение сканирующих методов, в качестве дополнения к стандартному комплексу ГИС при бурении скважин, позволяет выделять коллектора в карбонатных отложениях, обладающих низкими емкостными, но высокими фильтрационными свойствами, уточнять геологическое строение залежей.

Рассмотренные технологические решения, реализованные АО «НПФ Геофизика»обеспечивают недропользователя необходимой информацией для подбора наиболее оптимальной схемы разработки залежей, повышения коэффициента извлечения нефти, количественная оценка трещиноватости горных пород в свою очередь может использоваться в создании трехмерных геологических моделей, а также при построении общей гидродинамической модели месторождения.

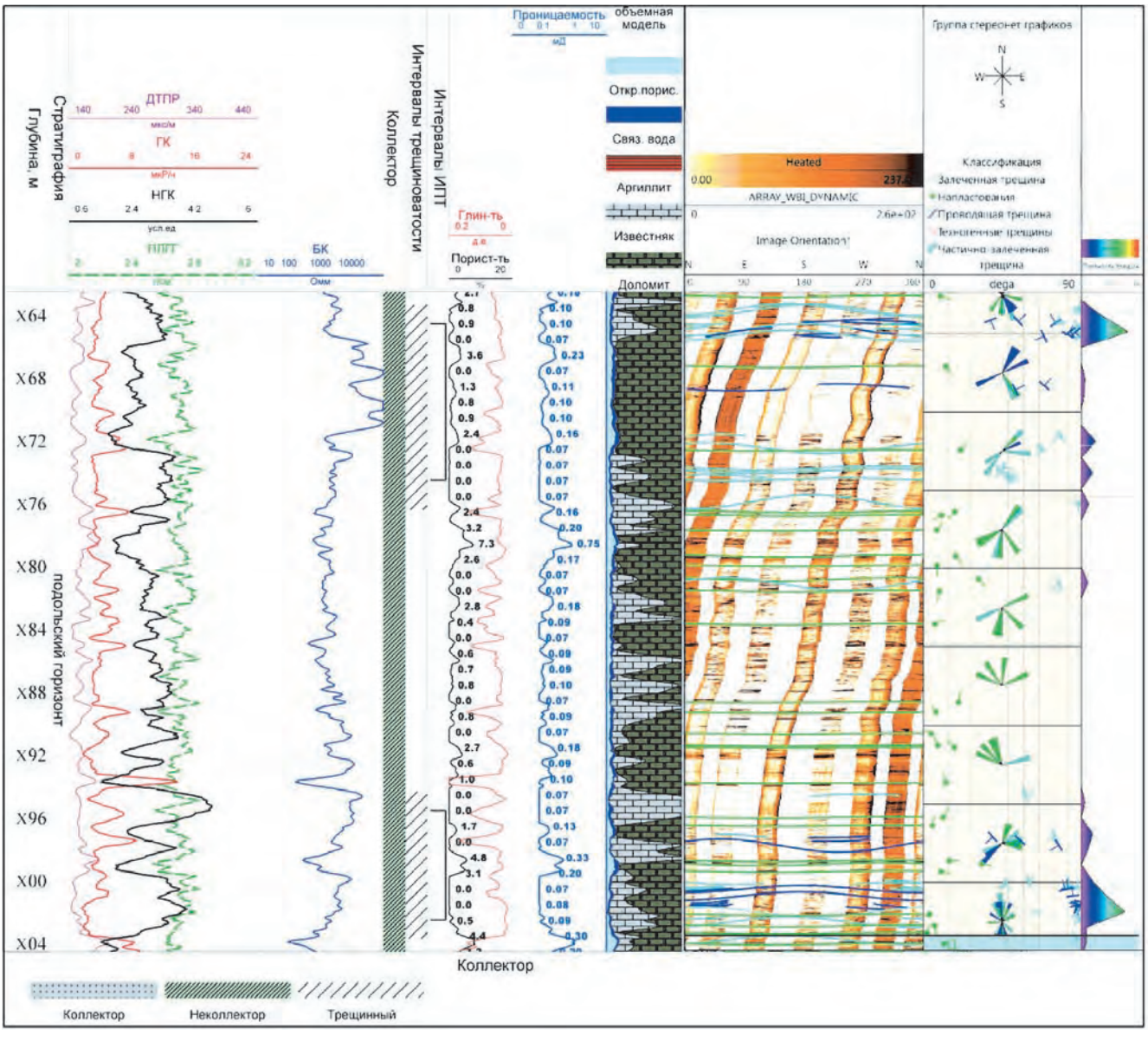


Рис. 6. Результаты интерпретации данных ГИС.

Литература

1. *Горохов В.М., Попов А.А., Щербак А.С.* Возможности применения скважинного акустического сканера САС-90 для геофизических исследований скважин: НТВ «Каротажник», Тверь: Изд-во «АИС» 2015. – Вып. 257. – С. 60–71.

2. *Вершинин А. Г., Вершинин С.А., Добрынин С.В.* Разработка современной аппаратуры волнового кросс-дипольного акустического каротажа с применением компьютерного моделирования. Технологии сейсморазведки. – 2013. – № 1. – С. 87–95.

ИННОВАЦИОННЫЕ БАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, СОЗДАННЫЕ ДЛЯ ТЭК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Ш. Муфазалов

ООО НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский. tng41@inbox.ru

В докладе освещаются энергосберегающие технологии на волновых принципах, созданные для решения технологических и экологических проблем в процессе бурения глубоких скважин и горизонтального вскрытия продуктивного пласта, освоения пластов СВН и природных битумов, интенсификации притока, цементирования скважин и ремонтно-изоляционных работ, а также экологически чистые высокопроизводительные технологии нефтехимического производства. Излагаются технологии, созданные для ТЭК в рамках реализации ***Государственных программ РТ «Концепция государственной экологической безопасности в РТ до 2020 гг.» и «Концепция освоения ресурсов трудноизвлекаемых запасов и природных битумов до 2020 гг.»*** *Приводятся результаты промышленного применения инновационных технологий.*

Высокоэффективные современные технологии, созданные на базе новейших изобретений и научных открытий и обеспечивающие экологическую безопасность являются основой научно-технического прогресса. В последние годы поиски новых энергосберегающих технологий привели к нетрадиционным методам решений экологических и технологических проблем в нефтегазохимическом комплексе.

На базе теоретических и экспериментальных исследований в области гидродинамики и нелинейной гидроакустики, проведенных в ИМАШ им. А.А. Благонравова РАН и НПФ «Тимурнефтегаз» удалось установить целый ряд принципиально новых эффектов и явлений, которые заключаются в том, что при малых энергозатратах происходит преобразование энергии гидроакустических волн в энергию других форм физико-химических процессов. К таковым относятся многократное увеличение скоростей движения жидкостей и газов в капиллярах и пористых средах, управляемая гидроакустическая турбулизация гетерогенных систем, радикальное перераспределение гидродинамического и гидростатического давлений, интенсификация тепломассообменных процессов, эмульгирование и гомогенизация на основе гидроакустической кавитации, снижение межфазных связей и сил поверхностного натяжения, саморегулируемость и самонастройка нелинейных гидроакустических волн к работающей системе.

На основе этих эффектов и явлений разработаны и созданы базовые высокоэффективные технологии, не имеющие аналогов в мировой практике, для решения следующих проблем ТЭК:

– решение технологических и экологических проблем в процессе проводки горизонтальных скважин и повышение технико-экономических показателей бурения (2,0–2,5 раза);

– сокращение сроков освоения новых скважин с высоковязкими нефтями и увеличение их дебита;

– повышение качества цементирования обсадных колонн и других ремонтно-изоляционных работ;

– повышение нефтегазоотдачи пласта путем комплексного воздействия с другими методами МУН;

– повышение дебита добывающих скважин в последней стадии эксплуатации месторождения (2.0–3,0 раза);

– повышение приемистости нагнетательных скважин;

– интенсификация различных химико-технологических процессов в нефтехимической промышленности.

Проблемой номер один для всех нефтедобывающих регионов мира является сохранение потенциальной продуктивности пласта в процессе его вскрытия бурением.

Для решения этой проблемы в научно-производственной фирме «Тимурнефтегаз» разработана гидроакустическая техника и технология [1]. Хорошие результаты с использованием данной технологии получены в ОАО «Татнефтепром», где пробурено более 100 скважин (рис. 1).

Рис.1. Результаты бурения с использованием гидроакустической технологии (по данным ОАО «Татнефтепром»).

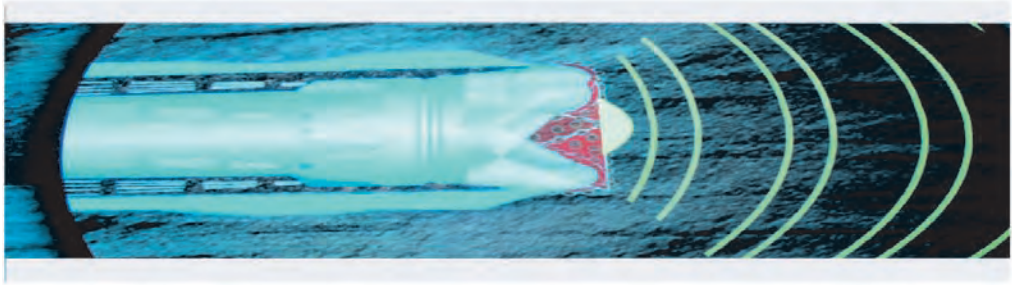


Рис.2. Реактивно-акустический модуль в горизонтальной скважине.

Для бурения и первичного вскрытия продуктивного пласта горизонтальных скважин, в т.ч. для добычи природных битумов, разработана высокоэффективная реактивно-акустическая технология (РАТ) [2] и создана надежная техника, не имеющая аналогов в мировой практике.

Данная технология с успехом прошла промышленные испытания в различных регионах России и за рубежом (см. рис. 3).

Разработана технология и техника гидроакустического цементирования и РИР в скважинах [3]. Некачественное цементирование является главной причиной разрушения подземной экологии, приводящее к межпластовым перетокам.

Рис.3. Сравнительная диаграмма бурения традиционной и реактивно-акустической технологиями.

Известно, что цементное кольцо в межтрубном пространстве разрушается: причины – плохое качество цемента, низкая дисперсность, низкая прочность, неравномерность цементного кольца, недоподъем до устья, плохая цепляемость со стенкой скважины и колонной, разный коэффициент температурного и линейного расширения, образование трещин при перфорации и вибрации от скважинного оборудования, сейсмические волны, коррозия цемента с годами и его разрушение. Все это приводит к межпластовым перетокам, смешению и загрязнению питьевых пропластков.

Созданы скважинные гидроакустические насосы для освоения скважины с высоковязкими нефтями и специальная гидроакустическая техника для интенсификации притока без применения кислотосодержащих и других реагентов [3].

Восстановление продуктивности пласта осуществляется с помощью гидроакустической техники и технологии путем генерирования в призабойной зоне гидроакустических волн и поддержания волнового режима. Технология сопровождается мощным направленным фильтрационным потоком пластовой жидкости, что восстанавливает коллекторские свойства пласта, подключает новые, не работавшие ранее пропластки, застойные зоны подошвы и кровли пласта, что в конечном счете приводит к повышению нефтеизвлечения пластов.

Результаты гидроакустического воздействия на призабойную зону малодебитных скважин в условиях Канады, Пермской области и Татарстана показали, что дебит нефти увеличивается в 1,5–2,5 раза. Данная технология обладает высокой эффективностьб при малой себестоимости (см. рис.4).

Рис.4. Результаты воздействия на пласт гидроакустической технологией (по данным ОАО «Татнефтепром»).

Гидроакустическая технология может интенсифицировать в десятки и более раз тепломассообменные процессы и химические реакций. В связи с этим данная технология в будущем может быть с большим успехом использована для значительного повышения эффективности применения химико-биологических, физических и других методов увеличения нефтеотдачи пластов.

На скважинах ОАО «Татнефтепром» проводились промышленные испытания гидроакустической технологии в комплексе с другими методами воздействия на пласт. По скважинам, обработанным комплексным методом, успеш-

ность составляет 100%, а суммарный эффект превышает сумму эффектов от применения отдельных технологий.

Средняя продолжительность эффекта составляет 305 суток. Технико-экономическими расчетами установлено, что технология проведения интенсификации притока с использованием гидроакустического метода является экономически рентабельной.

Разработан, создан и проходит промысловое испытание плунжерный насос для добычи высоковязких и песчаных нефтей, в т.ч. для горизонтальных скважин [4]. Срок его службы составляет до 2000 суток, т.е. в 3–4 раза больше по сравнению с традиционными плунжерными насосами.

Разработан и создан целый комплекс гидроакустической техники и технологии для решения технологических задач в нефтехимическом комплексе для повышения производительности различных химико-технологических установок [5, 6], особенно в области нефтехимии и нефтепереработки; акустические волновые форсунки для повышения полноты сгорания и снижения окислов азота и углерода при сжигании газообразных, жидких и многофазных нефтепродуктов; повышение качества продукции и производительности установок для производства технического углерода; повышение производительности установок для выпуска высококачественного битума; приготовление растворов и микстур; гидроакустические вакуум-насосы, дозаторы, гомогенизаторы для различных технологических процессов.

На Уруссинском химическом заводе построен и запущен в эксплуатацию высокопроизводительный гидроакустический реактор для диспергирования и растворения сыпучих компонентов, а также две промышленные установки для смешивания жидких композиций и получения различных эмульсий, деэмульгаторов и ингибиторов коррозий. Эти установки по производительности в 8–10 раз превосходят (см. рис.5) существующие и полностью исключают испарение и выбросы вредных компонентов в атмосферу.

Создана акустическая форсунка, исключающая выбросы окислов (оксидов) углерода, азота, серы как кислотобразующих, тепличных и азоноразрушающих газов [3, 5, 6]. Такая форсунка в сравнении с обычной при одинаковой тепловой мощности дает до 35% экономии топлива.

Гидроакустическая техника и технология по своей простоте использования, надежности, эффективности и многофункциональности назначения является уникальной, не имеющей аналогов в мировой практике. На основе гидроакустической технологии создан целый ряд устройств, реализующих эту технологию в нефтедобывающей, нефтехимической и других отраслях промышленности и существенно превосходящих по основным показателям результаты традиционных технологий. Разработки защищены патентами Российской Федерации, ведущих стран Европы, США, Канады, Японии.

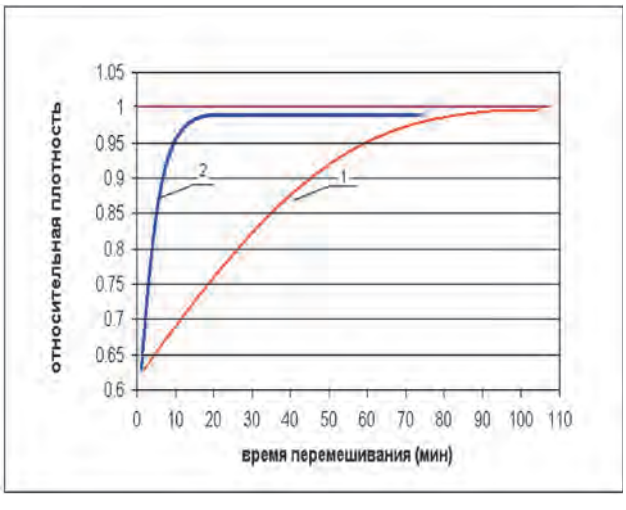


Рис.5. График зависимости относительной плотности смеси от времени перемешивания.
1 – при использовании традиционной технологии;
2 – при использовании гидроакустической технологии.

Следует отметить, что гидроакустическая технология, применяемая в различных технологических процессах, является исключительно экологически чистой и физиологически безопасной, что очень важно для широкого использования в нефтегазохимическом комплексе.

Экологическая проблема – проблема комплексная, которая вносит и сопровождает свой огромный негативный вклад на всех этапах создания, обеспечения и реализации технологического процесса: начиная от проектирования и завершая его списанием:

– в стадии проектирования технологий экологические нарушения ***закладываются*** *в виде допущенных ошибок проектирования;*

– в стадии создания и строительства технологических линий и процессов экологические ошибки проектирования ***обеспечиваются*** *в готовых технологиях;*

– в стадии эксплуатации месторождений (технологических линий) экологические ошибки ***реализуются*** *в виде огромных невозобновляемых затрат на эксплуатацию месторождений (технологических процессов) с необратимыми нарушениями параметров природы и на восстановление разрушенной биосферы, акваторий и аэрогидроэкологии.*

Заключение

Для решения технологических и экологических проблем в ТЭК и нефтегазохимическом комплексе созданы высокоэффективные, обеспечивающие экологическую безопасность производства многофункциональные технологии и надежная техника для реализации этих технологий.

Литература

1. *Муфазалов Р.Ш., Муслимов Р.Х., Климова Л.Р. и др.* Гидроакустическая техника и технология для бурения и вскрытия продуктивного горизонта. – Казань: Изд-во «Дом печати», 2005. – 184 с. илл.

2. *Муфазалов Р.Ш.* Реактивно-акустическая технология бурения глубоких горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С.28–30.

3. *Муфазалов Р.Ш., Климова Л.Р.* Инновационные технологии для решения экологических и технологических проблем в нефтегазохимическом комплексе // Химическая техника. – 2010. – № 6. – С10–14.

4. *Муфазалов Р.Ш.* Насос Тима – штанговый насос для добычи высоковязкой песчаной нефти (варианты). Пат. РФ № 2530976. Бюл., № 14.

5. *Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., и др.* Акустическая технология в нефтехимической промышленности. – Казань: Изд-во «Дом печати». – 2001. – 152 с. илл.

6. *Муфазалов Р.Ш., Арсланов И.Г., Гимаев Р.Н., и др.* Совершенствование производства технического углерода с использованием акустической технологии. – Уфа: Изд-во БашГУ, 1999. – 136 с.

ЕМ-ТЕХНОЛОГИЯ ОБЪЕМНОЙ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ РЕКОНСТРУКЦИИ СРЕДЫ С ОЦЕНКОЙ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ УВ КОЛЛЕКТОРОВ

Е.В. Крупнов

ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск, krupnov@sibgeotech.ru

Современное представление о применении электромагнитной разведки для прогноза коллекторов в сложных геоэлектрических условиях базируется на всестороннем учете влияния вмещающей среды. Такой подход позволяет решать проблемы влияния траппов, очаговой мерзлоты, блокового строения вмещающей среды и влияния других геологических и техногенных неоднородностей перекрывающих целевые объекты. Кроме того при данном подходе становится возможным определение структурных и электрофизических особенностей литологических разностей осадочного чехла нефтегазовых районов, их суммарной проводимости и удельного сопротивлении, локализация высокопроницаемых пластов-коллекторов, определение типа флюидонасыщения, в том числе в геологических средах с существенно неоднородной ВЧР, а также в относительно однородных разрезах, когда пласт-коллектор имеет слабовыраженное проявление в суммарном электромагнитном отклике на поверхности земли.

Результатом использованной технологии, описанной в данной работе, является способ определения структурных и электрофизических особенностей литологических разностей осадочного чехла нефтегазовых районов, их суммарной проводимости и удельного сопротивлении, локализация высокопроницаемых пластов-коллекторов, определение типа флюидонасыщения, в том числе в геологических средах с существенно неоднородной ВЧР, а также в относительно однородных разрезах, когда пласт-коллектор имеет слабовыраженное проявление в суммарном электромагнитном отклике на поверхности земли. [1] (Патент РФ №2540216).

В ЗАО «***Аэрогеофизическая разведка»*** разработана методика определения продольной проводимости $S_п$ целевого пласта-коллектора, а также геометрии его осевой поверхности, равноудаленная от границ пласта по нормали.

Методика основана на учете вмещающей и перекрывающей неоднородной среды, что позволяет обеспечивать высокую точность определения этих параметров. Определение положения осевой поверхности пласта базируется на том, что в электромагнитных методах с достаточно высокой точностью определяется положение однородной проводящей пленки в непроводящей, вмещающей среде или в среде, где большая часть суммарной продольной проводимости сосредоточена в относительно тонком пласте. Эквивалентность по своему отклику, удаленной от источника тонкой проводящей пленки, отклику от целевого пласта-коллектора, при учете реальной структуры и проводимости геоэлектрической среды, дает возможность в результате математического моделирования поместить проводящую пленку внутрь пласта-коллектора. При этом продольная проводимость пленки будет точно совпадать с продольной проводимостью реального пласта-коллектора. В некоторых частных случаях возможно восстановить и толщину пласта.

В общем случае, когда толщина пласта гораздо меньше его глубины залегания, восстановить геометрию пласта-коллектора невозможно, то есть невозможно восстановить по наземным измерениям расстояние до его верхней и нижней кромок. Однако возможно контролировать положение пленки внутри пласта и ее суммарную продольную проводимость, оцененную в пределах области циркуляции вторично индуцированных токов внутри этого пласта. При этом связь глубины залегания пленки h_c (x, y, z) в каждой точке с параметрами реального пласта может быть выражена следующей зависимостью:

$$h_c(x,y,z) = \frac{\int_{h_1}^{h_2} z\rho(x,y,z)dz}{\int_{h_1}^{h_2} \rho(x,y,z)dz},$$

где h_1, h_2 – глубины залегания нижней и верхней границ пласта,

ρ (x, y, z) – распределение удельного сопротивления внутри пласта по фактически полученным данным электромагнитных зондирований.

В случае однородного пласта и учета особенностей строения вмещающей среды эта зависимость точно дает положение его середины (центра). После введения в систему обработки по данным сейсморазведки или другим априорным данным мощности $\boldsymbol{h_п}$ пласта-коллектора возможно перейти от суммарной подольной проводимости ***S*** к удельному сопротивления $\boldsymbol{\rho_п}$, которое и является метой оценки типа флюидонасыщения. Дополнительным фактором для выделения зон с повышенными коллекторскими свойствами, перспективных на наличие углеводородов, является сопоставление изменений удельного сопротивления $\rho_п$ и пластовой скорости $v_п$ внутри пласта.

Дело в том, что сопротивление $\rho_п$ пласта, как следует из формулы Арчи, может изменяться как при изменении свойств флюида, так и при изменении пористости. При этом известно, что при изменении только пористости скорость $v_п$ и относительное удельное сопротивление $\rho_п$ тесно связаны (коэффициент корреляции выше 65%). В то же время при изменении свойств флюида (вода заменяется углеводородами) сопротивление $\rho_п$ существенно растет, а скорость $v_п$ не меняется или даже убывает (Парохоменко З.И. Электрические свойства горных пород. М.: Наука, 1965, 164 с.). Такое поведение указанных параметров дает возможность рассматривать их асинхронное изменение как дополнительный поисковый признак и позволяет более целенаправленно подойти к выбору участка пласта-коллектора, перспективного на наличие углеводородов.

В случае отсутствия априорных или других данных о толщине пласта для уточнения параметров пласта (мощности $h_п$ и пластовой скорости $v_п$) на исследуемой территории осуществляют дополнительные геофизические исследования, преимущественно сейсморазведочные работы. При этом параметризацию сейсмических данных осуществляют по высокоточным данным о глубине осевой поверхности проводящего горизонта, полученным в результате 3D интерпретации результатов электромагнитных измерений [2, 3].

Предложенная технологии основана на следующих петрофизических предпосылках:

– пласт-коллектор можно представить в виде сочетания трех фаз: кристаллического скелета, пластовой воды и углеводородных флюидов, насыщающих трещинно-поровое пространство. Значительный возраст средне-нижнекембрийских осадков, а также высокая степень уплотнения кристаллической матрицы карбонатных и терригенных пород приводит к весьма высокому сопротивлению твердой фазы, которое превышает первые тысячи Ом·м. Сопротивление солей в твердом виде очень велико – 50–70 тыс. Ом·м. Углеводородные флюиды также являются практически непроводящими. Таким образом, основной вклад в формирование проводимости разреза вносят водные растворы.

– если пласт-коллектор выдержан по мощности, а его сопротивление существенно меняется по профилю, то это свидетельствует либо об изменении типа флюидонасыщения, либо о литологическом замещении пород, которое обусловливает изменение параметра пористости пласта-коллектора. Резкое изменение сопротивления пласта-коллектора в пределах ограниченного участка профиля, как правило, связано со сменой типа флюида.

На рис.1 показаны результаты первичной интерпретации данных электроразведки на участке геофизических работ в Восточной Сибири. Целевой горизонт (нижний график) отображается в виде тонкой неоднородной по латерали поверхности 1 с устойчиво фиксируемыми продольной проводимостью и глубиной залегания. На разрез вынесены также границы 2, 3 пласта, определенные по данным МОГТ, при этом глубинная привязка скоростного разреза осуществлялась по электроразведочным данным. Верхний график на рис.1 иллюстрирует изменение продольной проводимости S указанного целевого горизонта.

На рис. 2 дан геоэлектрический разрез, представленный на рис. 1, уточненный по данным МОГТ. Для уточнения мощности целевого горизонта использовались данные сейсморазведки МОГТ. Из рис. 2 видна кусочно-неоднородная структура удельного сопротивления целевого горизонта, для определения которого использовалось положение границ 2, 3. Эта структура служит основой для расчленения горизонта на зоны с различной флюидонасыщенностью. На верхнем графике рис.2 показаны также изменения удельной продольной проводимости ***S*** пласта.

Предложенная технология решает задачи по определению объемного распределения удельного электрического сопротивления пласта-коллектора углеводородов, а также изменений сопротивления пласта в зависимости от времени вследствие изменения его флюидонасыщения или изменения его литологических характеристик. Такие изменения могут происходить, в частности, за счет извлечения или нагнетания флюидов при добыче углеводородов.

Оценка нефтенасыщения пласта-коллектора для латерально выдержанных коллекторов можно дать с использованием корреляционных зависимостей, полученных по представительным петрофизическим измерениям, следующим образом.

По полученным значениям удельного сопротивления $\rho_п$ пласта-коллектора законтурной части профиля определяют пористость пласта-коллектора с помощью известного уравнения Арчи, связывающего удельное сопротивление пласта $\rho_п$ с коэффициентом пористости $к_п$.

$$\rho_п / \rho_{фл} = ак_п^{-b},$$

где $\rho_п$ – удельное сопротивление пласта-коллектора, $\rho_{фл}$ – удельное сопротивление законтурных водных растворов;

a и b – константы формулы Арчи.

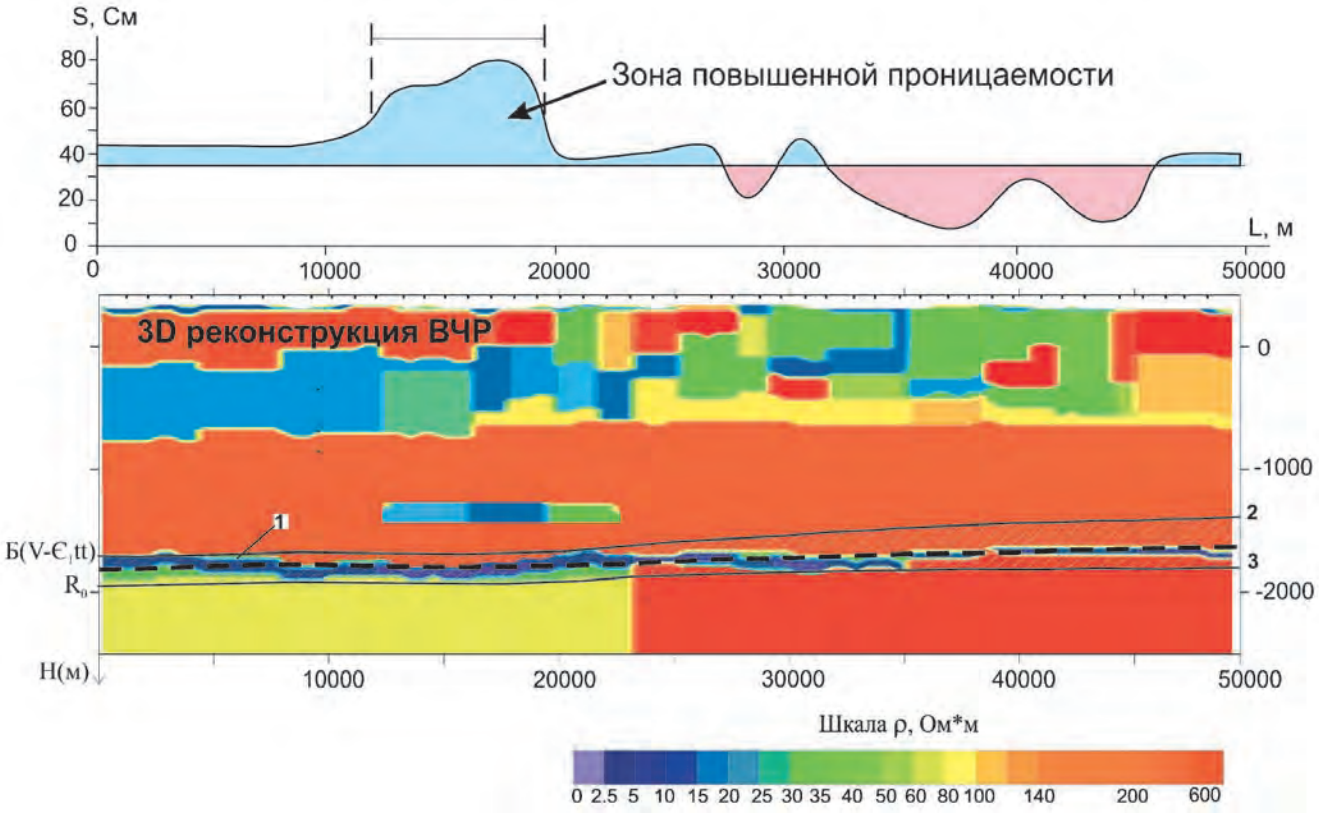


Рис. 1. Результаты первичной интерпретации данных электроразведки на участке геофизических работ в Восточной Сибири.

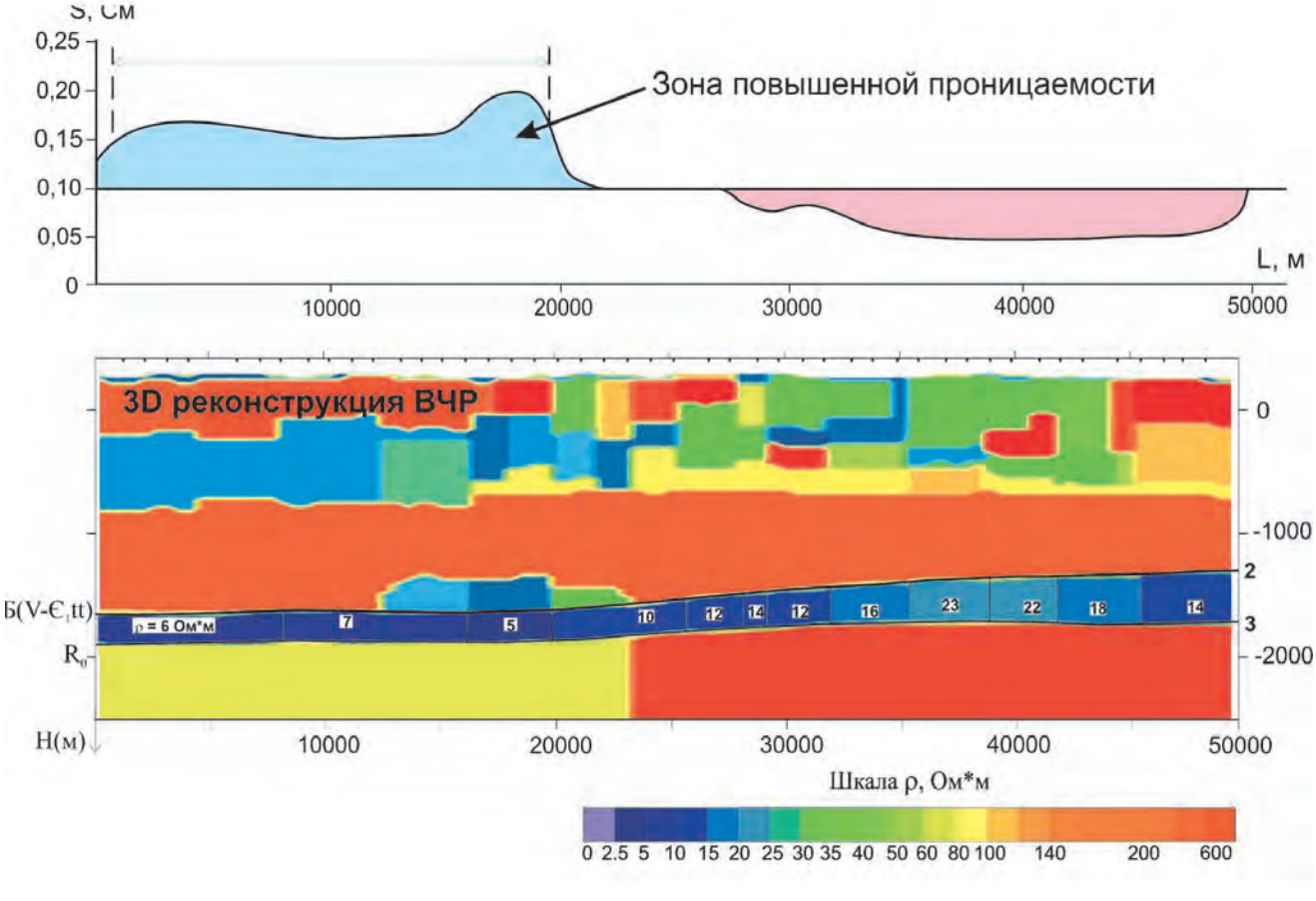


Рис. 2. Результаты интерпретации данных электроразведки на участке геофизических работ в Восточной Сибири, уточненных сейсморазведкой МОГТ.

Сопротивление $\rho_{фл}$ пластовых вод легко рассчитывается по известным зависимостям из значений минерализации и температуры. Минерализация пластовых вод карбонатно-галогенного комплекса соответствует насыщенным растворам (400-600 г/л), температура определяется для глубины залегания коллектора в соответствии с существующим температурным градиентом. Например, для средних глубин интервала парфеновского горизонта удельное сопротивление $\rho_{фл}$ пластовых вод составит примерно 0.025 Ом·м.

Для получения констант a и b формулы Арчи используются петрофизические данные. В частности, по данным К.С. Турицына для выборки по четырем площадям юга Сибирской платформы – Ковыктинского газоконденсатного месторождения, Атовской, Тутурской и Знаменской площадей, в диапазоне больших значений пористости справедливы следующие значения: a=1.18; b=2.2.

Таким образом, предложенный способ позволяет на основе комбинированных электромагнитных зондирований, данных МОГТ и/или других априорных сведений проводить реконструкцию нефтегазовых резервуаров, определять тип флюидонасыщения и давать оценку емкостных параметров коллектора. Составными частями технологии являются технология многоразносных зондирований от контролируемого источника М-ЗСБ (при необходимости с дополнительной электроразведкой МТЗ), реконструкция пространственно-временного распределения становления поля, измеренного на дневной поверхности, в объемное кусочно-однородное распределение проводимости геологической среды с использованием 3D-моделирования, определение геометрических параметров и типа флюидонасыщения пласта-коллектора по данным сейсморазведки, результатам петрофизических измерений или статистическим данным.

Литература

1. Патент РФ №2540216 Способ прогноза емкостных параметров и типа флюидонасыщения коллекторов, МПК G01V11/00 / *Тригубович Г.М., Филатов В.В., Багаева Т.Н., Яковлев А.Г., Яковлев Д.В., Агафонов Ю.А., Шарлов М.В.*/ Федеральное государственное Унитарное предприятие «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (RU), Общество с ограниченной ответственностью «Северо-Запад» (RU), Общество с ограниченной ответственность Геофизическое предприятие «Сибгеотех» (RU), Агафонов Юрий Александрович (RU), Шарлов Максим Валерьевич (RU); заявлено 09.08.2013; опубл.10.02.2015.

2. *Тригубович Г.М., Персова М.Г., Соловейчик Ю.Г.* «3D-электроразведка становлением поля» – Новосибирск: Наука, 2009. – 214 с.

3. *Kamenetsky, F.M., Stettler E.H., Trigubovich G.M.* 2010. Transient Geo-Electromagnetics, L-M University of Munich, Germany, p. 306.

ПРИМЕНЕНИЕ НЕСТАНДАРТНЫХ ПОДХОДОВ В ОБЛАСТИ ГРП НА ОБЪЕКТЕ $АВ_{1-3}$ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ И ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДЫ

Ф.С. Салимов[1], А.В. Бухаров[2], А.В. Родионов[2], Д.А. Астафьев[2]

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым, Farid.Salimov@lukoil.com

[2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. г. Тюмень

В работе речь пойдет о характерных проблемах, связанных с подготовкой и производством ГРП в скважинах объекта АВ1-3 Ватьеганского месторождения и путях совершенствования технологических подходов данного вида ГТМ, направленного на увеличение КИН.

Объект АВ1-3 является основным на Ватьеганском месторождении, в его составе выделяется два продуктивных пласта АВ1-2 и АВ3. Размер залежи составляет 40х30 км. На его долю приходится 64% геологических и 67% извлекаемых запасов промышленных категорий, 49% текущей и 74% накопленной добычи нефти месторождения. Текущий КИН по объекту 0,247 д.ед, отбор от НИЗ 70%, текущие извлекаемые запасы нефти составляют 66 млн т. Средняя обводненность добывающих скважин составляет 94,4%.

В данных условиях актуальной становится проблема достижения утвержденного КИН при высокой текущей обводненности.

Пласт АВ1-2 характеризуется резкой изменчивостью литологического состава и, как следствие, невыдержанностью эффективных толщин по площади и разрезу. В центральной части залежи в субширотном направлении распространяются монолитные песчаники с высокой проницаемостью до 465 мД, приуроченные к русловой части. Межрусловые отложения, а также кровельная часть объекта (морские мелководные песчаники) характеризуются более низкой проницаемостью. Пласт АВ3 расположен непосредственно под пластом АВ1-2 и отделяется от него глинистым пропластком, а на отдельных участках сливается с ним. В целом для объекта АВ1-3 свойственны следующие геологические осложнения (рис.1):

– высокая контактность;
– низкая эффективная нефтенасыщенная толщина;
– высокая макронеоднородность;
– низкая проницаемость;

– локальные прогибы.

Особенности геологического строения пласта часто накладывают ограничения для применения стандартныхподходов ГРП. Большинство скважин-кандидатов имеют в разрезе подстилающие водоносные пласты в условиях наличия малых мощностей глинистых перемычек. Кроме того, во многих скважинах выявляются факты негерметичности эксплуатационной колонны и заколонные циркуляции, что требует проведения дополнительных предварительных мероприятий.

Наличие высокообводненного фонда скважин, расположенного в зонах непосредственной близости нагнетательного фонда, а также в зонах стягивания приводит к тому, что большинство скважин не соответствует критериям, отображенным в регламенте выбора скважин для проведения гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»:

– конструкция скважины должна соответствовать требованиям к проведению ГРП, техническим и технологическим возможностям для применяемого оборудования;

– пластовое давление по скважине не должно быть ниже, чем на 30% от начального пластового давления по залежи (кроме нагнетательных скважин, планируемых для проведения ГРП);

– текущая и накопленная обводненность продукции скважины-кандидата не должна превышать 50%;

– толщина экрана (глинистой перемычки), отделяющего рассматриваемый для проведения ГРП объект от водонасыщенного, должна быть не менее 10 м;

– эффективная нефтенасыщенная толщина пласта в рассматриваемой скважине должна составлять по пластам не менее 4 м;

– выработка запасов по участку (блоку, элементу разработки) должна составлять не более 70%;

– расстояние до ближайшей нагнетательной скважины должно составлять не менее 300 м;

– расстояние до ближайшей добывающей скважины должно составлять не менее 150 м;

– первоначальная нефтенасыщенность по пласту должна быть не менее 45%.

Применение метода гидроразрыва пласта на Ватьеганском месторождении начато в 1994 г. По состоянию на 01.01.2016 в добычу после ГРП запущено 314 скважин, при этом фонд добывающих скважин составляет 1914 ед., из них действующих – 1133 ед. Охват фонда методом ГРП составляет 16,5%. В последние годы наблюдается значительное увеличение количества операций ГРП, так в 2013 г. проведено 14 обработок, в 2014 г. – 55, в 2015 г. – 45 обработок.

Несоответствие потенциальных скважин одному или нескольким критериям ставит специалистов перед

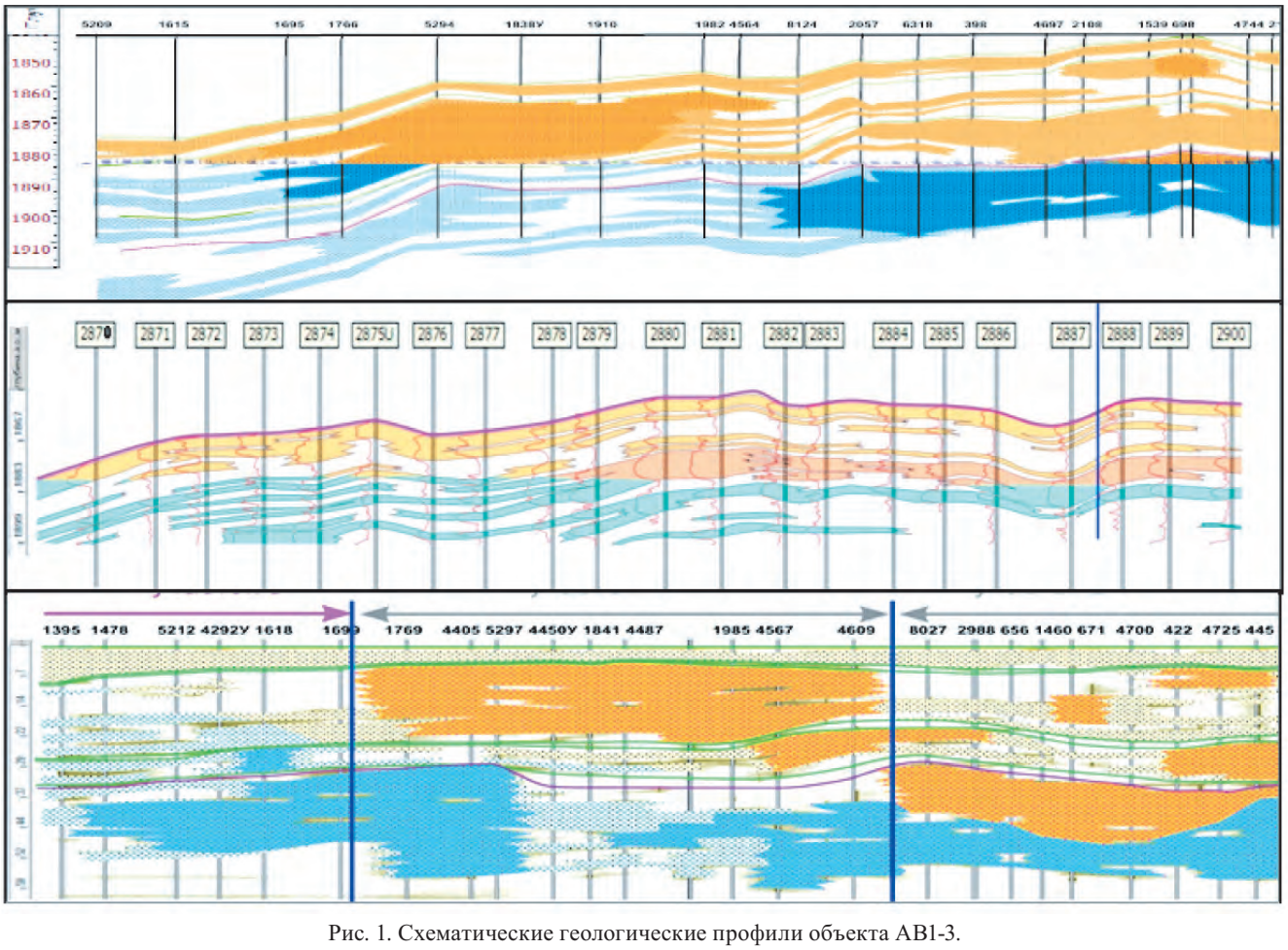


Рис. 1. Схематические геологические профили объекта АВ1-3.

выбором: отказаться от проведения ГРП или пренебречь рисками, выполнить мероприятие и достичь максимально возможного эффекта от воздействия. Для снижения спектра возможных рисков в последние годы ведется активный поиск технологий и технологических подходов, направленных на решение определенных специфических задач.

В условиях тонких глинистых перемычек, отделяющих нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной или обводненной, для интенсификации добычи нефти существует необходимость применения технологий ГРП, нацеленных на контроль роста трещины по высоте. Это достигается за счет снижения вязкости применяемых жидкостей разрыва (линейный гель, жидкости на основе ПАВ или нефтяных компонентов) или создания механических барьеров закачкой специальных проппантов.

На Ватьеганском месторождении линейный гель (жидкость на основе воды, загущенной полимером с отсутствием перекрестных связей, обладающая низкой вязкостью и с температурой не более 80^{0}С) используется в следующих вариациях:

– комбинированная подушка (последовательная подача линейного и сшитого геля);

– линейная подушка (максимальная концентрация проппанта составляет 600–700 кг/м^3);

– линейный гель на протяжении всей операции (максимальная концентрация проппанта составляет не более 400 кг/м^3).

Таким образом, использование комбинированной подушки позволяет увеличивать концентрацию проппанта на последующей стадии работ.

В 2014–2015 гг. жидкость разрыва на основе ПАВ применена в 6 скважинах, начальный прирост дебита нефти составил 5,5 т/сут. В 7 скважинах проведены обработки по технологии с использованием линейного геля на всех стадиях закачки. Входной прирост по таким обработкам составил 4,6 т/сут. В 92% случаях линейный гель использовался также на буферной стадии. Однако применение технологий с ограничением развития трещины не в полной мере решают вопросов высокой обводненности.

Скважина № 2264 удовлетворяет основным критериям применимости, согласно условиям Регламента, за исключением показателя мощности глинистой перемычки (7 метров), в связи с чем было принято решение об использовании в качестве жидкости разрыва системы ZetaGel на бесполимерной основе. Концентрация проппанта на основной стадии ГРП составила 700 кг/м^3, что ненамного уступает обработкам с применением маловязкого сшитого геля (800–900 кг/м^3). Согласно данным редизайна и эксплуатационным характеристикам скважины после запуска можно сделать однозначный вывод о развитии трещины в целевом интервале (рис.2).

В условиях высокой расчлененности и неоднородности по проницаемости остается актуальным вопрос неравномерной выработки и вовлечения в работу ранее недренируемых запасов. В последние годы активно проводятся работы по поиску оптимальных способов селективного воздействия на целевой объект (пласт) при отсутствии или недостаточно выраженных глинистых перемычек между обводненными высокопроницаемыми пропластками и целевыми интервалами. Одним из таких способов является выполнение сопутствующих до ГРП ремонтно-изоляционных работ в интервалах с признаками опережающих темпов обводнения, с последующей интенсификацией методом ГРП на основе маловязких и линейных гелей (рис.3). Среди них необходимо выделить следующие:

– РИР спуском 102 мм эксплуатационной колонны;

– закачка тампонирующего состава без и с докреплением цементом;

– РИР с применением цемента в целевом интервале;

– установка цементных мостов, так называемых «селективные» ГРП.

На сегодняшний день на объекте АВ1-3 существует значительный потенциал для реализации технологий селективного ГРП в условиях близко расположенных обводненных и водонасыщенных пластов.

Всего за период 2014–2015 гг. на объекте АВ1-3 проведено 100 операций ГРП, в т.ч. по действующему фонду –

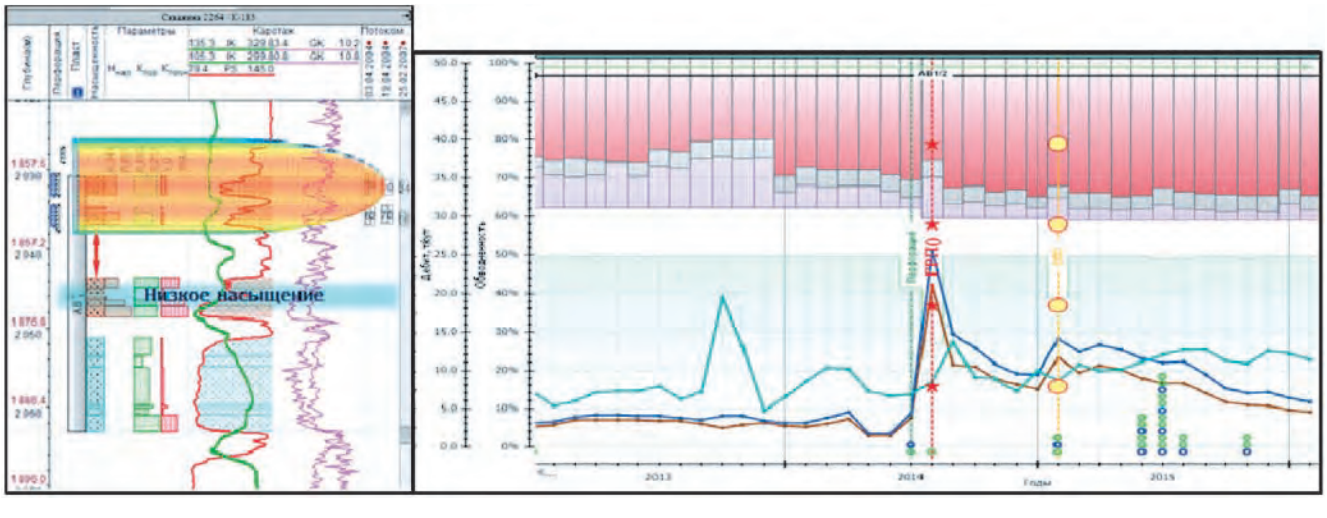


Рис. 2. Результат проведения с ГРП с использованием жидкости на основе ПАВ на скважине № 2264 Ватьеганского месторождения.

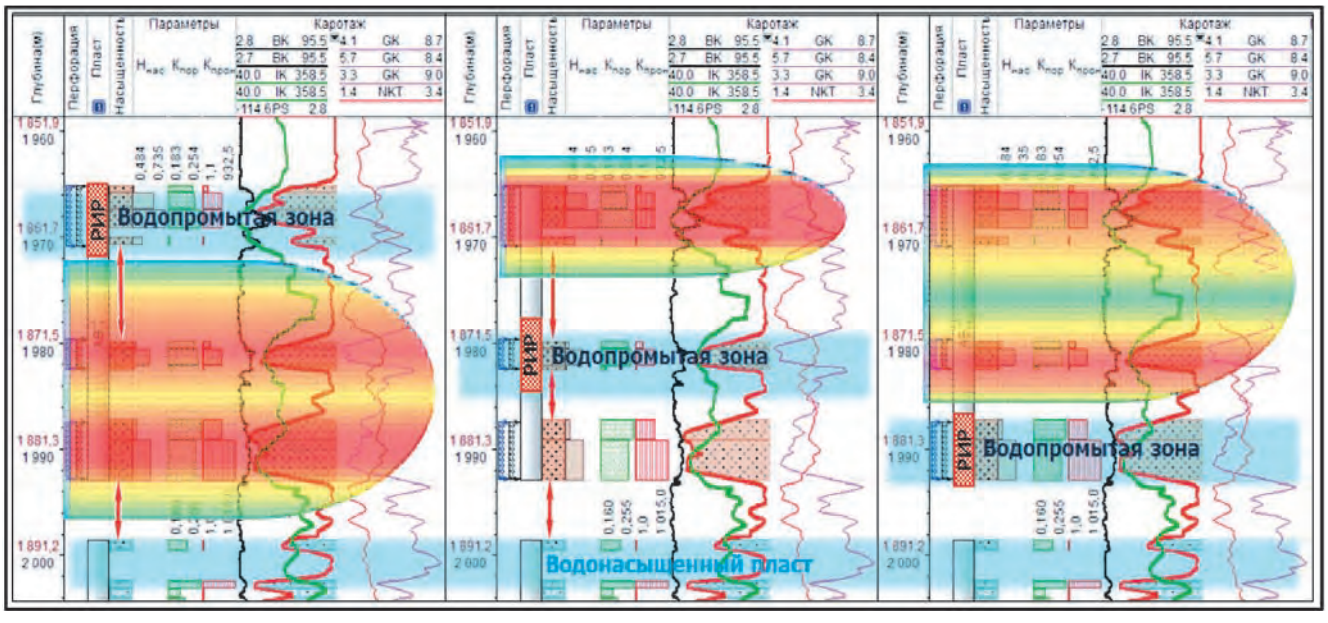


Рис. 3. Схема селективного воздействия ГРП в различных условиях.

58 обработок, по бездействующему – 42 ГРП. В целом начальные приросты по действующему фонду выше и составляют 5,2 т/сут против 4,2 т/сут по бездействующему. При этом результаты на бездействующих скважинах в целом стабильнее – удельные приросты по обеим категориям составляют 3,1 т/сут.

На рисунке 4 представлены средние показатели эффективности ГРП с разделением по типам ремонтов. Как видно, селективные ГРП в целом показывают лучшие результаты, чем стандартные обработки как по начальным, так и по удельным показателям.

На рисунке 5 представлен пример успешного проведения операции в скважине № 1488 Ватьеганского месторождения. На момент проведения ГРП перфорацией вскрыта кровельная часть пласта. До остановки скважина эксплуатировалась с обводненностью 90–99%. Предварительно проведен С/О-каротаж по нижней части разреза, показавший удовлетворительное текущее насыщение (чередование по пропласткам от 30 до 53%). Для снижения рисков получения высокообводненной продукции и инициации трещины в нижней части разреза перед ГРП выполнена изоляция цементом текущих интервалов перфорации.

В процессе проектирования дизайна учтены риски развития трещины в нижележащий водоносный АВ3 и вышележащую кровлю пласта АВ1-2. Так, на буферной стадии запланирована закачка линейного геля в объеме 58% от общего объема «подушки». Обработка выполнена без осложнений. Масса проппанта составила 10 т, загрузка гелланта – 3,0 кг/м^3, расход жидкости – 2,5 м^3/мин. По данным редизайна после ГРП прорыва трещины не произошло, что подтверждается данными ГИС № 87 после ГРП (100% притока с целевого интервала).

Начальный прирост дебита нефти составил 20,7 т/сут, удельный прирост (за 9 месяцев) – 7,5 т/сут. Высокая фактическая эффективность позволила провести на участке ряд других мероприятий, направленных на увеличение КИН: ГРП в скважине № 1346У, приобщение объекта АВ1-3 в скважине № 4229 и установка компоновки ОРЭ

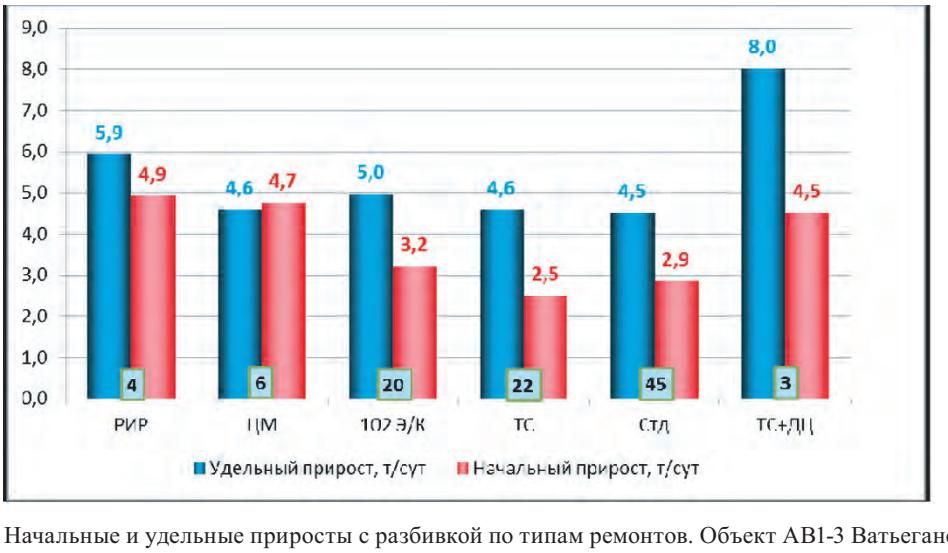


Рис. 4. Начальные и удельные приросты с разбивкой по типам ремонтов. Объект АВ1-3 Ватьеганского месторождения 2014–2015 гг.

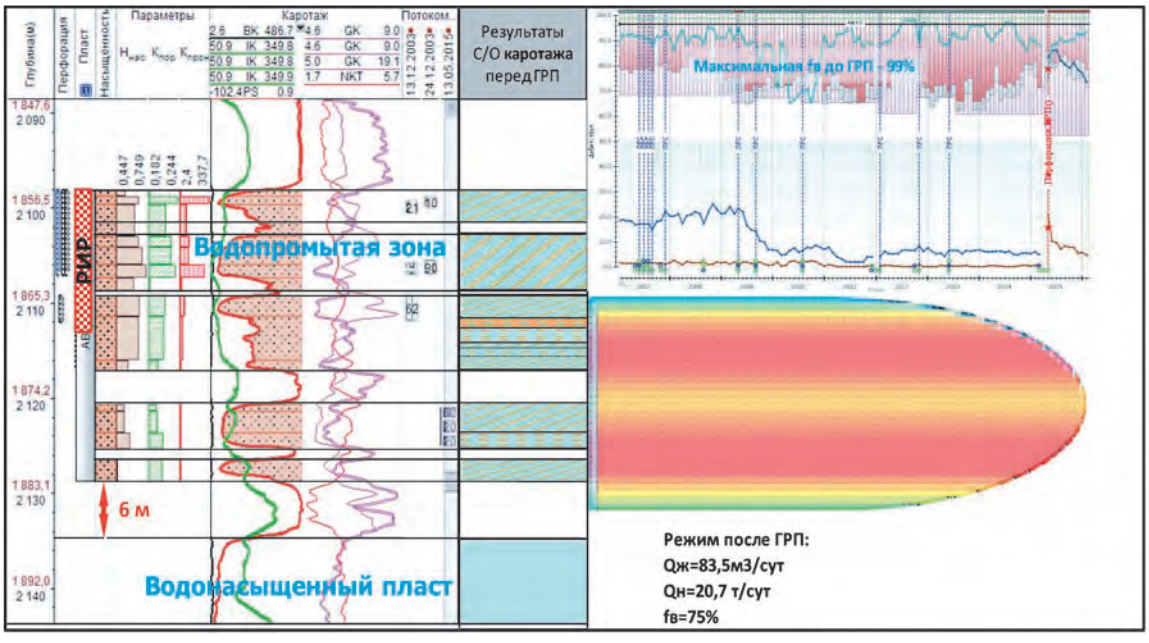


Рис.5. Пример успешного проведения селективного ГРП с использованием линейного геля на скважине № 1488 Ватьеганского месторождения.

(эксплуатация совместно с пластом БВ1), пробурен боковой ствол с горизонтальным окончанием № 1349Т. Все мероприятия эффективны, суммарный прирост составил 89,7 т/сут.

Однако селективные ГРП являются результатом многокомпонентного процесса, и часто, подвержены разного рода осложнениям, которые способны стать причиной низкого результата всей работы в целом.

Рассмотрим пример неуспешной операции. В скважине № 2595, перед проведением ГРП, 89% притока приходилось на водопромытую кровлю пласта. Для селективного воздействия на нижнюю часть разреза предварительно проведена отсыпка нижних интервалов и изоляция (РИР) обводненных кровельных пропластков цементом.

Согласно дизайну на буферной стадии запланировано использование линейного геля с пониженной концентрацией проппанта на основной стадии (до 700 кг/м^3). В процессе работы получен неконтролируемый рост давления (СТОП). Оперативно проведены исследования качества жидкости согласно которым выявлено несоответствие требованиям регламента контроля качества по чувствительности к сдвигу. После снижения динамических нагрузок время восстановления вязкости сшитого геля составило более 10 минут, что способствовало увеличенной фильтрации жидкости в пласт, ускоренной седиментации проппанта, преждевременной упаковке трещины и, как следствие, дальнейшему росту давления.

После проведения работ по восстановлению забоя была осуществлена повторная операция ГРП. Согласно данным мини-ГРП эффективность жидкости разрыва оказалась ниже показателей, полученных при первой обработке, что указывает на неконтролируемые утечки жидкости. Эффективность жидкости при осложненном ГРП составила 50%, при повторном – 41%, при этом опыт ГРП по целевой части пласта в районе показывает среднюю эффективность жидкости 70%. В связи с этим, для успешного производства ГРП, была увеличена загрузка гелланта (с 2,4 кг/м^3 до 3,0 кг/м^3), линейный гель на буферной стадии заменен на сшитый и ускорен темп закачки. Эффективность жидкости осталась на уровне 40%. Совокупность данных факторов в конечном счете привела к росту трещины по вертикали (рис.6).

Согласно профилю притока после ГРП наблюдается работа ранее изолированных интервалов пласта (рис. 7), дополнительные работы по изоляции не были проведены. После запуска эксплуатационные показатели составили: Qж=67,6 м^3/сут, Qн=1,9 т/сут, Fв=97%, в дальнейшем наблюдается рост обводненности до 99%.

Таким образом, повышенные утечки жидкости при производстве второго ГРП могли происходить по ранее изолированным интервалам перфорации по причине нарушения целостности цементного камня при производстве первого ГРП.

Кроме неравномерной выработки и обводнения целевых пластов на Ватьеганском месторождении существует проблема негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК). На текущий момент по этой причине в бездействии находится более 100 скважин, и с каждым годом их количество увеличивается. Данный фонд обладает потенциалом для проведения изоляции негерметичности (РИР НЭК спуском эксплуатационной колонны меньшего диаметра) с последующим ГРП. Подобный вид ремонта является длительным и дорогостоящим мероприятием и несет в себе ряд рисков. Помимо вышеупомянутых геологических рисков появляются технологические, в частности, ограничение по глубине спуска ГНО, а следовательно и потенциального дебита жидкости после мероприятия.

Следует отметить, что скважины с наличием фактора резкого роста обводненности постоянно наблюдают-

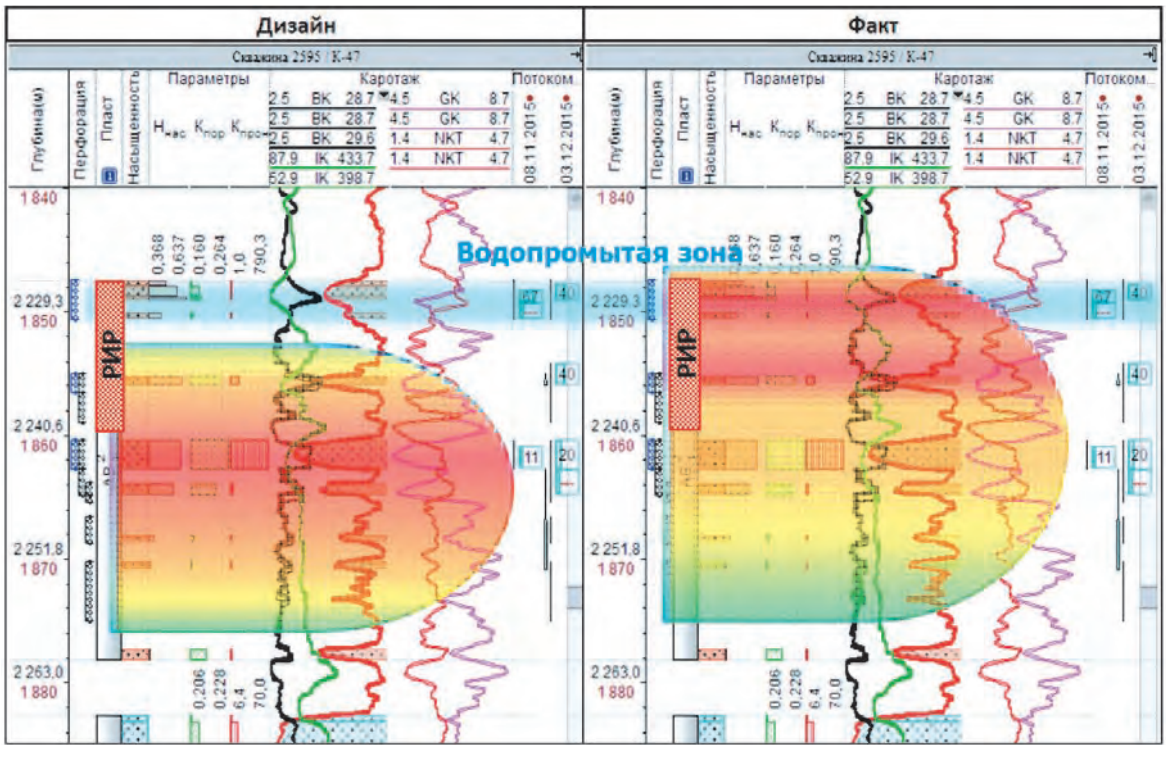


Рис. 6. Пример неуспешного проведения селективного ГРП на скважине № 2595 Ватьеганского месторождения.

ся, и решение о проведении РИР принимается оперативно. В таких условиях проведение ГРП с предварительной изоляцией (спуском Э/К меньшего диаметра) является мероприятием, направленным на скорейший возврат скважин в эксплуатацию (даже при условии отсутствия прироста после ГТМ), что позволяет компенсировать потери на простаивающем фонде. На рисунке 7 приведена типовая схема и результат проведения подобных работ на одной из скважин.

Выводы

Применяемые технологические решения (использование маловязких систем, предварительный РИР НЭК и обводненных пропластков) позволяют получать рентабельные приросты в скважинах, которые ранее не рассматривались как кандидаты для ГРП. За период 2014–2015 гг. большое количество скважин выведено из бездействия (42% от всех операций), при этом средний прирост составил 4,2 т/сут (по действующему фонду – 5,2 т/сут).

Успешное проведение ГРП открывает путь для более дорогостоящих мероприятий, таких как бурение боковых стволов в районах, ранее считавшихся бесперспективными.

Необходим постоянный контроль за качеством работ на всех этапах реализации ГТМ, сложные подходы имеют повышенные риски (неэффективные ремонтно-изоляционные работы, прорыв трещины в водонасыщенные

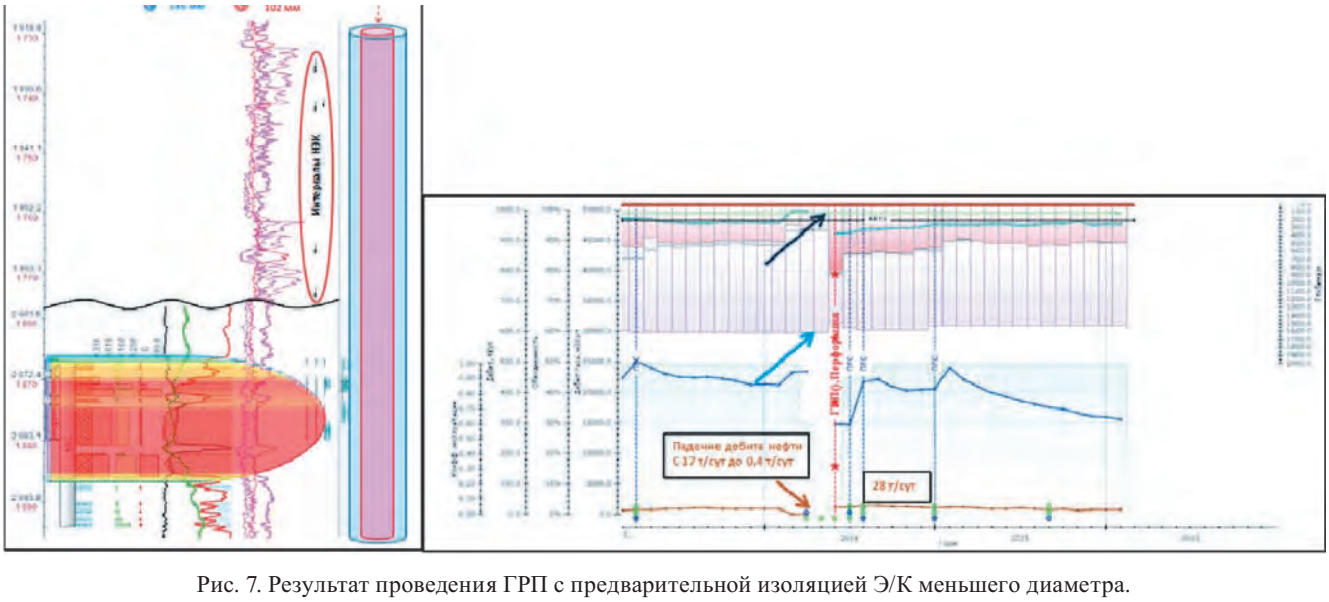


Рис. 7. Результат проведения ГРП с предварительной изоляцией Э/К меньшего диаметра.

пропластки, получение СТОП при использовании маловязких жидкостей ГРП). В таких условиях экономия на длительности ремонта и погоня за количеством ГТМ неизбежно приведут к снижению эффективности.

В 2016 г. на месторождении планируется продолжить применение данных подходов, для увеличения количества скважин, намечаемых в перспективе на пробные работы по проведению ГРП в условиях отсутствия глинистых перемычек.

SARA-ЯМР МЕТОД ГРУППОВОГО АНАЛИЗА НЕФТЕЙ IN SITU

В.Я. Волков[1], Б.В. Сахаров[2], Н.М. Хасанова[3]

[1]Московский технологический университет, г. Москва, volkovobolensk@mail.ru

[2]ГНЦ прикладной микробиологии и биотехнологии, п.Оболенск

[3]Казанский федеральный университет, г. Казань.

В настоящее время групповой анализ сырой нефти проводится с помощью хроматографических методов, таких как SARA (Saturates-Aromatics-Resins-Asphaltenes) [1]. Эти методы трудоемки, требуют высококвалифицированного персонала, как правило, дороги и небезопасны. Кроме того, хроматографические методы не могут быть использованы для оценки нефтяных компонентов *in situ*, поскольку анализируемый образец разделяется на фракции, при этом информация о взаимодействии составляющих в исходной системе необратимо теряется.

В качестве альтернативы в настоящей работе предлагается использовать неразрушающий метод ядерного магнитного резонанса (ЯМР). В основе определения компонентов сырой нефти методом ЯМР лежит разная подвижность молекул легких и тяжелых углеводородов, что проявляется в различных временах ядерной магнитной релаксации соответствующих групп протонов при ЯМР тестировании. Попытки использовать метод ЯМР для группового анализа нефтей проводились и ранее. В работе [2], опубликованной в 2001 г., на основе изучения большого числа различных углеводородов и сложных смесей из них было показано, что спектр времен релаксации (T_2) компонентов нефти может быть разделен на диапазоны (или кадры) в интервале от $5 \cdot 10^{-2}$ до 3 секунд.

Для обычных нефтей кадры могут быть представлены следующим образом. Самый медленный кадр релаксации соответствует С4-С15 насыщенным соединениям, затем ароматическим углеводородам, олефинам, воскам, смолам, асфальтенам, в порядке убывания времени релаксации. Для тяжелых нефтей и битумных образцов кадры могут быть расположены в следующем порядке. Самый быстрый кадр релаксации представляет асфальтены, второй, кратчайший, кадр релаксации представляет смолы, последующий, более медленный, кадр отвечает за насыщенные соединения. Самый медленный кадр характеризует ароматические соединения [2, с.39].

К сожалению, в этой работе была использована аппаратура, работающая на сравнительно низкой частоте 1 МГц, которая не позволяла достоверно измерять короткие времена релаксации микросекундного диапазона, соответствующие высоковязким компонентам, таким как смолы и асфальтены. Для того чтобы увеличить подвижность молекул натуральной нефти и таким образом сдвинуть их времена релаксации в измеряемый диапазон (в большую сторону), авторы добавляли в сырую нефть равное по объему количество растворителя. В качестве растворителя использовали гексан, тетрагидрофуран, трихлорэтилен, толуол, керосин и н-пентадекан. Сравнение полученных данных с результатами независимого анализа тех же образцов традиционным методом SARA дало хорошее согласие между ними. Этим методом было возможно выполнять групповой анализ в насыщенных нефтью образцах несцементированных песчаников даже в присутствии реликтовой воды. В отличие от хроматографического анализа экстракции компонентов здесь не происходит, все составляющие нефти остаются в смеси, однако взаимоотношения между ними, разумеется, существенно изменяются. Очевидно, что метод ЯМР с добавлением растворителей не является методом анализа веществ в исходном состоянии «как есть» (*in situ*), в частности, с его помощью невозможно проследить за изменениями в «живой» нефти, например, при снижении давления или температуры.

В то же время в большом числе работ метод ЯМР релаксации успешно применялся для неинвазивного изучения конкретных свойств углеводородных систем в естественном состоянии. Разработаны методики одновременного определения физико-химических свойств нефти, представляющих интерес для нефтяной промышленности, таких как вязкость, плотность в градусах API и относительный водородный индекс RHI. Соотношения между данными ЯМР и результатами стандартных измерений показали хорошие результаты, подтвержденные высоким коэффициентом корреляции ($R^2 > 0{,}96$) [3]. В работе [4] ЯМР анализ был применен для идентификации нефтей в связи с их происхождением. Это наблюдение дало возможность обосновать новую методологию получать «химическую подпись» сырой нефти из различных месторождений.

В большинстве таких исследований для измерения спектра времен ЯМР релаксации использовалась известная импульсная последовательность Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (КПМГ). В обработку включались только амплитуды сигналов ядерного спинового эха, которые образуются в интервалах между 180°-ными импульсами (рис. 1 б). Сигнал свободной индукции (ССИ) после 90°-го импульса во внимание не принимался, так как сильно искажен неоднородностью постоянного магнитного поля, присущей небольшим магнитам лабораторных и полевых ЯМР релаксометров-анализаторов. Между тем в интервале времени, который занимает ССИ, как раз содержится информация о твердых асфальтенах и высоковязких смолах.

В своей работе мы использовали разработанную ранее программу восстановления неискаженной формы

ССИ, предназначенную для анализа твердых жиров [5, 6]. Небольшая модификация формулы аппроксимации позволила применить эту программу для определения времен релаксации и содержания асфальтенов и смол в тяжелых нефтях [7, 8]. Для доказательства принадлежности твердофазной компоненты ССИ к протонам асфальтенов в образцах с двух скважин Ашальчинского месторождения было определено точное содержание асфальтенов методом осаждения гексаном и получена деасфальтизированная нефть (мальтеновая фракция). Эту фракцию использовали для получения образцов с заданным содержанием асфальтенов путем смешивания с образцами исходной нефти. Результаты представлены во втором столбце таблицы № 1.

Измерения проводили на ЯМР анализаторе «Протон 20 М» производства ЗАО СКБ «Хроматэк» (http://www.chromatec.ru/), с использованием комбинированной импульсной последовательности ССИ + КПМГ, представлен-

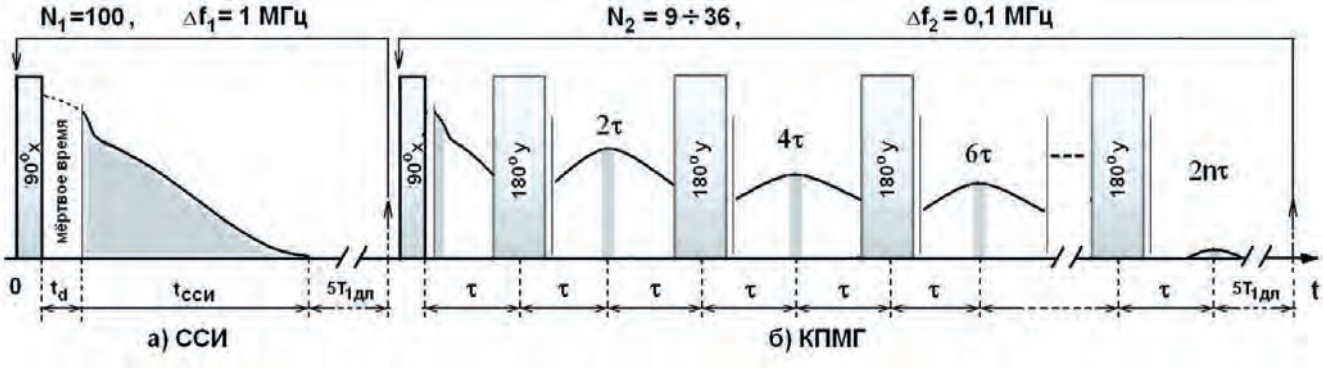


Рис.1. Схема комбинированной импульсной последовательности ССИ + КПМГ.

ной на рис.1. Длительность 90°-ных импульсов составляла 2,4 мкс, 180°-ных – 4,7мкс. ССИ после 90°-го импульса регистрировали в интервале 11,5 ч 2000 мкс с шагом 0,5 мкс при ширине полосы пропускания приемника 1 МГц, применяли 100 накоплений с периодом повторения 1 секунда. По завершении регистрации ССИ полоса приемника автоматически сужалась до 100 кГц и включалась программа измерения сигналов эха в серии КПМГ. При этом отношение сигнал/шум возрастал в 10 раз, что позволяло уменьшить число накоплений на порядок и таким образом, сократить время измерений. Количество 180°-ных импульсов в серии КПМГ составляло 2000 с интервалом 2τ между ними, равным 100 или 200 мкс.

Релаксационные кривые образцов нефти Ашальчинского месторождения представлены на рис. 2. Аппроксимацию этих экспериментальных данных проводили на основе формулы (1):

$$A(t) = A_6 \cdot (\exp(-t/T_{26})^2) \cdot \sin(bt)/(bt) + A_5 \cdot \exp((-t/T_{25})^2)) + \sum_{k=1}^{4} A_k \exp(-t/T_{2k}), \qquad (1)$$

где, A_i, (i = 1,2,3...6) – истинные амплитуды (сразу по окончании 90 импульса, при t=0), T_{2i}, – времена поперечной релаксации выделяемых компонент, индекс ***i*** меняется от 1 до 6.

Первые два слагаемых в ур.1 описывают форму ССИ твердофазных компонент разной степени упорядоченности (в теории, от жесткой кристаллической до аморфной пластичной структуры). Третье слагаемое является суммой экспоненциальных сигналов жидкофазных компонент разной степени подвижности. В ашальчинских нефтях эти компоненты разбиваются на четыре группы. Всего из экспериментальных спадов было выделено 6 компонент. Населенности компонент рассчитывали по отношению к полной амплитуде ССИ при t = 0 по формуле: $P_i = A_i/A_0$, $A_0 = \Sigma A_i$. Результаты аппроксимации сведены в таблицу 1.

Таблица 1

Результаты ЯМР анализа тяжелых нефтей Ашальчинского месторождения

№ обр.	$C_{асф}$ %	P_6 %	$T2_6$ μс	P_5 %	$T2_5$ μс	P_4 %	$T2_4$ мс	P_3 %	$T2_3$ мс	P_2 %	$T2_2$ мс	P_1 %	$T2_1$ мс
1	7	7,2	19,7	**3,6**	**49,7**	**19,2**	**12,3**	**32,1**	**5,2**	**27,7**	**1,7**	**14,2**	**0,37**
2	**5,8**	**6**	**19,2**	**3**	**49,6**	**26,8**	**20,3**	**30,5**	**7,3**	**24,7**	**2,1**	**11,4**	**0,41**
3	**3,8**	**3,7**	**17,4**	**2**	**58,2**	**31,3**	**30,2**	**32,5**	**9,8**	**20,9**	**2,7**	**11,5**	**0,62**
4	**2,7**	**2,4**	**17,9**	**1,2**	**50,1**	**25,1**	**44,4**	**33,4**	**15,4**	**25,2**	**4,2**	**13,3**	**0,85**
5	**0,4**	0,7	15,2	0,1	44,6	25,5	81,7	33,2	29,8	25,1	8	13,6	1,74
Средние значения		0,7-7,2		0,1-3,6		25,6		32,3		**24,7**		**12,8**	

Сравнение данных, приведенных в первых двух столбцах таблицы 1, позволяет утверждать, что компонента с самым быстрым временем релаксации (15–20 мкс) относится к протонам асфальтенов, а ее интенсивность определяется их количеством (коэффициент корреляции между P_6 и $C_{асф}$ составляет: $r^2 > 0{,}98$). Следующая по скорости релаксации компонента (P_5) тоже связана с асфальтенами, но ее время T_2 втрое больше (45–59 мкс), чем у P_6, то есть структура этой части нефти менее плотная. Количество этой фракции растет пропорционально содержанию асфальтенов ($r^2 > 0{,}99$). Эти факты согласуются с представлениями о существовании в тяжелых нефтях асфальтеновых структур с твердым ядром и аморфной областью вокруг него [1].

Соотношение амплитуд жидкофазных компонент (P_1, P_2, P_3 и P_4) во всех исследованных образцах примерно одинаково и не противоречит литературным данным о соотношении насыщенных и ароматических соединений, а также смол низкой и высокой плотности в ашальчинских нефтях [9, 10]. Времена же ЯМР релаксации этих компонент убывают прямо пропорционально содержанию асфальтенов в образцах и увеличиваются от смол к ароматическим и насыщенным соединениям. Это наблюдение практически однозначно свидетельствует о том, что молекулы этих соединений находятся на большем удалении от парамагнитного ядра асфальтенов, чем молекулы смол.

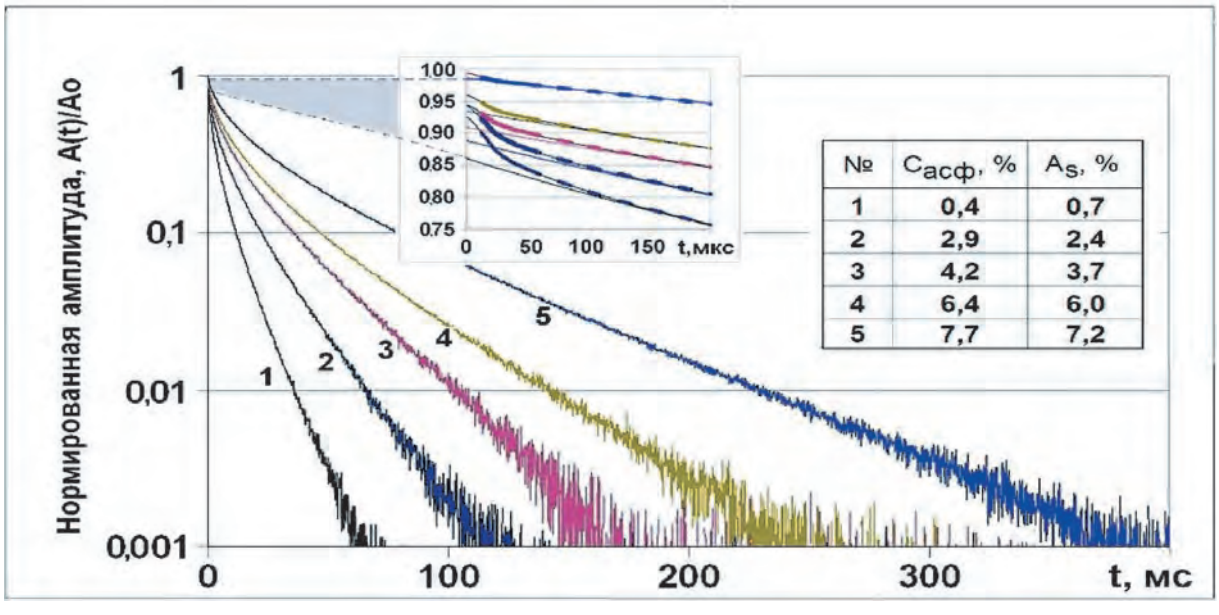


Рис.2. Релаксационные кривые распада поперечной (T_2) намагниченности образцов Ашальчинской нефти № 1–5 с различным содержанием асфальтенов. На вставке показаны восстановленные начальные участки этих кривых в микросекундном диапазоне регистрации ССИ.

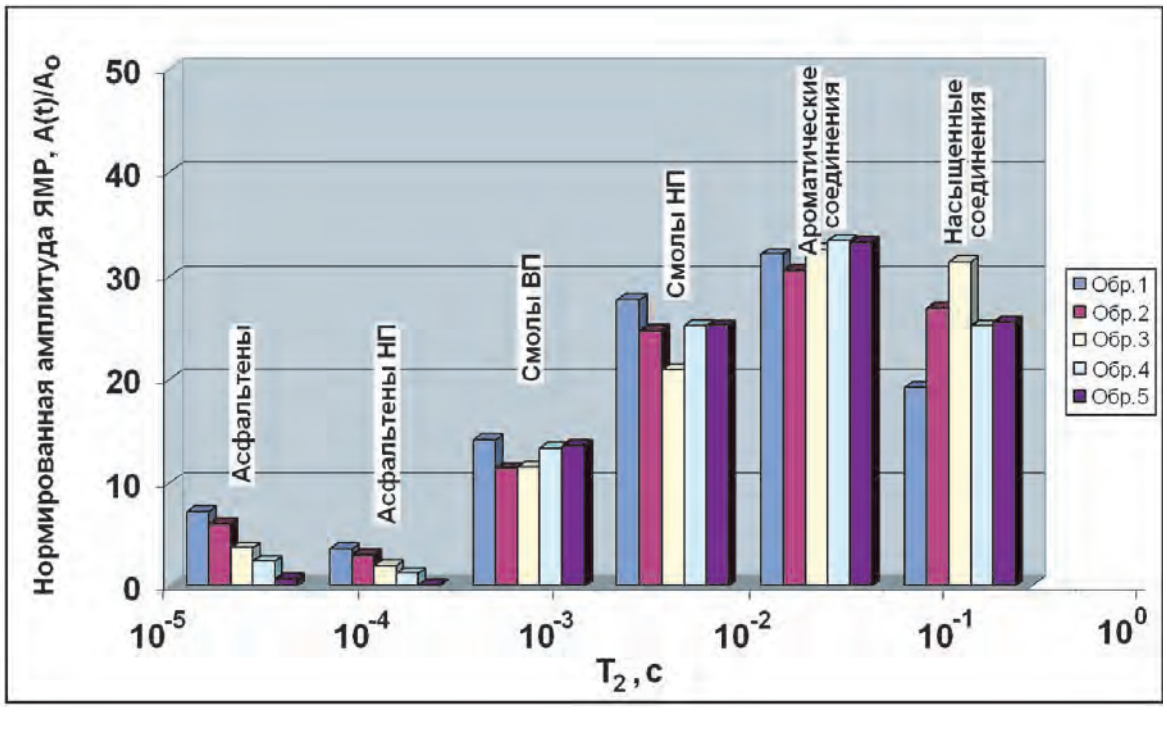


Рис.3. ЯМР-SARA гистограмма распределения насыщенных, ароматических соединений, смол и асфальтенов в образцах ашальчинской нефти.

Сопоставимость результатов, представленных выше в последней строке таблицы 1, с литературными данными SARA-анализа ашальчинских нефтей указывают на перспективность предлагаемого подхода для создания ЯМР метода группового анализа нефтей, включая определение асфальтенов in situ.

Литература

1. *Камран Акбарзаде, Стефан Алленсон, Джефферсон Крик и др.* Асфальтены: проблемы и перспективы // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19. – № 2. – С. 28–53.

2. *Mirotchnik K., Kantzas A., Starosud A., Aikman M. A.* New method for group analysis of petroleum fractions in unconsolidated porous media. Journal of Canadian Petroleum Technology, July 2001, Volume 40, No. 7, p.38–44.

3. *Barbosa L.L., Sad C.M.S., Morgan V.G., Santos M.F.P., Castro E.V.R.* Time-domain proton nuclear magnetic resonance and chemometrics for identification and classification of Brazilian petroleum. Energy Fuels, 2013; 27: p.6560–6566.

4. *Morgan V.G., Barbosa L.L., Lacerda V.Jr., Castro E.V.R.* Evaluation of the Physicochemical Properties of the Postsalt Crude Oil for Low-Field NMR. Ind. Eng. Chem. Res. 2014, 53, 8881−8889. DOI: 10.1021/ie500761v

5. *МВИ № 243.04.14061/2008* «Методика выполнения измерений содержания твердых триглицеридов методом ЯМР низкого разрешения с применением анализатора «Хроматэк –Протон 20М». ГНЦ прикладной микробиологии и биотехнологии, Уральский НИИ метрологии, 21 марта 2008 г. Свидетельство № 448/60150-01.

6. *Волков В.Я., Сахаров Б.В., Клейменов М.А., Вихарев Ю.В., Бурашев В.В., Шабалин П.А.* ЯМР релаксометр-анализатор «Протон-20м». Ч. 1. Количественный анализ без f-фактора. Приборы, 2012, № 12, с.7–13.

7. *Сахаров Б.В., Хасанова Н.М., Волков В.Я.* Совместное измерение и комбинированная обработка сигналов СИ и эха в серии КПМГ для оценки компонентного состава тяжелых нефтей // «Новые достижения ЯМР в структурных исследованиях»: сб. тезисов VI Всероссийской конф., Казань, КФУ, 6-9 апреля 2015, с.67–68.

8. *Волков В.Я., Сахаров Б.В., Хасанова Н.М.* Исследование тяжелых нефтей методом ЯМР релаксации в низких полях // «Магнитный резонанс: от фундаментальных исследований к практическим приложениям»: сб. тезисов Международного симпозиума, Казань, КФУ, 21–23 апреля 2016, с.59–60.

9. *Дияшев Р. Н.* Нафтиды пермских отложений на землях Татарстана: битумы или нефти? В кн.: Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: труды научно-практической конференции «Нефть, газ – 99», Казань, 8–9 сентября 1999, Т. II, с. 69–83.

10. *Каюкова Г. П., Киямова А. М., Романов Г. В. и др.* Технологические качества природных битумов Татарстана в зависимости от химических и геохимических характеристик их состава // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С.22–27.

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ – ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЕД ИЛИ ВСПЯТЬ?!

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН

Аннотация. С 2016 г. официально введена новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (НКЗ). В докладе оцениваются достоинства и недостатки НКЗ и приводится сравнение ее с ранее действующими классификациями запасов (ДКЗ) в РФ, а также с основными аналогичными классификациями Западных стран. Делается вывод о необходимости коренной доработки НКЗ.

Ключевые слова. Действующая классификация запасов (ДКЗ), трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), нетрадиционные залежи нефти (НЗН), категории запасов и ресурсов нефти, государственная комиссия по запасам (ГКЗ), западные классификации запасов, рабочие классификации запасов для выбора геолого-технических мероприятий (ГТМ).

В мире используется 150 классификаций ресурсов энергетического сырья, построенных по разным признакам и по-разному толкующих одни и те же термины. Естественно, что это вызывает путаницу и отпугивает потенциальных инвесторов от участия в проектах освоения месторождений.

Для решения данной проблемы Европейская экономическая комиссия (ЕЭК) около 10 лет назад предложила разработать международную рамочную классификацию ООН для месторождений твердых горючих ископаемых, урана и УВС, что и было выполнено.

В странах ООН в настоящее время действует рамочная классификация ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов 2009 года (РКООН-2009). Она является универсальной системой, в которой количество классифицируется на основе трех фундаментальных критериев: экономической и социальной жизнеспособности проекта (E), статуса и обоснованности проекта освоения месторождения (F) и геологической изученности (G), с использованием числовой системы кодов. Комбинации этих трех критериев создают трехмерную систему.

В США одновременно существуют несколько классификаций запасов: классификация Комиссии по рынку ценных бумаг (SEC), классификация Общества инженеров-нефтяников (SPE), классификация Американской ассоциации нефтяных геологов (AAPG) и др.

В РФ основные вопросы функционирования нефтяной и газовой отраслей решаются единой классификацией запасов. До 2016 г. действовала «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» 2001 г. Она устанавливала единые для Российской Федерации принципы подсчета и государственного учета запасов месторождений и перспективных ресурсов нефти и горючих газов в недрах по степени их изученности и народнохозяйственному значению, условия, определяющие подготовленность разведанных месторождений для промышленного освоения, а также основные принципы оценки прогнозных ресурсов нефти и газа.

До этого успешно работала классификация советского времени, утвержденная в 1983 г. Она обеспечивала единые принципы подсчета запасов нефти и газа в недрах по категориям исходя из степени изученности этих запасов и подготовленности их для промышленного освоения. Она выдержала проверку временем и являлась документом, оптимизирующим учет и отчетность по запасам РФ. Но затем административный зуд наших чиновников, как всегда, ускоренно сработал, но не в необходимом направлении. Якобы в целях приближения российской классификации запасов к западной была разработана и принята новая «Классификация запасов, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов», в которой якобы сохранена преемственность с действующей классификацией при выделении категорий запасов и ресурсов по степени геологической изученности и достоверности. В ней запасы нефти и газа подразделяются по степени геологической изученности, промышленного освоения, и экономической эффективности освоения.

НКЗ должна была заработать еще с 2009 г. Но для перехода на нее необходимо было провести ревизию баланса запасов по всем нефтяным и газовым месторождениям страны с гидродинамическими и экономическими расчетами по принятым категориям. Такую большую работу физически невозможно было провести в установленные сроки. Но ничего страшного в этом нет. Переход на международную классификацию нужен в основном для привлечения зарубежных инвестиций. Но даже в условиях отсутствия западных санкций в отношении РФ инвестиции привлекали ограниченное число НК, которые проводили ежегодный аудит запасов силами известных западных консалтинговых компаний, по результатам которого западные банки выделяли кредиты. Наша классификация советского времени обеспечивала необходимую для деятельности НК и государства достоверность запасов и ресурсов нефти и газа. В этом отношении она более прогрессивна и продолжила бы свое функционирование. Здесь ничего менять было не нужно. А те НК, которые хотят привлечь иностранные инвестиции, могут это сделать, проводя аудит запасов силами западных компаний, независимо от того перейдет или не перейдет РФ на новую классификацию. Но в связи с введением против РФ западных санкций в настоящее время этот вопрос отпал. Поэтому никакой спешки во введении в действие НКЗ не было, а сейчас тем более нет. Но наверху посчитали иначе и без достаточной проработки, экспертизы и широкого обсуждения приняли НКЗ и ввели ее в действие с 2016 г. При этом даже не успели подготовить необходимый пакет документов для реализации плана ГКЗ для внедрения НКЗ.

Классификация советского времени была надежной основой развития углеводородных отраслей. Но в фундаментальных вопросах дальнейшего развития отраслей ТЭК, с современных позиций, имела существенные недостатки.

По сравнению с советским временем в практике утверждения запасов нефти появились тенденции ослабления внимания к достоверности принимаемых на баланс запасов нефти. Это выражается в более легком отношении к категории C_2. При проектировании разработки и отчетах о приросте запасов нефти, как правило, учитывают все запасы $A+B+C_1+C_2$. А ведь категория C_2 считается как предварительно оцененная. На практике коэффициенты перевода запасов категории C_2 в более высокие коэффициенты подтверждаемости составляют в разных условиях от 0,4 до 0,7–0,8, иногда и выше. Раньше к категории C_2 относились более аккуратно – разрешалось проектирование на запасах, когда доля категории C_2 не превышала 20% от общего количества принимаемых для проектирования запасов. ГКЗ более жестко подходила к принятию запасов категорий C_1 и C_2. Все это обеспечивало более высокую надежность принимаемой в стране ресурсной базы как для планирования, так и для проектирования разработки конкретных месторождений.

Однако оценка степени достоверности запасов в НКЗ оказалась еще более сниженной. На рис. 1 приведены основные принципы НКЗ. Здесь категория А составляет запасы на участках, разбуренных эксплуатационной сеткой скважин. Вроде бы такое же требование осталось в НКЗ. Но в старом понимании (да и в западных классификациях к разбуренным добавлялось понятие – разрабатываемые). Практика разработки показывает, что не все разбуренные проектной сеткой скважин запасы вырабатываются. В зависимости от сложности геологического строения разбуренные проектной сеткой скважин при полном освоении проектной системы заводнения в разработку вовлекаются 50–80% запасов. Требуются десятилетия дополнительного проведения различных геолого-технических мероприятий (ГТМ), чтобы вовлечь в разработку основные (95–100%) запасы эксплуатационного объекта (опыт Ромашкинского месторождения) [1].

Категория В всегда рассматривалась на участках фактически разбуренных проектной сеткой скважин. В НКЗ мы имеем более расплывчатые понятия: B_1 – подготовленные – основной фонд эксплуатационных скважин и вновь выделенная категория B_2 – оцененные – зависимый фонд эксплуатационных скважин (при этом совершенно непонятно, что за зависимый фонд). Следовательно к категории В мы можем отнести участки, на которых на карте нанесены проектные скважино-точки, а вовсе не разбуренные фактически. А по опыту разработки подтверждение проектных запасов при фактическом разбуривании составляет 70–80%, реже – до 90–100% (в зависимости от геологической сложности участка). Еще более неопределенными являются категории C_1 и C_2. Фактически при желании запасы категорий B_2; C_1; C_2 по НКЗ можно отнести к категории B_1, не проводя каких-либо работ на месторождении, а просто разместив проектный фонд скважин на бумаге (рис. 2). На Западе гораздо аккуратнее относятся к категориям C_1 и C_2, а также перспективным и прогнозным ресурсам (таблица1) [2].

Еще большие сложности возникают при экономической оценке запасов. В рамках согласования каждого варианта разработки эксплуатационного объекта требуется экономическая оценка извлекаемых запасов категории

Рис.1. Основные принципы новой классификации запасов по УВС.

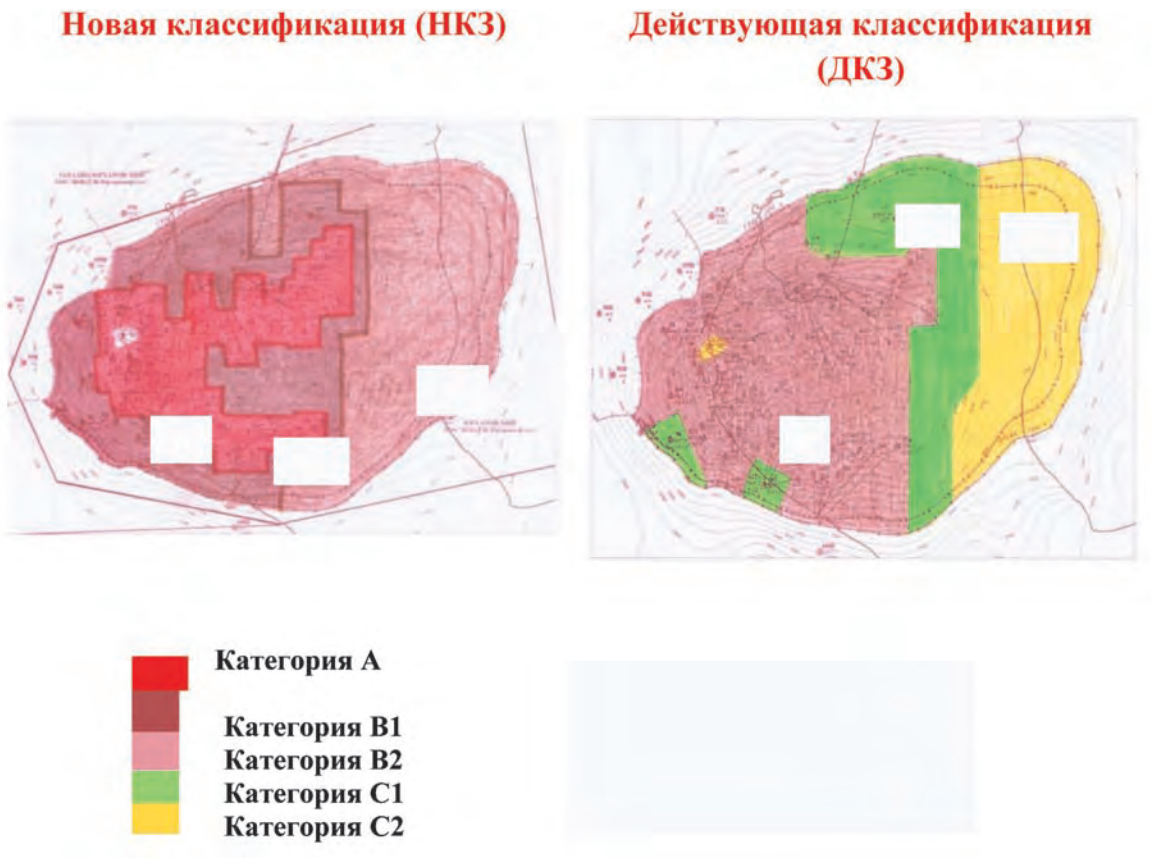


Рис. 2. Сравнение выделения категорий запасов по ДКЗ и НКЗ.

Таблица 1

Сопоставление старой и новой классификации запасов РФ и сравнение их с западными аналогами

	РФ	Действующая классификация запасов (ДКЗ) – РФ		Новая классификация запасов (НКЗ) – РФ		Западные классификации запасов
Запасы	Разведанные	А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин, разрабатываемые	А	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	Разбуренные, разрабатываемые
		В	Разбуренные эксплуатационной сеткой скважин	$В_1$ $В_2$	Подготовленный – основной проектный фонд эксплуатационных скважин. Оцененные – зависимый планируемый фонд эксплуатационных скважин	Неразрабатываемые
		$С_1$	Пробурены разведочные скважины	$С_1$	Разведанные	Отмеченные
	Предварительно оцененные	$С_2$	В контуре залежи, примыкающие к участкам более высоких категорий	$С_2$	Оцененные	Вероятные (расчетные)
Ресурсы	Перспективные	$Д_0$ ($С_3$)		$Д_0$		Возможные
	Прогнозные локализованные	$Д_{1Л}$		$Д_{1Л}$		Гипотетические
	Прогнозные	$Д_1$		$Д_1$		
		$Д_2$		$Д_2$		Умозрительные (теоретически возможные)

А, В1, В2. По анализу ЗАО «Нефтеконсорциум» Приложения содержат 37 таблиц по экономической оценке, по трем вариантам (37х3)=111 таблиц на один объект. А если их 5, тогда таблиц будет 555 только по промышленным категориям. Если взять Ромашкинское месторождение с 15 продуктивными горизонтами и со сроком разработки до 2150 года получается 1665 таблиц (около 70 тысяч страниц). А на типичное для РТ мелкое месторождение (5 млн

т НИЗ) нужно 555 таблиц. Вместо снижения административных барьеров и уменьшения сроков работы над документами получаем увеличение сроков и многократный рост стоимости работ. В таблице 2 показана наша оценка полезности и адекватности НКЗ в связи утверждением и использованием запасов нефти.

Исходя из изложенного можно сказать, что ввод в действие новой классификации и сопутствующих документов не улучшит, а ухудшит ситуацию в отечественном недропользовании как в методологии подсчета и учета запасов, так и достоверности расчета показателей разработки месторождений.

В НКЗ не решаются актуальные вопросы развития нефтяной промышленности, а именно – отнесения запасов к различным категориям по возможностям их рентабельного и эффективного освоения. Имеется в виду отнесение запасов УВ к трудноизвлекаемым (ТЗН) и (или) к нетрадиционным, освоение которых требует применения новых, более дорогостоящих, технологий и кратного увеличения капитальных и текущих затрат на добычу.

На основе НКЗ требуется разработать классификатор ТЗН, который дал бы четкое определение различным понятиям (ТЗН, НЗН и др.). Уточненные термины легли бы в основу создания новых методик и технологий. Без этого двигаться вперед невозможно.

Вопрос классификации носит не только научно-технический характер. Без его решения невозможно строить стратегические планы развития отрасли, в том числе нефтяных компаний.

Кроме того, классификация нужна для госорганов с целью установления режимов налогообложения, обеспечивающих ввод в разработку залежей с ТЗН, нерентабельных при действующем налогообложении. В конце прошлого столетия российские геологи предприняли ряд усилий для разработки такой классификации для налоговых органов.

В соответствии с классификацией, разработанной 20 лет назад, в 1994 году Н.Лисовским и Э.Халимовым, было выделено четыре критерия отнесения запасов к трудноизвлекаемым. Это вязкость (более 30 сантипуаз в

Таблица 2

Так называемые преимущества новой схемы утверждения запасов

Преимущества новой схемы утверждения запасов по НКЗ (по Шпурову И.В.)	**Реальное влияние НКЗ на процесс утверждения и использования запасов (по Муслимову Р.Х.)**
Обеспечивается основа для текущего и среднесрочного государственного планирования уровней добычи ПИ.	Жесткий подход к утверждению запасов советского времени заменен на менее жесткий (волатильный) в новой классификации (категорийность необоснованно завышена – разбуренность эксплуатационной сеткой скважин не гарантирует вовлечения в разработку разбуренных запасов, запроектированный охват запасов проектной сеткой скважин не гарантирует подтверждение запасов по фактическим результатам, а обозначение сегодняшних запасов C_1 и C_2, как и B_2, некорректно. Основа для проектирования разработки не гарантирует необходимого уровеня планирования добычи.
Создается основа для научнообоснованного механизма стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов.	Непонятно – за счет чего? Для решения этого вопроса нужны специальные геолого-промысловые классификации в зависимости от геологических условий регионов и (или) подзаконные акты.
Снижение административных барьеров – реализация принципа «единого окна».	За счет чего? Объем материалов кратно растет.
В основе проектных решений – достоверная геологическая модель.	Достоверная геологическая модель может быть получена лишь по результатам разбуривания проектной сеткой скважин, освоения системы заводнения, анализа состояния выработки запасов. Практический объем извлекаемых запасов часто не соответствует проектному.
Объем извлекаемых запасов соответствует фактическому по Проектным техническим документам на разработку месторождений.	Давно назревшее положительное решение.
Вводятся понятия – технологически извлекаемые запасы и извлекаемые запасы за рентабельный период разработки.	Эти понятия присутствуют в проектах уже давно. Но в современных волатильных условиях (особенно в РФ) по определяющим параметрам (цене на мировом и внутреннем рынках, перманентно меняющимся законодательным актам по недропользованию, налогам, инфляции, расходам и т.д.) это не имеет смысла.
Существенно (на 40%) сокращено время на подготовку документов.	Возросло существенно.
Извлекаемые запасы гармонизированы с международными классификациями и могут быть использованы как основа для принятия решений по инвестициям в разработку месторождения	Гармонизация с международными классификациями не просматривается, использовать для обоснования инвестиций невозможно.
Вывод: Более жесткий подход советского времени заменен на формально-либеральный, степень достоверности запасов существенно ниже, экономические расчеты забюрократизированы и сильно осложнены без видимой необходимости, трудоемкость и стоимость процедур существенно возрастает. О фундаментальных проблемах (АПП, ЭПП, геологические и балансовые запасы, идеология построения геолого-гидродинамических моделей), по существу, классификация умалчивает.	

пластовых условиях), наличие малопроницаемых коллекторов (ниже 0,03 дарси), выработанность (свыше 70%) и районный коэффициент (в диапазоне 1,2) [3]. Эта классификация вызвала большие возражения специалистов и поэтому не является общепринятой.

Сегодня же Налоговый кодекс содержит совсем иные значения, позволяющие причислить залежи к ТрИЗ: вязкость – 200 сантипуаз, проницаемость – 2 мДа, выработка – 80%. А районный коэффициент заменен перечнем конкретных территорий, на которых запасы могут считаться трудноизвлекаемыми. Сегодня можно признать, что такие критерии также не являются научно обоснованными.

Для решения практических задач развития отрасли нужны свои рабочие классификации, позволяющие целенаправленно проводить работы по созданию новых технологий разработки залежей и применению МУН.

Такие классификации разрабатывались в РТ уже в течение последних 30 лет. Последней является классификация Р.Х. Муслимова (рис. 3). Классификации должны разрабатываться по основным нефтяным регионам, так как они должны отражать специфику геологического строения месторождений регионах. А она разная.

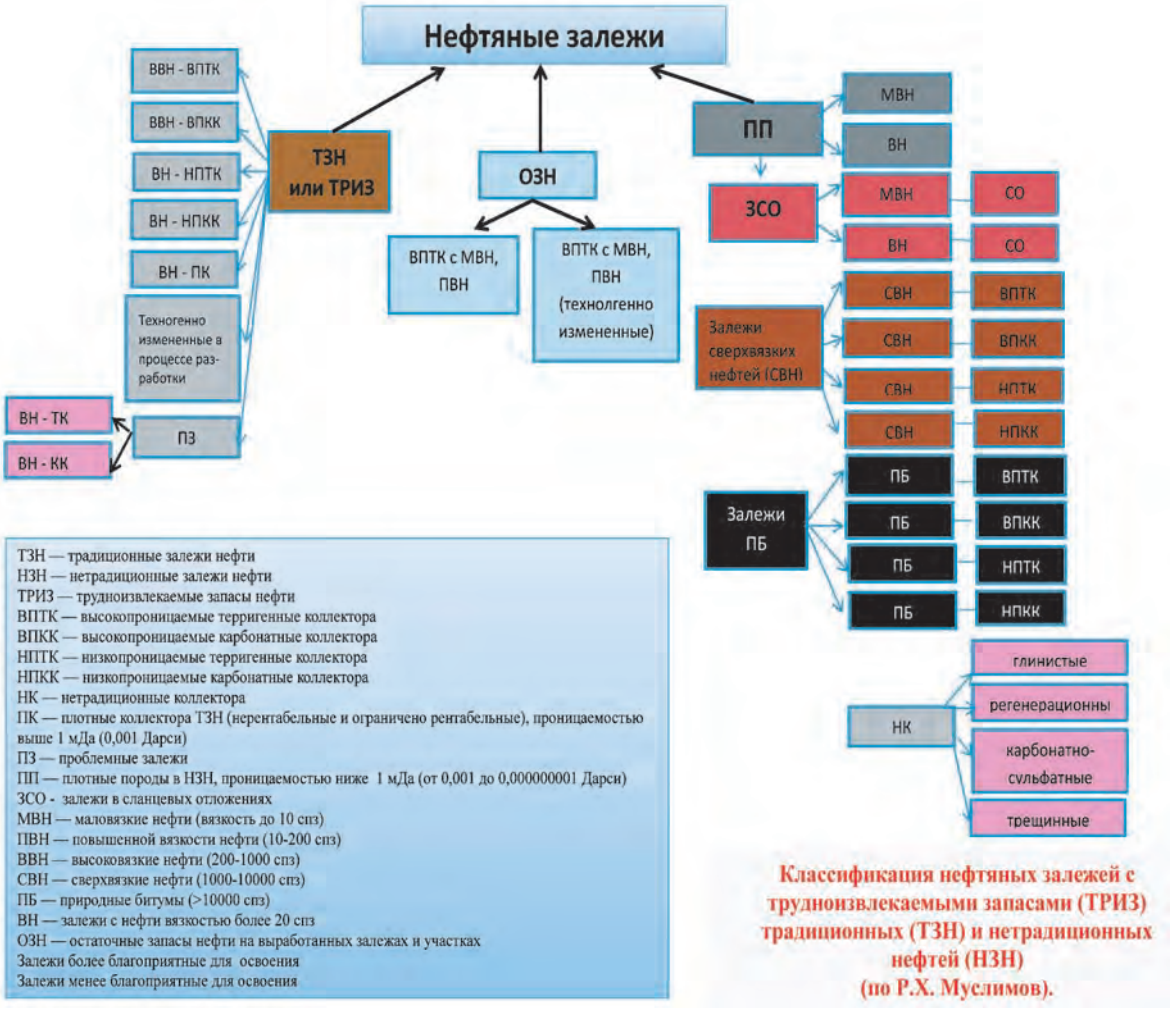


Рис.3. Классификация нефтяных залежей с трудноизвлекаемыми запасами традиционных и нетрадиционных запасов нефтей (по Муслимову Р.Х.).

Но для общего пользования и решения вопросов отнесения УВ к различным видам ТЗН и НЗН в целях налогового стимулирования необходимо разработать критерии отнесения запасов к различным категориям. Это поможет создать для них разные системы налогообложения, способствующие решению проблемы надежного обеспечения России нефтью и газом.

Литература

1. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН) . – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. – 798 с. ил.

2. *Муслимов Р.Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2003. – 596 с.

3. ТрИЗ: включить мозг? Да. Нет // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 22. – С. 20–25.

ПУТИ ПЕРЕХОДА ОТ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОГО К РЕСУРСНО-ИННОВАЦИОННОМУ РАЗВИТИЮ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН

Аннотация. Мощный технический прогресс на Западе в изучении и освоении залежей нетрадиционных углеводородов требует повышения эффективности разработки традиционных залежей нефти и газа. Обосновывается необходимость инновационного подхода по всей цепочке изучения и освоения месторождений УВ (лабораторное изучение пород и флюидов, вплоть до наноуровня, петрофизика, ГИС, новая идеология построения геолого-гидродинамических моделей, выбор новых (в том числе на наноуровне) технологий после лабораторного и математического моделирования, ОПР в полевых условиях, инновационное проектирование).

Ключевые слова: плотные породы, сланцы, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТЗН), нетрадиционные залежи нефти (НЗН), тяжелые, сверхвязкие (СВН) нефти, природные битумы (ПБ), топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), коэффициент извлечения нефти (КИН), методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и обработки призабойных зон (ОПЗ), ГРП, лабораторные исследования, геофизические исследования скважин (ГИС), геологическая и гидродинамическая модели, инновационное проектирование, старые (зрелые) месторождения.

Особенностью современного этапа развития нефтяной отрасли РФ и РТ является то, что до настоящего времени наука занималась в основном проблемами вовлечения в активную разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). Эта проблема также остается одной из важнейших на перспективу. Но для дальнейшего развития этого уже недостаточно.

Мощнейший технический прогресс на Западе по освоению нетрадиционных видов УВ тяжелых нефтей и природных битумов (ПБ) в Канаде, США, Венесуэле, нефтегазосланцевая революция в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР), исследовательские работы по другим видам кардинально меняют ситуацию в нефтегазовом секторе и мировую конъюнктуру.

Сложная международная обстановка, ценовые коллизии на мировом рынке, серьезные санкции, введенные Западом против России, являются дополнительным вызовом нашей стране. Вспомним, как за счет использования созданного в советский период мощного потенциала при получении в рыночных условиях доступа к надежной западной технике и технологиям (в оборудовании для нефтедобычи СССР, по оценкам, отставал от Запада на 30–40 лет), мы пробежали это расстояние за 6–7 лет. А не окажемся мы в том же положении, как СССР перед распадом, усиливая отставание в оборудовании и технологиях от Запада?

Авторы действующей ЭС-2030 России заявляют, что фактически пока все идет в пределах этого документа. Но о том, что это не соответствует действительности, говорит факт подготовки нового документа «Энергетической стратегии России на период до 2035 года». Проект этого документа, представленного в Правительство РФ, рассматривался на расширенном заседании Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля, где к этому документу учеными были высказаны замечания принципиального характера. Основными замечаниями является низкая обоснованность обеспечения добычи нефти ресурсной базой (обоснование перспектив нефтегазоносности, направлений и объемов ГРР, глубокий анализ обеспеченности добычи приростом запасов, отсутствие анализа качества и структуры запасов, их достоверности, состояния и развития КИН), ставку на добычу из активных запасов, которые уже сильно истощены и мизерная доля добычи ТЗН – всего 4–5% от общей добычи, отсутствие конкретики инновационного развития отраслей ТЭК.

Стабилизация добычи нефти при неуклонном росте доли трудноизвлекаемых запасов в балансе РФ должна быть обеспечена за счет перехода от ресурсно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию, что предусматривается в формируемой новой энергостратегии РФ до 2035 г.

Это основное положение новой стратегии и оно весьма актуально. Но в стратегии нет ответа на вопрос – как это делать? Очевидно, решать проблему надо на местах.

Наши исследования по проблеме повышения эффективности разработки ТЗН проводились по двум направлениям: длительно разрабатываемым, как сегодня говорят, зрелым месторождениям, находящимся на поздней стадии разработки и новым, как правило, мелким и средним месторождениям с ТЗН, находящимся на ранних стадиях разработки. Подходы здесь разные.

Рассмотрение современных достижений западных ученых и специалистов по добыче нефти из плотных некондиционных пород показывает (рис. 1), что установленное для залежей терригенного девона Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений кондиционных значений пород-коллекторов безнадежно устарело и так называемые породы-неколлекторы проницаемостью свыше 1 мД по западной классификации должны были бы уже сегодня отнесены к среднепроницаемым и проницаемым, т.е. приняты на учет и являться объектами промышленной разработки современными технологиями, как это обосновано в работах [1, 2]. Категории плотных пород (от низкопроницаемых до нанопроницаемых) должны изучаться как принимающие деятельное участие в процессах внутрипластовой фильтрации, а низкопроницаемая группа (проницаемостью 1–0,1 мД) представлять интерес как потенциальные объекты нефтедобычи.

Проницаемость , Дарси	Качество проницаемости горной породы	Резервуар
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционный
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	Традиционный
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	Традиционный
От 0,01 до 0,001	Среднепроницаемая	Традиционный
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционный
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	Нетрадиционный
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	Нетрадиционный
0,000000001	Нанопроницаемая	Нетрадиционный

Рис. 1. Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот.

Успехи США в исследовании плотных пород ставят перед нами новые задачи – изучение плотных пород по всему разрезу осадочного чехла. До настоящего времени мы в основном изучали четыре регионально нефтеносных этажа (верей-башкирские отложения среднего карбона, тульско-бобриковские и верхнетурнейские нижнего карбона и терригенного девона). Остальной разрез практически не исследовался. Сегодня на новом оборудовании КФУ можно исследовать породы с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Это гораздо меньше, чем в США, но существенно выше 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.

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 мДа (как промежуточный этап), затем начать исследования нефтенасыщенности всего осадочного чехла (в основном плотных пород, проницаемостью ниже 1 мДа) 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 [3]. 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. 2) и существенно (до 2200 г.) продлить сроки его эксплуатации.

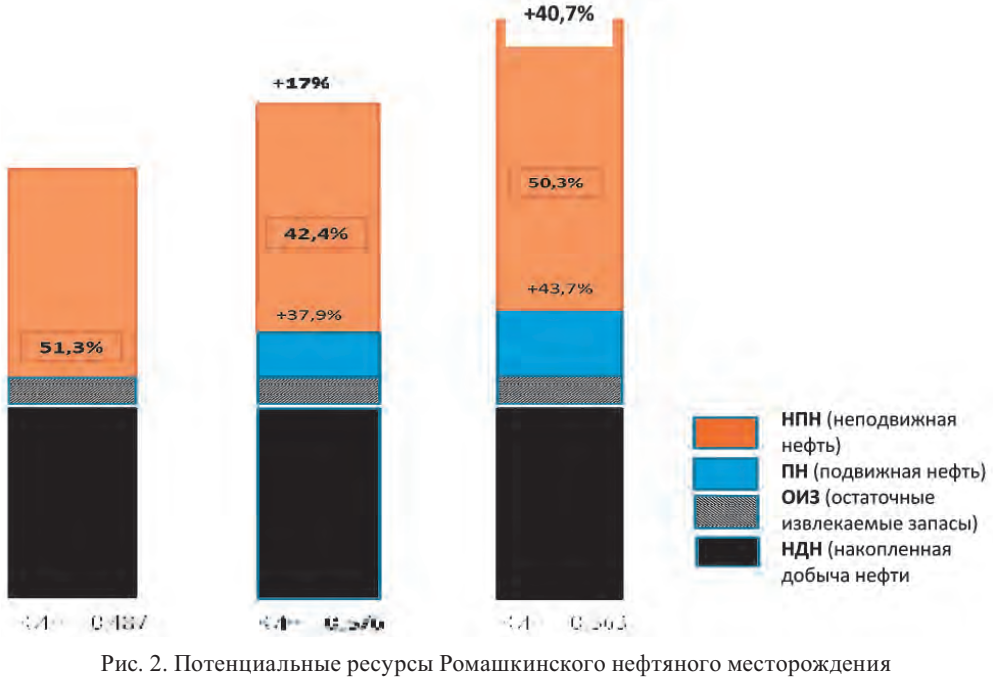


Рис. 2. Потенциальные ресурсы Ромашкинского нефтяного месторождения (с учетом новых геологических идей по Р.Х. Муслимову).

О значимости изучения нетрадиционных залежей в карбонатных пластах традиционно-нефтеносных горизонтов РТ говорят первые исследования профессора В.П. Морозова. По его оценке, геологические ресурсы только в кизеловском горизонте на восточном борту Мелекесской впадины (на площади 8025 км^2) составляют 8025 млн т.

Изложенное обязывает по-новому подойти к принятой в 70-х годах прошлого столетия концепции стадийности разработки месторождений [4], т. е. выделения четырех стадий разработки нефтяных месторождений. До настоящего времени мы также следовали ей, но при этом совершенно по-другому понимали IV стадию разработки, а именно по существенной значимости в формировании высоких значений КИН и длительных сроков разработки [5]. Но в настоящее время необходимо, в первую очередь для крупных месторождений, выделять и V стадию разработки, в которой будут в основном эксплуатироваться запасы нефти, ранее не учтенные ни в официальных балансах нефти, ни в принятых проектах разработки (запасы в плотных пластах, ранее неподвижные запасы в эксплуатируемых объектах). С учетом сказанного, новая стадийность разработки приведена на рис. 3.

Это подкрепляется современными достижениями в выработке запасов нефти в особо сложных геологических условиях: плотных (некондиционных) пластах, высокообводненных длительно эксплуатируемых пластах). Это технологии ГС, РГС, МЗС, поинтервальный, направленный ГРП, комплексирование ГС с многостадийными ГРП, ГС с волновыми методами, химических композиций для выработки высокообводненных пластов, использование CO_2, импульсно-плазменной и др. Ряд этих технологий (физико-химических) созданы в РТ, а остальные здесь успешно используются.

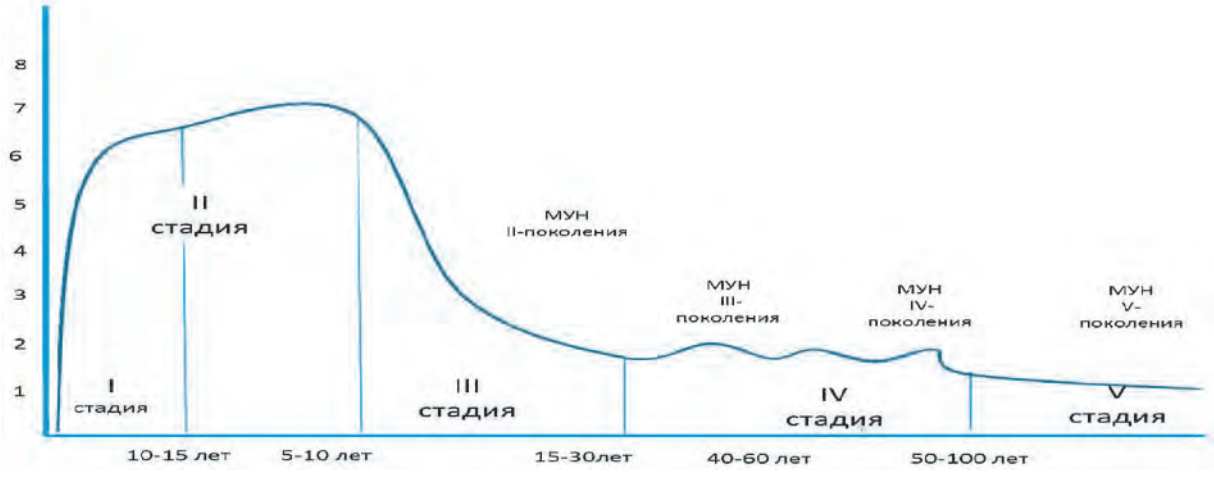


Рис. 3. Стадии разработки эксплуатационного объекта (по Р.Х. Муслимову).

Второе направление – повышение эффективности разработки мелких месторождений с ТЗН. Этого можно достичь, в первую очередь, уплотнением сетки скважин. Первоначально эти месторождения были разбурены сетками плотностью 12–16 га/скв. Но по большинству из них все равно придется применять новые МУН (в основном тепловые), требующие плотных сеток скважин. Кроме того, последние исследования показали, что для данных условий оптимальными являются расстояния между скважинами в 150–200 м. Следовательно, не боясь снижения дебитов за счет интерференции скважин, можно уплотнить сетку скважин до 2,5–4 га/скв. Это открывает большие возможные увеличения добычи на этапе подготовки к будущему внедрению тепловых МУН. Таким образом, сначала мы получаем эффект за счет уплотнения сетки скважин, а затем синергетический эффект за счет применения тепловых МУН (рис. 4).

Следующим направлением развития нефтяной отрасли должно быть решение проблемы разработки нетрадиционных залежей. Для РТ приоритетным является освоение сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) пермских отложений.

В советский период по изучению геологии и добычи пермских битумов была проведена огромная работа и наши ученые (З. Янгуразова) уже тогда практически подошли к решению проблемы эффективной добычи из лучших в геоло-

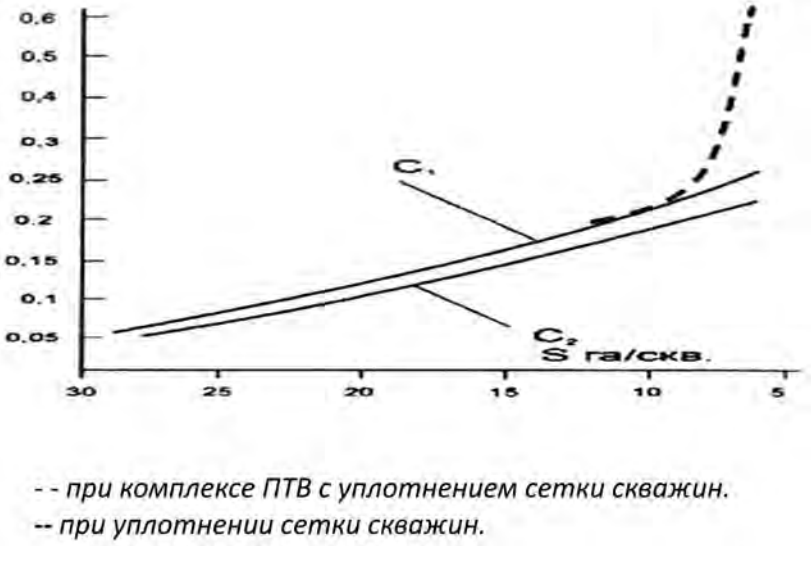


Рис. 4. Зависимость КИН от ПСС для залежей в карбонатных коллекторах нижнего и среднего карбона (по Р.Х. Муслимову).

гическом отношении объектов шешминского горизонта. Однако современная эффективная технология для этих геологически благоприятных условий, как всегда, пришла с Запада.

Опытно-промышленные работы по добыче СВН по этой технологии в лучших геологических условиях на Ашальчинском месторождении (большие мощности пластов, высокая нефтенасыщенность, сравнительно небольшая вязкость) дали привлекательные результаты: дебиты пары скважин возросли до 40–50 т/сут при сравнительно небольшой обводненности, паро-нефтяное отношение в пределах 3 т/т. Но это достигнуто в лучших геологических условиях.

Успехи большие, но проблем (пока в основном технических) много. Затем появятся геолого-технические и технологические задачи по вытеснению из сложнопостроенных залежей тяжелых и сверхтяжелых углеводородов (УВ).Они будут решаться при проведении ОПР на Ашальчинском и Мордово-Кармальском месторождениях, а также на создаваемом ПАО «Татнефть» опытном полигоне «Битум».

В соответствии со стратегией вклад в текущую добычу СВН и ПБ к 2030 г. должен составить около 12% всей добычи нефти в РТ, что уже существенно. Одновременно необходимо готовить к промышленному освоению после 2030 г. залежи в плотных породах (включая сланцевые и им подобные отложения).

Нефте-газосодержащих плотных пород в природе гораздо больше, чем традиционных пород-коллекторов, что обусловлено условиями осадконакопления и последующего преобразования осадков. Об этом свидетельствуют уже имеющиеся данные по ресурсам обычных нефтей и жидких углеводородов в плотных и сланцевых отложениях. **Для оценки запасов нефтей в плотных и сланцевых породах нужны специфические виды исследований, а для их добычи технологии, принципиально отличные от технологий извлечения ТЗН [6].** Общим для этих технологий является увеличение проницаемости и зоны дренирования путем создания искусственных трещин и каналов фильтрации.

Методы добычи зависят в основном от геолого-физических особенностей залежей. Выбор их требует громадной аналитической и исследовательской работы. Для выработки запасов потребуется комплексирование вышеназванной базовой технологии с физическими (волновые), тепловыми (для высоковязких УВ), газовыми методами, в зависимости от состава УВ. В дальнейшем, очевидно, будут отработаны другие технологии (например, плазменно-импульсная), позволяющие существенно увеличить КИН.

В ПАО «Татнефть» создается опытный полигон «Доманик», на котором предполагается отрабатывать методы извлечения нефти из плотных (в т.ч. сланцевых) пород.

В 2015 г. Академией наук РТ с участием КФУ и других заинтересованных организаций была разработана концепция изучения и освоения залежей нетрадиционных углеводородов в РТ «Нетрадиционные углеводороды», которая определяет пути освоения НЗН в РТ (рис. 5).

1.Остаточные запасы нефти действующих крупных месторождений: уточнение кондиций пород-коллекторов, построение геолого-технических моделей (ГТМ) на новой идеологической основе, инновационное проектирование разработки с учетом новых технологий. Эффект: прирост 1 млрд т НИЗ

2. Уточнение кондиционных значений параметров пород-коллекторов, построение ГТМ на новой идеологической основе, инновационное проектирование с применением новых технологий разработки ТЗН, МУН и ОПЗ. Эффект: прирост 400 млн т НИЗ.

3. По углеводородам пермского комплекса отложений для промышленного освоения до 2030 и последующие годы предлагаются залежи СВН шешминского горизонта уфимского яруса. Для геологического изучения и проведения минимальных объемов ОПР по отработке технологий извлечения рекомендуются терригенные и высокопродуктивные отложения СВН нижнепермского и казанского комплекса пород, остальные типы залежи – только для геологического изучения в небольших объемах.

4. Сланцевые отложения и самостоятельные залежи плотных пород рекомендуются для геологического изучения с небольшим (в рамках составленной АН РТ Программы) объемом ОПР. Изучение плотных пород среди разреза разрабатываемых месторождений (не включенных в официальные балансы) рекомендуется только для геологического изучения. Такова приоритетность и концепция освоения ТЗН и нетрадиционных УВ.

Рис. 5. Концепция изучения и освоения ТЗН и НЗН.

Одновременно для МНК РТ на восточном борту Мелекесской впадины создается научный полигон («Трудноизвлекаемые запасы») по опробованию и отработке инновационных методов увеличения нефтеотдачи и стимуляции скважин на залежах с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными нефтями. Полигон включает 18 месторождений 9 МНК.

Выполнение стратегии перехода к ресурсно-инновационному развитию требует большого желания и активного участия НК России от ВИНКов до МНК. Но главным двигателем этого процесса должно стать государство, способное создать комфортные условия для создания и внедрения новых инновационных технологий (организационно-правовые, законодательные, налоговые, стимулирующие ускоренное развитие отрасли). Нужно в отрасли повсеместно создать мотивацию к развитию и перейти на инновационное проектирование. А для этого необходимы создание правил, стандартов и других регулирующих документов (рис. 6), т.е. усилия госорганов, науки и НК, а также системное налоговое стимулирование разработки месторождений в различных горно-геологических условиях.

Литература

1. *Хусаинов В.М.* Увеличение извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки крупного нефтяного месторождения (теория, геологические основы, практика): автореф. дис. ... докт. техн. наук. – М., 2011. – 50 с.

2. *Афанасьев В.С., Афанасьев С.В., Закиров С.Н.* Принципы компьютеризированных технологий интерпретации данных ГИС и трехмерного компьютерного моделирования месторождений нефти и газа // Тр. III Междунар. научн. симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, ОАО «ВНИИнефть», 20–21 сентября 2011 г. Том 2. С. 130–135.

3. *Волков Ю.А., Данилова Т.Е., Касимов Р.С.* О необходимости послойного изучения керна с привязкой к ГИС без нарушения естественной последовательности напластования // Материалы региональной науч.-практич. конф. «Проблемы повышения геологической информативности геофизических исследований скважин, Казань, 13 ноября 2007 г. – Казань: Изд-во «Плутон», 2007. С.64–80.

4. *Иванова М.М.* Динамика добычи нефти из залежей. – М.: Недра, 1976.

5. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2012. – 664 с.

6. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России/Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю, Ильинский А.А., Д. Морариу; под ред. Прищепы О.М. – СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2014. – 323 с.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Х. Муслимов

Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН

В РТ за последнюю четверть века накоплен большой опыт использования горизонтальных скважин (ГС). На 01.01.2011 в Республике Татарстан пробурено 531 горизонтальных и 82 разветвленно-горизонтальных скважин (РГС) [1].

Несмотря на длительный период использования ГС в РТ эффективность их сравнительно невысокая: дебиты ГС в 1,5–2,2 раза превышают дебиты вертикальных скважин (ВС). Для этого есть ряд объективных причин:

1. Неоднородность объекта, определяющая эффективность разработки в целом, в ГС существенно выше. Высокая неоднородность приводит к низкому охвату залежи нефтевытеснением (в процентах к вскрытой длине пласта) и ускорению процесса обводнения скважины в условиях эксплуатации ГС без специального оборудования, разделяющего интервалы с различной проницаемостью.

2. Ухудшение фильтрационных свойств пласта из-за длительного воздействия буровых растворов при бурении, а также в процессе эксплуатации ГС больше, чем ВС.

3. Изменения напряженного состояния пород в ГС оказывают боле существенное влияние на изменение коллекторских свойств пород, чем в ВС.

4. При эксплуатации залежи ГС с применением заводнения направления фильтрационных потоков, обеспечивающих необходимую пластовую энергию и более высокий охват залежи заводнением, требуют более серьезного подхода. В таком случае нагнетательные скважины также должны быть горизонтальными [2].

5. При применении ГС необходимо решать целый ряд вопросов технико-технологического характера (оптимизация длины горизонтального участка, определение необходимой точки входа в пласт, профиль ГС и положение в залежи, разобщение для раздельной эксплуатации участков с различной геологической характеристикой).

Все это требует более точного знания особенностей геологического строения объекта, особенно в межскважинном пространстве.

Анализ технико-экономической эффективности бурения ГС на 7 участках второго блока кизеловской залежи Бавлинского месторождения, проведенный дипломницей Г. Ф. Юльметовой, показал:

1. Отсутствие технологического эффекта от бурения ГС в условиях разработки залежи на естественном, природном, режиме (2 участка).

2. На участках с применением заводнения технологические показатели ГС (дебиты нефти, продуктивность) лучше чем в ВС, но ненамного (в 1,1–1,5 раза). Экономические показатели по сравнению с разбуриванием залежи системой ВС с расстоянием между скважинами 400 м (бурение двух ВС вместо одной ГС с длиной горизонтального ствола 400 м – признанной в РТ оптимальной) существенно хуже.

Исходя из изложенного, для корректного определения экономической эффективности системы разработки с применением ГС необходимо ее сравнивать с системой ВС, учитывая, что ГС уменьшает бурение ВС на 1–2 и т. д. скважин.

Накопленный опыт бурения ГС позволяет утверждать, что в большинстве случаев для повышения эффективности бурения ГС необходимо создавать системы разработки с применением ГС, а не ограничиваться бурением одиночных ГС или МЗС. В этом случае мы получим синергетический эффект от бурения ГС. Однако в большинстве случаев фактически при проектировании и реализации бурения ГС отмечается несистемный подход. Дело в том, что сами ГС и РГС в условиях платформенных месторождений с их низкой энергетикой сами по себе не решают вопросы повышения эффективности выработки запасов. Они являются лишь элементами системы разработки, органически вписываемыми в эту систему. В данном случае, также как и в системах разработки с ВС, нужно соблюдать баланс закачки и отбора, оптимизировать плотность сетки скважин (ПСС) и давлений нагнетания и отбора, обеспечивать контроль и регулирование процессов разработки, регулировать направления и формы потоков жидкости в пласте.

Горизонтальное бурение получило развитие на крупнейшем в Западной Сибири Федоровском нефтегазовом месторождении, с целью вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефтегазовой залежи пласта АС4-8, особенностью которой является наличие подошвенной воды и газовой шапки, а также незначительная толщина (до 8–12 м) нефтяной оторочки пласта (рис. 1) [3].

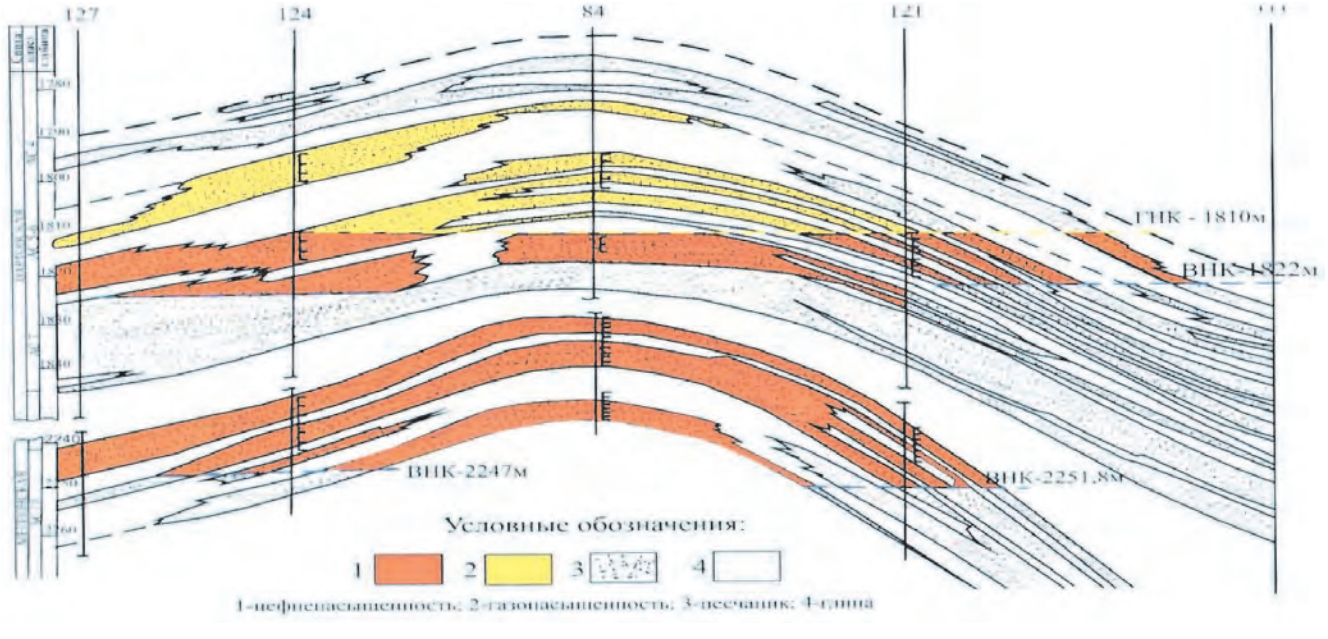


Рис. 1. Геологический профиль продуктивных отложений пластов АС4-8 Федоровского нефтегазового месторождения.

Учитывая обнадеживающие результаты работы первых ГС и низкую эффективность ВС (малые дебиты и высокая обводненность продукции), в 1994 г. Тюменским филиалом СургутНИПИнефть была составлена ТСР нефтегазовой залежи пласта АС4-8 Федоровского месторождения с применением горизонтальных скважин. Технологической схемой предусмотрено бурение 1931 скважины, в том числе, добывающих – 1175, из них 1003 ГС и 756 нагнетательных. Бурение такого количества ГС на одной залежи не имело аналогов в мировой практике. Затем в процессе проектирования проектный фонд был увеличен до 2511 скважин, из которых 1003 горизонтальные. Для проектных ГС была принята средняя длина горизонтальной части ствола 550 м.

На Федоровском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз» решал основные технико-технологические вопросы разработки залежи системой ГС: конструкции ГС, бурение ГС (направление ствола и входа в пласт, профиля и обеспечения заданного интервала горизонтального участка), устьевого и подземного оборудования, оптимальной длины, горизонтального участка, расстояний горизонтального участка (ГУ) от ГНК и ВНК и др. Все эти вопросы, в конечном счете, нашли свое удовлетворительное решение.

На максимуме годовой добычи, достигнутой половиной проектного фонда, было отобрано 28,7% НИЗ (темп отбора 3,7% от НИЗ) при весьма высокой обводненности – около 85%.

Анализ эффективности разработки нефтяной оторочки на объекте $АС_{4-8}$ проводился в последнее время дипломницей КФУ Ю. Н. Авраменко.

На Восточно-Моховой площади, с которой начался эксперимент по разработке залежи ГС на максимуме годовой добычи (темп отбора 6,05 от НИЗ), при отборе 32,5% НИЗ обводненность составила 80,7%.

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что практически во всех геологических условиях характеристики вытеснения по ГС лучше, чем по ВС – выше дебит нефти, меньше добывается воды и прорывного газа. исключение составляет нефть, контактная с газом, где по ГС в начальной стадии эксплуатации газовый фактор выше, чем по ВС.

При сравнении характеристик разработки с применением ВС и с применением ГС на севере Восточно-Моховой площади видно, что на начальной стадии разработки характеристики вытеснения на участке с применением ГС более благоприятные. Раньше началась стабилизация обводненности. Если на участке с применением ВС обводненность стабилизировалась на уровне 85%, то на участке с применением ГС на уровне 70%, то есть доля нефти в добываемой жидкости при одинаковом КИН в 2 раза больше.

При одинаковой степени прокачки (отношение накопленной добычи жидкости в пластовых условиях к балансовым запасам нефти) выше текущей КИН, ниже накопленные водонефтяной (ВНФ) и газонефтяной факторы (ГНФ).

Сравнение показателей эксплуатации ВС и ГС показано в таблице 1.

Таблица 1

Сравнительная характеристика в эксплуатации ГС и ВС

	ГС	ВС
количество скважин, шт.	215	93
отработанное время на 1 скв., скв.-годы	1,5	4,2
накопленная добыча нефти на 1 скв., тыс. т	**14,9**	16,0
средний дебит нефти, т/сут	29,8	10,8
средний дебит жидкости, г/сут	103,0	94,0
накопленный водонефтяной фактор, т/т	2,45	6,97
коэффициент продуктивности, 10 т/сут. Мпа	11,0	5,5
длина ствола скважины, м	2800	2150
длина горизонтального участка, м	521	-

Сравнение показателей эксплуатации ГС и ВС показывает, что практически одинаковая добыча нефти (13,9 тыс. т на 1 ГС и 16,0 тыс. т на 1 ВС) получена за 1,5 года работы ГС и 4,2 года работы ВС, а ГС в 2,8 раза отобрали воды меньше, чем ВС (ГС – 2,4 т воды на 1 т нефти, ВС – 7,0 т воды на 1 т нефти). добыча прорывного газа из газовой шапки по ГС больше, чем по ВС (ГС – 982 м^3 на тонну нефти, ВС – 862 м^3 на тонну нефти).

Средние дебиты за период эксплуатации составили: нефти – ГС – 27,8 т/сут, ВС – 10,8 т/сут (по ГС в 2,5 раза больше), жидкости – ГС – 103,0 т/сут, ВС – 94,0 т/сут (по ГС в 1,1 раза больше), коэффициент продуктивности по ГС в 2 раза больше, чем по ВС.

Фактические показатели выработки запасов на 2012 г. по ГС лучше – отобрано 59,7% от НИЗ, по ВС – 9,2% от НИЗ. Максимальная добыча по ГС фондом 231 скважинав 4,22 раза выше, чем ВС средний дебит 22,7 т/сут. При ВС фонд скважин 119, средний дебит составляет 10,4 т/сут.

По расчетам при эксплуатации залежи до предельной обводненности 98% в соответствии с реализуемой системой КИН может составить 0,27 при проектном 0,31. При этом показатели опытного участка, разрабатываемого ВС, намного хуже. При накопленной добычи 56,8% НИЗ обводненность составила 92,7%, текущий КИН – 0,142 при дебите нефти 7,4 т/сут. Очевидно проектный КИН 0, 25 здесь также не будет достигнут.

Для достижения проектного КИН, а возможно и его превышения на современной стадии разработки Восточно-Моховой впадины необходимо изменить саму систему разработки, создав блочную компановку, позволяющую наиболее полно использовать возможности циклического заводнения с изменением направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, в ее классических вариантах – собрания нефти в зонах стягивания контуров с последующей длительной их отработкой до обводненности 98–99%, при этом внутри блоков нагнетательные скважины следует перевести в добывающие с бурением БС. Такие же меры, очевидно, следует принять и по Федоровскому месторождению в целом. Это по опыту РТ для базовой технологии внутриконтурного заводнения.

Опыт Федоровского месторождения показывает, что в сложнейших геологических условиях нефтегазового объекта АС4-8 (небольшая нефтяная оторочка, залегающая между газовой шапкой и подстилающей водой, неблагоприятное отношение вязкости нефти к вязкости воды – 13,6, высокая неоднородность и расчлененность пластов) применение традиционных систем разработки вертикальными скважинами не может обеспечить достаточные те-

кущие уровни добычи и более или менее приемлемую нефтеотдачу. Применение систем разработки горизонтальными скважинами существенно повышает текущую добычу и конечную нефтеотдачу).

Однако при применении систем разработки с ГС необходимо учесть, что базовые принципы разработки, отработанные годами с применением традиционных ВС остаются незыблемыми. Это касается углубленного изучения детального геологического строения, выделения эксплуатационных объектов, оценки влияния плотности сетки скважин на текущую добычу и нефтеотдачу, установление режима работы (оптимальные и минимально допустимые значения пластовых и забойных давлений), контроля и регулирования процессов разработки. Этим вопросам при использовании ГС приходится уделять гораздо больше внимания, чем при эксплуатации залежей ВС (особенно это касается изучения деталей геологического строения, режимов работы скважин, контроля и регулирования процессов разработки.

О необходимости системного подхода к разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти свидетельствует опыт разработки кизеловской залежи Бавлинского месторождения.

Основной особенностью залежей верхнетурнейского подъяруса является их исключительная неоднородность и низкая продуктивность. По этой причине проведенные в течение почти 30 лет пробная эксплуатация и пробная закачка воды при достаточно больших расстояниях между добывающими и нагнетательными скважинами не дали положительных результатов. Поэтому из-за нерентабельности разработки запасы этих залежей были переведены в категорию забалансовых.

В 1962 г. в ТатНИПИнефть была составлена технологическая схема разработки залежей нижнего карбона в целом, в соответствии с которой осуществлялась совместная разработка залежей бобриковского горизонта и турнейского яруса. Однако практика совместной разработки залежей нефти, приуроченных к коллекторам различных типов, не оправдала себя, поэтому в проекте 1987 г. карбонатные отложения турнейского яруса выделены в самостоятельный объект разработки.

По решению ЦКР на первоочередных разбуриваемых участках разработки кизеловского горизонта проводились опытные работы по выяснению влияния плотности сетки скважин на эффективность разработки сложнопостроенных коллекторов, насыщенных нефтью повышенной вязкости, а также отработка систем воздействия на пласт.

В процессе опытных работ на одном из участков установлено, что применение каверн-накопителей, организация заводнения, закачка соляной кислоты обеспечивают повышение нефтеизвлечения на 15–20% (абсолютных). Результаты работ по заводнению карбонатных коллекторов пористостью 8–11% на другом участке с освоением под закачку группы скважин оказались достаточно обнадеживающими. Ожидаемый коэффициент нефтеизвлечения по участку составляет 0,30 при проектном 0,2. Разбуривание и разработка одного из участков показали, что плотность сетки 4 га/скв обеспечивает достаточно высокие темпы годовых отборов даже на естественном режиме.

Наиболее интересной является разработка Коробковского участка кизеловской залежи Бавлинского месторождения (рис. 2) [4].

Залежи нефти Коробковского участка массивного типа. Кизеловский горизонт турнейского яруса сложен известняками. Разработка данного участка Бавлинского месторождения была начата в 1976 г.

Общая толщина кизеловского горизонта составляет в среднем 21,4 м, эффективная средняя нефтенасыщенная толщина – 5,8 м, коэффициент расчлененности – 1,4 доли ед, песчанистость разреза пласта – 0,69 доли ед. Нефти характеризуются средней вязкостью 20,8 мПа·с, плотностью 872,5 кг/м^3 в пластовых условиях, давлением насыщения 3,3 Мпа. По содержанию серы нефть является сернистой.

В 2002 г. институтом ТатНИПИнефть в сотрудничестве со специалистами геологической службы НГДУ «Бавлынефть» предложена новая комплексная технология разработки карбонатных коллекторов [5].

Технология включает в себя площадную девятиточечную систему расположения скважин с горизонтальными и вертикальными стволами и нагнетательной скважиной в центре элемента. Расстояние от нагнетательной до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей 635 м (рис. 3).

Динамика дебитов, обводненности и действующего фонда вертикальных и горизонтальных скважин приведена в таблице 3 и рис. 6. Дебиты нефти и обводненность ВС и ГС приведены на рис. 4, а дебитов и обводненности ГС и ВС на рис. 5.

На 01.01.2016 в промышленной эксплуатации находятся 172 добывающих (71–ГС) и 40 нагнетательных (1 – ГС) скважин, из которых 8 – в постоянной работе от кустовой насосной станции (КНС – 12), остальные нагнетательные скважины работают от скважин, дающих техническую воду в циклическом режиме.

В 2015 г. добыча нефти по рассматриваемому объекту составила 293,6 тыс. т, темп отбора от начальных извлекаемых запасов – 6,9%, жидкости добыто 343, 6 тыс. т при обводненности добываемой продукции 14,6%, с целью поддержания пластового давления закачено 72 тыс. м^3 воды.

Обращает внимание несоответствие между темпами отбора нефти и обводненностью продукции. При весьма большой выработанности залежи (76,6% отНИЗ) обводненность составляет всего 14,6%), что противоречит опыту разработки месторождений (особенно нефтей с повышенной вязкостью (рис. 6) [6]. При такой низкой обвоненноститекущий КИН составил 0,153 при проектном 0,2. При этом темпы разработки весьма высокие 6,9% в год от НИЗ (против обычных для месторождений в карбонатных пластах РТ 0,5–1, реже 2% в год). Причем такая нефтеотдача достигнута на начальном этапе разработки, когда залежь даже не вышла на максимум годовой добычи.

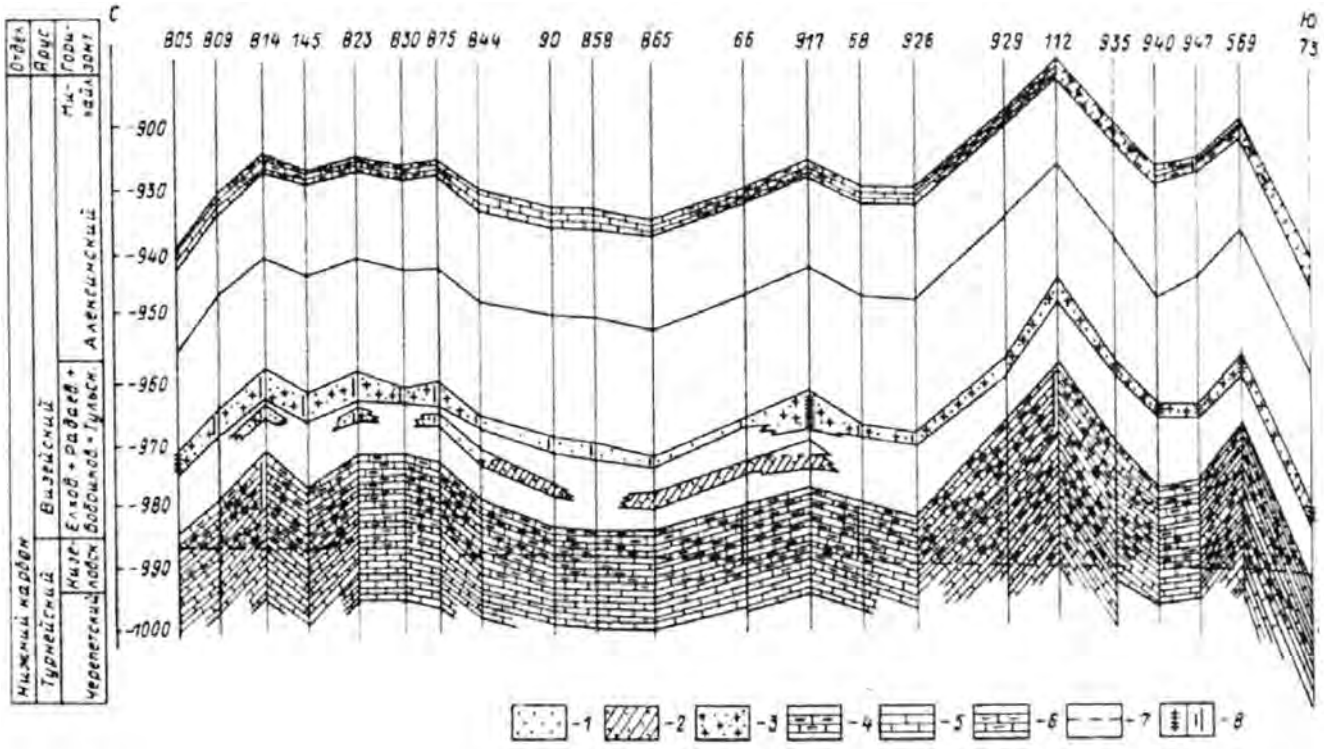


Рис. 2. Геолого-промысловый профиль по линии скв. 805-73 по отложениям нижнего карбона Бавлинского месторождения. Терригенные породы, коллекторы: 1 – нефтенасыщенные; 2 – водонасыщенные; 3 – заводненные. Карбонатные породы, коллекторы: 4 – нефтенасыщенные; 5 – водонасыщенные; 6 – плотные породы; 7 – ВНК; 8 – интервалы перфораций нагнетательных/добывающих скважин.

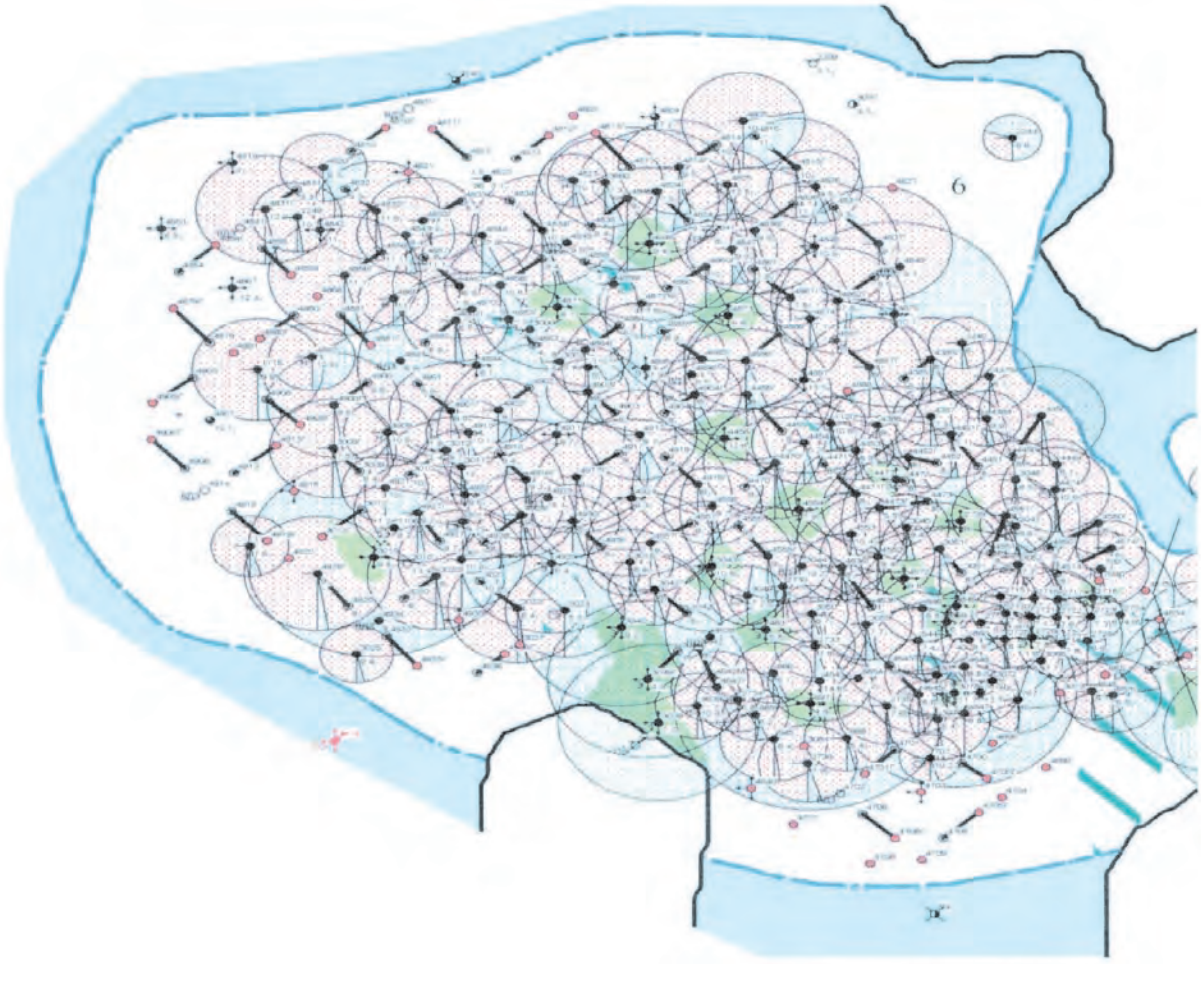


Рис. 3. Карта разработки 6 блока (Коробковский участок).

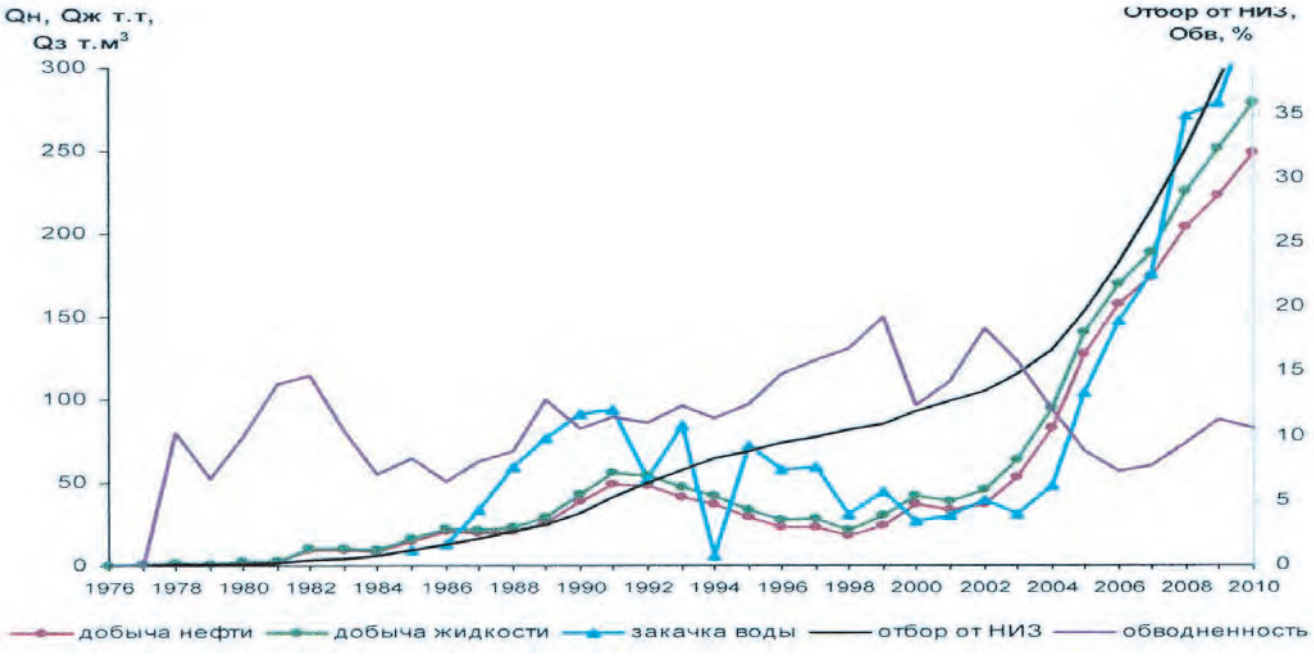
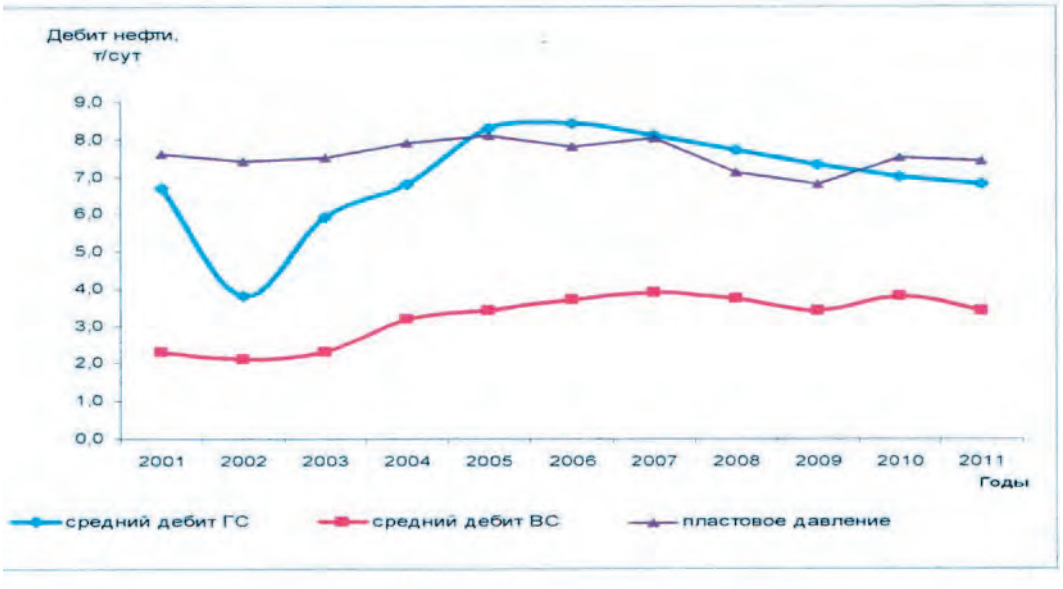


Рис. 4. График разработки кизеловского горизонта.



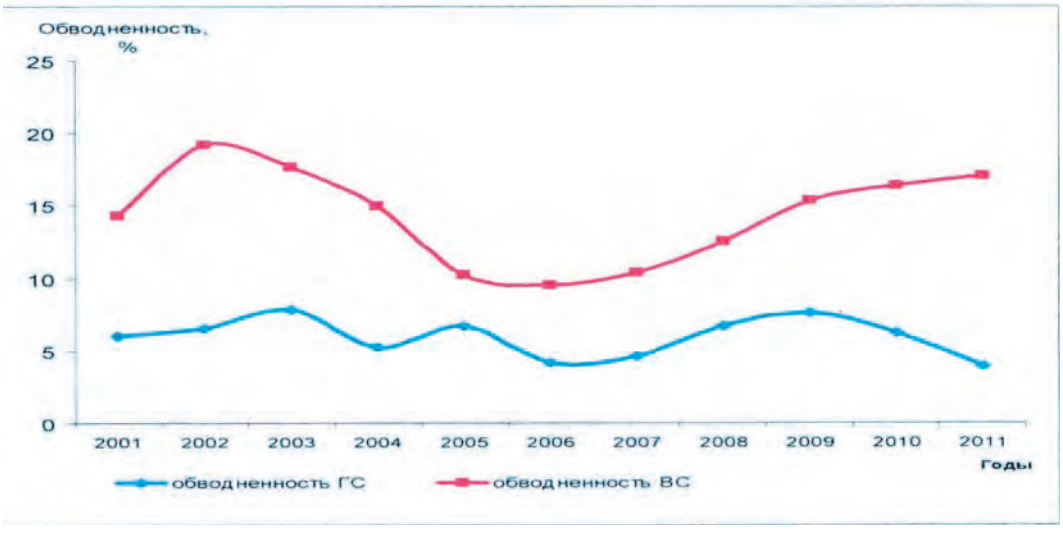


Рис. 5. Распределение дебитов и обводненности горизонтальных и вертикальных скважин 6 блока.

В чем же дело? Такие показатели возможны либо за счет занижения балансовых запасов, либо за счет занижения проектного КИН при применяемой новой технологии разработки, либо за счет того и другого. Очевидно, на рассматриваемой залежи мы имеем дело с третьим случаем. Что касается занижения балансовых запасов. Здесь мы имеем дело с карбонатным массивом, в котором существующая практика определения так называемых балансовых запасов несовершенна. Они определяются только поискусственно выделенным, так называемым проницаемым пропласткам. Доля коллекторов здесь в нашем случае составляет 69%.

Последние исследования КФУ (В. П. Морозов и др.) по верхнетурнейским отложениям восточного борта Мелекесской впадины) показали наличие нефти почти по всей нефтенасыщенной части разреза.

Поэтому ряд специалистов настойчиво предлагают перейти от учета так называемых «балансовых» к геологическим запасам [2, 3, 6]. Тогда устранится нестыковка между большими отборами от учтенных на балансе запасов и малой обводненностью залежи на Коробковском участке. Аналогичная картина наблюдается повсеместно в РТ.

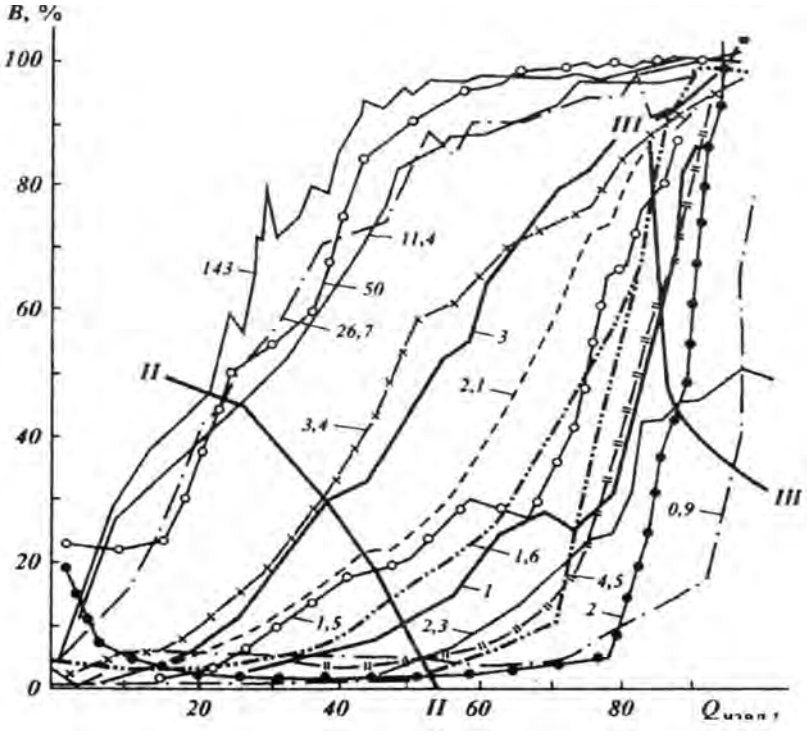


Рис. 6. Динамика обводнения продукции в процессе разработки эксплуатационных объектов с различной вязкостью пластовой нефти (М. М. Иванова и др.).

Второй аспект касается эффективности технологии разработки на участке с применением ГС. Проведенные расчеты добычи нефти, до конца разработки, до обводненности 98% показали возможность достижения КИН 0,369, а с учетом минимальной корректировки балансовых запасов (с переходом на геологические) – около 0,3. Это будет реальный КИН, увеличенный против проектного 0,2. Такова достаточно большая реальная эффективность новой технологии.

Но на этом не исчерпывается возможная эффективность принятой технологии. Она может быть усовершенствована и получить дальнейшее развитие.

Реальная основа принятой технологии заключается в применении ГС и вертикально-латериального циклического заводнения. Как обосновано в публикациях С. Н. Закирова [8, 9], доказано, что, если бурится горизонтальная добывающая скважина, то она должна дополняться горизонтальной нагнетательной скважиной. Кроме того, со временем при отборе 80% и более от реальных запасов нефти, о которых сказано выше, необходимо использовать такой мощный рычаг как изменение направления фильтрационных потоков жидкости в пласте, изменив расположение добывающих и нагнетательных скважин, перейдя на блоковую систему разработки. Позволяющую концентрировать остаточную нефть в определенных, уже наметившихся зонах, и обеспечивать ее отбор с применением классических схем нестационарного заводнения. При этом КИН, по нашей оценке, составит 0,45 к ныне принятым балансовым запасам (или 0,361 к скорректированным геологическим запасам. Последние требуют специального подсчета по рекомендованным специалистами КФУ методам.

Литература

1. *Хакимзянов И. Н., Хисамов Р. С., Ибатуддин Р. Р., Фазлыев Р. Т., Никифоров А.И.* Наука и практика применения разветвленных и многозабойных скважин при разработке нефтяных месторождений / Хакимзянов И. Н. и др. ; под ред. Хисамова Р. С. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2011. – 320 с.

2. *Закиров С. Н., Индрупский И. М., Закиров Э. С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 484 с.

3. *Муслимов Р. Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005.

4. *Хисамов Р. С., Ибатуллин Р. Р, Хакимзянов И. Н., Киямова Д. Т.* Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геолого-технической модели // Георесурсы. – 2013. – № 4(54). – С 36–44.

5. *Подавалов В. Б., Яртиев А. Ф., Морозов П. Г.* Эффективность бурения скважин на Коробковском участке Бавлинского месторождения // Георесурсы. – 2016. – Т. 18. – № 2. – С. 111–114. DOI: 10. 18599/grs. 18.2.7.

6. *Муслимов Р. Х.* Нефтеотдача; прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2014. – 750 с.

7. *Иванова М. М., Дементьев Л. Ф., Чоловский И. П.* Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа. – М.: Недра, 1985.

8. *Zakirov, S. N, 8. Zakirov, E. S.*: «Pseudo Horisontal Wells: Alternative to Horisontal and Vertikal Wells». /Paper SPE 37085 presented at the 2nd International Conferens on Horisontal Well Technology. Calgary? Nov/ 18–20, 1996.

9. *Закиров С. Н., Закиров Э. С.* Новый подход к разработке нефтегазовых залежей. – М.: Изв. ИРЦ Газпром, 1996.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

[1]А.С. Эльдарханов, Н.В. Самсоненко, [2]В.О. Абрамов

[1]Грозненский ГНТУ им. ак. М.Д. Миллионщикова, ООО «Вяжущее-Сервис»,

[2]ИОНХ РАН, chief@nomit/ru

В работе [1] обозначены современные задачи нефтегазодобычи в РФ, выделены проблемы отрасли и пути их решения в видении авторов. Одной из наиболее важных проблем из них является повышение качества крепления скважин. Заканчивание любой по назначению скважины является одним из основных и технологически сложных процессов, охватывающих весь цикл работ от начала вскрытия продуктивного пласта бурением и до ввода скважины в эксплуатацию. Накопленный опыт показывает, что заканчивание скважин в условиях низких пластовых давлений и низкопроницаемых поровых, трещинно-поровых и трещинных коллекторов отличается повышенной сложностью. Указанные проблемы связаны со сложностью самих используемых технологий цементирования заколонного пространства скважин, причем проблемы цементирования газовых скважин значительно выше по сравнению с проблемами, существующими для нефтяных скважин. На сегодняшний день отсутствуют универсальные технологии, которые бы обеспечивали высокое качество цементирования затрубного пространства скважин при их строительстве в различных геологических условиях. В большинстве случаев при высоких фильтрационно-емкостных характеристиках продуктивных пластов, сложном строении коллекторов, значительных коэффициентах аномальности – заканчивание скважин традиционными методами невозможно в связи с поглощением больших объемов технологических растворов (буровых, буферных, тампонажных и др.), приводящем к существенному снижению коллекторских свойств продуктивных пластов. По оценкам многих исследователей и специалистов средняя относительная продуктивность пластов эксплуатационных скважин почти в два раза ниже потенциально возможной, а период освоения составляет от нескольких суток до нескольких месяцев. По результатам промысловых наблюдений доказано, что извлечение фильтратов использованных при бурении технологических растворов из призабойной зоны пластов для карбонатных коллекторов продолжается до 2–3 лет, а для терригенных – до 5-6 лет.

В этой связи, основными требованиями к технологии заканчивания скважин являются сохранение природных коллекторских свойств продуктивных пластов и надежная изоляция их от других флюидосодержащих пластов. Однако при использовании даже самых передовых технологий при репрессии в пласте будет формироваться зона проникновения фильтратов и самих технологических растворов. Поэтому, снижение радиуса этой зоны проникновения, использование технологических растворов с минимальным отрицательным воздействием на призабойную зону, а также воздействие на технологические растворы различными методами с целью повышения качества заканчивания скважин является актуальнейшей задачей.

Применение на практике седиментационно-устойчивых аэрированных и расширяющихся при затвердевании тампонажных растворов, образующих газоводонепроницамые камни с повышенной деформативной способностью, позволяет четко разделять проницаемые пласты с разным пластовым давлением, обеспечивая лишь приствольную их кольматацию. Этим самым, как установлено при совместном анализе данных радиоактивной и акустической цементометрии, сохраняется природная проницаемость продуктивных пластов надежно изолируются сверху и снизу газоводонепроницаемыми расширяющимися камнями с повышенной деформативной способностью [2–4].

Математическое моделирование процессов эксплуатации скважин, проведенное специалистам РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, показало что, снижение проницаемости пласта вблизи призабойной зоны скважины приводит к резкому уменьшению его дебета. Из расчетов следует, что разработка новых технологий, обеспечивающих снижение радиуса проникновения технологических растворов в призабойную зону, чрезвычайно важна и существенным образом сказывается не только на текущих дебетах скважин но и на значении коэффициента извлечения нефти (КИН).

Тампонажные растворы должны обеспечивать качественное разобщение пластов при строительстве и эксплуатации скважины, поэтому к ним предъявляются следующие требования [5]:

– быть герметичной при существующих перепадах давления между проницаемыми пластами и скважиной;

– должна постоянно иметь плотный контакт с окружающими горными породами и со стенкой обсадной колонны, герметичность которого не должна нарушаться под влиянием любых внешних нагрузок;

– быть долговечной и не разрушаться под действием пластовых флюидов, газов, бактерий, изменения температур, давлений и т.д.

– быть морозостойкой в скважинах с многолетнемерзлыми породами и не разрушаться под действием циклического изменения температуры.

Основными дефектами при тампонировании скважин считаются:

– недоподъем тампонажного раствора до проектной высоты;

– возникновение поглощений растворов и гидроразрыва пластов при подготовке ствола, спуске обсадной колонны и цементировании;

– наличие давлений в межколонном пространстве на устье скважины после ОЗЦ и межпластовые перетоки при эксплуатации;

– присутствие посторонних флюидов в извлекаемой продукции при освоении скважин;

– ухудшение коллекторских свойств продуктивных пластов при цементировании;

– показатель качества крепления по данным АКЦ в продуктивном интервале и пластах с АВПД составляет менее 0,85.

При наличии такого рода дефектов откладывается ввод скважины в эксплуатацию до восстановления необходимой прочности и герметичности крепи ствола скважины – иначе на восстановление будут тратиться значительные средства и время для проведения незапланированных ремонтных работ.

Для специалистов низкая результативность и эффективность отечественного бурения не является секретом. Так, в ОАО «Газпром», в качестве причин низкого качества крепления скважин, в частности по применению тампонажных растворов, названы следующие:

– крайне ограниченные объемы применения качественных тампонажных цементов;

– отсутствие обработки тампонажных растворов понизителями водоотдачи, которая достигает 600-800 $см^3$/30 мин;

– применение тампонажных растворов с завышенными в 2-3 раза сроками загустевания и схватывания;

– отсутствие облегченных тампонажных смесей заводского качества;

– нарушение принятой технологии приготовления облегченных тампонажных растворов («мокрый» метод);

– отсутствие промышленного производства и применения специальных тампонажных материалов для специфических условий (многолетнемерзлые породы, агрессивные среды, высокие температуры и др.). Анализ статистических данных, опубликованных ОАО «Газпром», показывает, что доля дефектных скважин, сдаваемых в эксплуатацию, достигает десятков процентов. Так, из 1512 скважин, законченных бурением в ОАО «Газпром» в 1999 г., по данным акустической цементометрии (АКЦ) – 812 (31,45%) имели плохое качество цементного камня за обсадной колонной. В 167 скважинах (6,45%) в процессе крепления имели место недоподъем цементного раствора за обсадной колонной до проектной высоты, недоспуск обсадной колонны до забоя, не герметичность резьбовых соединений обсадных труб или колонной головки, оголение низа обсадной колонны, прихват обсадной колонны. На Ямбургском газоконденсатном месторождении в затрубном пространстве скважин имеются интервалы, где цементный камень вообще отсутствует. На многих скважинах имеются межколонные перетоки и давления. За период с 01.12.05 г. по 01.04.06 г. на Харвутинской площади этого месторождения было зацементировано 15 кондукторов и 11 эксплуатационных колонн. При этом степень заполнения открытого ствола цементным раствором колеблется в интервале от 0,00 до 96,54%, а в среднем составляет 62,23%. Сплошной контакт цементного камня с колонной составляет в среднем 14,55%, а с породой – 33,64%. Из 446 скважин на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении в 206 (46,2%) выявлены межколонные давления. Косвенно, по затратам времени на устранение аварий и брак, можно судить и о состоянии разведочного бурения. Так, у буровой компании ООО «Бургаз» (в настоящее время ООО «Газпром бурение»), являющейся одним из лидеров отечественного бурения, производительное время в разведочном бурении в 2004 году составило 84,0%, на аварии и брак потрачено 10,5% календарного времени строительства скважин.

Этап крепления скважин является наиболее сложным и опасным с точки зрения создания предпосылок для образования флюидопроводящих каналов и прочих осложнений при дальнейшей их эксплуатации. Поэтому, рынок нефтесервисных услуг остро нуждается в разработке инновационной технологии заканчивания скважин. Одним из перспективных направлений повышения качества разобщения пластов является ультразвуковое воздействие в период ОЗЦ, позволяющее направленно и комплексно влиять на формирование тампонажного камня и его контактных зон в заколонном пространстве скважины. Технология может отличаться высокой эффективностью, доступностью применяемых материалов и технических средств, а также относительно низкой стоимостью, что важно в связи с ростом себестоимости добываемой продукции на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки.Разработка и широкое внедрение новой технологии в практику позволит существенно сократить количество скважино-ремонтов, их сложность и соответственно стоимость, что в конечном итоге приведет к интенсификации притока углеводородов и повышению объема добываемой продукции, как из новых перспективных месторождений, так и месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Предлагаемый подход к решению проблемы повышения качества заканчивания скважин.

Тампонажные цементы должны характеризоваться временем необходимого набора прочности – первые двое суток твердения. Прочность затвердевшего цементного раствора в краткие сроки должна обеспечить закрепление колонны в стволе скважины, ее устойчивость при дальнейшем разбуривании и перфорации, а также эффективную изоляцию от проницаемых пород. Цементный камень должен быть стоек по отношению к агрессивным пластовым средам и водонепроницаемым, чтобы защитить продуктивные нефтяные горизонты от пластовых вод, а обсадную колонну – от проникновения жидкостей, содержащих большое количество различных солей, а зачастую и сероводород. Кроме того, в начальный период твердения цементный камень должен быть достаточно пластичным, чтобы,

при перфорации скважин, в нем не образовались трещины, а вместе с тем – достаточно долговечным в условиях, когда ему приходится противостоять воздействию не только агрессивных пластовых вод, но и высокой температуры и давления. Необходимо учитывать и водоотдачу, которая вполне возможна при наличии проницаемых пластов, отсасывающих часть воды из цементного раствора, что заметно снижает водоцементное соотношение, которое влияет на вязкость и сроки схватывания цемента.

Инновационная технология, при последовательном применении аэрированных упругих эрозионного буферного и тампонажного растворов, позволит целенаправленно формировать составной столб в заколонном и межколонном пространствах при цементировании всех обсадных колонн в один прием, исключить, где это допустимо, использование устройств ступенчатого цементирования. При этом, расчет возникающих нагрузок в заколонном пространстве – производить с использованием базовых (полученных при низкой интенсивности перемешивания) плотностей эрозионного буферного и тампонажного растворов [3-5].

Основными функциями аэрированных упругих тампонажных растворов являются: их совместимость с замещаемым аэрированным эрозионным буферным раствором; приствольная кольматация проницаемых пород пузырьками воздуха и выход при этом тампонажного раствора на устье в сложных горно-геологических условиях цементирования; снижение гидродинамического и гидростатического давлений на проницаемые пласты пород, склонных к гидроразрыву; расширение этих растворов при температурах выше 30°С [6].

После продавки тампонажного раствора в заколонное пространство осуществляется ультразвуковое воздействие на него в различных сочетаниях для достижения требуемого качества цементирования обсадных колонн в разных горно-геологических условиях. Ультразвуковое воздействие, за счет создающихся ударных волн, обеспечивает сплошной контакт тампонажного камня с породой и колонной, а также приводит к снижению его газоводопроницаемости и повышению плотности.

Эксперименты показали, что акустическое воздействие оказывает существенное влияние на прочность и проницаемость контактных зон тампонажного камня в разрабатываемом процессе. Наибольший рост прочности контакта (в 36.7 раза !!!) достигнуто при ультразвуковом воздействии у кернов с глинистой коркой. Прочность контакта камня и керна с кольматационным экраном – увеличивается в 7.3 раза, а камня и обсадной колонны – в 5.5 раз по сравнению контрольными образцами. Наибольший рост прочности для всех контактных зон наблюдается в начальное время приложения воздействия. При этом существенно сократилось время схватывания цементного камня. Характер изменения проницаемости исследуемых зон находится в обратном соответствии с закономерностями изменения прочности.

Решение проблемы повышения качества крепления скважин должно быть основано на одновременном рассмотрении двух задач:

– подборе рецептуры цементного раствора путем использования различных добавок для регулирования свойств под конкретные скважинные условия;

– оптимизация технологии закачки, размещения и акустической обработки тампонажных растворов в цементируемом заколонном пространстве скважины,

Такой комплексный подход должен сочетать в себе разработку:

– составов новых порошкообразных смесей позволяющих приготавливать высококачественные аэрированные эрозионные буферные растворы с пониженным водоотделением,. высокой седиментационной устойчивостью, упругостью, удерживающей и выносной способностью, а также совместимостью с различными химически обработанными буровыми растворами и образующими газоводонепроницаемые камни с повышенной деформативной способностью и большим расширением при давлении 0,1 МПа;

– специального технологического ультразвукового оборудования для акустического воздействия на тампонажный раствор, находящегося в заколонном пространстве.

– инновационной технологии цементирования разных обсадных колонн, в том числе – при сохранении природных коллекторских свойств продуктивных пластов с низкопроницаемыми поровыми, трещинно-поровыми и трещинными коллекторами;

– нового специального, высокотехнологичного и высокопроизводительного оборудования для цементирования скважин (такой проект уже разрабатывается).

Новизна предлагаемой инновационной технологии заключается в использовании аэрированных тампонажных растворов и добавок, позволяющих иметь достаточную подвижность раствора при закачке, а с другой стороны обеспечивающих повышение прочности цементного камня и его сцепления с колонной и породой, а также значительного увеличение темпа набора начальной прочности (с нескольких суток до нескольких часов) при воздействии на раствор упругих колебаний высокой интенсивности.Технология основана на том, что важные физико-механические показатели цементного камня могут регулироваться уже после размещения тампонажного раствора в заколонном пространстве путем воздействия ультразвуковых волн на определенной частоте, равной частоте энергии колебательных степеней свободы частиц твердой фазы тампонажного раствора. Данное воздействие способствует перераспределению коллоидных частиц определенным способом в соответствии с расположением силовых линий ультразвукового поля, что приводит к более плотному контакту «цемент-колонна» и «цемент-порода», увеличивает предел прочности на сцепление, а также способствует повышению степени изоляции и достаточно быстрому темпу набора прочности цементного камня.

В настоящее время в ООО «ВЯЖУЩЕЕ-СЕРВИС» разработана и изготовлена опытная партия порошкооб-

разного эрозионного буферного и расширяющегося тампонажной смеси, реализуя на практике инновационную технологию цементирования. Такими смесями успешно зацементировано более 80-ти опытных обсадных колонн в сложных горно-геологических условиях, [2–6].

По данным журнала «Нефтегазовая вертикаль», в 2009 г. объемы капитального ремонта скважин (КРС) основных вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) составили 35 тыс. операций. Средняя стоимость одной операции капитального ремонта скважин основных ВИНК в 2009 г. равнялась 1393 тыс. руб. Таким образом, объем рынка капитального ремонта в 2009 г. составил около 48,8 млрд руб. Примерно треть от этой суммы ~ 14,7 млрд руб. составляют затраты на ремонтно-изоляционные работы по ликвидации перетоков и негерметичностей скважин. Это реальные потери, которое несёт народное хозяйство из-за некачественного крепления скважин только по нефтяному сектору. При учёте газового сектора эта цифра практически удваивается и расходы на КРС будут составлять порядка ~100 млрд руб. А это только прямые потери, а косвенные потери – простои, ремонты, выход на рабочий режим (недодобыча и недопоставка нефти и газа) вообще трудно оценить, хотя закономерно предположить, что они будут значительно выше расходов на капремонт скважин.

В таблице приведен анализ рынка бурения в РФ по данным ЦДУ ТЭК.

Показатель	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Объем проходки в бурении, тыс. м.	14627	15851	14113	13383	14011	14779	15572	16384
Средняя стоимость метра бурения, $	443	603	362	398	418	429	444	459

Примечание: в стоимость операций по бурению включены цены на проведение мероприятий по промывке и креплению скважин.

Таким образом, средняя стоимость метра бурения с креплением скважины составляет 11 500 – 12 000 руб. При этом стоимость работ по цементированию (включая материалы) составляет всего 480 – 500 руб./м, т.е. 4-5% от стоимости строительства скважины.

В процессе реализации проекта в полном объёме будет разработана следующая продукция:

1. Тампонажные материалы и комплексные добавки к его раствору, которые с одной стороны будут обеспечивать их подвижность, позволяющую полностью заполнять этим раствором заданный интервал тампонирования, а с другой стороны – под воздействием ультразвука, обеспечат сплошное сцепление цементного камня с колонной и породой, снижение его газопроницаемости и в целом позволят получить надежный цементный камень.

2. Ультразвуковое оборудование, имеющее широкий диапазон воздействия по частоте и мощности на тампонажный раствор и обеспечивающее повышение качества цементирования скважины.

3. Методики комплексного применения предлагаемых добавок и ультразвукового воздействия в различных сочетаниях для достижения требуемого качества крепления скважины в любых физико-геологических условиях.

При внедрении предлагаемой инновационной технологии цементажа скважин стоимость операции цементажа увеличится до 700 руб./м (до 6% от стоимости строительства скважины). Однако при этом ожидается снижение стоимости КРС за счёт повышения его качества – на 20-30% и увеличение межремонтного срока эксплуатации скважин – на 30-40%. В целом объём расходов на КРС в год снизится примерно на 30 млрд. руб. С учётом объёмов бурения только в ОАО «ГАЗПРОМ», стоимость работ по цементажу скважин в год составляет порядка 7 млрд. руб., а при внедрении предлагаемой инновационной технологии составит ~ 9,8 млрд. руб. Увеличение затрат на цементаж на 2,8 млрд. руб. даёт экономию по КРС в 30 млрд. руб. Это означает, что внедрение инновационной технологии даст ~10-ти кратный экономический эффект.

Литература

1. *Эльдарханов А.С., Хавкин А.Я.* Современные государственные задачи нефтедобычи. Материалы Международной научно-практической конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». 2–3 сентября 2015 г. – Казань: Изд-во «Ихлас». – 2015. – С. 56–60.

2. *Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В.* Новый порошкообразный буферный материал для повышения качества подготовки стволов скважин к цементированию // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2009. – № 4. – С. 30–34.

3. *Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В.* Результаты применения седиментационно-устойчивых тампонажных материалов в практике цементирования // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 12. – С. 29–32.

4. *Самсоненко А.В., Самсоненко Н.В.* Мероприятия по предупреждению осложнений при цементировании обсадных колонн // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2014. – № 1. – С. 15–20.

5. *Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В.* Требования к качеству тампонажных материалов для разных условий применения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 37–39.

6. *Самсоненко А.В., Симонянц С.Л., Самсоненко Н.В.* Новые тампонажные материалы для использования в условиях нормальных и умеренных температур // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 10. – С. 42–47.

Раздел 2

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Нетрадиционные залежи

НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ПАВ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов, В.В. Козлов

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск, alk@ipc.tsc.ru

Для увеличения нефтеотдачи залежей с высокой естественной пластовой температурой, разрабатываемых заводнением, а также залежей высоковязких нефтей с естественной низкой пластовой температурой, разрабатываемых по технологии площадной закачки теплоносителя (пар, горячая вода) и пароциклических обработок (ПЦО) добывающих скважин создана загущенная нефтевытесняющая композиция на основе ПАВ с регулируемой вязкостью и щелочностью. Композиция является результатом исследования, в рамках концепции использования энергии пласта или закачиваемого теплоносителя для генерации непосредственно в пласте химических «интеллектуальных» систем – композиций на основе ПАВ и щелочных буферных систем, – сохраняющих, самоподдерживающих в пласте длительное время комплекс свойств, оптимальный для целей нефтевытеснения [1–6].

В ИХН СО РАН в течение ряда лет разрабатываются метод и технология воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями НИНКА® на основе ПАВ, соли аммония и карбамида, которые в пласте под действием пластовой температуры или закачиваемого теплоносителя образуют углекислый газ CO_2 и аммиачную буферную систему [1, 6, 7]. Карбамид непосредственно в пласте при температуре выше 70°С гидролизуется с образованием CO_2 и аммиака. Углекислый газ, в отличие от аммиака, намного более растворим в нефти, чем в воде. Поэтому в системе нефть – вода нефтяная фаза будет обогащена CO_2, а водная – аммиаком. При растворении CO_2 вязкость нефти снижается в 2–6 раз [7]. Аммиак с солью аммония образует щелочную систему с максимальной буферной емкостью в интервале pH 9–10, оптимальную для целей нефтевытеснения. Кроме того, благодаря своей щелочности и присутствию ПАВ, она способствует дополнительному вытеснению нефти, уменьшению межфазного натяжения и деструктированию, разжижению высоковязких слоев или пленок на границах нефть – вода – порода, ухудшающих фильтрацию жидкостей в пласте и снижающих полноту извлечения нефти.

Для того, чтобы увеличить нефтеотдачу не только за счет увеличения коэффициента нефтевытеснения, но и за счет повышения коэффициента охвата пласта, разработана загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА (НИНКА-З), которая является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей. Она может использоваться для повышения эффективности заводнения или паротеплового воздействия, увеличивая конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). При закачке загущенной композиции НИНКА-З в нагнетательные скважины непосредственно в пласте происходит регулируемое увеличение вязкости композиции. Это способствует выравниванию подвижностей вытесняемого и вытесняющего агентов и приводит к увеличению охвата пласта воздействием, снижению вязкостной неустойчивости фронта вытеснения, ограничению прорывов закачиваемого рабочего агента в реагирующие добывающие скважины, подключению низкопроницаемых пропластков. Кроме того, происходит дополнительное снижение вязкости нефти и доотмыв нефти из промытых зон. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти.

Для получения загущенной композиции НИНКА-З в ее состав дополнительно вводят соль алюминия, изменением концентрации которой можно регулировать вязкость композиции. При температуре выше 70°С, в результате гидролиза карбамида непосредственно в пласте pH раствора увеличивается, происходит гидролиз ионов алюминия с образованием гидроксида алюминия [1, 7, 8], и через определенное время вязкость нефтевытесняющей композиции возрастает.

Проведено исследование влияния концентраций компонентов загущенной нефтевытесняющей композиции НИНКА-З на реологические свойства растворов и золей, в частности, на динамическую вязкость (мПа·с). Измерение вязкости растворов проводили вибрационным методом с использованием вибрационного вискозиметра с камертонным датчиком «Реокинетика» [9]. При определенных концентрациях соли алюминия непосредственно в пласте образуется золь – подвижная свободно-дисперсная система с высокими нефтевытесняющими свойствами. На рисунке 1 представлены результаты исследования кинетики золеобразования в растворах композиции при температурах 150 и 200°С. Исследования кинетики образования золя и реологических свойств растворов и золей, полученных при 90, 150 и 200°С, показали, что после термостатирования растворов золеобразующей нефтевытесняющей композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью в зависимости от концентрации соли алюминия

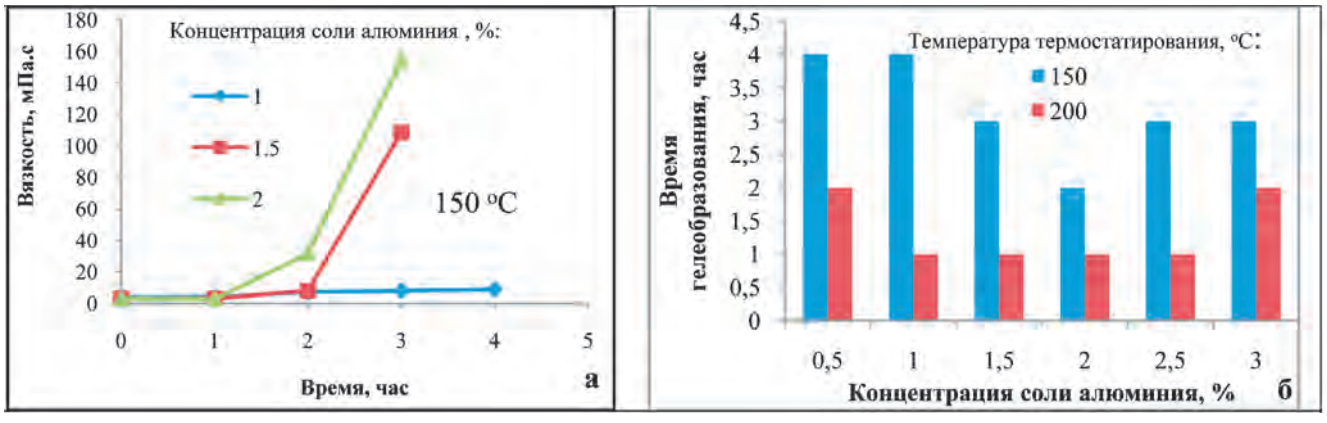


Рис. 1. Вязкость (а) и время гелеобразования (б) загущенной нефтевытесняющей композиции НИНКА-3, в зависимости от концентрации соли алюминия и температуры термостатирования.

вязкость растворов композиции увеличивается в 6–78 раз, pH растворов композиции после термостатирования повышается до 7.7–10.1 ед.pH. Время образования золя в растворе нефтевытесняющей композиции зависит от температуры термостатирования и составляет от 20–35 минут при t 150 и 200°С и 3–3.5 часа при t 90°С.

В результате исследований реологических свойств растворов и золей золеобразующей нефтевытесняющей композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью установлено, что до термостатирования раствор композиции является ньютоновской жидкостью, после образования золя становится вязкопластичной.

Исследования изменения реологических свойств нефти Усинского месторождения после термостатирования с растворами золеобразующей нефтевытесняющей композиции с регулируемой вязкостью и щелочностью показали, что после термообработки при t 150°С высоковязкой нефти Усинского месторождения с композицией вязкость нефти по сравнению с исходной нефтью (нетермообработанной) снижается в 2–3 раза, рисунок 2. При этом растворы композиции оказывают деэмульгирующее действие, а количество воды в нефти снижается в 10–220 раз.

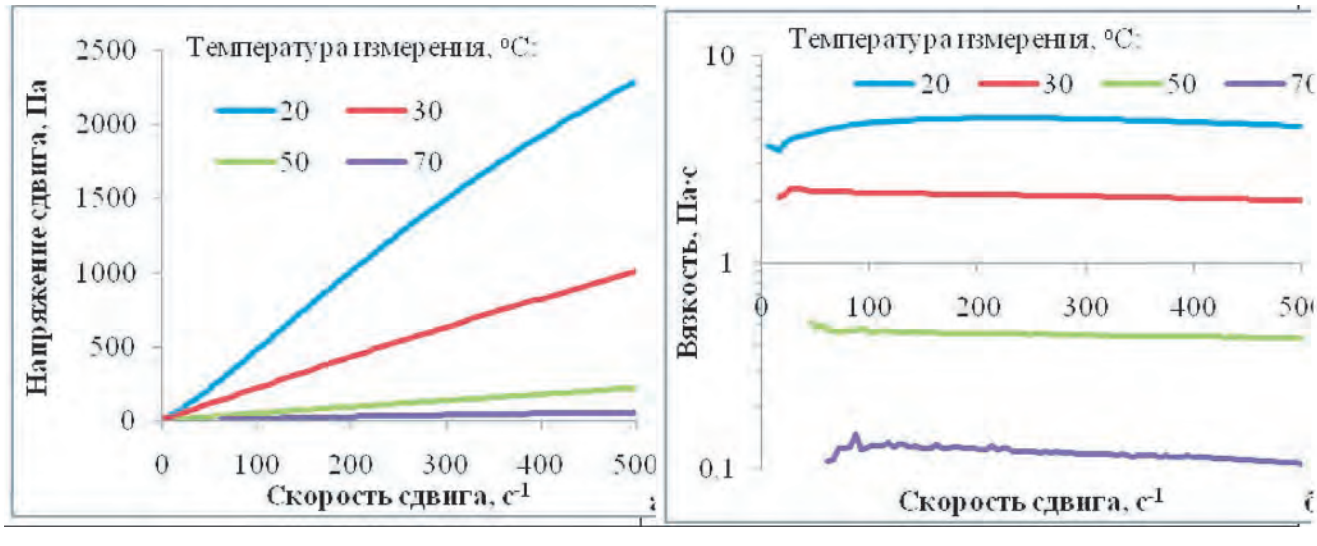


Рис. 2. Реологические кривые течения (а) и зависимости вязкости нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения от скорости сдвига (б) после термостатирования при t 150 °С в течение 24 часов с раствором золеобразующей нефтевытесняющей композиции, измеренные при различных температурах.

Разработанные композиции имеют следующие физико-химические параметры: pH растворов – 3.4–4.1 ед. pH; pH золей и гелей – 7.7–10.1 ед.pH; вязкость растворов – 1.6–3.5 мПа·с; вязкость золей – 9.7–260 мПа·с; плотность растворов – 1161–1178 кг/м^3; время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в зависимости от температуры и состава раствора; температура замерзания – минус 20.4 – минус 21.2°С.

Экспериментальное исследование фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности золеобразующих композиций с регулируемой щелочностью и вязкостью (загущенных композицей НИНКА-3) применительно к условиям неоднородных пластов месторождений Западной Сибири, разрабатываемых заводнением, и пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения, разрабатываемой с применением паротеплового и пароциклического воздействия, показали их высокую эффективность.

Так, на основании экспериментальных исследований установлено, что закачка композиции с регулируемой щелочностью и вязкостью – загущенной композиции НИНКА-3 – при паротепловом и пароциклическом воздействии на пласт применительно к условиям пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторожде-

ния приводит к перераспределению фильтрационных потоков, снижению скорости фильтрации по высокопроницаемым пропласткам и увеличению скорости фильтрации по низкопроницаемым пропласткам, выравниванию подвижностей жидкости в неоднородной модели пласта, что сопровождается доотмывом нефти как из низкопроницаемых зон, так и из высокопроницаемых зон модели пласта. В результате увеличивается коэффициент вытеснения нефти водой по модели. Прирост коэффициента нефтевытеснения находится в пределах от 5 до 39%, при этом достигаются высокие абсолютные коэффициенты нефтевытеснения и низкая остаточная нефтенасыщенность.

В 2014 г. были произведены промысловые испытания композиции, выполнена закачка загущенной композиции НИНКА-3 в 5 паронагнетательных скважинах, расположенных на участке паротеплового воздействия пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения Республики Коми (рис. 4). Объем закачки составлял 80–110 м^3 на скважину, отслеживание эффекта проводилось по 75 добывающим скважинам участка.

По результатам, представленным на рис. 5, видно устойчивое снижение обводненности продукции и повышение добычи нефти после закачки, особенно заметное через 3 месяца после обработки, что обусловлено, по-видимому, скоростью движения фронта жидкости между нагнетательными и добывающими скважинами. Суммарный эффект по участку ~70 тыс.т дополнительно добытой нефти.

Результаты проведенных работ показывают перспективность применения загущенной нефтевытесняющей композиции НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью для увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения как при площадной закачке пара (горячей воды), так и пароциклическом воздействии.

Таким образом, загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 с регулируемой вязкостью и щелочностью, низким межфазным натяжением на границе с нефтью является одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией и может использоваться для повышения эффективности разработки за счет

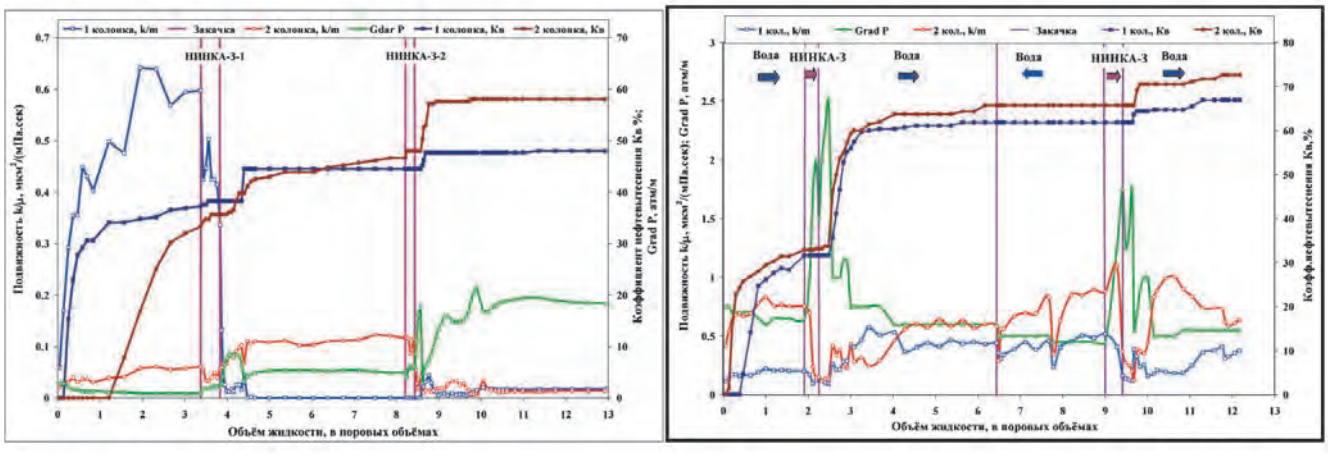


Рис. 3. Выравнивание фильтрационных потоков и доотмыв нефти при 150 °С после закачки загущенной композиции НИНКА-3 в неоднородную нефтенасыщенную модель пласта в условиях, моделирующих паротепловое воздействие на пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения. Исходная газовая проницаемость моделей: (а) 1 колонка – 0.730 мкм^2, 2 колонка – 0.091 мкм^2; (б) 1 колонка – 0.374 мкм^2, 2 колонка – 1.918 мкм^2.

Рис. 4. Усинское месторождение на карте республики Коми. Карта опытного участка, отмечены паронагнетательные скважины, обработанные композицией НИНКА-3 в 2014 г.

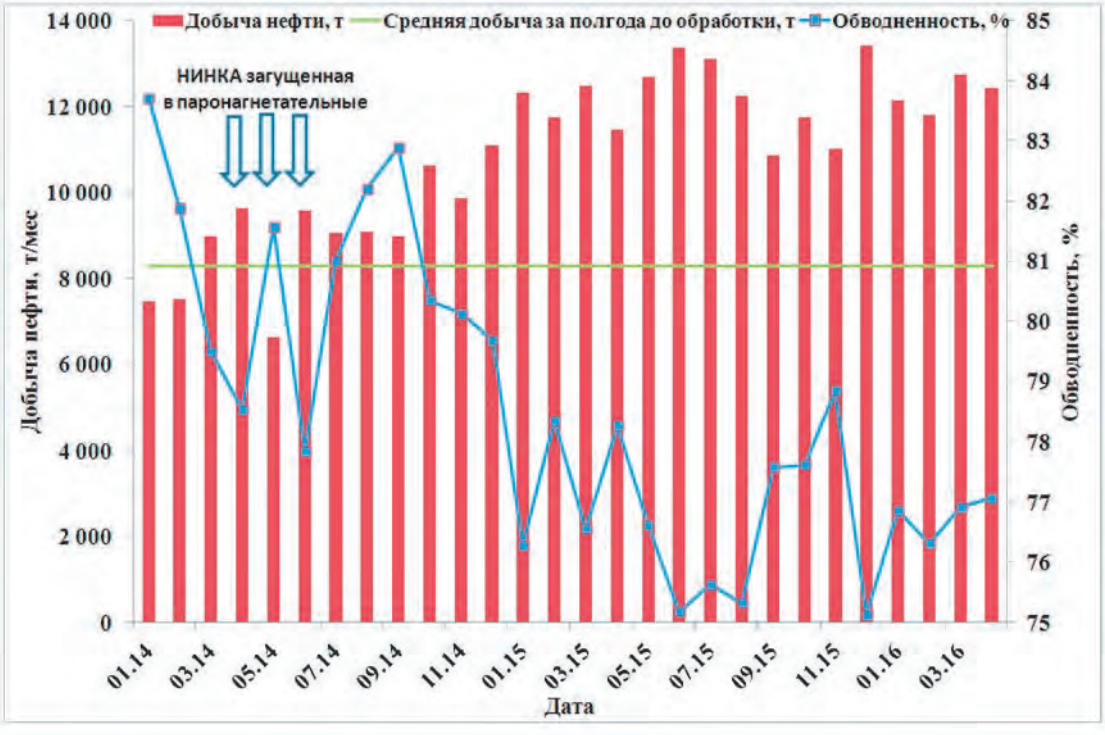


Рис. 5. Дебиты по нефти и жидкости до и после закачки композиции НИНКА-3 при паротепловом воздействии на опытном участке Усинского месторождения.

увеличения коэффициента охвата пласта и коэффициента вытеснения нефти, закачиваться в нагнетательные, паронагнетательные и пароциклические скважины. Загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 является маловязкой низкозастывающей пожаробезопасной жидкостью, что делает ее технологичной в применении в зимний период. Для приготовления и закачки загущенной композиции в промысловых условиях используется стандартное нефтепромысловое оборудование. Композиция НИНКА-3 применима как на ранней, так и на поздней стадии разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, в том числе залежей высоковязкой нефти.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ по Соглашению о предоставлении субсидии № 14.607.21.0022 от 05.06.2014, уникальный идентификатор – RFMEFI60714X0022 в рамках ФЦП по приоритетному направлению «Рациональное природопользование».

Литература

1. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.* Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.

2. *L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov*, Improved oil recovery of high-viscosity oil pools with physicochemical methods at thermal-steam treatments // Oil&Gas Science and Technology. – 2008. – V. 63. – № 1. – P. 37–48.

3. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А.* Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами // Технологии ТЭК. – 2007. – № 1 (32). – С.46–52.

4. *Altunina L.K.* Synergism of physicochemical and thermal methods intended to improve oil recovery from high-viscosity oil pools / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, S.O. Ursegov, M.V. Chertenkov // 16th European Symposium on Improved Oil Recovery. – Cambridge, UK, April 12–14, 2011. CD-ROM. – Paper A13 – 11 pages/.

5. *Altunina L.K.* Integrated IOR technologies for heavy oil pools / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, M.V. Chertenkov, S.O. Ursegov // Abstract Book of the 21st World Petroleum Congress. – Moscow, Russia. June 15–19, 2014. – P. 10–11.

6. *Алтунина Л.* Композиции ПАВ для эффективного паротеплового воздействия на пласт / Л. Алтунина, В. Кувшинов, И. Кувшинов // Oil&Gas Journal Russia. – 2010. – № 6. – С.68–75.

7. *Altunina L.K., Kuvshinov V.A., Stasyeva L.A.* Effect of *in situ* generated CO_2 and alkaline buffers on rheological properties of high viscosity oils // Progress in Mining and Oilfield Chem. Vol. 5 Advances in Incremental Petroleum Production / Ed. by I. Lakatos. Akademiai Kiado. Budapest, 2003. P. 123–132.

8. *Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А.* Кинетика гелеобразования в системе соль алюминия – карбамид – вода // Физико-химические свойства растворов и дисперсий: Сб. статей. – Новосибирск: Наука, 1992. – С. 18–24.

9. Пат. 1229647 РФ, МКИ G 01 N 11.16. Способ измерения реологических свойств контактирующих жидкостей / А.В. Богословский, Л.К. Алтунина. – Опубл. 07.05.85, Бюлл. № 17.

ОСОБЕННОСТИ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ИСТОЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

И. А. Дьячук, Е. В. Князева

ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений» (ЗАО «СТЭМ», г. Уфа).

Очевидно, что, в первую очередь, необходимо конкретизировать понятие поздней стадии разработки нефтяного месторождения. Сегодня можно встретить различные термины («поздняя», «заключительная», «зрелое месторождение»), характеризующие одну и ту же ситуацию, складывающуюся на всех, без исключения, нефтяных месторождениях, чья предшествующая разработка осуществлялась с применением искусственного заводнения продуктивных коллекторов.

Итак, понятие **поздней стадии разработки**. Как правило, этот термин применяют для всей залежи по интегральной характеристике обводнения и увязывают с коэффициентом использования или со степенью выработки извлекаемых запасов [1]. Считается, что к поздней стадии относится период разработки, когда средняя обводненность добываемой продукции превышает 90%, а выработка от НИЗ больше 80%. Здесь, пожалуй, и стоит внести уточнения, поскольку средняя обводненность залежи складывается из динамики обводнения каждой скважины, то интегральная обводненность характеризует лишь процесс обводнения заводняемой части пласта и не отражает физической сущности процессов происходящих в пласте, а ведь от понимания процессов протекающих в пласте и будет зависеть стратегия разработки. Дело в том, что поздней стадией разработки следует называть период после прохождения фронта вытеснения, который затрагивает только тот объем пласта, где это произошло. По мере распространения фронта вытесняющего агента в глубь продуктивного пласта будет происходить увеличение объема пласта, для которого наступает поздняя стадия разработки, а значит и все физические процессы, характерные для этой стадии разработки, которые будут рассмотрены ниже. Понимание смысла поздней стадии разработки именно в этом контексте позволяет нам обратиться к следующему ключевому моменту в разработке нефтяного месторождения.

Любая **разрабатываемая нефтяная залежь – это динамическая система** [2], которая претерпевает необратимые изменения в процессе извлечения из нее пластовых флюидов. Однако после внедрения системы ППД, по сути, происходит одинаковое воздействие на залежь вне зависимости от состояния этой системы. Как результат на неадекватное воздействие происходит постепенное и неуклонное снижение эффективности системы ППД, однако вплоть до наступления нерентабельной добычи воздействие не меняется.

Отметим, что поздняя стадия разработки нефтяного месторождения принципиально отличается от предшествующих стадий разработки:

1. Энергетическое состояние залежи:

– наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, привнесенной искусственно через систему ППД);

– непосредственный контакт двух несродственных сред «остаточная нефть – вытесняющий агент»;

– появление гравитационного градиента давления на границе раздела фаз, обусловленного разницей в удельном весе между ними.

2. Состояние запасов нефти:

– остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, появление которых обусловлено проявлением хроматографических процессов на границе фаз;

– воздействие вытесняющего агента на остаточную нефть путем дальнейшей промывки порового пространства неэффективно (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной).

3. Свойства остаточной нефти:

– остаточная нефть обладает структурно-механическими свойствами;

– вязкость и плотность остаточной нефти значительно выше, чем у нативной нефти, из которой она образована.

Таким образом, нефтяная залежь на заключительной стадии кардинально отличается от первоначального своего состояния, следовательно, необходимо адекватное воздействие на остаточную нефть.

Анализ первоисточников, вышедших с конца позапрошлого века до наших дней, о свойствах структурированных сред, с энергетической точки зрения, результаты собственных лабораторных исследований, а также анализ обширного промыслового материала позволили нам сформулировать гипотезу о переформировании нефтяной залежи, которая явилась научной основой для формирования концепции доразработки истощенных нефтяных коллекторов.

«На завершающей стадии разработки остаточная нефть в объемах пласта с предельным значением водонасыщенности будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скапливаясь в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнет частично переходить в «свободный объем» и менять свои гидродинамические свойства (ослабляются структурные свойства, что приводит к снижению эффективной вязкости и увеличению ее

подвижности). Скопившаяся нефть начнет перемещаться вдоль кровли в направлении естественного восстания пласта, заполняя все микрокупольные поднятия кровли продуктивного пласта и за счет условия неразрывности потока образует новую «компактную залежь».

Собственно эта гипотеза позволила сформулировать предлагаемые подходы и формализовать их в предлагаемой концепции доразработки. По сути, концепция сводится к осуществлению ряда последовательно выполняемых этапов, или шагов, по реорганизации существующей системы разработки нефтяного месторождения.

Меры по увеличению нефтеотдачи истощенных коллекторов

1. Очистка призабойной зоны пласта (ПЗП) скважин, доперфорация скважин:

– в чисто нефтяной зоне (ЧНЗ), коэффициент охвата перфорацией должен быть равен единице;

– в водо-нефтяной зоне (ВНЗ) перфорировать всю нефтенасыщенную толщину и частично водонасыщенную.

Анализ промысловых данных по ряду нефтяных месторождений (Белебеевское [3], Казанское, Медведевское [4], Самодуровское, Пономаревское, Ем-Еговская площадь Орехово-Ермаковское, Правдинское) Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазовых провинций показал, что по подавляющему числу добывающих скважин коэффициент вскрытия перфорацией продуктивных пластов существенно ниже единицы. Особенно явно это прослеживается в скважинах, находящихся в зоне ВНЗ. Проведенный анализ позволил выявить взаимосвязь между коэффициентом вскрытия и накопленной добычей нефти На рис. 1 приведена зависимость накопленной добычи нефти от величины коэффициента вскрытия для пласта $БС_6$ Правдинского нефтяного месторождения.

Анализ выработки запасов нефти по скважинам пашийского горизонта DI Белебееевского нефтяного месторождения показал, что наибольшая величина накопленной нефти наблюдается по скважинам, у которых перфорацией охвачена полностью нефтенасыщенная часть пласта с вскрытием водонасыщенной части. В скважинах, у которых нефтенасыщенная часть пласта вскрыта менее чем на 60%, средний накопленный ВНФ – 14,75 ед., накопленная добыча нефти в среднем – 15,265 тыс. т, средняя начальная нефтенасыщенная толщина 5,3 м. В скважинах, перфорация в которых превышает 95% от нефтенасыщенной толщины средний накопленный ВНФ – 20,43 ед., накопленная добыча нефти в среднем – 39,693 тыс. т, средняя начальная нефтенасыщенная толщина 3,4 м. В скважинах, у которых вскрыта вся нефтенасыщенная и частично водонасыщенная часть пласта средний накопленный ВНФ – 13,21 ед., накопленная добыча нефти в среднем – 69,462 тыс. т, средняя начальная нефтенасыщенная толщина 3,1 м. Максимальные значения средней накопленной нефти наблюдаются в скважинах, в которых вскрыта вся нефтенасыщенная и частично водонасыщенная часть пласта. Этот показатель превосходит в 1,75 раза аналогичный показатель по группе скважин с перфорацией нефтенасыщенной части больше 95% и в 4,6 раза по группе скважин, у которых перфорацией охвачено менее 60% нефтенасыщенной толщи. Таким образом, доперфорация добывающих скважин на поздней стадии разработки эксплуатационного объекта может позволить увеличить выработку запасов нефти и более эффективно проводить на скважинах предлагаемые виды ГТМ.

После доперфорации продуктивных интервалов в скважинах необходимо проведение ОПЗ с целью обеспечения условий безприпятственного проникновения нефти на забой скважины.

2. Снижение энергетической нагрузки на пласт (снижение объемов попутно добываемой воды и ограничение закачки вытесняющего агента).

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, как правило, это усугубляется и значительной перекомпенсацией закачиваемым вытесняющим агентом. Поскольку в промытой зоне пласта вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной, эффективность этого процесса ничтожно мала. В связи с чем систему ППД на поздней стадии разработки

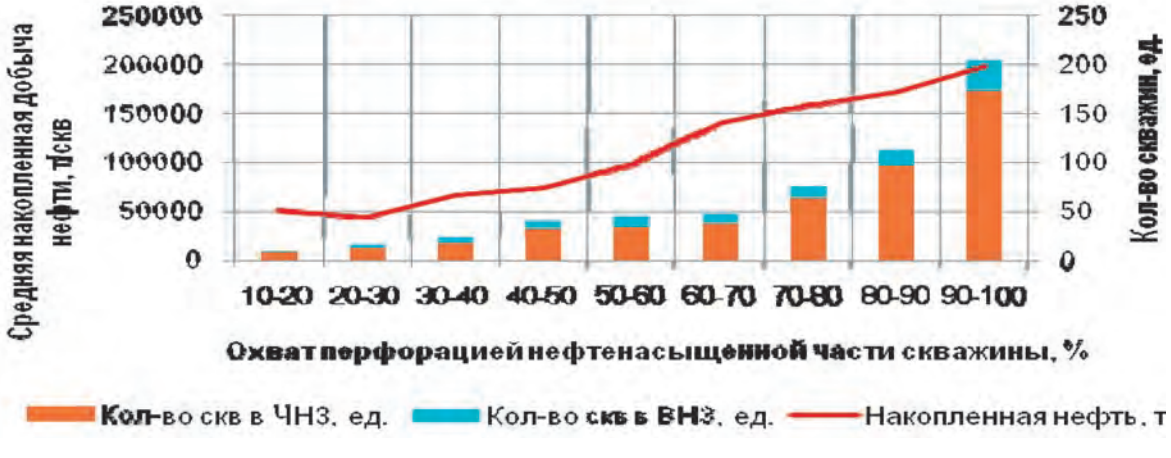


Рис. 1. Зависимость накопленной добычи нефти от охвата перфорацией нефтенасыщенной части пласта.

следует рассматривать только как систему поддержания пластового давления на заданном уровне. Поэтому предлагается снижать (деоптимизировать) высокообводненные скважины и оптимизировать эксплуатационные характеристики скважин, обводненность которых ниже среднего значения по пласту.

Для удобства планирования оптимизации системы разработки можно воспользоваться следующим подходом. Для всех действующих эксплуатационных скважин строится график в координатах, предложенных Вогелем [5]:

$$\overline{q} = q/q_{\max}\ ;\ \overline{P} = P_c/P_{пл}, \qquad (1)$$

где q, P_c – соответственно дебит скважины и забойное давление, q_{max}, $P_{пл}$ – соответственно дебит скважины при снижении забойного давления до нуля и пластовое давление.

Приведение параметров P – q по фонду скважин к безразмерному виду позволяет представить весь массив скважин в виде единой корреляционной зависимости. С точки зрения теории подобия (А. А. Гухман, 1963 г.), это «обобщенный индивидуальный случай», в котором представлены отдельные явления (скважины). Общим для всех скважин является подчиненность единой зависимости $\overline{P} = f(\overline{q})$, отличием каждой скважины от другой – их безразмерные координаты. Подобное обобщение – основная функция, которую выполняют координаты Вогеля. Более того приведенные зависимости представляют некоторую «индикаторную диаграмму», но в обобщенном виде (рис. 2). На этом рисунке красным цветом отмечены скважины, обводненность которых ниже некоторой пороговой величины, которая задается (низкообводненные). Синим цветом отмечены высокобводненные скважины, обводненность которых превосходит среднюю обводненность по залежи. Изменив режим работы в скважинах путем увеличения потенциала в низкообводненных скважинах и снижения потенциала по высокообводненным, можно осуществить планирование дебитов по всем скважинам и подобрать соответствующую величину приемистости в нагнетательных скважинах. В этом случае потери нефти от ограничения добычи высокообводненной продукции будут частично или полностью скомпенсированы увеличением потенциала в низкообводненных скважинах.

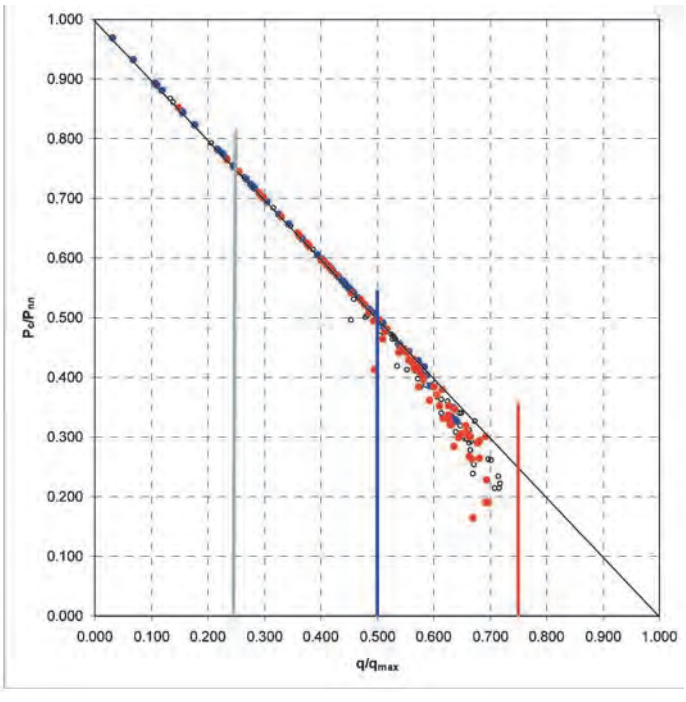


Рис. 2. Распределение добывающих скважин по реализованному потенциалу.

3. Проведение адресных геолого-технических мероприятий (ГТМ) на простаивающем фонде скважин.

Известно, что поздняя стадия разработки характеризуется значительным простаивающим фондом скважин (остановка по обводненности, аварийные бездействующие скважины, пьезометрический и консервационный фонд). Учитывая, что все, без исключения, крупные нефтяные компании ориентированы исключительно на получение прибыли сегодня, а в условиях секвестрования бюджета ГТМ проводятся только на высокорентабельных скважинах, скважины, находящиеся на истощенных коллекторах, не попадают в рейтинги по планированию ГТМ. Таким образом, нефтяные месторождения на поздней стадии разработки, по существу, «забрасываются» недропользователем и ситуация на них неизменно ухудшается.

Следует напомнить, что извлекаемые запасы нефти напрямую зависят от плотности сетки скважин. На поздней стадии разработки этот показатель только падает, а значит, надеяться на достижение утвержденных величин КИН не приходится. Поэтому одним из приоритетных направлений следует считать восстановление числа работающих скважин, что позволит создать сбалансированную систему разработки, однако, при этом придется в корне изменить ныне существующие подходы к проведению «точечных» ГТМ и перейти к планомерному, комплексному реформированию систем разработки на месторождениях в поздней стадии разработки.

4. Проведение специальных промысловых исследований по определению скорости накопления нефти в стволах высокообводненных скважин и перевод скважин на отбор, не превышающий скорости притока (кандидаты – скважины в микроантиклиналях кровли продуктивного пласта).

Согласно выдвигаемой гипотезе механизма регенерации нефтяной залежи, остаточная нефть, мигрируя по поровым каналам под действием градиента давления, который обусловлен разницей в удельном весе вытесняющего агента и остаточной нефти, будет скапливаться у кровли продуктивного пласта и перетекать в области, где запас внутренней энергии для нее будет минимальным при данных термодинамических условиях. Этим условиям в

пласте отвечают любые купольные поднятия кровли, причем величина такого поднятия на четверть, на половину, на одну толщину или в несколько толщин продуктивного пласта может представлять собой объект доразработки. Очевидно, что важность или ценность такого вторичного образования нефти будет определяться объемом купольного поднятия, значением нефтенасыщенности и количеством таких поднятий. Следовательно, первостепенной задачей можно считать достоверное представление характера залегания кровли продуктивного пласта.

Современные способы построения структурных карт не позволяют с необходимой точностью определять все интересующие нас купольные поднятия. Причиной этого являются как минимум три фактора. Первый фактор – это случайные ошибки в определении абсолютных глубин в искривленных скважинах, где ошибка в определении абсолютной глубины пластопересечения может составлять несколько метров, следовательно, при построении структурных карт используются вертикальные или условно вертикальные скважины, что приводит к снижению плотности замеров и влечет за собой неминуемые искажения, о чем подробно было изложено в работе [6]. Наконец, третий фактор – горизонтальный ВНК, и в угоду этому все скважины «сажают» на этот контакт, что несомненно ведет к искажению структурных построений кровли продуктивного пласта. Следовательно, необходим независимый инструмент, который позволил бы уточнить структурные карты.

На рис. 3 изображен участок гипотетического продуктивного пласта с расположенными на нем скважинами и купольными поднятиями. Структурная карта построена с разрешением 36×50 точек, для которых заданы соответствующие значения X, Y и Z. Все представленные на карте скважины условно разделены на три группы: I – скважины перфорированы в одном из куполов продуктивного пласта (микроантиклиналь); II – скважины перфорированы на «крыльях» купола (склон); III – скважины перфорированы в точках, которые имеют минимальную абсолютную величину Z по отношению к ближайшим скважинам, характеризующим купольное поднятие (микросинклиналь).

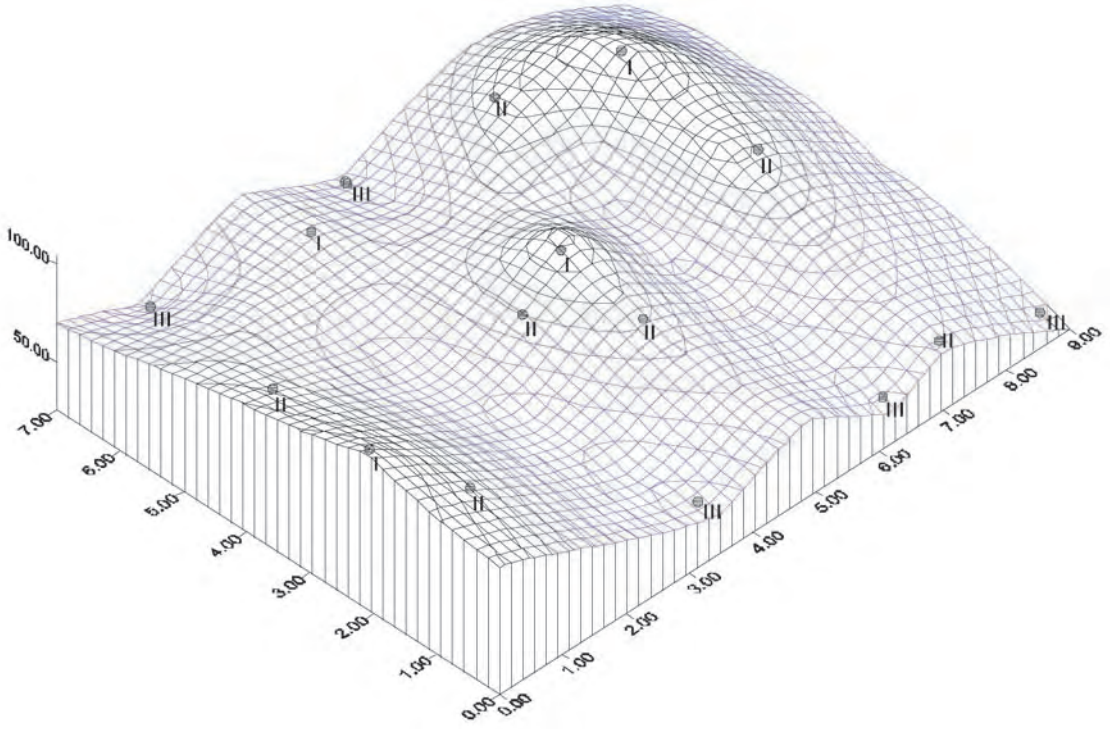


Рис. 3. Участок гипотетического продуктивного пласта с расположенными на нем скважинами и купольными поднятиями.

Если в каждой скважине провести промысловые исследования, которые заключаются в измерении скорости накопления нефти за период простоя скважины, то скважины, в которых не происходит накопления нефти за любой период времени, относятся к третьей группе скважин (III) и участия в доразработке залежи принимать не будут. Скважины, в которых будет наблюдаться накопление нефти и скорость накопления во времени будет увеличиваться, относятся к первой группе скважин (I) и являются наиболее перспективными эксплуатационными скважинами для дальнейшей разработки месторождения. Скважины, в которых наблюдается накопление нефти, но скорость накопления остается постоянной вне зависимости от времени накопления, относятся ко второй группе скважин (II) и при доразработке залежи будут выполнять вспомогательную роль (режимные скважины) [7].

5. Организация отбора безводной нефти на скважинах при условии непревышения отбора над скоростью накопления остаточной нефти.

Для повышения точности замеров статического уровня и положения ВНР предлагается компоновка скважи-

ны (рис. 4), при которой вместо существующего глубинно насосного оборудования спускается компоновка из НКТ ниже подошвы продуктивного пласта, перфорированная ниже интервала перфорации [8].

Количество скопившейся нефти определяется периодическим измерением уровня воды в насосно-компрессорных трубах и в затрубном пространстве, поскольку вся притекающая на забой остаточная нефть будет скапливаться в затрубном пространстве. Рассмотрим следующие случаи.

1) Затрубное пространство скважины полностью заполнено жидкостью.

Зная расстояние между устьем скважины и уровнем воды, количество нефти определится по формуле:

$$H_H = \frac{\rho_B * H_{изм.}}{\rho_B - \rho_H}, \qquad (2)$$

2) Затрубное пространство скважины не полностью заполнено жидкостью:

$$H_H = \frac{\rho_B * g * (H_{изм.} - H_{зат.}) + P_o}{g * (\rho_B - \rho_H)} \qquad (3)$$

После проведения нескольких замеров во времени определяется скорость накопления остаточной нефти в стволе скважины.

По результатам определения скорости накопления нефти подбирается насосное оборудование для дальнейшей эксплуатации скважины при обязательном отборе безводной нефти. В случаях, когда скорость накопления окажется недостаточной для непрерывной эксплуатации скважины, на ней устанавливается соответствующий периодический режим эксплуатации.

Предлагаемый способ исследования отвечает требованию по точности измерений и прост. Кроме того, внутрискважинная компоновка позволяет осуществлять добычу нефти без спуска глубинных насосов. Для добычи нефти достаточно осуществить, долив воды во внутреннюю полость НКТ или создать избыточное давление в НКТ (например, с помощью компрессора), при этом отбор нефти будет осуществлен через затрубное пространство.

Основным условием добычи остаточной нефти является соблюдение баланса между отбором и притоком остаточной нефти на забой скважины, что обеспечит безводную эксплуатацию.

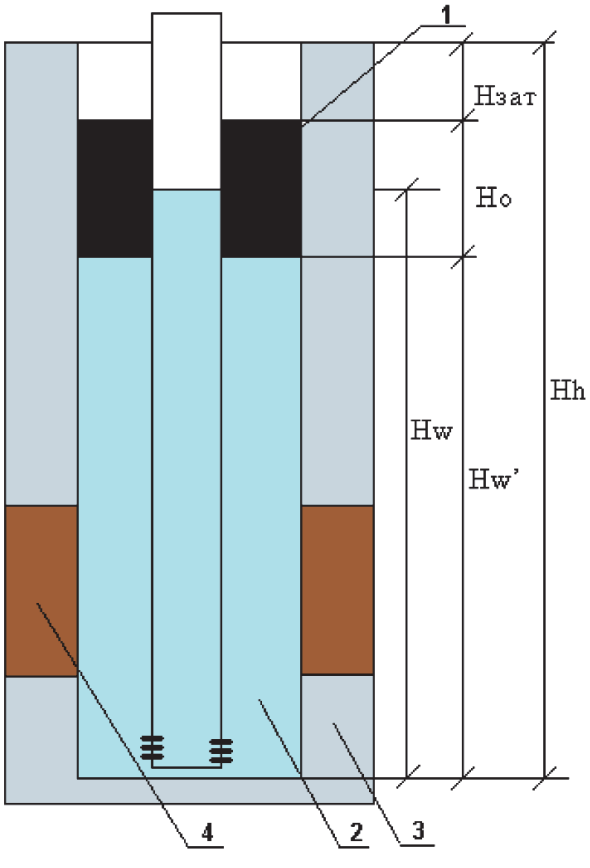


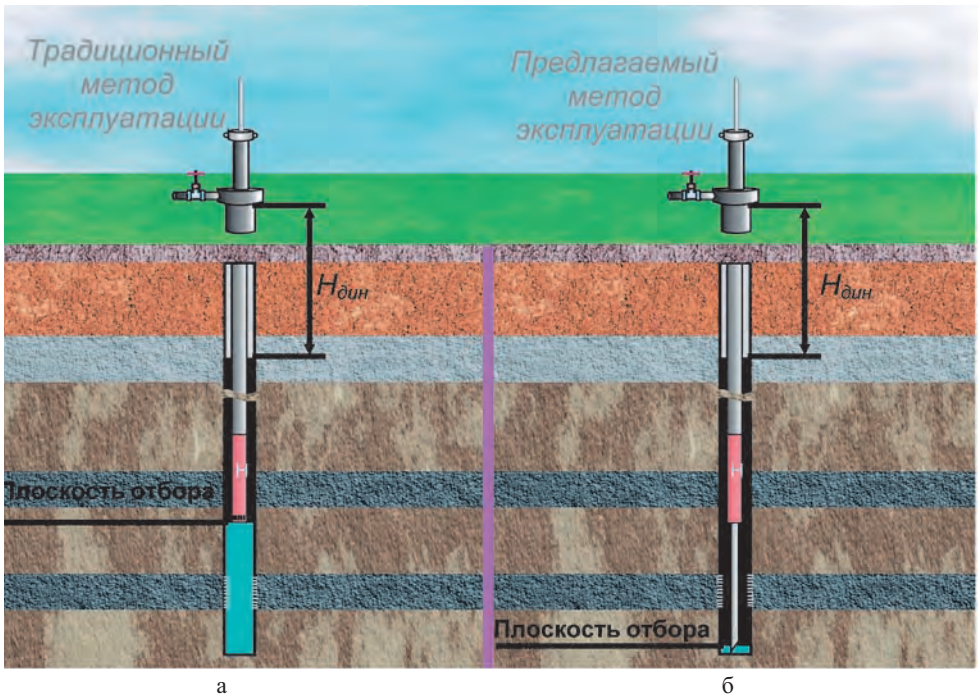
Рис. 4. Распределение жидкости в стволе скважины.

где **1** – скопление остаточной нефти в затрубном пространстве;
2 – пластовая вода;
3 – порода, в которой пробурена скважина;
4 – нефтенасыщенный пласт;
$\mathbf{H_w}$ – уровень пластовой воды в насосно-компрессорных трубах;
$\mathbf{H_w'}$ – уровень пластовой воды в межтрубном пространстве;
$\mathbf{H_o}$ – высота скопившейся остаточной нефти;
$\mathbf{H_{зат}}$ – уровень нефти в затрубном пространстве;
$\mathbf{H_h}$ – глубина скважины;
$\mathbf{P_o}$ – давление в затрубном пространстве;
$\rho_в$ – плотность воды (кг/м^3);
$\rho_н$ – плотность нефти (кг/м^3).

6. Снижение обводненности на добывающем фонде скважин с применением технологии «хвостовик» (для скважин, где обводнение обусловлено послойной неоднородностью разреза по проницаемости).

Традиционно применяемая компоновка внутрискважинного оборудования предусматривает подвеску насоса значительно выше интервала перфорации (рис. 5 а). Известно, что при достижении обводненности 60–70% наступает инверсия фаз, и внешней фазой в эмульсии становится вода. Нами предлагается изменить существующую компоновку, путем спуска «хвостовика» ниже интервала перфорации и после обработки призабойной зоны соответствующим растворителем заполнить межтрубное пространство нефтью. Тогда при любом значении обводненности интервал перфорации окажется в контакте с водой (рис. 5 б).

В условиях, когда против интервала перфорации оказывается эмульсия прямого типа, продуктивный пласт оказывается в непосредственном контакте с водой. На границе раздела фаз формируется слой нефти, обладающий структурно-механическими свойствами и способный к тиксотропному упрочнению. Следствием этого является



а б

Рис. 5. Внутрискважинная компоновка: а) традиционно используемая; б) предлагаемая к использованию.

эффект «запечатывания» низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков, тогда как промытые более проницаемые пропластки продолжают фильтровать воду, поскольку фильтрующаяся вода и дисперсионная фаза в стволе скважины сродственные жидкости, в отличие от нефти.

Проведенные экспериментальные исследования на нефтях Бураевского, Воядинского и Татышлинского месторождений позволили установить, что для преодоления сопротивлений, вызванных лишь наличием структурированных слоев на границе раздела фаз, необходим перепад давления 3,5–13,6 атм., в зависимости от диаметра поровых каналов. Таким образом, при обводнении добываемой продукции более чем на 60–70%, при традиционной внутрискважинной компоновке создаются условия для дальнейшего роста обводненности, существенным образом снижающие выработку неоднородного по проницаемости в разрезе продуктивного пласта.

Предлагается изменить внутрискважинную компоновку путем спуска «хвостовика», который обеспечит отбор жидкости ниже интервала перфорации, тем самым для воды будут созданы условия, затрудняющие ее приток на забой скважины [9]. Промысловые испытания показали, что применение данной технологии позволяет снизить обводненность на 50%.

7. Изменение местоположения нагнетательных скважин с учетом вариаций абсолютных отметок кровли продуктивного пласта (нагнетательные скважины должны находиться в микросинкиналях кровли продуктивного пласта).

С теоретической точки зрения, нагнетательная скважина, находящаяся выше добывающей, должна обеспечивать более быстрый прорыв к добывающей скважине и, наоборот, если она находится ниже добывающей, то прорыв воды будет затруднен, благодаря проявлению гравитационного фактора (рис. 6).

Представлен анализ эксплуатационных характеристик добывающих скважин, расположенных по разные стороны от нагнетательной. Построение зависимости «обводненность – коэффициент использования запасов» показывает, что скважина находящаяся ниже нагнетательной резко обводнилась после ввода в эксплуатацию нагнетательной, тогда как выше расположенная скважина практически не отреагировала на ввод нагнетательной. В результате выработка запасов по скважинам существенно отличается (рис. 7–9). Подобная закономерность наблюдается на многих месторождениях, что позволило дать рекомендации по расположению рядов нагнетательных скважин для наклонных и обобщенно круговых залежей, а также при формировании очагово-избирательного заводнения.

8. Локальное применение форсированного отбора жидкости (ФОЖ) для микроантиклиналей кровли продуктивного пласта.

Для выработки отдельных участков пласта, которые характеризуются как миниантиклиналь, не вскрытая скважиной, предлагается установление форсированного отбора жидкости по скважинам, расположенным по разные стороны купола. На нагнетательной скважине увеличивают приемистость, а на добывающий скважине дебит по жидкости, с целью создать в межскважинном пространстве гидродинамический градиент давления, превышающий по величине произведение разности плотностей нефти, воды и высоты купольного поднятия, поделенное на его длину.

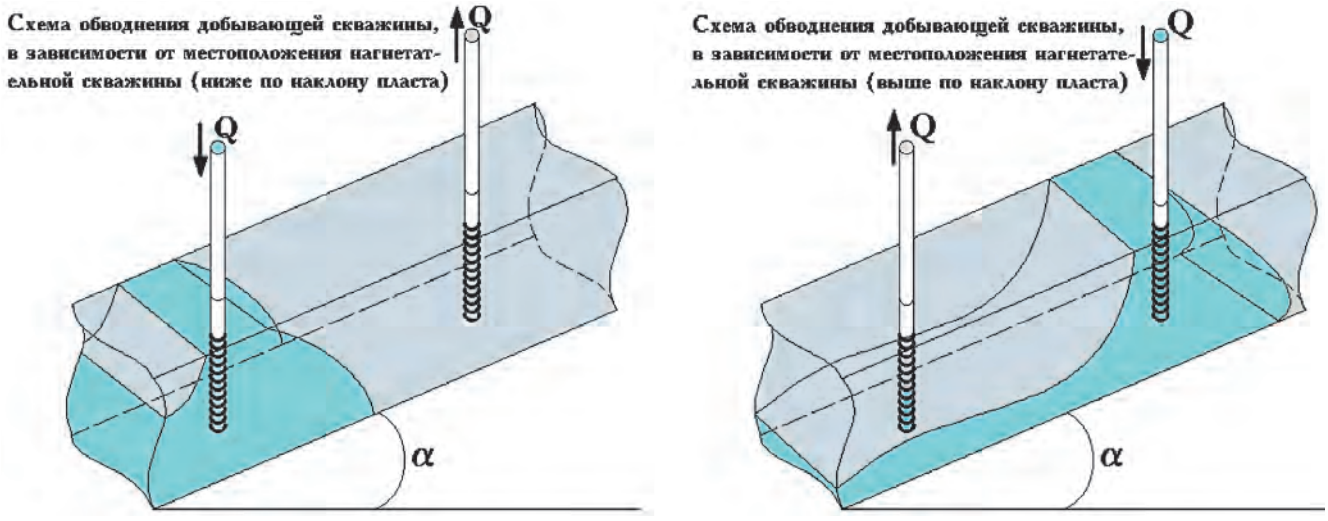


Рис. 6. Теоретическая схема обводнения добывающей скважины от нагнетательной в зависимости от их взаиморасположению на склоне.

Достижение этого условия в межскважинном пространстве позволяет гарантированно вынести скопившуюся нефть из купольного поднятия.

Целенаправленное применение предлагаемой концепции доразработки истощенных нефтяных коллекторов позволит коренным образом переломить негативную тенденцию, сложившуюся при разработке остаточных запасов нефти и позволит вдохнуть вторую жизнь в старые нефтегазодобывающие районы страны.

Ожидаемые результаты

1. Существенное снижение энергетических и финансовых затрат на разработку нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки.

2. Достижение более высокой выработки запасов нефти за счет перевода системы разработки на иной энергетический уровень (КИН=0,8–0,95).

3. Повышение текущего уровня добычи нефти, без существенных капитальных затрат.

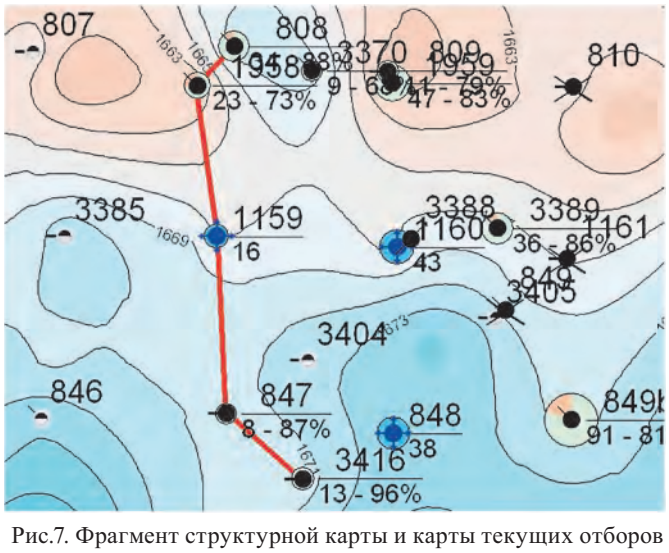


Рис.7. Фрагмент структурной карты и карты текущих отборов пласта AB_1^3+AB_2^1 Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения.

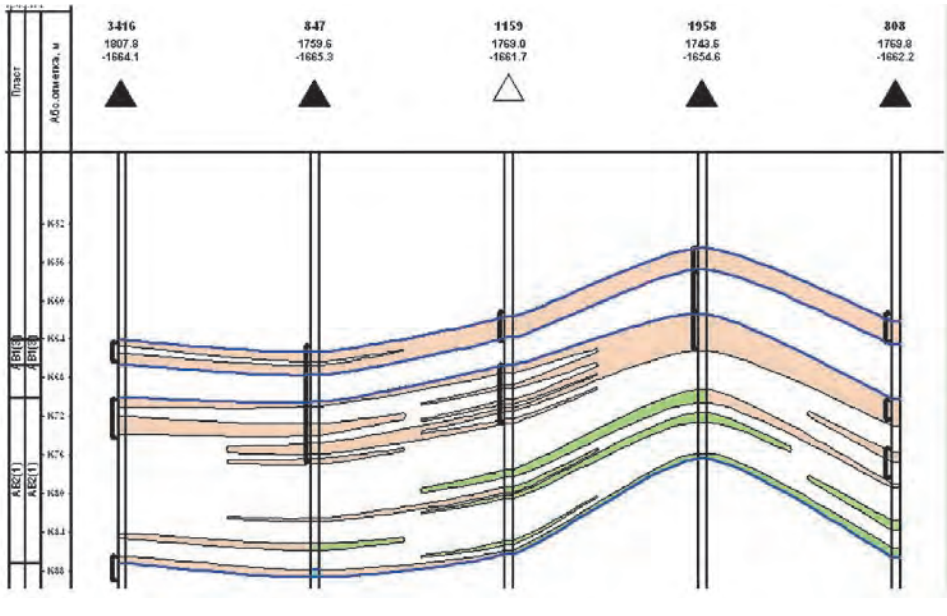


Рис. 8. Геологический профиль по красной линии (см. рис. 7).

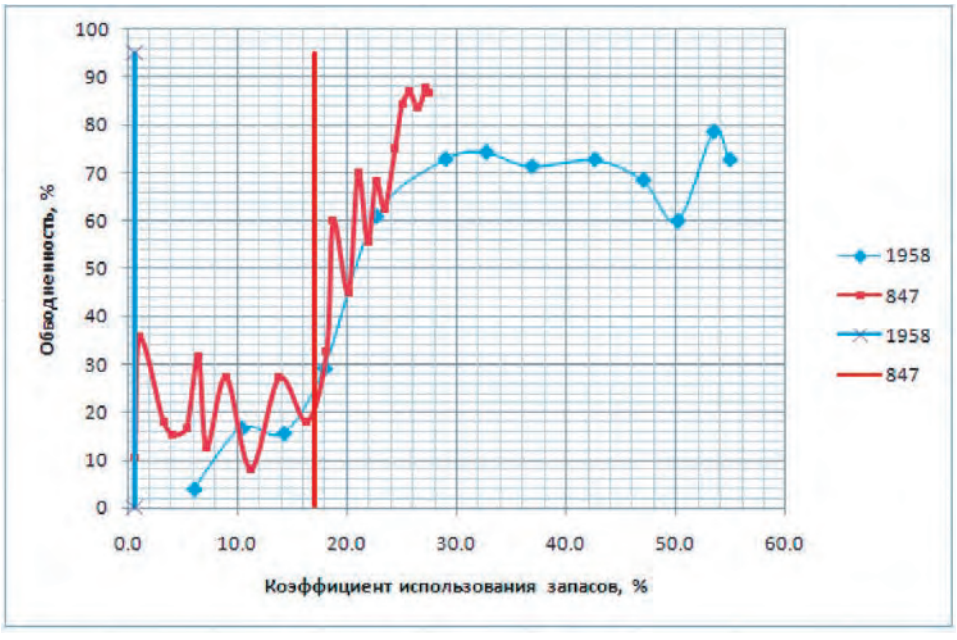


Рис. 9. Зависимость «обводненность – коэффициент использования запасов» для скважин №№ 847, 1958 (вертикальные линии отмечают момент ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины № 1159).

4. Кратное и более снижение объемов воды в технологическом цикле: «пласт – скважина – система внутрипромыслового транспорта – система подготовки и разделения добываемой продукции – система ППД – пласт», что позволит снизить экологическую нагрузку на всю систему нефтедобычи.

5. Обеспечение минимально возможной себестоимости добываемой продукции в течение длительного периода времени с уверенным прогнозом годовой добычи нефти.

Литература

1. *Иванова М. М.* Динамика добычи нефти из залежей / М. М. Иванова. – М.: Недра, 1976.

2. *Ильясов Б. Г.* Системный подход к построению модели организации процесса разработки и эксплуатации нефтяного месторождения / Б. Г. Ильясов, Е. С. Шаньгин, И. А. Дьячук // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 5. – С. 16–22.

3. *Дьячук И. А.* Обоснование необходимости перфорации всей нефтенасыщенной толщины в пластах, представленных обширной ВНЗ и осложненных контактными запасами (на примере пласта DIнж Белебеевского нефтяного месторождения) / И. А. Дьячук, Е. В. Князева, И. В. Костенко, Н. С. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4. – С. 81–89.

4. *Останков Н. А.* Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз» / Н. А. Останков, С. А. Козлов, Д. В. Кашаев, А. С. Нечаев, Г. Г. Гилаев, И. А. Дьячук, Е. В. Князева // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – № 2/2016. – С. 60–64.

5. *Vogel J. V.* Inflow Perfomance Relationships for Solution-Gas Drive Wells//PTJ. – 1968. January. P. 83–92.

6. *Дьячук И. А.* Адаптационные подходы к разработке нефтяных месторождений, находящихся на заключительной стадии разработки в условиях искусственного заводнения / И. А. Дьячук // Материалы расширенного заседания ЦКР «Роснедр» по УВС РФ «Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии». – М.: Изд-во «НП НАЭН», 2007. – С. 224–247.

7. Способ исследования структурного строения кровли продуктивного нефтя-ного пласта [Текст]: пат. 2123592 Рос. Федерация: МПК Е 21 В 49/00 / Дьячук И. А.; заявитель и патентообладатель И. А. Дьячук. – 96122225; заявл. 21.11.96; опубл. 20.10.1998 г., Бюл. № 35. – 14 с: ил.

8. *Дьячук И. А.* К вопросу о необходимости повышения точности построения структурных карт для условий заключительной стадии разработки нефтяного месторождения/Дьячук И. А. // Нефтегазовое дело. – 2015. – Т. 13. – № 1. – С. 63–75.

9. Способ снижения обводненности продукции нефтяных добывающих скважин [Текст]: пат. 2161246 Рос. Федерация: МПК Е 21 В 43/00 / Баграмов К. А., Дьячук И. А., Луценко А. А., Репин Д. Н., Тян. Н. С., Хасанов М. М.; заявитель ООО «ЮганскНИПИнефть», патентообладатель Ковентри Лимитед (WS). – № 99111569/03; заявл. 01.06.1999; опубл. 27.12.2000 г., Бюл. № 35. – 12 с: ил.

СИБИРСКАЯ НЕФТЬ БАЖЕНОМ ПРИРАСТАТЬ БУДЕТ

А.Т. Панарин, А.В.Фомин

АО «Русь-Ойл», г. Москва, a.panarin@Rus-Oil.com

Баженовская свита (БС) Западной Сибири представляет собой как богатейшую нефтематеринскую толщу, но и является перспективным нефтегазоносным объектом разработки. Отложения баженовской свитыслагаются породами, в которых присутствуют одновременно и твердые органические вещества (кероген) различной степени катагенеза, и свободные углеводороды (нефть и газ).Данные отложения распространены на большей части Западной Сибири с площадью более одного миллиона квадратных километров при средней толщине около 30 м.

Состав пород баженовской свиты определяется соотношением биогенной и терригенной составляющей. К биогенной составляющей относятся кремнезем, слагавший скелеты и раковины организмов, а так же кероген, занимающий в некоторых случаях большую часть породы. Иногда основное породообразующее значение приобретает карбонатный материал. Обломочный же материал содержит в основном глинистые минералы, сносившиеся в бассейн аккумуляции с прилегающих участков суши.

Органическое вещество БС, достигающее 60% и более по объему, имеет первичную природу и связано с жизнедеятельностью фитопланктона, водорослей и наземной растительности.

Баженовская толща состоит из интервалов коллекторов, отдающих нефтьи матрицы, отдающей нефть в интервалы-коллекторы. По данным С.Г. Вольпина на Салымском месторождениинефтеотдающие интервалы обеспечивают 30% притока нефти, а матрица 70%. По исследованиям В.С.Славкина [1] на Галяновском и Средне-Назымском участках, продуктивность скважин зависит от наличия и числа плотных карбонатизированных трещиноватых пропластков,являющихся основным вместилищем нефти.

Однако необходимо отметить, что для представления адекватной модели строения этого уникального геологического объекта необходимо привлечениесамого широкого комплекса геохимических, геофизических и геолого-промысловых методов изучения. Результаты геохимических анализов, приведенных в работе [2] под руководством М.В. Дахновой, показали неравномерное распределение различных компонентов органического вещества (ОВ) по разрезу.Сделана также попыткарешения задачи определения протяженности резервуаров и оценки их флюидосообщаемости с помощью одного из методов резервуарной геохимии.

Существенное различие разрезов даже в соседних скважинах значительно осложняет проблему определения и корреляции типов пород БС. Основными нефтесодержащими интервалами баженовской толщи могут быть трещинно-кавернозные карбонатные отложения или листоватые баженовиты, сложенные керогеном и кремнеземом. Пористость этих пластов доходит до 20% и проницаемость выше одного Дарси, при пористости матрицы не более 1–2%.

Так же в Широтном Приобье промышленная нефтеносность БС связана с наличием в разрезе маломощных плотных прослоев вторичных радиоляритов с кремнистым скелетом. Поэтому прогноз и поиск распространения карбонатных пород необходимо проводить с привлечением литолого-фациального анализа с целью оценки закономерностей изменения литологического состава. Породы, имеющие преимущественно кремнистый и карбонатный состав, являются потенциальными коллекторами с емкостью трещинного и порово-трещинного типа.

Распространение БС отличается от традиционных типов залежей в терригенных и карбонатных коллекторах:

– отсутствие понятия «залежь», так как нефтесодержащие толщи не контролируются структурным фактором и не содержат законтурных вод;

– особенность литотипов пород, слагающих БС;

– отсутствие свободной воды и низкое содержание связанной воды;

– отсутствие понятия коллектор/неколлектор с точки зрения граничных значений пористости и проницаемости;

– особенность интерпретации ГИС;

– геологические критерии и признаки перспективных зон для прогноза величины запасов по разрезу и площади.

В настоящее время на ряде месторождений Западной Сибири проводятся опытно-промышленные работы и ведется добыча нефти. Мултановское нефтяное месторождение расположено на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 85 км юго-восточнее от г.Пыть-Ях и в 110 км от г.Сургут. Мултановское месторождение открыто в 1999 году. Нефтегазоносность приурочена к отложениямбаженовской, васюганской и тюменской свит верхней и средней юры (пласты Ю0, Ю1-2, Ю2-3).

Поисковый этап на Мултановской площади был начат в 1971 году бурением поисковой скважины № 2. Скважина пробурена Правдинской НРЭ в сводовой части северного купола Мултановской структуры. С глубины 2796 м (ориентировочно кровля БС) началось аварийноенефтегазопроявление. Скважина была ликвидирована без спуска эксплуатационной колонны. Поисковая скважина № 12 пробурена в 1999 году в присводовой части Мултановской структуры ЗАО «Правдинская НГРЭ». Из пласта Ю0 в интервале 2790–2819 м получен приток нефти дебитом 15,6 м^3/с.

Геолого-физическая характеристика пластов Мултановского месторождения приведена в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика пластов Мултановского месторождения

№ п/п	Параметры	Пласт $Ю_0$	Пласт $Ю_1^2$	Пласт $Ю_{2-3}$	
				р-он скв. № 12	р-он скв. № 9
1	Средняя глубина залегания, м	2773–2865	2874,6–2912	2907,2–2927,6	2976–2986
2	Тип залежи	Массивная	Пластово-сводовая	Литологически-экранировая	Литологически-экранировая
3	Тип коллектора	Карбонатный трещинно-кавернозный	Терригенный поровый	Терригенный поровый	Терригенный поровый
4	Площадь нефтегазоносности, тыс. $м^2$	13600	61600	61617	18528
5	Средняя общая толщина, м	28–30	13–23	26–27	
6	Средняя эффективная нефтенасыщ. толщина, м	3.8	5.7	4.8	4.6
7	Пористость, %	10	16	15	15
8	Средняя нефтенасыщенность, долед	0.9	0.68	0.64	0.64
9	Проницаемость, $мкм^2*10^{-3}$	5*	32.5	1.6	1.6
10	Коэффициент песчанистости, д. ед.	н/опр	0,08–0,63	0,1–0,22	
11	Расчлененность, ед.	н/опр	2–13	3–5	
12	Начальное пластовое давление, МПа	37*	29	30**	30**
13	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,6*	1,37**	2,14**	2,14**
14	Плотность нефти в пластовых условиях, $г/см^3$	0.839	0.805	0.825	0.825
15	Плотность нефти в поверхностных усл, $г/см^3$	0.88	0.86	0.88	0.88
16	Абс. отметка ВНК, м	н/опр	-2820	-2889	-2919
17	Объемный коэф нефти, д. е.	1,14	1,28	1,15	1,15
18	Пересчетный коэффициент нефти, д.е.	0,82	0,78	0,87	0,87
19	Содержание серы в нефти, %	0,27*	1,63-1,7		
20	Содержаие парафина в нефти, %	4,75*	2,45-2,5		
21	Давление насыщения нефти газом, МПа	16,8*	13**	8**	8**
22	Газовый фактор, $м^3/т$	80	133	30	30
23	Плотность воды в пластовых условиях, $т/м^3$	н/опр	1,014**	1,004**	1,004**
24	Коэффициент продуктивности, $м^3$/сут·МПа	н/опр	0.86	н/опр	0.01
25	Коэффициент вытеснения, д.ед.		0.478	0.436	0.436

Примечание: * – *по аналогии с Салымской группой месторождений*

** – *по аналогии с Угутской группой месторождений*

Геологический профиль продуктивных пластов Мултановского месторождения представлен на рис.1

Сопоставление описания керна, комплекса ГИС, а также результатов испытания в открытом стволе и в эксплуатационной колонне по скв. № 12 приведены на рис.2. Можно говорить, что интервалы коллекторов БС представлены уплотненными прослоями, расположенными в толще менее плотных пород.

В настоящее время на залежь нефти в баженовских отложениях ($Ю_0$) пробурено и эксплуатируются две скважины № 25 и № 33.

Бурение скважин на залежь $Ю_0$ проводится по специальной программе. В проектных скважинах намеченных на нижележащие объекты $Ю_1^2$ и $Ю_{2-3}$, после спуска эксплуатационной колонны на кровлю баженовской свиты, вскрываются отложения $Ю_0$ и затем после технологической «выдержки» (простоя) вызывается приток нефти. Скважина № 25 вступила в эксплуатацию в ноябре 2015 года с дебитом нефти 17,6 т/с при буферном давлении 60 ат. Скважина № 33 введена из бурения в декабре 2015 года с дебитом 25,9 т/с. Динамика изменения буферных давлений и дебитов скважин № 25 и № 33 приведена на рис. 3.

В США на залежи углеводородов в сланцевой формации пробурено свыше 100 тыс скважин, процесс изучения этих отложений продолжается более 50 лет, однако только с 2010 года начался бурный рост добычи сланцевой нефти [3]. В России данному вопросу лишь в последние годы уделяется должное внимание. Безусловно, что при

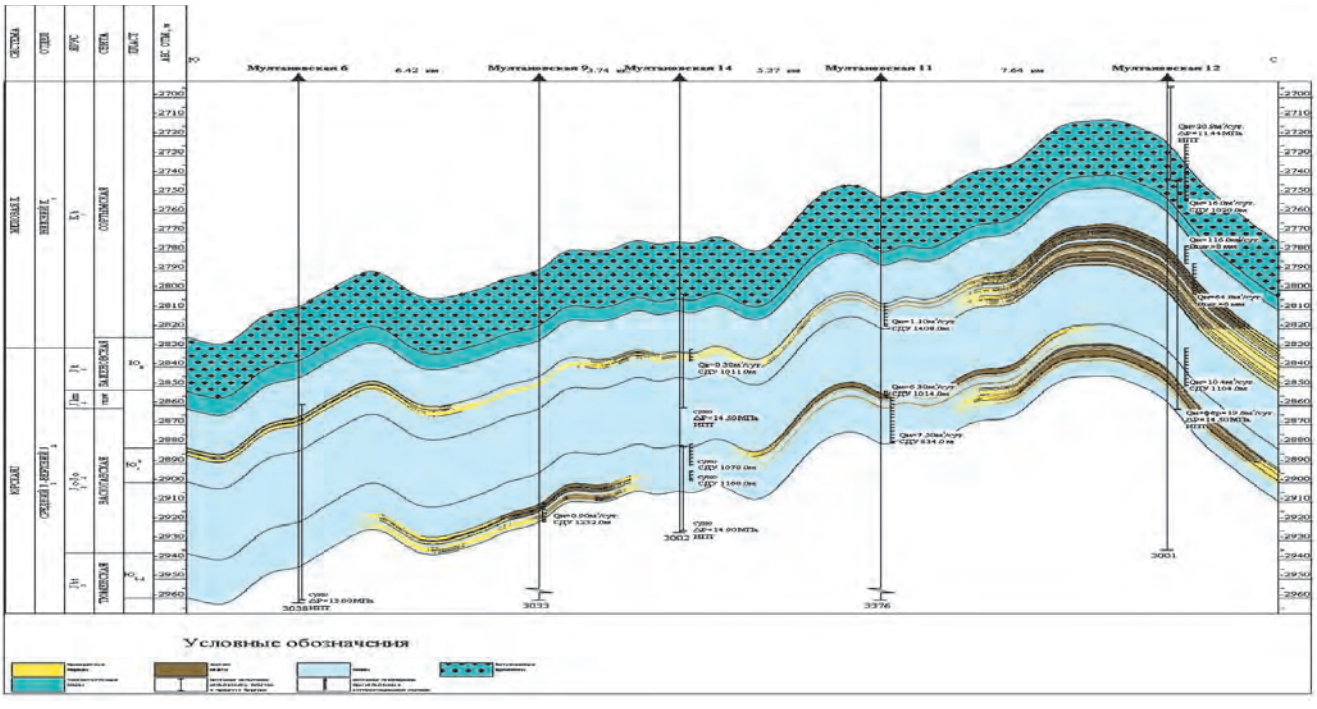


Рис.1. Геологический профиль продуктивных пластов Мултановского месторождения.

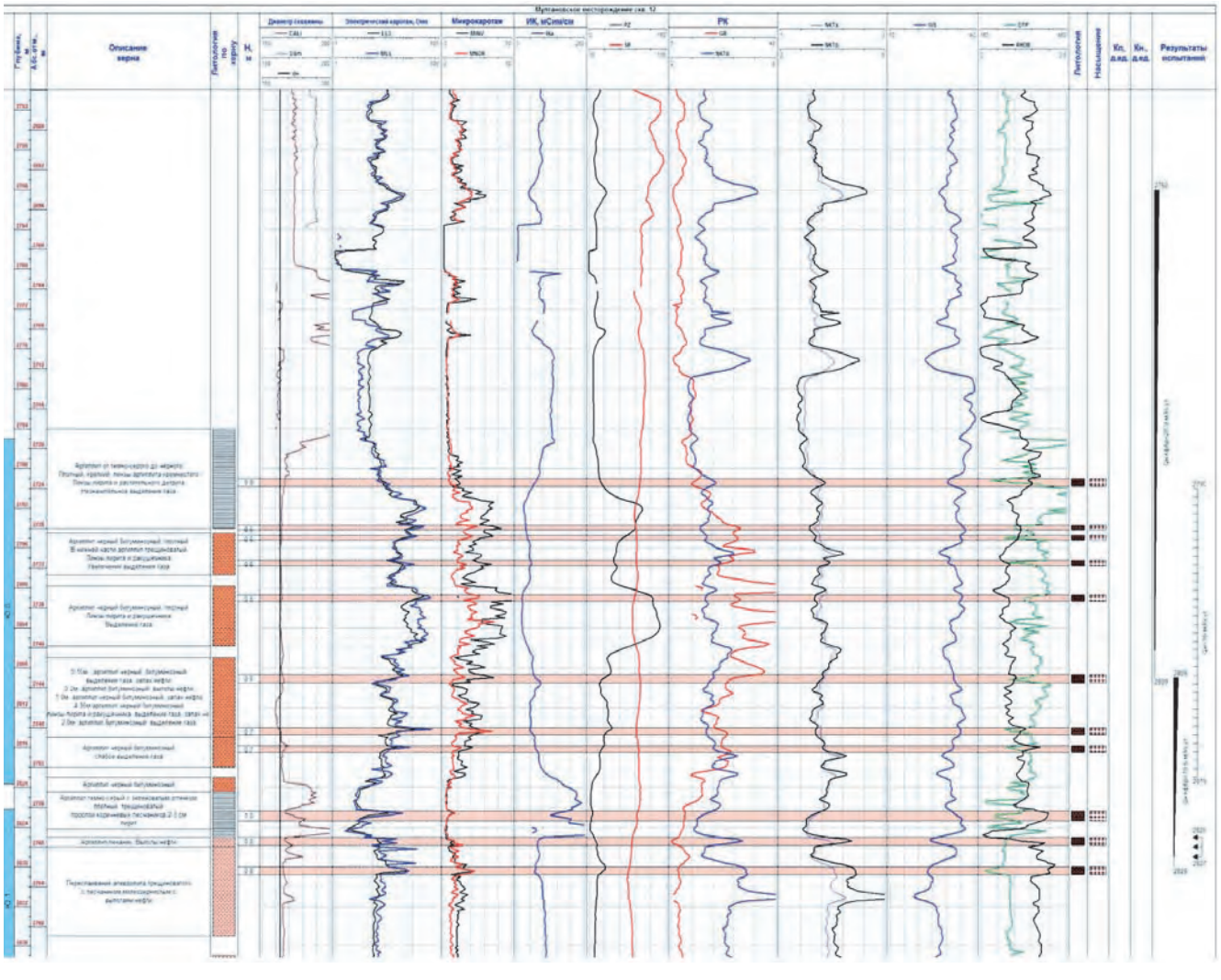


Рис. 2. Сопоставление описания керна, комплекса ГИС, а также результатов испытания в открытом стволе и в эксплуатационной колонне по скв № 12 Мултановского месторождения.

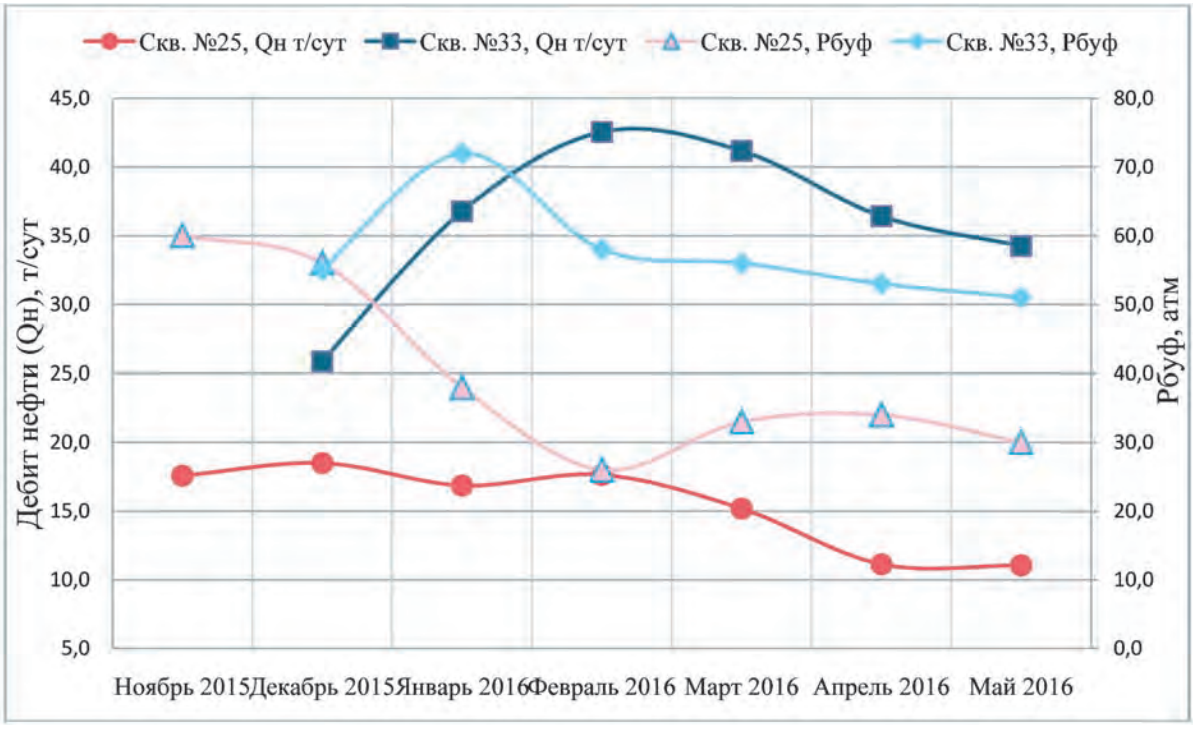


Рис. 3. Динамика буферных давлений и дебитов скважин пласта $Ю_0$ Мултановского месторождения.

благоприятной экономической конъюнктуре (цене на нефть) и определенных налоговых льготах доля сланцевой нефти будет неуклонно возрастать.

Литература

1. *Славкин В.С., Алексеев А.Д., Колосков В.Н.* Некоторые аспекты геологического строения и перспектив нефтеносности баженовской свиты на западе Широтного Приобья // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 8.

2. *Дахнова М.В., Назарова Е.С., Славкин В.С., Колосков В.Н., Алексеев А.Д.* Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья // Геология нефти и газа. – 2007. – № 6. – С.39–43.

3. *Панарин А.Т.* Скоро ль в России грянет сланцевая революция? // Материалы Междунар. науч.-практ. конфер. «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». – Казань, 2–3 сентября 2015 г. Изд-во «Ихлас» – С. 38–40.

СООТНОШЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА ОРДОВИКСКОГО ВОЗРАСТА СВИТЫ ХАМРА (СЕВЕРНАЯ АФРИКА)

К.М. Зелинко

«GazpromInternational», г. Санкт-Петербург, k.zelinko@gazprom-international.com

Объектом исследования является плотный коллектор с хаотично развитой трещиноватостью. В связи с возрастающей ролью нетрадиционных коллекторов в мировой практике разведки и разработки месторождений нефти и газа, а также высокими неопределенностями и рисками, связанными с освоением таких месторождений, необходимо всестороннее изучение сложных коллекторов для более эффективных мероприятий на стадиях геологоразведки и освоения месторождений с низкопроницаемыми коллекторами.

На изучаемом месторождении «R» заканчивается фаза ГРР и традиционные методы прогнозирования наиболее продуктивных зон месторождения (например, построение фациальных карт) не являются эффективными, так как в нетрадиционных коллекторах продуктивность зависит не от первичной пористости, проницаемости, обстановки осадконакопления, а от вторичных процессов – в данном случае, от тектонических подвижек, которые привели к созданию зон раздробленности и трещиноватости пород.

Разные блоки залежи имеют различную продуктивность, а также различную тектоническую раздробленность. По результатам ранее выполненных исследований выдвинуто предположение об отсутствии прямой зависимости между интенсивностью разрывных нарушений и продуктивностью расположенных рядом разведочных скважин. Предположительно, соседние блоки залежи, разделенные тектоническими нарушениями, характеризуются различными режимами напряжения. Это подтверждается количеством разломов, их ориентацией, различными характеристиками трещиноватости как по данным ГИС, так и керновым данным.

Согласно проанализированной литературе [1, 2], выделяется 3 вида режимов напряжений залежи (рис.1):

В зависимости от каждого режима, изменяется соотношение литостатического давления (Sv) и давления гидроразрыва пород (Shmin). Так, в случае режима напряжений нормального сброса, литостатическое давление выше давление гидроразрыва. Данный режим характерен для большинства месторождений, находящихся в зонах, не осложненных прошлой тектонической активностью. Для сдвигового тектонического режима характерно высокое давление гидроразрыва – выше, чем литостатическое давление. Надвиговый тектонический режим характеризуется высокими значениями максимального горизонтального напряжения.

(Jaeger, J.C., N.G.W. Cook and R.W. Zimmerman, 2007)

Рис. 1. Виды напряжений в залежи.

Для оценки режимов напряжения на месторождении «R» рассчитаны показатели литостатического давления и минимального горизонтального давления. Расчет литостатического давления выполнялся по формуле:

$$Sv = \rho g h,$$

где p – плотность пород по данным ГИС, кг/м^3;

g – ускорение свободного падения, м/с^2;

h – глубина, м.

Минимальное горизонтальное напряжение возможно рассчитать по нескольким формулам [2]:

- $Shmin = 0.3(Sv - Pp) + Pp$ (Hubbert & Wills, 1957) (1)
- $Shmin = \left(\frac{\upsilon}{1-\upsilon}\right)(Sv - Pp) + Pp$; (Eaton, 1969) (2)
- $Shmin = 0.197z^{1.145} + 0.46(Pp - Ph)$; (Breckless and van Eekelen, 1981) (3)
- $Shmin = (1 - \varphi)(Sv - Pp) + Pp$ (Holbrook, 1990), (4)

где Shmin – минимальное горизонтальное напряжение, атм;

Sv – литостатическое давление, атм;

Pp – поровое давление, атм;

z – глубина, м;

Ph – гидростатическое давление, атм;

φ – пористость, д.ед.

Таким образом, для оценки напряжений в породах месторождения «R» по имеющимся скважинам рассчитаны различные варианты минимального горизонтального напряжения. Для оценки корректности рассчитанных кривых необходимо сопоставление полученных значений с реальными данными, полученными в ходе бурения (leakofftest) или гидроразрыва пласта. Сравнение рассчитанных кривых и реальных данных представлено ниже (рис.2)

Наиболее корректной для данных геологических условий является формула (2). Как можно видеть, полученное в ходе создания трещины давление гидроразрыва согласуется с рассчитанной кривой. Таким образом, возможно предположить, что и в других скважинах, где отсутствует реальная информация о минимальном горизонтальном напряжении, его расчет возможен с помощью формулы (2).

Проведя расчет на соседних скважинах, возможно сделать заключение о том, что соседние блоки месторождения находятся в разных режимах напряжений: южная часть месторождения имеет вид напряжения нормального сброса, тогда как северная часть месторождения имеет сдвиговый тектонический режим. Данная теория подтверждается различной ориентацией разломов в соседних блоках, а также различными значениями продуктивности скважин.

В результате применения различных методик расчета минимального горизонтального напряжения и сравнения полученных результатов с реальными данными, найдена формула, позволяющая приблизительно рассчи-

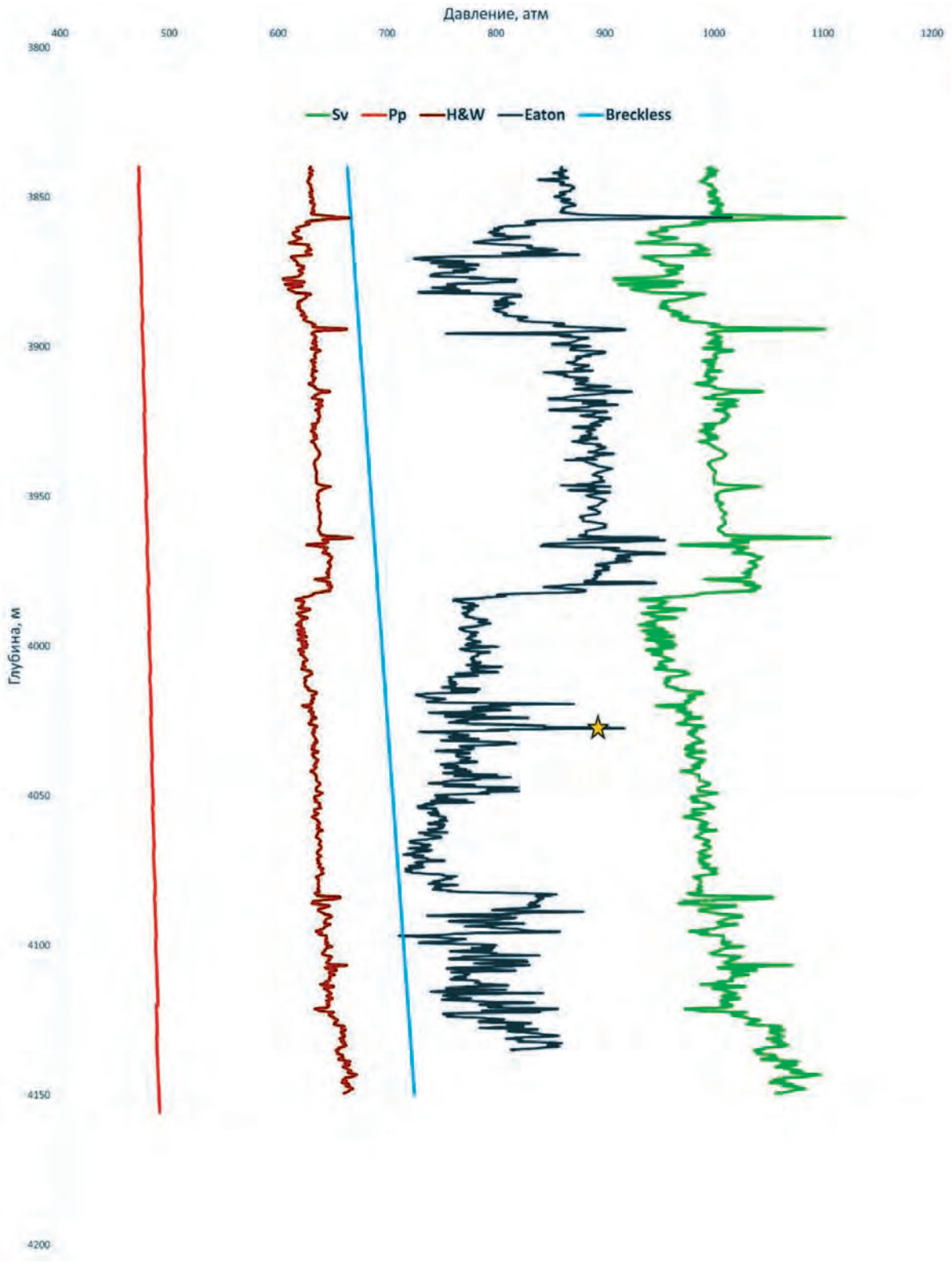


Рис. 2. Рассчитанные кривые горного, порового давлений с минимальным горизонтальным напряжением, скважина R-3.

тывать давление гидроразрыва пород. Также проведенное сравнение режимов напряжений в залежи позволяет получить уточненное представление о тектонических особенностях месторождения.

Литература

1. *Jaeger J.C., N.G.W. Cook and R.W.* Zimmerman, 2007, Fundamentals of Rock Mechanics, 4th Ed., Blackwell Publishing.

2. *Zoback M.D.*, 2007, Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press.

НОВАЯ КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВН

И.А. Титаренко, И.П. Соколова, А.В. Титаренко

Акционерное общество Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (АО «НВНИИГГ»), г. Саратов, titarenko@nvniigg.san.ru

В период роста цен на углеводородное сырье перспективными для освоения становятся нетрадиционные источники углеводородов (УВ), такие как высоковязкие, сверхвязкие нефти (СВН) и природные битумы. Ряд стран (Канада, Венесуэла и др.) успешно используют битумы в качестве альтернативы традиционной нефти и газу. При этом увеличение масштабов их применения связано с внедрением в практику технологий производства синтетической нефти. Синтетической является почти половина канадской нефти. Устойчиво растут темпы добычи и производства синтетической нефти в Венесуэле, где запасы битумов составляют 60% от общих запасов УВ.

Помимо важнейшей роли в производстве синтетической нефти, высоковязкие нефти и природные битумы необходимо рассматривать как комплексное сырье. Они содержат в своем составе такие ценные гетероорганические соединения, как нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры, такие уникальные компоненты, как металлопорфирины (связанные с ванадием и никелем), которые могут служить источником катализаторов, сенсибилизаторов, органических полупроводников. Они используются в медицине, в биотехнологиях, в химических технологиях, в микроэлектронике, поэтому спрос на них существует в тех странах, где эти технологии интенсивно развиваются.

Комплексная химическая переработка СВН и природных битумов позволяет получать важную промышленную продукцию: элементарную серу, сульфоксиды, сульфоны, кокс с высоким содержанием ванадия, нефтяные кислоты, лакокрасочные материалы, компоненты смазочных материалов, моторные топлива, дорожные, строительные и специальные битумы. Битумосодержащие породы являются весьма ценными дорожно-строительными материалами для изготовления асфальтобетона, нижних и верхних слоев дорожного покрытия, силикатного кирпича, керамзитобетона, компонентов для офлюсованных и железнорудных окатышей в черной металлургии.

На территории Российской Федерации основные перспективы поисков залежей СВН и природных битумов связаны с отложениями пермского возраста в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП). Благоприятными условиями для постановки здесь соответствующих геологоразведочных работ являются: малые глубины залегания битумоносных и нефтесодержащих пермских толщ, наличие горнодобывающих и нефтеперерабатывающих комплексов, развитая транспортная инфраструктура и др.

Доминирующим геофизическим методом поисковых работ на нефть и газ традиционно считается сейсморазведка МОГТ, призванная решать задачи по выделению в разрезе локальных структурных и литолого-фациальных неоднородностей, предопределивших формирование на их уровне ловушек УВ различных генетических типов.

При проведении в пределах Волго-Уральской НГП нефтегазопоисковых работ, нацеленных на отложения девонского и каменноугольного возраста, современная сейсморазведка МОГТ справляется с решением вышеуказанных задач достаточно успешно. Однако, в деле изучения потенциально продуктивных на этой территории верхнепермских отложений она, по мнению большинства специалистов, неэффективна.

Как ни парадоксально, проблема здесь заключается именно в малых глубинах залегания верхнепермских отложений, требующих от сейсморазведки МОГТ получение геологически информативной сейсмической записи практически на начальных временах регистрации отражений, что само по себе сопряжено с определенными трудностями.

Выполняющиеся уже на протяжении многих лет на территории Волго-Уральской НГП полевые сейсморазведочные наблюдения, в силу их направленности на изучение, прежде всего, девонско-каменноугольного интервала осадочного чехла, как основного вместилища залежей углеводородов, осуществляются с использованием среднечастотной модификации МОГТ и увеличенных по длине приемных расстановок. Поэтому информативная запись на традиционных разрезах МОГТ в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции начинается, как правило, на временах регистрации T_0 равных 200–300 мс и более. Хотя, например, отражение от кровли вмещающих природные битумы на Аверьяновском месторождении Республики Татарстан казанских отложений теоретически может быть зарегистрировано на временах T_0 не превышающих 30–40 мс. То есть для получения информации о геологическом строении битумонасыщенных песчаников Аверьяновского месторождения по сейсмическим данным, необходимо чтоб эти данные имели достаточную степень кратности профилирования и информативную запись уже на временах $T_0 \leq 20$–30 мс. Что является недостижимым для глубинно ориентированных систем наблюдения МОГТ, даже в случае целенаправленной переобработки этих материалов на уровне верхней части разреза с использованием самых современных методико-технологических возможностей (рис. 1).

В рамках поиска оптимального решения данной проблемы в 2015 году по заказу Департамента по недропользованию по Приволжскому федеральному округу специалистами АО «НВНИИГГ» на территории двух небольших участков в западном секторе Республики Татарстан (на территории Мелекесской впадины) были проведены комплексные опытно-методические работы в объеме 100 пог. км в составе: малоглубинная модификация МОГТ-2D, электротомография и газометрическая съемка в мелких скважинах.

При проектировании сейсморазведочных работ МОГТ-2D на этих участках для получения желаемого результата, отвечающего выше обозначенным требованиям, в качестве полевой расстановки специалисты АО

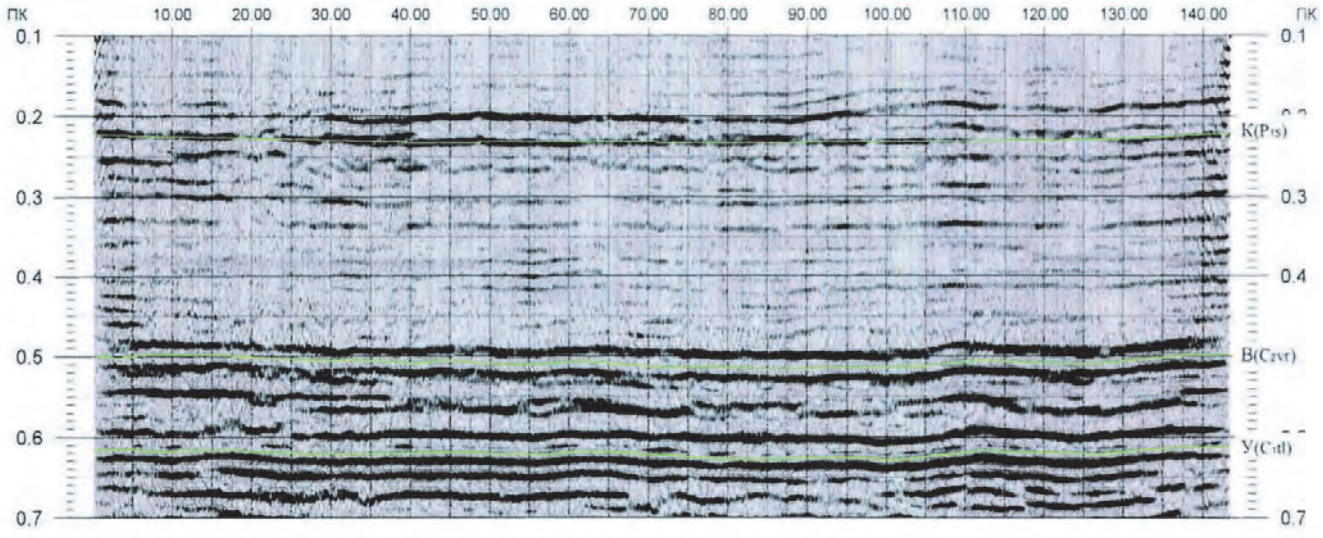


Рис. 1. Суммарный временной разрез по профилю 151012 (ОАО «Татнефтегеофизика»).

«НВНИИГГ» наметили центрально-симметричную систему наблюдений со 120-кратным профилированием. Расстояние между пунктами возбуждения было выбрано равным 10 м, между пунктами приема – 5 м. Минимальное удаление «взрыв-прибор» составляло 10м, максимальное – 1200 м. Возбуждение сейсмических колебаний при проведении полевых работ осуществлялось электромагнитным импульсным источником «Енисей КЭМ-4» с напряжением заряда – 850В. Для сбора данных использовалась бескабельная система SCOUT с 481 активным каналом. Регистрация сигналов проводилась одиночными сейсмоприемниками GS-One. Длительность регистрации составляла 2с с шагом дискретизации записи равным 1 мс. Параллельно с работами МОГТ осуществлялось изучение скоростных неоднородностей в верхней части разреза методом преломленных волн (МПВ), на основе результатов которого впоследствии вычислялись значения априорных статических поправок в сейсмотрассы ОГТ.

Цифровая обработка полученных в поле по линиям опытно-методических профилей сейсморазведочных данных выполнялась специалистами АО «НВНИИГГ» в обрабатывающем комплексе ECHOS/FOCUS 2D/3D компании Paradigm. При этом в целях максимального сохранения информации на уровне верхней части сейсмической записи, отвечающей отложениям послекунгурского возраста, включая потенциально насыщенные на соответствующей территории Мелекесской впадины сверхвязкими нефтями и битумами приказанскую и печищенскую толщи казанского яруса средней перми, к наблюденным в поле временам регистрации сигналов было прибавлена постоянная величина равная 200 мс. В результате этого отражения от целевых толщ на суммарных временных разрезах МОГТ по отработанным профилям стали фиксироваться на 200 мс ниже своего истинного положения, зато кратность суммирования сейсмической записи на их уровне составила 80 и более трасс.

Общим итогом описанного выше нетрадиционного подхода к проведению сейсморазведочных работ МОГТ в зоне возможного распространения залежей СВН и природных битумов явилось получение специалистами АО «НВНИИГГ» по линиям опытно-методических профилей таких временных разрезов, которые обеспечили надежное выделение и прослеживание по ним отражающих границ не только в девонско-каменноугольном, но и в пермском интервале сейсмической записи, включая внутриформационные отражения на уровне приказанской и печищенской толщ (рис. 2).

Получение таких разрезов в свою очередь позволило специалистам «НВНИИГГ» осуществить полноценное решение структурной задачи на участках отработанных профилей МОГТ-2D и выполнить динамическую интерпретацию сейсмической записи в интервале пермских отложений по авторской технологии «Вероятностно литологического прогноза» (©ВЛП) [1], с подготовкой по линиям этих профилей прогнозных литолого-скоростных разрезов, отражающих характер распределения мощностей, литологических и стратиграфических соотношений в соответствующей части осадочного чехла (рис. 3).

Данная информация о строении пермского разреза и его скоростных характеристиках на территории опытных работ обеспечила специалистам АО «НВНИИГГ» возможность осуществить комплексирование сейсморазведочных материалов с материалами электроразведки в едином координатном пространстве, и по его итогам спрогнозировать наиболее перспективные на обнаружение залежей сверхвязких нефтей в отложениях пермского возраста локальные участки, перспективы которых впоследствии были всецело подтверждены результатами бурения структурных скважин.

Электроразведка, как известно, является на сегодняшний день чуть ли не единственным наземным геофизическим методом, позволяющим с довольно высокой степенью успешности прогнозировать непосредственно залежи углеводородов. Однако поскольку залежи сверхвязких нефтей и битумов в отложениях пермской системы залегают на сравнительно небольших глубинах и сосредоточены в маломощных пластах, для выработки максимально надежных комплексных геофизических критериев их выявления электроразведочные работы на опытных

участках в пределах Республики Татарстан проводились по линиям сейсмических профилей МОГТ-2D методом «электротомографии».

Электротомография (Electrical resistivity tomography, resistivity imaging) – современное направление электроразведки методом сопротивлений. В отличие от классических методик вертикальных электрозондирований, в электротомографии за счет использования более плотных систем наблюдения, осуществляется своеобразная «подсветка» геологических объектов в земное коре с разных позиций источника, и проецирование измененного объектом сигнала на приемные линии. Эта методика дает возможность значительно увеличить детальность и достоверность получаемой информации о характере распределения физических неоднородностей на уровне залегания отложений в верхней части разреза.

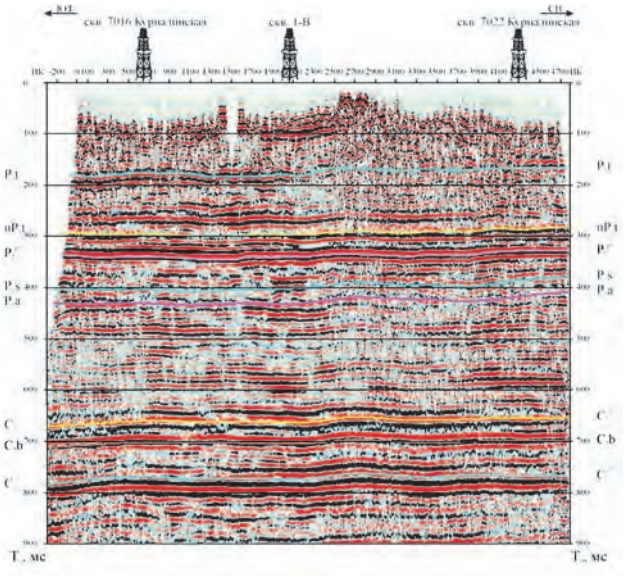


Рис.2. Суммарный временной разрез МОГТ по профилю 174-14-15 в пределах восточного участка опытно-методических работ.

Существуют строгие физические предпосылки для решения задачи по прямому прогнозированию залежей УВ методами электроразведки. Залежь углеводородов можно рассматривать как аномальный по сопротивлению локальный объект, расположенный внутри нормального разреза сопротивлений. Характерные особенности электрических свойств пород в области расположения залежи вызываются целым рядом причин:

– изменением петрофизических свойств пород коллекторов;

– минерализацией подземных вод (ее резкое увеличение в приконтактных зонах газонефтяных залежей);

– непосредственным влиянием самой залежи, как локального высокоомного объекта;

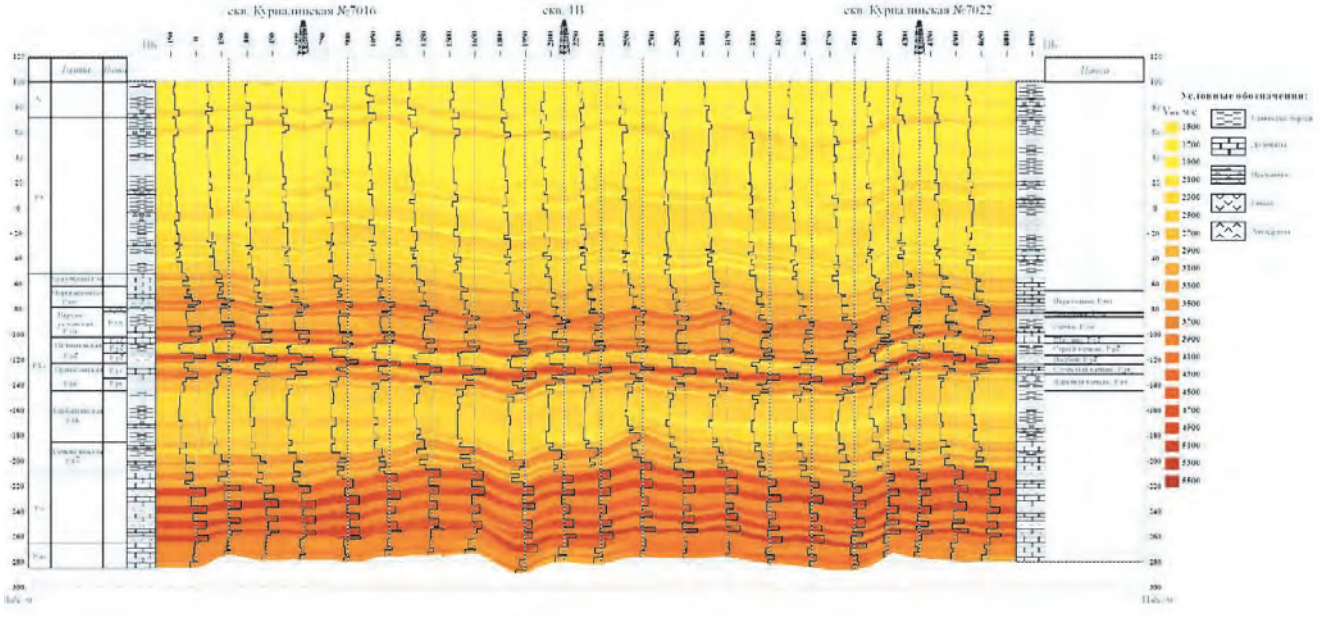


Рис. 3. Результат сейсмической динамической инверсии методом ©ВЛП по профилю 174-14-15 в пределах восточного участка опытно-методических работ.

– изменением физических свойств вмещающих пород под действием мигрирующих флюидов, в частности, образованием ореолов кальцитизации и пиритизации;

– наличием статической системы зарядов в области залежи и в приконтактных зонах.

Следует отметить, что изменения геоэлектрических параметров могут быть связаны не только с нефтеносностью, но и с другими физико-геологическими причинами. Поэтому для уменьшения степени неоднозначности прогнозных оценок интерпретация электроразведочных параметров проводится только в комплексе с данными сейсморазведки. Эффективность такого подхода неоднократно доказана при поиске скоплений УВ в различных регионах ВУНГП. Комплексирование осуществляется уже на начальном этапе интерпретации путем перевода электроразведочных данных в масштаб временного сейсмического разреза и совместного анализа материалов двух независимых методов [2]. Результатом такого комплексирования является согласованная в двух геофизических полях модель изучаемого разреза.

В рамках этой модели среды осуществляется расчет продольного электрического сопротивления и прогнозных значений интервальной скорости, которые используются на этапе прогнозирования участков скопления углеводородов (рис. 4).

Авторская методика прогноза нефтегазоносности основана на различной чувствительности интервальной скорости и сопротивления к петрофизическим свойствам отложений и характеру их флюидонасыщения [3]. При отсутствии в разрезе залежи углеводородов графики интервальных скоростей и продольного сопротивления для определенного стратиграфического интервала разреза ведут себя синхронно, реагируя, в основном, на литолого-фациальную изменчивость отложений (рис. 5 А). В продуктивных интервалах разреза отмечается рассинхронизация графиков продольного сопротивления и интервальных скоростей: уменьшение значений интервальных скоростей, обусловленное разуплотнением пород (улучшением их коллекторских свойств), и увеличение значений

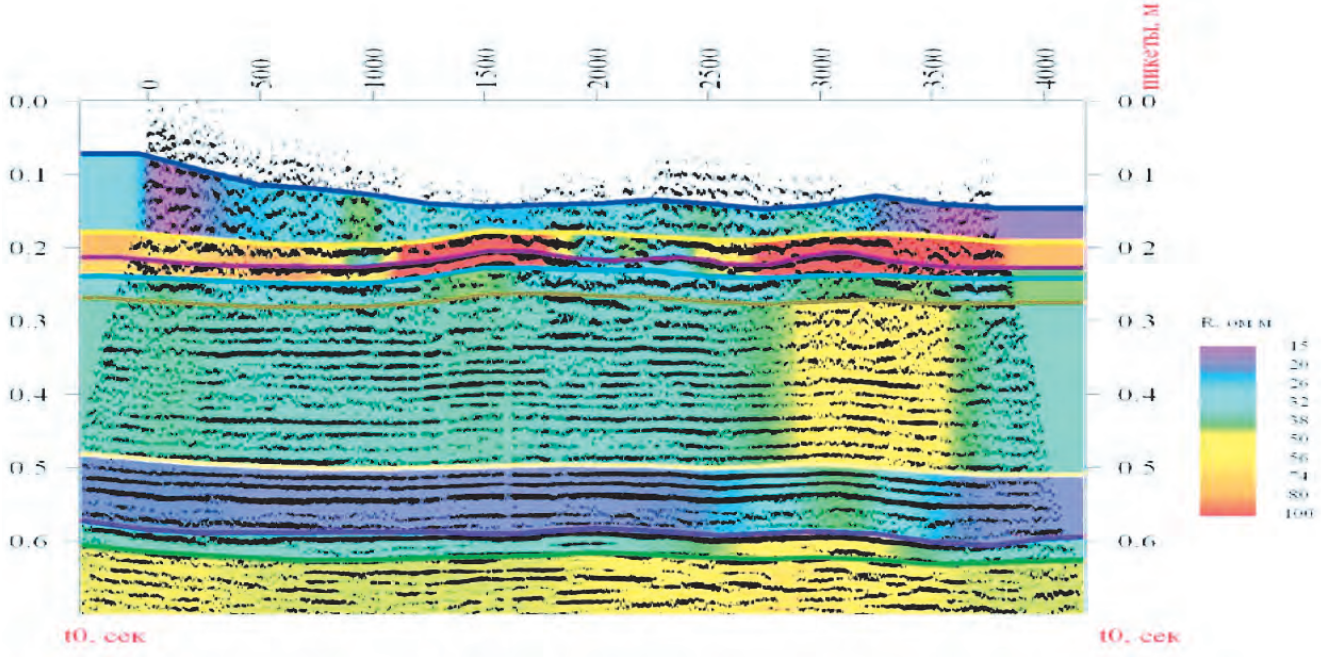


Рис. 4. Распределение интервального сопротивления на сейсмическом разрезе.

кажущегося продольного сопротивления, связанного с присутствием в разрезе флюида (нефти или газа) с аномально высоким сопротивлением (см. рис. 5 Б).

Это обстоятельство положено в основу способа, позволяющего учесть «литологическую» составляющую продольного сопротивления и изучать ту его часть, которая отражает характер флюидонасыщения. Эта составляющая названа авторами комплексным сейсмоэлектроразведочным параметром (КП), положительные значения которого, превышающие фоновые в 2–5 раз, считаются аномальными, и указывают на возможное присутствие в разрезе высокоомных флюидов – углеводородов.

Проведенные в пределах опытных участков на территории Республики Татарстан опытно-методические работы показали хорошее соответствие аномалий комплексного сейсмоэлектроразведочного параметра продуктивным интервалам разреза. По итогам работ специалистами АО «НВНИИГГ» были намечены локальные участки, перспективные на вскрытие битумосодержащих пород пермского возраста (рис. 6).

В целом, применение на опытных площадях Республики Татарстан разработанной в АО «НВНИИГ» ком-

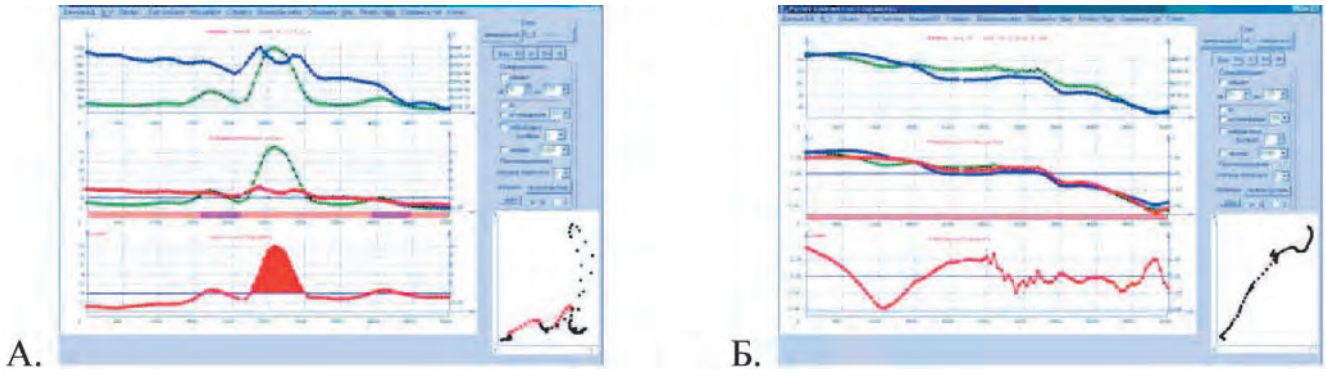
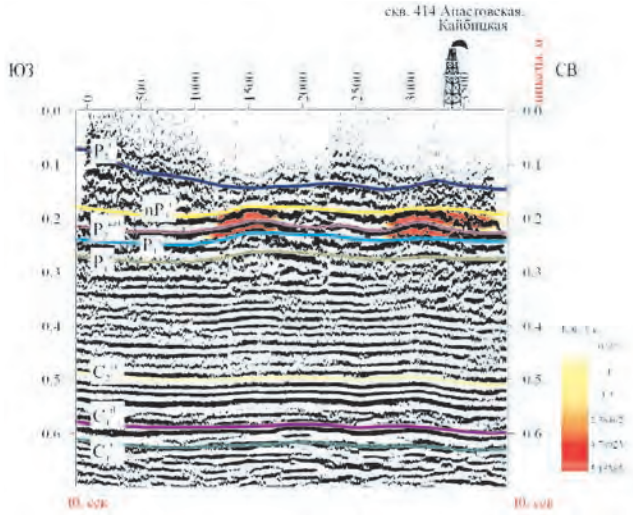


Рис. 5. Пример изменения интервальных параметров и КП в непродуктивном (А) и продуктивном (Б) интервалах разреза.

плексной сейсмоэлектроразведочной технологии, включающей новые методические приемы проведения полевых работ и авторские наработки интерпретации полученных результатов, позволило получить доказательную базу возможностей ее успешного использования для решения задач поиска и разведки залежей УВ в пермском комплексе отложений.

Профиль № 174-14-03(Западный участок)



Профиль № 174-14-15 (Восточный участок)

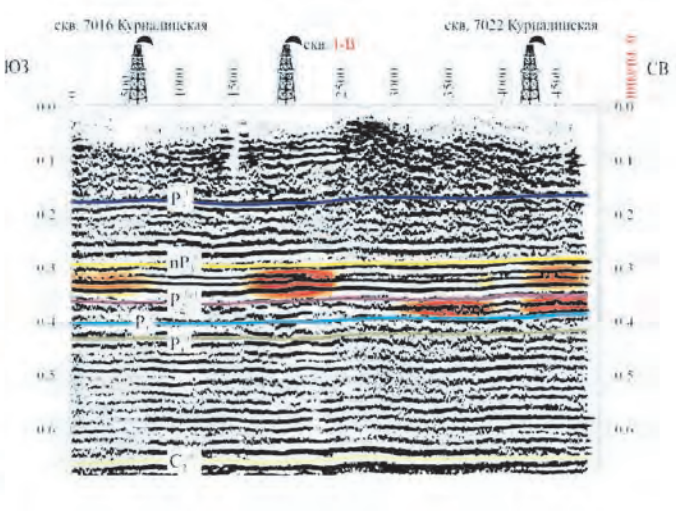


Рис. 6. Аномалии КП на сейсмических временных разрезах по опытным профилям МОГТ.

Литература

1. *Скорнякова Е.Г., Титаренко И.А.* Сейсмопетрофизическое прогнозирование методом ВЛП. «Геофизика, Технологии сейсморазведки II», специальный выпуск, 2003 г.

2. *Смилевец Н.П., Соколова И.П.*. Пат. на изобретение № 2155977. Способ геофизической разведки. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации, г. Москва, 10 сентября 2000 г.

3. *Смилевец Н.П., Соколова И.П.* Пат. на изобретение № 2154847. Способ геофизической разведки при поисках нефтегазовых месторождений. Зарегистрирован в Государственном реестре изобретений Российской Федерации, г. Москва, 20 августа 2000 г.

КОНЦЕПЦИЯ ИЗУЧЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Р. Х. Муслимов, А. Н. Шакиров

Академия наук РТ

Для устойчивого развития НГС РТ на длительную перспективу появилась настоятельная необходимость более глубоко оценить углеводородный потенциал Республики Татарстан с учетом современных достижений в геологическом изучении недр, а также возможность современных технологий в рентабельном использовании этого потенциала как минимум до середины текущего столетия.

Мощнейший технический прогресс на Западе по освоению нетрадиционных видов углеводородного сырья – тяжелых нефтей и природных битумов, – нефтегазосланцевая революция, исследовательские работы по другим видам ТЭР кардинально изменили ситуацию в нефтегазовом секторе и мировую конъюнктуру.

В современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, очевидно, настало время относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. В мировом масштабе этих ресурсов в среднем в 2 раза больше отобранных и извлекаемых в перспективе традиционных нефтей.

Для нетрадиционных источников УВ нужны *принципиально новые методы* их выработки с более широким и специфическим набором углубленных геологических и др. исследований залежей.

Нетрадиционные запасы не имеют четко определенных по положению водо-нефтяных контактов, и они не локализованы плавучестью нефти или природного газа в воде. Нетрадиционная непрерывная нефтегазовая система состоит из скопления углеводородов, содержащихся в породах с низкой проницаемостью матрицы в зависимости от проницаемости трещин, содержит большое количество углеводородов, но отличается низким коэффициентом извлечения.

Эти нетрадиционные ресурсы в разы больше традиционных ресурсов нефти и газа.

Извлекаемые ресурсы могут быть приращены за счет совершенствования геологических исследований с

использованием современных геолого-геофизических и лабораторных методов, применения современных технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и внедрения в практику методов инновационного проектирования.

Установлена приуроченность большинства залежей СВН и ПБ к центральной литофациальной зоне (восточный борт Мелекесской впадины), представленной терригенно-морскими и карбонатно-терригенными отложениями. Для СВН и ПБ нужна своя классификация, отражающая особенности геологического строения и качественную характеристику запасов.

В настоящее время пользуются более простой и практичной классификацией обычных, тяжелых, сверхтяжелых нефтей и природных битумов, предложенной академиком Р. Х. Муслимовым.

В соответствии с подсчетами ПАО «Татнефть» [1], суммарные прогнозные запасы углеводородов в пермских отложениях составляют 325 млн т при коэффициенте извлечения 0,15. Это, конечно, мало. Даже опробованные технологии позволяют поднять КИН по СВН до 35%. Из общего количества углеводородов предварительно выделены СВН геологические – 54% и извлекаемые – около 31%. Сравнительно большая доля СВН объясняется тем, что основные горизонты (уфимские и нижепермские отложения), содержание СВН, сравнительно хорошо изучены. А горизонты с основным содержанием ПБ изучены мало. Поэтому, по мере дальнейшего изучения, доля ПБ будет постоянно возрастать.

Изучение мирового опыта показывает, что простой его перенос для разработки залежей УВ Перми в РТ невозможен по причине кардинально отличающихся геологических условий залегания ПБ в РТ. Поэтому технологии добычи СВН и ПБ мы должны разрабатывать сами для наших конкретных условий, допуская закупку за рубежом техники и оборудования.

Опытно-промышленные работы по добыче СВН по технологии SAGD (рис. 1) в лучших геологических условиях пермских отложений, на Ашальчинском месторождении, показали привлекательные результаты: дебиты пары скважин возросли до 40–50 т/сут при сравнительно небольшой обводненности. Ожидаемая нефтеотдача может составить 50–55%. Остальные залежи имеют худшие характеристики.

Главным приоритетом освоения СВН к 2030 г. является обеспечение полного комплекса работ по поискам, разведке и разработке терригенных отложений шешминского горизонта.

В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 года, в которой говорится, что основное внимание надо сосредоточить на теоретических, научно-исследовательских и опытно-промышленных работах по освоению залежей УВ в пермских отложениях РТ.

Что касается дальних перспектив, основными направлениями поисково-разведочных работ по пермским отложениям являются следующие по приоритетности:

1) терригенные отложения;

2) нижнепермские карбонатные отложения юго-восточной части Татарстана;

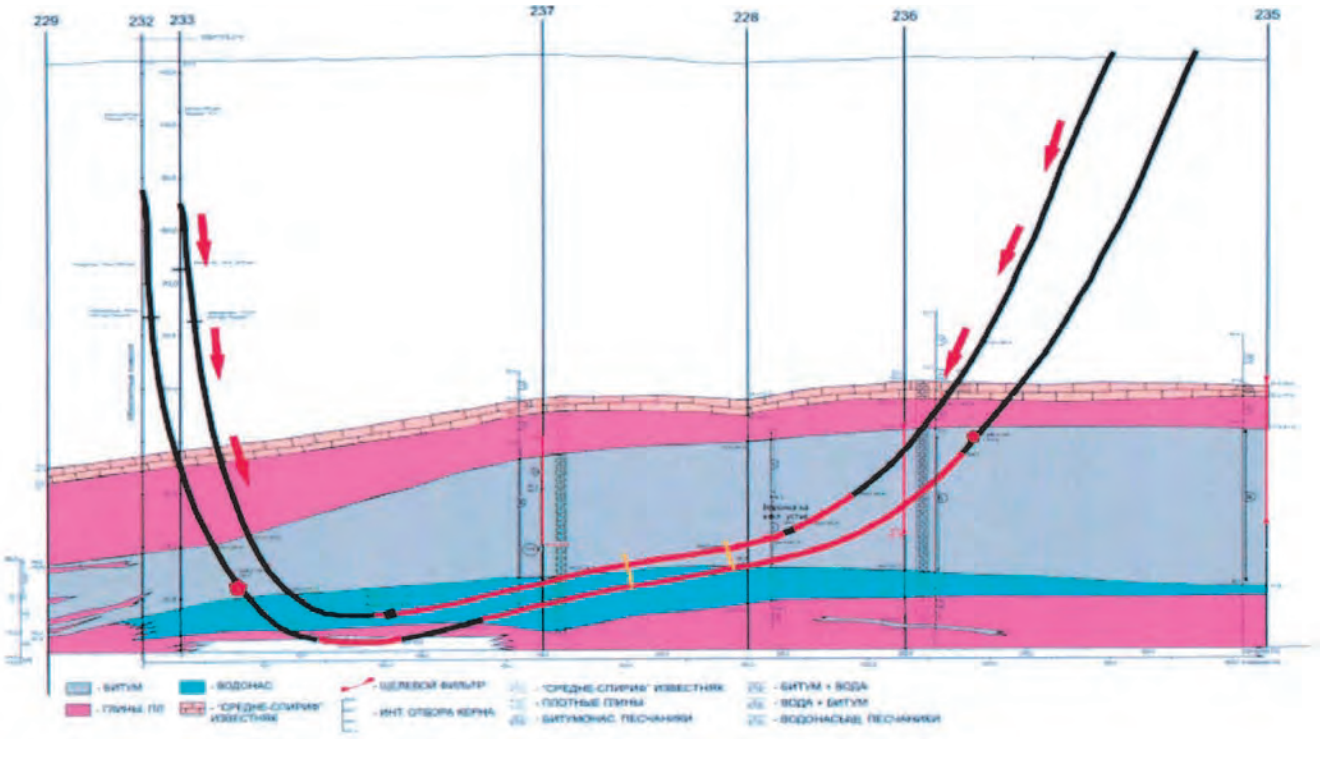


Рис. 1. Проекция горизонтальных скважин №№ 232, 233 на линию геологического профиля по скважинам №№ 229, 237, 228, 236, 235.

3) доизучение и поиски залежей углеводородного сырья в пределах Черемшано-Бастырской зоны (западный склон Южно-Татарского свода);

4) резервом наращивания ресурсов (запасов) битумов терригенно-карбонатного битуминозного комплекса принять территории Северо-Татарского свода, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба, западного борта Мелекесской впадины, восточного борта Токмовского свода. Но эти оценочные работы по западной части РТ должны проводиться в дальней перспективе, после 2030 г.

Опыт США и других стран Запада указывает на огромные перспективы нефтегазоносности плотных пород.

Установленные для залежей терригенного девона Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений кондиционные значения пород-коллекторов устарела и так называемые породы-неколлекторы должны быть приняты на учет и являться объектами промышленной разработки современными технологиями.

В настоящее время назрела необходимость переоценки геологических ресурсов нефти, изучение плотных пород **по всему разрезу** осадочного чехла. На имеющемся у нас новом оборудовании можно исследовать породы с низкой и сверхнизкой проницаемостью. Поэтому необходимо изучать плотные разделы на предмет наличия в них нефти, а также породы-покрышки. Это может стать следующим резервом увеличения ресурсов нефти РТ.

В результате последних исследований было обнаружено, что действующая классификация пород коллекторов не отражает реальную картину. Афанасьевым С. В. и Хусаиновым В. М. были обоснованы новые кондиционные значения пород-коллекторов. Один из выводов этих результатов: длительность разработки Ромашкинского месторождения увеличится до 250 лет.

Таким образом, увеличение извлекаемых запасов на длительно разрабатываемых месторождениях позволяет подключить к разработке пласты и пропластки, ранее считавшиеся неколлекторами, и далее получить существенный прирост извлекаемых запасов за счет повышения нефтеотдачи.

Исходя из изложенного, следует считать нормальным и необходимым периодический (через 15–20 лет) пересмотр геологических материалов и геолого-гидродинамических моделей по крупным и особо крупным месторождениям.

В связи с огромным прогрессом в изучении потенциальной нефтегазоносности плотных пород на Западе, в РТ впервые проведена работа по обоснованию возможного наличия среди изученных разрезов плотных нефтенасыщенных карбонатных пород, обладающих потенциальной промышленной нефтеносностью. В основу проведенной работы положен керновый материал по карбонатным нефтеносным объектам. На основании выполненных работ проведен подсчет геологических ресурсов нефти в плотных карбонатных породах, результаты оказались впечатляющими.

Вопросы геологического изучения таких объектов сложен и требуют много фактического материала и много времени (десятилетия). Но изучать этот потенциал нужно.

На территории Татарстана перспективными участками для поиска залежей УВ в высокоуглеродистых сланцевых толщах являются, в первую очередь, осевая зона ККСП. Перспективы необходимо связывать с южной частью ККСП, приуроченной к Усть-Черемшанскому прогибу (Северное окончание Мелекесской впадины). Также перспективной следует считать и северную часть ККСП (зона развития Нижнекамского и Актаныш-Чишминского прогибов).

Несмотря на то что в РТ уже добывается нефть из нескольких залежей в доманикитах, рекомендовать проведение сколько-нибудь значительных поисково-разведочных и эксплуатационных работ по добыче нефти из этих отложений на современном этапе не представляется возможным.

Первоочередной задачей при разработке методик поисково-разведочных работ на нефть в доманикитах следует считать детальное изучение коллекторов в отложениях доманиковых фаций. Это позволит проводить подсчет запасов нефти сланцевых толщ, оценку ресурсного потенциала доманикитов на новом уровне.

По вопросам оценки перспектив добычи сланцевых нефтей надо выполнить, как минимум, составленную в Академии наук РТ «Программу работ по оценке нефтеперспективности сланцевых отложений на территории РТ».

В последнее время в лабораториях РТ появилось новейшее современное лабораторное оборудование. Мы никогда не догоним США, поэтому нужны западные технологии по исследованию сланцев, а без обучения их специалистами мы не сможем достичь необходимых результатов. Для обучения наших преподавателей и студентов нужны совместные программы и совместные исследования хотя бы на первом этапе.

Организацию научных и научно-практических исследований в нефтяной отрасли РТ нужно решать через инновационное проектирование. Для инновационного проектирования нужны крупные исследования с привлечением РАН и региональной науки (АН РТ), достаточного времени и средств.

Большое значение имеет организация работ по разработке, опробованию и внедрению МУН.

Для завершения системы инновационного развития не хватает важного звена – научного полигона и различных документов и стандартов.

Ввод в разработку трудноизвлекаемых запасов объективно требует в 3–5 раз больше затрат чем для активных запасов. Для запуска проектов успешного освоения залежей нетрадиционных углеводородов нужны целенаправленные меры от освобождения от всех видов налогов до софинансирования государством.

Заключение

1. Необходимо провести переоценку всего накопленного за десятилетия материала по геологии и разработке с учетом современных методов и технологий, составить принципиально новую геолого-гидродинамическую модель и новый проект разработки инновационного развития, о чем мы детально писали в наших работах.

2. Для мелких месторождений до 2030 г. предусмотреть освоение залежей МВН, ПВН, ВВН.

3. По углеводородам пермского комплекса отложений для промышленного освоения до 2030 и последующие годы предлагаются залежи СВН шешминского горизонта уфимского яруса. Для геологического изучения и проведения минимальных объемов ОПР по отработке технологий извлечения рекомендуются терригенные и высокопродуктивные отложения СВН нижнепермского и казанского комплекса пород, остальные типы залежи – только для геологического изучения в небольших объемах.

4. Сланцевые отложения и самостоятельные залежи плотных пород рекомендуются для геологического изучения с небольшим (в рамках составленной АН РТ Программой) объемом ОПР. По мелким месторождениям с ТЗН нужно решать проблему ВМСБ. Это можно сделать уплотнением сетки скважин до 2,5–4 га/скв). Это открывает большие возможности увеличения добычи на этапе подготовки к будущему внедрению тепловых МУН. Таким образом, вначале мы получаем эффект за счет уплотнения сетки скважин, а затем синергетический – за счет применения тепловых МУН.

По мелким и средним месторождениям – углубленное изучение геологии и возможной эффективности МУН необходимо производить индивидуально для каждого объекта разработки лабораторными, геологическими, промыслово-геофизическими и гидродинамическими методами.

Основные рычаги использования этого огромного потенциала недр РТ: применение современных МУН на основе крупных проектов, позволяющих поднять КИН с традиционных 0,4–0,5 при заводнении до 0,6–0,7, проведение теоретических работ по вписанию новых технологий бурения (ГС, БГС, РГС, МЗС и др.) в системы разработки, принятие новых стандартов по отбору и анализам керна, грунтов, ГИС, гидродинамических методов и систем управления инновационным развитием.

Ввод в промышленную эксплуатацию ТЗН и НЗН требуют существенного увеличения новых промыслово-геофизических, гидродинамических и особенно лабораторных, исследований. Для месторождений с ТЗН и НЗН такие работы лучше проводить на научных полигонах. Добываемую на этих полигонах нефть необходимо льготировать на весь период проведения ОПР (5–10 лет). Это позволит проводить НИР и ОПР в режиме самофинансирования.

Также необходимо создать «Правила инновационного проектирования разработки» месторождений с ТЗН и залежей нетрадиционных нефтей.

Только проведя весь изложенный комплекс работ, мы сумеем создать инновационную среду в развитии отраслей ТЭК и выйти на мировой уровень. Это будет переход от ресурсного к ресурсно-инновационному развитию ТЭК. **Альтернативы этому нет.**

Изложенная концепция в комплексе с Программами освоения СВН и ПБ пермских отложений, сланцевых нефтей и плотных коллекторов, приоритетных НИР на 2016–2025 гг. обеспечит полное удовлетворение потребностей РТ в углеводородах на период до 2030 г. и создаст предпосылки для развития ТЭК республики до середины текущего столетия.

Литература

1. *Морариу Д., Аверьянова О. Ю.* Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти // Нефтегазовая литология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – № 1.

2. *Жарков А. М.* Оценка потенциала сланцевых углеводородов России // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2011. – № 3. – С. 16–21.

3. *Муслимов Р. Х.* Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России // Георесурсы. – 2012. – № 5. – С. 3–7.

4. *Муслимов Р. Х., Плотникова И. Н.* О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 12–15.

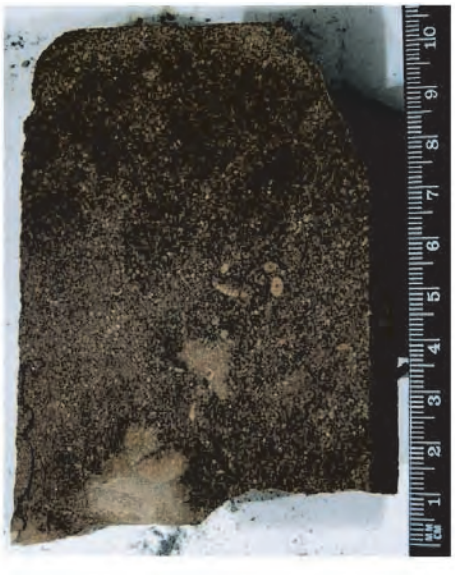
КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА, КАК НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ

В.П. Морозов, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин, А.А. Ескин, Р.Х. Муслимов, А.Н.Шакиров
Казанский федеральный университет, Академия наук Республики Татарстан
Vladimir.Morozov@kpfu.ru

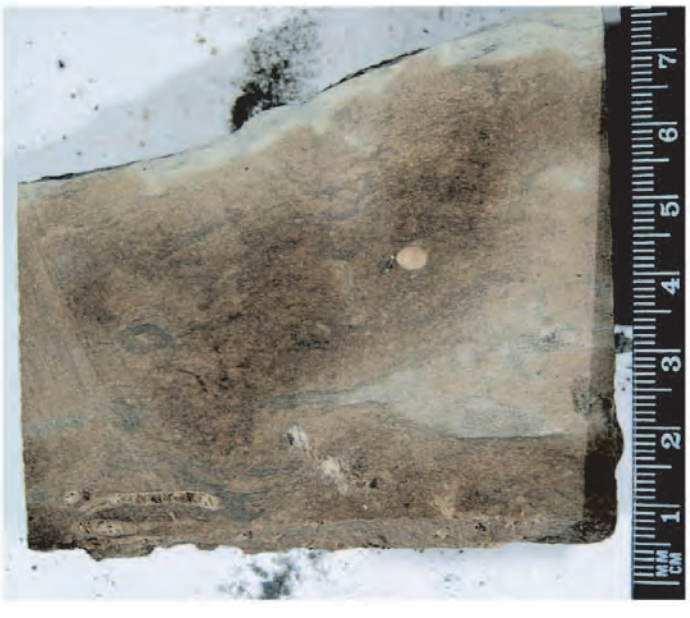
Целью работы являлось изучение плотных карбонатных пластов как нетрадиционных источников углеводородов. Для выявления таких пластов анализировались карбонатные отложения турнейского яруса, башкирского яруса и верейского горизонта московского яруса, служащие основными объектами нефтедобычи на территории юго-востока Татарстана.

Результатом проведенной работы явилось обоснование наличия среди изученных разрезов плотных нефтенасыщенных карбонатных пород, обладающих потенциальной промышленной нефтеносностью.

В составе отложений турнейского яруса выделяются два типа известняков – мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны и грейнстоуны, а также промежуточные между ними (рис. 1). Мадстоуны не обладают нефтенасыщенностью, тогда как грейнстоуны рассматриваются как породы-коллекторы, а вакстоуны и пакстоуны нередко относят к полуколлекторам. Они обладают невысокими значениями коллекторских свойств, что не позволяет рассматривать их в качестве традиционных пород-коллекторов (рис. 1, фотография справа). Максимальное развитие они имеют в отложениях верхнетурнейского подъяруса – черепетском и меньше кизеловском горизонтах на восточном борту Мелекесской впадины и меньше на западном склоне Южно-Татарского свода. Грейнстоуны, развитые в упинском и малевском горизонтах, а также в кизеловском, обладают весьма значимыми коллекторскими свойствами (рис. 1, фотография слева). Однако в упинском и малевском горизонтах они, как правило, слагают зону водонефтяного контакта, вмещают тяжелую слабо подвижную нефть и даже битум, тогда как в кизеловском горизонте они нефтенасыщенны и служат объектом разработки. Морфологический тип залежей – пластовые.



Грейнстоун



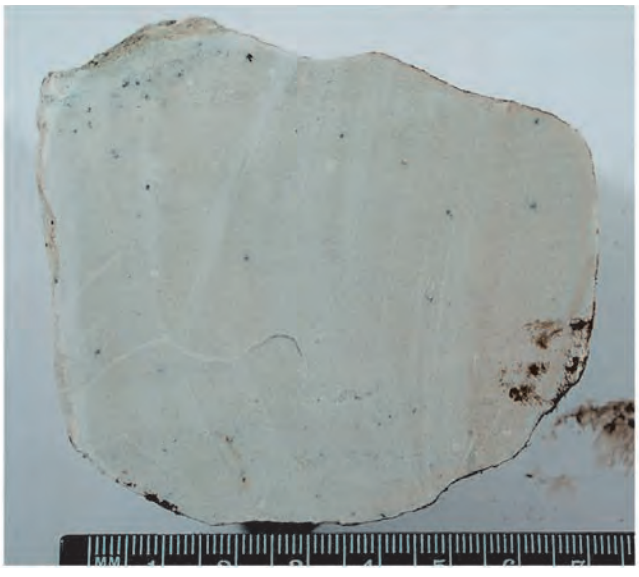
Породы промежуточные между вакстоунами и пакстоунами – вакпакстоуны

Рис. 1. Фотографии известняков пород турнейского яруса.

Изучение разрезов башкирского яруса показало, что они весьма существенно отличаются друг от друга. Это связано как с многообразием переслаивающихся в них структурно-генетических типов известняков, частыми внутриформационными перерывами в осадконакоплении, так и изменениями мощностей разнофациальных слоев даже на небольшом расстоянии друг от друга. По данным изучения кернового материала, карбонатные отложения башкирского яруса сложены следующими типами известняков: мадстоун, биндстоунн, грейнстоун, пакстоун, вакстоун, рудстоун (рис. 2). Среди выделенных литотипов лишь грейнстоуны имеют довольно высокие коллекторские свойства и нефтенасыщенность, что позволяет считать их породами-коллекторами. Они и служат объектом нефтедобычи. Морфологический тип залежей – пластовые и массивные литологически неоднородные.

Верейский горизонт московского яруса также характеризуется пестрым литологическим составом, резко меняющимся как в горизонтальном, так и в вертикальном направлении. В его разрезах закономерно переслаиваются различные по мощности слои известняков, песчаников, алевролитов, мергелей и глин. Среди карбонатных пород преобладают известняки, которые можно отнести к пакстоунам и грейнстоунам (рис. 3). Лишь последние могут обладать коллекторскими свойствами и нефтенасыщенностью, достаточными, чтобы относить их к продук-

Грейнстоун



Пакстоун

Рудстоун

Мадстоун

Рис. 2. Фотографии известняков башкирского яруса.

тивным пластам. Реже среди карбонатных отложений встречаются небольшие по мощности слои рудстоунов. Тип залежей – пластовый.

Таким образом, изученные по керновому материалу разрезы нижнего и среднего карбона показывают, что среди карбонатных пород по степени нефтенасыщенности можно выделить:

– нефтенасыщенные карбонатные породы (грейнстоуны);

– плотные карбонатные породы (мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны, рудстоуны);

– карбонатные породы – промежуточные между вакстоунами, пакстоунами и грейнстоунами (породы-полуколлекторы).

Согласно многим современным представлениям о нефтегазоносных бассейнах в них можно выделить следующие типы пород (рис. 4):

– породы-коллекторы (традиционные);

– нефтематеринские породы, например, доманиковые отложения (нетрадиционные);

– плотные породы или полуколлекторы – глинистые песчаники и алевролиты, а также карбонатные породы (нетрадиционные).

Если традиционные породы-коллекторы обычно локализуются в пределах антиклинальных структур, то нетрадиционные породы-коллекторы не подчиняются этой зависимости. Важными отличительными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shalereservoir) и в плотных (tightreservoir) коллекторах (резервуарах), отличающими их от традиционных залежей, являются:

Грейнстоун

Пакстоун

Рис. 3. Карбонатные породы верейского горизонта.

Рис. 4. Унифицированная схема распространения углеводородов в различных резервуарах (рисунок заимствован из многих источников).

– непрерывность;
– неконтролируемость структурным и стратиграфическим факторами;
– контролируемость литологическим фактором.

Поэтому нетрадиционные породы-коллекторы, контролируемые лишь литологическим фактором имеют весьма широкую площадную распространенность (рис. 5). Следовательно, и запасы в них следует считать по-другому.

Анализ распространенности традиционных пород-коллекторов и плотных нефтенасыщенных пород в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона показывает, что лишь один выявленный тип разреза – развитый в отложениях турнейского яруса – можно отнести к нетрадиционным породам-коллекторам.

Этот тип разреза наиболее полно изучен на восточном борту Мелекесской впадины в отложениях кизеловского и черепетского горизонтов верхнетурнейского подъяруса. Вероятно, подобные залежи весьма широко распространены, на что указывает отсутствие традиционных карбонатных пород-коллекторов в турнейских отложениях на многих месторождениях восточного борта Мелекесской впадины.

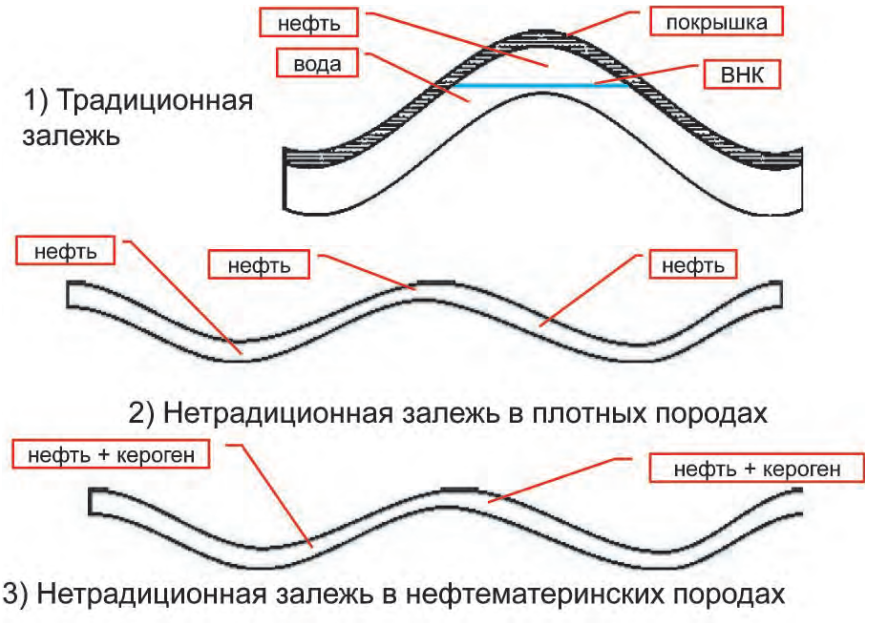


Рис. 5. Общие представления о локализации традиционных пород-коллекторов и нетрадиционных залежей в плотных и нефтематеринских породах.

Общие представления о пространственной локализации как традиционных, так и нетрадиционных залежей в отложениях турнейского яруса приведены на рисунке 6. Данные рисунка указывают на высокую площадную распространенность плотных нефтенасыщенных карбонатных пород по сравнению с традиционными залежами углеводородов, коллекторы которых вторичны.

Однако следует заметить, что подобные нетрадиционные залежи не имеют высоких коллекторских свойств

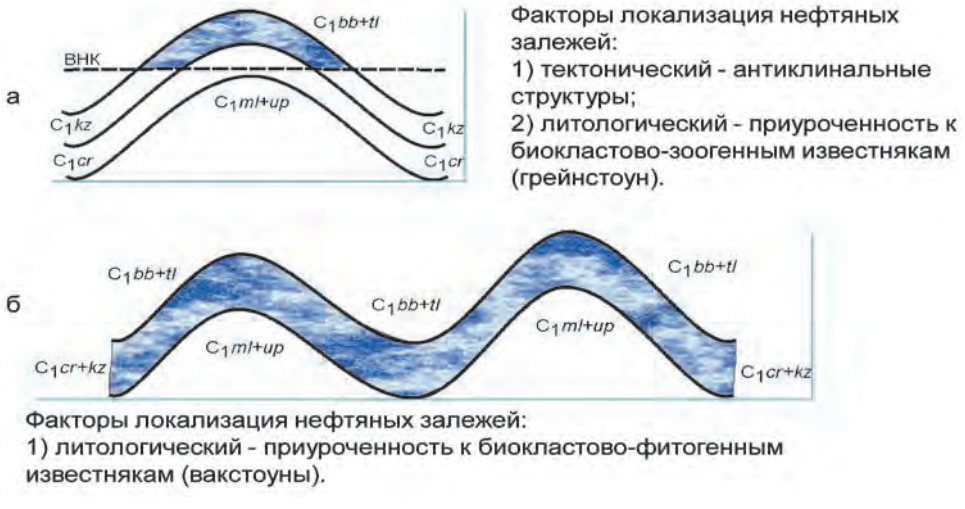


Рис. 6. Общие представления о локализации нефтяных залежей в кизеловских нормальных коллекторах (а) и кизеловских и черепетских низкопористых («нетрадиционных») коллекторах (б).

и нефтенасыщенности. Пористость таких пород, как правило, редко превышает 5%, максимальная проницаемость составляет первые миллиДарси, а нефтенасыщенность по массе не превышает 5–8%. Важной особенностью таких залежей является подвижность флюида. Так, по данным термического изучения свойств нефти, она является наиболее подвижной (менее вязкой) по сравнению с нефтями традиционных коллекторов.

Такие плотные нефтенасыщенные карбонатные породы обладают и существенными достоинствами:

– весьма широкая площадная распространенность – тысячи квадратных километров;

– довольно большие мощности – до 30 м;

– весьма большие геологические ресурсы;

– весьма подвижный флюид.

На основании выполненных работ проведен подсчет геологических ресурсов нефти в плотных карбонатных породах. Исследования показывают, что геологические ресурсы нефти, сосредоточенные в верхнетурнейском подъярусе на восточном борту Мелекесской впадины, составляют 8025 млн т.

Вопросы геологического изучения таких объектов сложны и требуют много фактического материала и много времени. Но изучать этот потенциал необходимо, затем можно поставить теоретические, лабораторные и ОПР по возможным методам извлечения. Правда, такие работы для получения удовлетворительных результатов требуют больших временных затрат.

Выявленные залежи нетрадиционных коллекторов можно рассматривать как один из основных видов нетрадиционных коллекторов, которые со временем должны быть введены в эксплуатацию при наличии соответствующих технологий нефтедобычи, тем более некоторые виды таких технологий в мире уже существуют.

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ

М. Н. Кравченко[1], Н. М. Дмитриев[1], А. В. Мурадов[1], Н. Н. Диева[1], В. В. Герасимов[1]

[1]*Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, dep. ngipg@yandex. ru*

На сегодняшний день актуален поиск новых методов разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов. Из множества предложенных методов часть находится в стадии апробации, к которым относятся комплексные тепловые и термохимические методы. При этом современные инновации, предлагаемые для трудноизвлекаемых углеводородов, не направлены на поиск кардинально новых методов воздействия на сырье, но в своей основе используют особые свойства и качества породы и насыщающих флюидов, в том числе учитывающих генерацию дополнительных углеводородов в коллекторах, изначально имеющих малый объем подвижной нефти. Опыт разработки месторождений баженовской свиты показал успешное совмещение волновых, тепловых и химических методов при извлечении высоковязких нефтей, способствующее улучшению фильтрационно-емкостных свойств коллектора и увеличению подвижности высоковязких углеводородов.

Не исключением из данной тенденции оказывается и другой вид трудноизвлекаемого сырья, которому посвящена настоящая работа и из которого складывается огромный объем мировых запасов углеводородов, а также потенциальных запасов России, а именно запасов, сосредоточенных в керогеносодержащих коллекторах. В эту группу входят сланцевые месторождения, месторождения баженовской и других нефтегазоматеринских свит. Особенность рассматриваемых залежей состоит в том, что содержащийся в составе их пласта (в твердой фазе) кероген обладает нефтегенерационным потенциалом, за счет которого способен при некоторых определенных условиях преобразовываться в подвижные углеводороды. В природе данный процесс происходит самопроизвольно в масштабах геологического времени (миллионы лет) за счет постепенного увеличения давления и температуры при осадконакоплении, и сопровождается разнообразными медленнотекущими фазовыми переходами и химическими реакциями, на ход которых кроме всего прочего оказывают влияние минеральная составляющая пласта, бактерии и другие элементы среды. Однако получение дополнительного притока из керогена возможно и в более короткие сроки при искусственном внешнем воздействии. Поэтому очевидным оказывается вывод о том, что главной задачей при разработке обсуждаемого класса месторождений является добыча их потенциальных запасов, сокрытых в керогене и не учтенных при подсчете геологических запасов.

Для получения углеводородов из органического вещества керогена в масштабах реального времени необходимо дополнительное внешнее воздействие на керогеносодержащую породу, которое, по мнению исследователей [1, 2], состоит в обеспечении условий повышенной температуры в пласте, порядка 300–520˚С, а также наличию в структуре порового пространства системы трещин, обеспечивающих пути миграции образующихся продуктов разложения керогена[1, 3–4], в противном случае генерация жидких углеводородов из керогена тормозится вне зависимости от уровня температур [3] и давлений [4]. В тоже время в ряде работ [3, 5–6] отмечается факт формирования или увеличения размеров и количества миграционных каналов и пор в результате термического воздействия на керогеносодержащие породы. Обобщая результаты исследований в этой области, нужно указать, что процесс преобразования органического вещества керогена безусловно связан с термодинамическими условиями (температурой, скоростью нагревания, размерами формаций керогена, наличием кислорода в составе керогеносодержащих пород и др.) и в зависимости от них может протекать по-разному.

В мировой практике на сегодняшний день реализуются в основном тепловые методы в сочетании с гидроразрывом пласта и бурением горизонтальных скважин. Главной задачей данных методов является разогрев пород и увеличение их пропускной способности. В России наиболее перспективным считается термогазовый метод, применяемый сегодня на залежах баженовской свиты. Метод сопоставим с внутрипластовым горением, однако вместо процессов горения включает в себя реакции низкотемпературного окисления. Все применяемые технологии в большей или меньшей степени могут сопровождаться процессами генерации углеводородов из керогена. Однако зачастую авторы, при описании сущности технологии, основной задачей ставят добычу малоподвижных углеводородов, сосредоточенных в низкопроницаемой матрице рассматриваемого типа пород, а не процессы генерации. Данная ситуация вытекает из проблемы гидродинамического описания фильтрации в условиях керогеносодержащих коллекторов.

Математическое описание многофазной фильтрации в керогеносодержащих коллекторах, организованной в ходе разработки с применением какого-либо метода, осложняется необходимостью учета особенностей состава пород и протекающих в них процессов, например таких, как приток подвижной фазы, увеличение объема порового

пространства, изменение фильтрационно-емкостных свойств и термодинамического состояния системы в целом за счет поглощения и выделения энергии при физико-химических реакциях перехода керогена в углеводороды и другие. Целью настоящего исследования являлось создание математической модели многофазной фильтрации в сложнопостроенном анизотропном пласте, которая бы учитывала наличие в нем физико-химических реакций и дополнительного притока углеводородов за счет генерации их из керогена.

Предлагаемая общая математическая модель (1)–(7), основана на постулатах механики многофазных континуумов и анализе результатов разных авторов по исследованию керогена:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(m\,c\,\rho_в s_в\right)+div\left(c\rho_в\,w_в\right)=-J_1-J_3 \tag{1}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(m\rho_в\,(1-c)s_в\right)+div\left((1-c)\rho_в\,w_в\right)=J_1+J_2 \tag{2}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(m\,\rho_н s_н\right)+div\left(\rho_н w_н\right)=b_к J_1 \tag{3}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[(1-m)\rho_k\right]=-J_2-b_к J_1+J_3 \tag{4}$$

$$b_к=b_к(T,p,c,E_a) \tag{5}$$

$$\vec{w}_в=-\frac{k_0 k_в}{\mu_в}grad\,p_в;\quad \vec{w}_н=-\frac{k_0 k_н}{\mu_н}grad\,p_н \tag{6}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[\sum_i \alpha_i\rho_i^o c_{vi}T\right]+div\left[\sum_i w_i\rho_i^o c_{vi}T\right]=\sum_i div(\lambda_i gradT)+JW_к \tag{7}$$

где m – пористость;

$\rho_в$, $\rho_к$, $\rho_н$ – истинная плотность воды, пласта и нефти соответственно;

c – концентрация химического реагента в водном растворе;

$s_в$, $s_н$ – водо- и нефтенасыщенность;

$w_в$, $w_н$ – скорости фильтрации водной и нефтяной фаз соответственно;

J_1 – скорость изменения массы химреагента, расходующегося на реакцию растворения породы, в единицу времени;

J_2 – скорость притока водной фазы при растворении породы и разложении керогена, в единицу времени;

J_3 – скорость притока массы коксовой части породы при разложении керогена, в единицу времени;

$b_к$ – функция, связывающая количество потраченного химического реагента с количеством образованных из керогена углеводородов

k_0 – абсолютная проницаемость;

$k_в$, $k_н$ – относительные проницаемости воды и нефти соответственно;

$\mu_в$, $\mu_н$ – вязкости воды и нефти соответственно;

α_i – объемная концентрация фаз для ***i=в, н, пл***, что соответствует воде, нефти и твердой части пласта;

ρ_i^0 – истинная плотность фаз для ***i=в, н, пл***, (воды, нефти и твердой части пласта);

c_{vi} – теплоемкость фаз для ***i=в, н, пл***, (воды, нефти и твердой части пласта);

λ_i – теплопроводность фаз для ***i=в, н, пл***, (воды, нефти и твердой части пласта);

J – интенсивность разложения керогена;

$W_к$ – энергия, выделяющаяся при разложении керогена на единицу массы разложения.

При анализе имеющихся на настоящий момент промысловых и численных результатов исследований данных необходимо отметить отсутствие единого представления о кинетике нефтегенерацинных реакций. На первом этапе была построена изотермическая модель многофазной фильтрации с кинетикой химической реакции, качественно задающей переход керогена в жидкие углеводороды путем ввода в модель химически активного агента, обеспечивающего запуск реакции разложения керогена [7]. В качестве тестового анализа было проведено сравнение результатов фильтрации в керогеносодержащем пласте в присутствии процессов генерации (рис. 1, задача 3) и без них (рис. 1, задача 2).

На настоящем этапе модель также позволила проанализировать особенности фильтрации в условиях увеличения пористости, а также дополнительного притока нефти. Достаточно обширный блок входных параметров модели позволил выявить эффекты взаимосвязи характера получаемых в результате воздействия (способа разработки) промысловых выходных данных (суммарный объем дополнительного притока, время его достижения, расход вложений) с параметрами, отражающими свойства пласта (например, нефтегенерационный потенциал керогена) и процесса флюидовытеснения (например, скорости продвижения фронта фаз) [7]. В частности, были определены зависимости времени разложения всей массы керогена, что соответствует реализации полного потенциала керогена, от параметра кинетики, т. е. от скорости процессов разложения, и от скорости закачки. Также была выявлена динамика изменения порового пространства, влияющая на изменение проводимости.

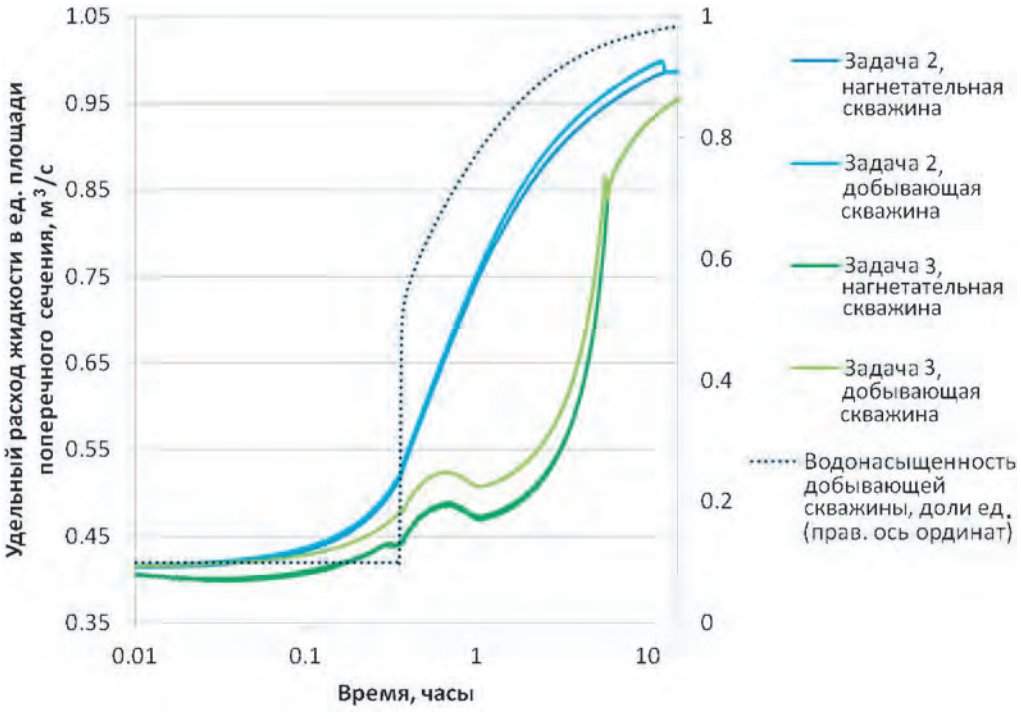


Рис. 1. Динамика изменения удельного расхода флюидов на нагнетательной и добывающей скважинах в разных задачах.

Следующим этапом моделирования было проведение ряда расчетов (математических экспериментов), целью которых являлось отслеживание динамики распространения в пласте волн давления и температуры, стимулируемых посредством волнового термо-газо-химического воздействия [8] с использованием бинарных смесей (на основе нитрата аммония). Модель позволила оценить диапазоны значений параметров процесса (давления, объемов закачиваемых реагирующей и буферной жидкости, удаленность зоны реакции и др.) при различной организации воздействия, знание которых необходимо для обеспечения безопасного режима проведения работ. С помощью модели можно наблюдать расположение в пространстве зон сформировавшегося фильтрационного поля, с учетом анизотропии распределения фильтрационно-емкостных свойств, а также изменения пористости и абсолютной проницаемости в ходе реакций преобразования керогена в углеводороды. Отдельно проведен анализ изменения тепловых параметров породы при насыщении ее разными флюидами, результаты которого учтены в модели (рис. 2). На рис. 3 приведены результаты распространения тепловой волны в керогеносодержащем пласте.

Результаты моделирования показали качественное совпадение с результатами реального промыслового эксперимента, обоснован стадийный подход к анализу моделируемого технологического процесса. На основе обоб-

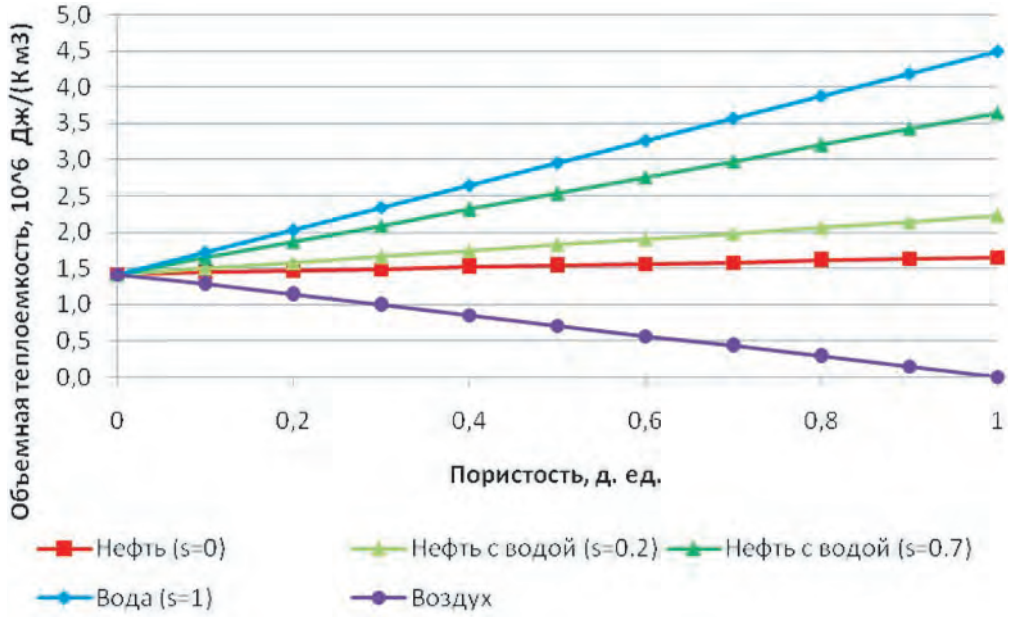
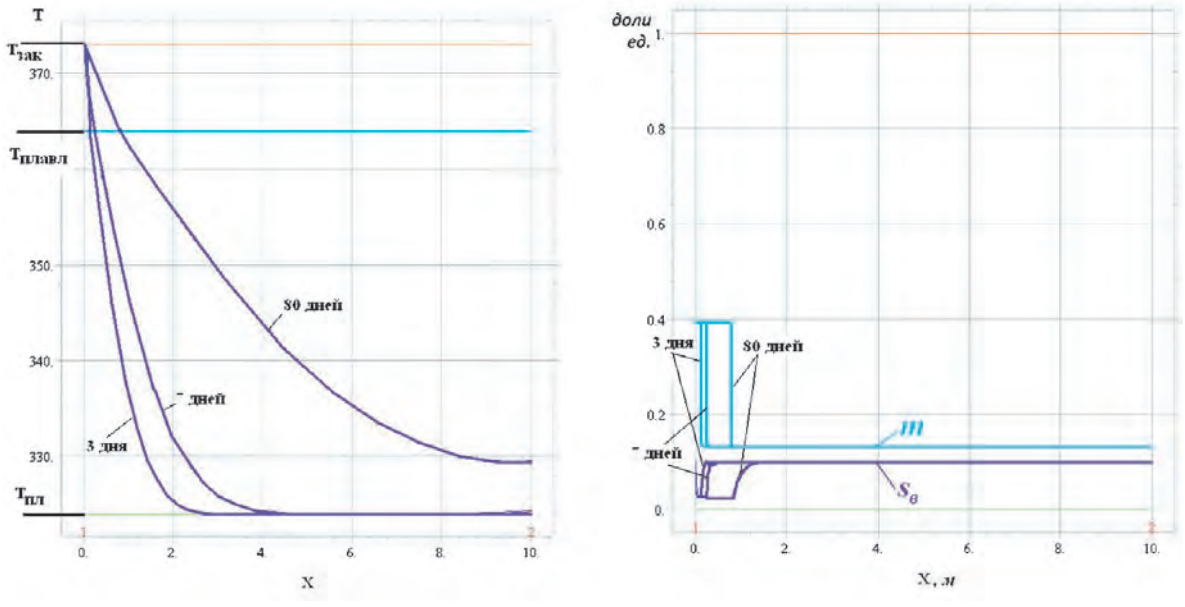


Рис. 2. Объемная теплоемкость песчаника, насыщенного разными фазами, в зависимости от пористости.



а) б)

Рис. 3. Результаты расчета распространения тепловой волны в разные моменты времени: а) профили распределения температуры в разные моменты времени; б) распределение пористости и водонасыщенности по длине пласта.

щения теоретических, экспериментальных и промысловых исследований по волновому, тепловому и взрывному воздействию на кероген обоснована возможность эффективного применения методов термогазохимического воздействия на керогеносодержащие пласты типа баженовской свиты [9].

Литература

1. *Нестеров И. И., Симоненко Б. Ф., Ларская Е. С., Калинко М. К., Рыльков А. В.* Влияние температуры на количество и состав нафтидов при катагенезе ОВ (по экспериментальным данным) // Геология нефти и газа, 1993. – № 11. – С. 26–30.

2. *Баженова О. К., Бурлин Ю. К. ., Соколов Б. А., Хаин В. Е.* Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Изд-во Московского университета; Издательский центр «Академия», 2004. – 415 с.

3. *Коровина Т. А., Кропотова Е. П., Гультяев С. В. и др.* Генетические аспекты формирования баженовской свиты и критерии прогноза ее промышленной продуктивности. // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. – М.: ГЕОС, 2013. – С. 116–119.

4. *Нестеров И. И., Симоненко Б. Ф., Ларская Е. С., Калинко М. К., Рыльков А. В.* Влияние геостатического давления на образование углеводородных флюидов в процессе термокатализа ОВ (по экспериментальным данным) // Геология нефти и газа, 1993. – № 12. – С. 22–25.

5. *Каюкова Г. П., Киямова А. М, Косачев И. П. и др.* Состав продуктов гидротермальной деструкции органического вещества доманиковых пород. // Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития. Материалы Всероссийской конференции с международным участием 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. – С. 91–94.

6. *Вольф А. А., Петров А. А.* Особенности инициирования процесса внутрипластового горения в низкопроницаемых керогеносодержащих породах. // Нефтяное хозяйство, 2006. – № 4. – С. 56–58.

7. *Вольпин С. Г., Диева Н. Н., Кравченко М. Н.* Построение модели процесса разработки керогеносодержащего коллектора // Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений. Сборник научных трудов ОАО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт им. акад. А. П. Крылова», 2010. – Выпуск 143. – С. 78–85.

8. *Вольпин С. Г., Саитгареев А. Р., Смирнов Н. Н., Кравченко М. Н., Корнаева Д. А., Диева Н. Н.* Перспективы применения волновой технологии термогазохимического воздействия для повышения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – с. 62–66.

9. *Dieva N. N., Dmitriev N. M., Kravchenko M. N., Muradov A. V.* Possibility Of Kerogen Decomposition Using Termo-Gas Wave Stimulation In Bazhenov Formation // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE (6–28 октября 2015). – М.: ИнфоПространство. – SPE-176705-MS. – 9 с.

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СЛАНЦЕВОЙ ФОРМАЦИИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.И. Исаев[1], Г.А. Лобова[1], А.Н. Фомин[2], Е.Н. Осипова[1]

[1]*Томский политехнический университет, isaevvi@tpu.ru*

[2]*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН*

Введение. С 2008 года фиксируется тренд снижения добычи нефти в основном в нефтедобывающем регионе РФ – Западно-Сибирском. Поэтому обращено внимание на залежи нефти непосредственно в баженовской нефтематеринской свите (нефти, аккумулированной in situ, в англоязычной терминологии – «shale oil», «сланцевой нефти») как на приоритетный источник существенного улучшения сырьевой базы. Согласно данным ИНГГ СО РАН, в пределах распространения баженовской свиты, занимающей площадь более 1 млн кв. км, содержится 150–500 млрд т геологических ресурсов нефти, с предварительной оценкой извлекаемых ресурсов в объеме 18–60 млрд т [1].

На сегодняшний день *на юго-востоке Западной Сибири* только по двум месторождениям поставлены на государственный баланс перспективные запасы нефти по баженовской свите (пласт $Ю_0$): это Федюшкинское нефтяное месторождение, Нюрольская мегавпадина и Снежное нефтегазоконденсатное месторождение, Усть-Тымская мегавпадина.

На этапе оценки нефтеносности сланцевой формации необходимо выполнить районирование территории, с точки зрения ранжирования поисковых зон и площадей, по плотности ресурсов генерированных нефтей. Ключевыми факторами, детализирующими характеристику материнской свиты как сланцевую формацию, являются время действия и температурный режим *главной фазы (зоны) нефтеобразования* [2, 3]. Основные объемы нефти, генерированной, аккумулированной in situ или мигрировавшей в терригенный коллектор, локализуются там, где материнские отложения дольше находятся/находились в главной зоне нефтеобразования (ГЗН), с учетом термобарических условий ГЗН [4, 5].

По результатам исследований ТатНИПИнефть 2/3 объема генерированных углеводородов (УВ) может оставаться в матрице генерирующей толщи [6]. Новейшие петрофизические, пиролитические и геохимические исследования, выполняемые ИНГГ СО РАН, показывают, что, при содержании в баженовских отложениях аквагенного рассеянного органического вещества (РОВ) 7% и более, доля автохтонных нефтей достигает 65%.

Базовый метод исследований. Ниже приводятся результаты районирования, базирующегося на методе палеотемпературного моделирования [7, 8]. Применен метод, основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита (ОСВ) как «наблюденные». Метод позволяет реконструировать термическую историю материнских отложений, выделять по геотемпературному критерию [4] и картировать очаги генерации УВ.

Территория и объект исследований. Наши исследования проводились в пределах Нюрольской мегавпадины и структур ее обрамления, расположенных в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Развитая инфраструктура основного нефтяного промысла Томской области (рис. 1А) и повсеместное распространение баженовской свиты (рис. 2) определяют эту территорию как наиболее предпочтительную для выделения первоочередных районов поисков на добычу «сланцевой нефти». Рассеянное органическое вещество *баженовской свиты* (J_3v) сапропелевого типа, региональный генерационный потенциал которой обусловлен высоким содержанием $C_{орг}$ (до 12%), катагенезом середины градации $МК_1^1$ и распространением по всей площади исследований мощностью от 8 до 30 м [9].

РОВ баженовской свиты является основным источником УВ для нижнемелового и верхнеюрского терригенных НГК. Для средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК нефтематеринской является *тогурская свита* (J_1t_1) с РОВ гумусового и смешанного типов.

Результаты палеотемпературного моделирования. Первые очаги генерации баженовской нефти появились 91,6 млн лет назад в южной части Кулан-Игайской впадины, в восточных частях Фестивального вала и Тамрадской впадины, в зонах сочленения депрессии с обрамляющими положительными структурами (рис. 3А). Максимальный прогрев баженовских отложений произошел 37,6 млн лет назад (рис. 3Г). Начало охлаждения баженовской свиты, вызванное изменением климатических условий в олигоцене, продолжается до настоящего времени (рис. 3Е).

Районирование территории. Далее для баженовской свиты рассчитывается интегральный показатель плотности ресурсов генерированных нефтей (R, усл. ед.) по формуле [11]:

$$R = \sum_{i=1}^{n} (U_i \cdot t_i \cdot 10^{-2}),$$

где U_i – расчетная геотемпература очага генерации нефти, °С; t_i – интервальное время действия очага – нахождения материнских отложений в ГЗН, млн лет; количество временных интервалов n определено числом интервалов геологического времени нахождения материнских отложений в ГЗН. Как следует из приведенной формулы, расчетное значение плотности генерированных ресурсов (на участке скважины) *напрямую зависит от времени нахождения материнской свиты в ГЗН и от геотемператур ГЗН*. В данном случае оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования.

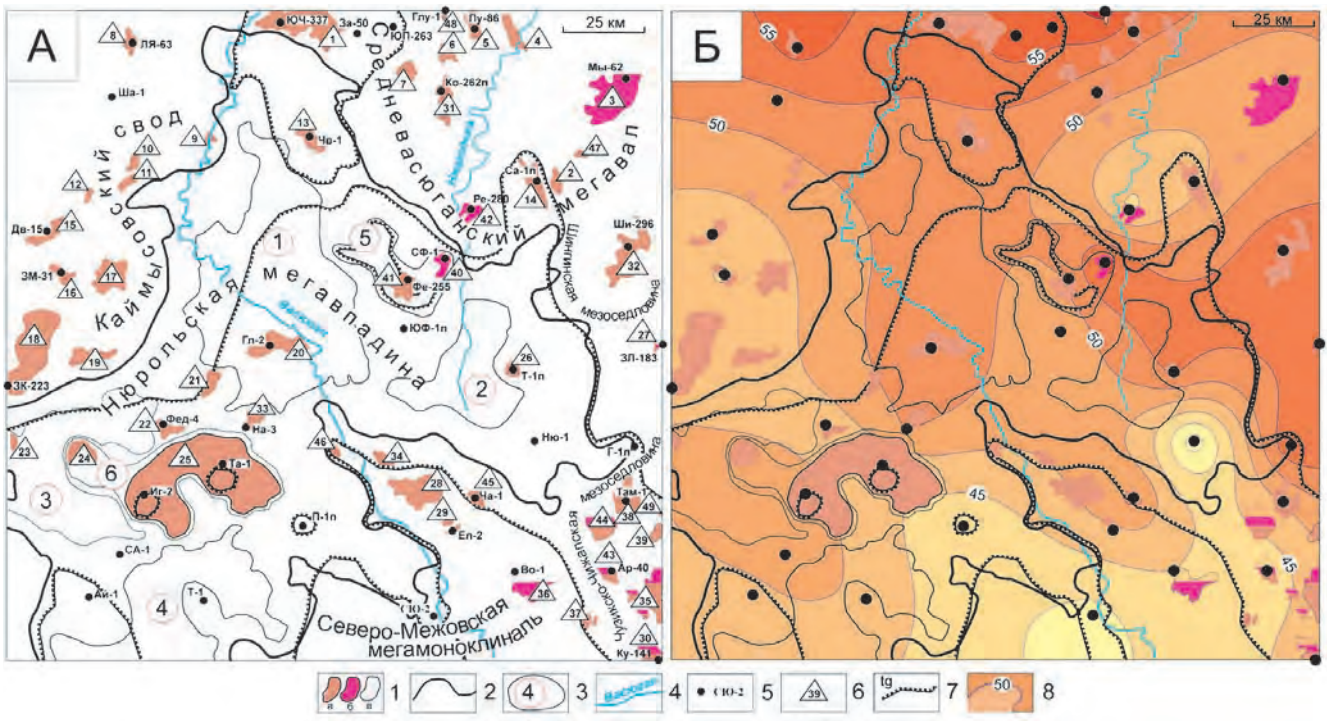


Рис. 1. Схематические карты нефтегазоносности (А) на тектонической основе [10] и распределения значений плотности теплового потока из основания (Б) Нюрольской мегавпадины: *1* – месторождения: а – нефтяное, б – конденсатное, в – газовое; 2 – граница Нюрольской мегавпадины; *3* – структура III порядка и ее номер; *4* – речная сеть; *5* – исследуемая скважина (палеотемпературное моделирование) и ее условный индекс; 6 – условный номер месторождения **(22 – Федюшкинское)**; 7 – граница зоны распространения тогурской свиты; *8* – изолинии значений расчетной плотности теплового потока из основания осадочного чехла, мВт/м^2 [8]. Структуры III порядка: 1 – Кулан-Игайская впадина, 2 – Тамрадская впадина, 3 – Осевой прогиб, 4 – Тамянский прогиб; 5 – Фестивальный вал, 6 – Игольско-Таловое куполовидное поднятие.

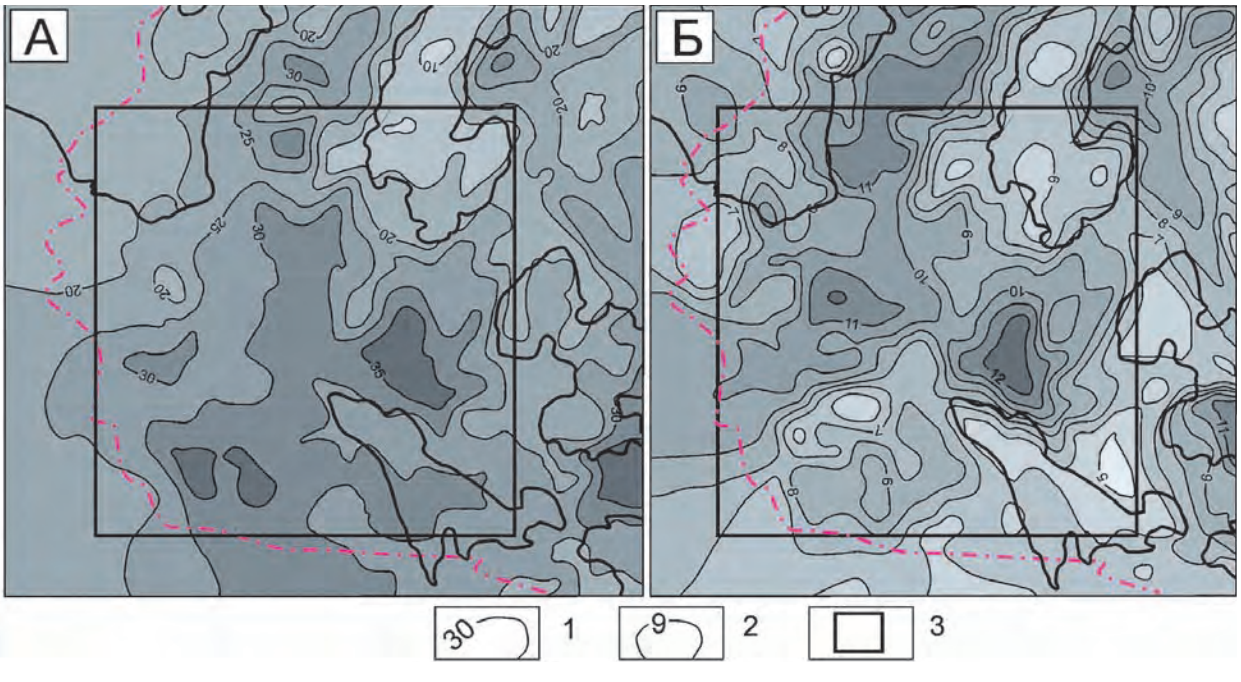


Рис. 2. Карта толщин баженовской свиты (А) и карта содержания органического вещества баженовских отложений (В), по [10]. (А): *1* – изопахиты баженовских отложений, м. (В): *2* – изолинии Сорг, %; *3* – территория исследований. Штрих-пунктиром показана юго-западная граница Томской области. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

Путем интерполяции расчетного показателя *R* построена схематическая карта распределения *относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей* (рис. 4А). Результаты *районирования Нюрольской мегавпадины по плотности ресурсов сланцевой (аккумулированной in situ) баженовской нефти* приведены на рис. 4Б.

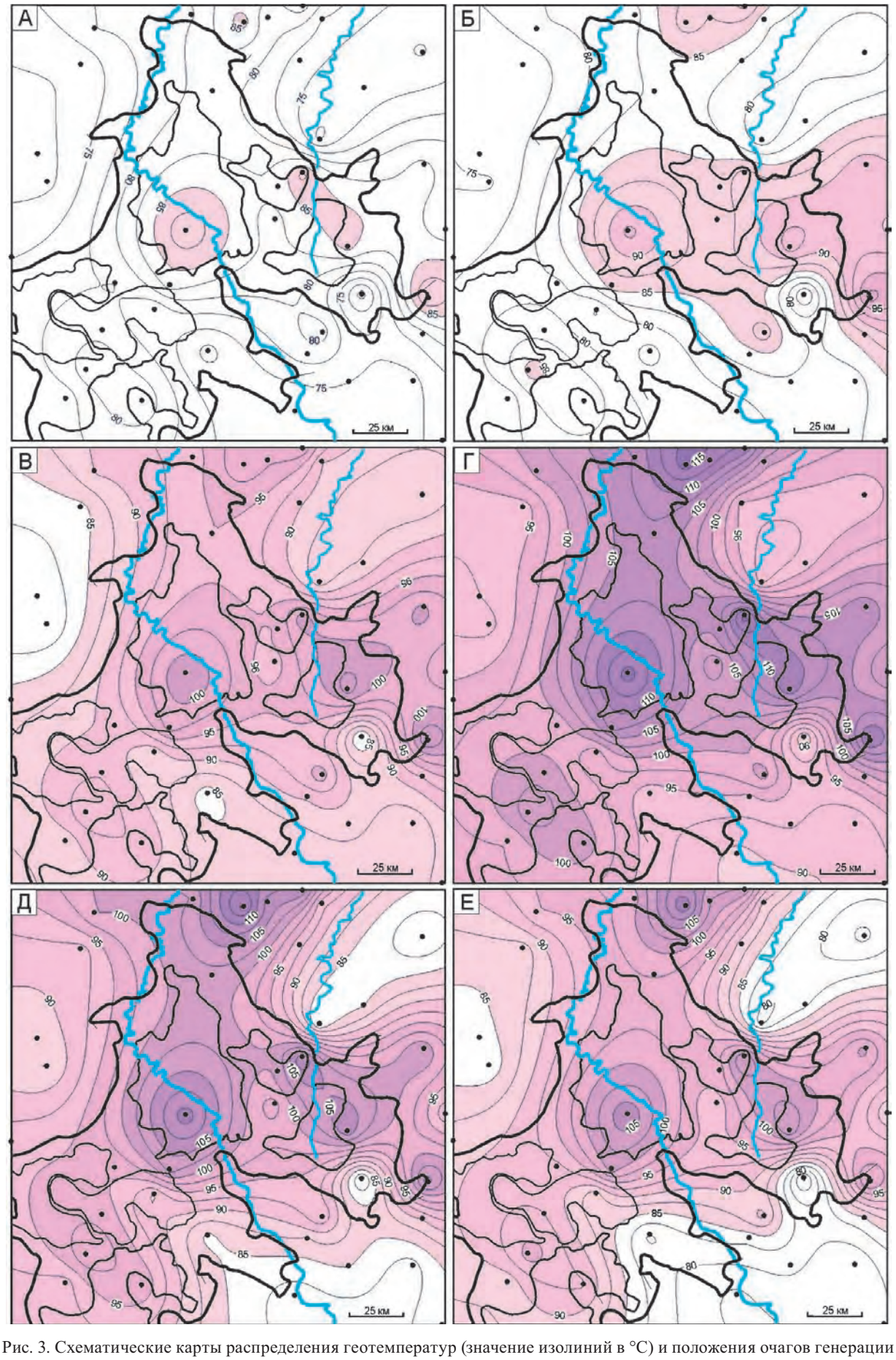


Рис. 3. Схематические карты распределения геотемператур (значение изолиний в °С) и положения очагов генерации баженовских нефтей Нюрольской мегавпадины: 91,6 (А); 86,5 (Б); 61,7 (В); 37,6 (Г); 24,0 (Д) млн лет назад, в современном разрез (Е). Остальные условные обозначения те же, что на рис.1.

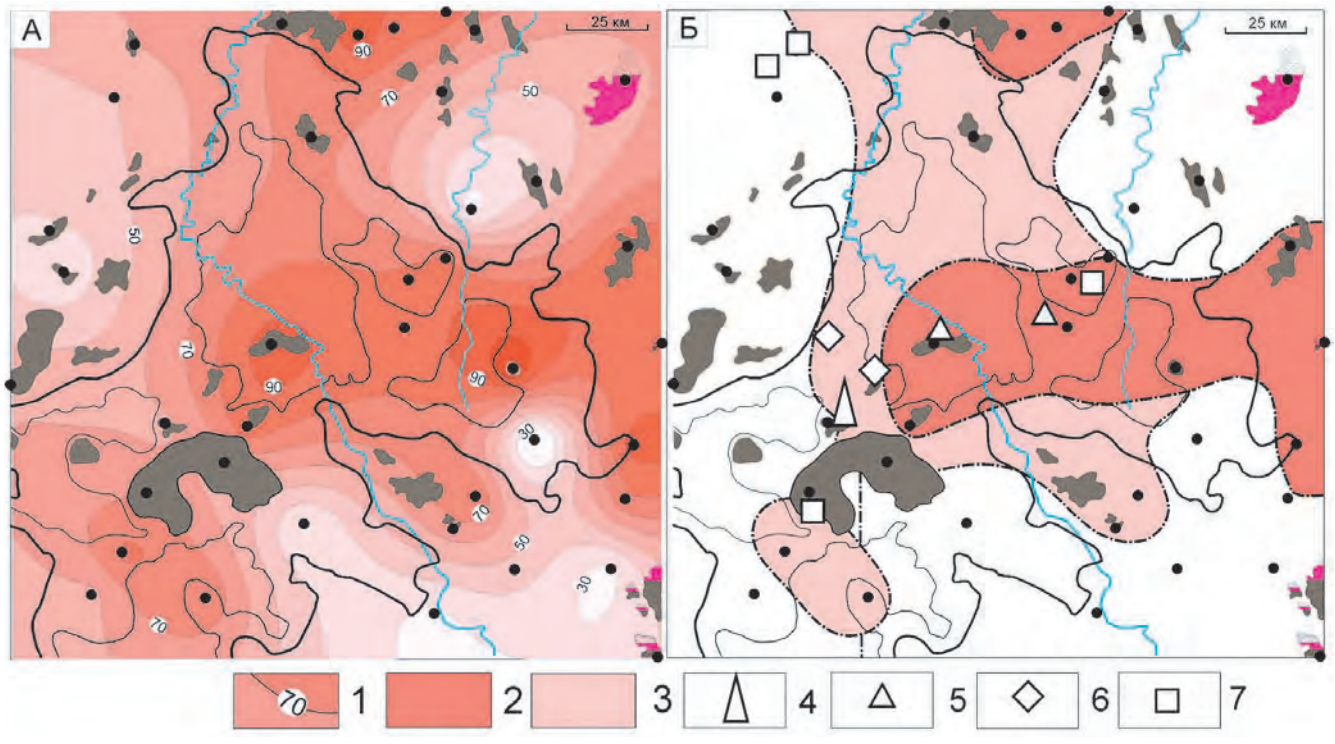


Рис. 4. Схематическая карта распределения относительной плотности ресурсов генерированных баженовских нефтей (А) и схема районирования сланцевой нефтегазоносности баженовской свиты (Б). (А): *1* – изолинии значений показателя *R*, усл. ед. (В): *2* – прогнозные зоны высоких перспектив на сланцевую нефть баженовской свиты; *3* – прогнозные зоны средних перспектив; прямые признаки нефтеносности баженовской свиты [12]: *4* – месторождение Федюшкинское (пласт $Ю_0$), *5* – признак при испытании скважин, *6* – признаки при испытании и по керну, *7* – признак по керну. Остальные условные обозначения те же, что на рис. 1.

Заключение. Наиболее перспективными землями для поисков на сланцевую нефть баженовской свиты являются южные части Кулан-Игайской впадины и Фестивального вала, Тамрадская впадина и обрамляющие восточную часть Нюрольской мегавпадины положительные структуры. Здесь наблюдается максимальная плотность ресурсов генерированных баженовских нефтей. В северной части территории, где разрабатывается Южно-Черемшанское месторождение нефти (рис. 1А, номер 1), отмечается повышенная плотность ресурсов баженовских нефтей.

Известно, что прямые признаки нефтеносности являются важным критерием при выборе/заверке первоочередных зон поисков. На рис. 4Б выполнено сопоставление размещения площадей с прямыми признаками нефтеносности и прогнозных зон высоких перспектив баженовской свиты на сланцевую нефть. Из сопоставления следует, что согласованность районирования прогнозных перспективных зон на сланцевую нефть с прямыми признаками нефтеносности составляет не менее 80%.

Литература

1. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8–17.

2. Вассоевич Н.Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Известия АН СССР. Сер. геол. – 1967. – № 11. – С. 135–156.

3. Конторович А.Э., Парпарова Г.М., Трушков П.А. Метаморфизм органического вещества и некоторые вопросы нефтегазоносности (на примере мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности) // Геология и геофизика. – 1967. – № 2. – С. 16–29.

4. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика. – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.

5. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скоплений углеводородов в сланцевых непроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 8–11.

6. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Яртиев А.Ф., Тарасова Т.И., Гибадуллина О.Г., Михайлова О.В. Нефтеносность доманиковой продуктивной толщи на территории деятельности НГДУ «Лениногорскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 7. – С. 10–14.

7. Лобова Г.А. Очаги генерации тогурских нефтей центральной части Югорского свода // Ученые записки Казанского гос. ун-та. – 2008. – Т. 150 – кн. 3. – С. 169–182.

8. Исаев В.И., Лобова Г.А., Осипова Е.Н. Нефтегазоносность нижнеюрского и ачимовского резервуаров Нюрольской мегавпадины // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 12. – С. 1775–1786.

9. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11 – С. 1191–1200.

10. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

11. Лобова Г.А., Попов С.А., Фомин А.Н. Локализация прогнозных ресурсов нефти юрско-меловых НГК Усть-Тымской мегавпадины // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 2. – С. 36–40.

12. Илларионова Л.В., Кокорина М.С., Исаева О.С. Прямые признаки нефтеносности баженовской свиты на территории Томской области // Геофизические методы при разведке недр: материалы Всероссийской научно-практической конференции с международным участием. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – С. 114–117.

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

С.А. Пунанова

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

Сверхвязкие тяжелые нефти и природные битумы, относимые к нетрадиционным ресурсам, интенсивно и успешно осваиваются во всем мире. В США целенаправленное и результативное изучение нетрадиционных источников углеводородов начали вести еще в 1950–1960 гг., а Канада в 2002 г. ввела в мировой реестр запасов 24,1 млрд т синтетической нефти, добываемой в битуминозных песках Атабаски и соседних с нею битумных полях. В России исследованиям долгое время особого внимания не уделялось. В то же время, как считают многие исследователи [1–4], главной сырьевой базой поддержания и возможно даже наращивания нефтедобычи в России могут стать уже освоенные нефтегазоносные регионы с развитой инфраструктурой и падающей добычей, но с достаточно значительными резервами неосвоенных трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.

Важной особенностью этих углеводородных скоплений является высокое содержание в них металлов, так называемых микроэлементов (МЭ), таких как V, Ni, Mo, Re, Cd, Cr, U, Fe и некоторых других. При разработке месторождений нефти, содержащей повышенные концентрации металлов, в частности ванадия, необходимо учитывать технологический, экологический и промышленно-сырьевой аспекты.

Технологический аспект **связан с тем, что ванадий содержащие нефти вызывают усиленную коррозию обсадных труб, нефтепроводов, резервуаров, нефтеперегонных установок. Ванадий, содержащийся в нефтях, снижает активность и селективность катализаторов, применяемых при нефтепереработке. Не меньший ущерб приносит ванадий, переходящий из нефти в нефтепродукты. При сгорании ванадийсодержащих топлив в двигателях, котельных установках срок эксплуатации их заметно снижается.**

Экологический аспект **обусловлен тем, что многие металлы, содержащиеся в нефтях – V, Cd, As, Hg и др. относятся к высокотоксичным соединениям и, попадая в атмосферу, гидросферу и на поверхность земли, оказывают негативное влияние на растительные и живые организмы. В частности, ванадий относится к первому классу продуктов экологической опасности.**

Промышленно-сырьевой аспект **связан с большой значимостью для промышленности таких металлов, как V, Ni, Ti и др.**

Незначительные добавки ванадия резко повышают твердость, вязкость, износостойкость, сопротивление усталости стали. Применяется ванадий в самолетостроении, ракетостроении, атомной промышленности, космической технике, электронном приборостроении, медицине.

Крупнейшие и гигантские месторождения сверхвязких тяжелых нефтей и природных битумов в Западной Канаде, Восточной и Западной Венесуэле, в США и России, Казахстане и других регионах были сформированы в результате вторичных изменений нефтей при восходящей миграции флюидов в зоне гипергенеза.

Исследование влияния гипергенных факторов на трансформацию углеводородного и микроэлементного состава нафтидов, излагаемое в настоящем докладе, проведено с целью установления геолого-геохимических закономерностей пространственного и временного размещения этих скоплений в осадочных бассейнах различного геоструктурного типа, а также выявления их характерных особенностей для более точного прогноза степени сохранности залежей, а также товарных качеств нефтей и природных битумов как углеводородного сырья, обогащенного промышленно значимыми, но токсичными металлами.

Материалом для обобщений послужили исследования МЭ состава нафтидов, проведенные непосредственно автором по Волго-Уральскому [5, 6] и Тимано-Печорскому нефтегазоносным бассейнам [7], а также Бузачинскому своду (Казахстан) [8] и Афгано-Таджикской впадине (Таджикистан). Кроме того, был проработан большой аналитический материал по нефтям и твердым битумам НГБ России, Америки, Канады, Бразилии, Венесуэлы и Нигерии [9–11].

В зонах гипергенеза под действием процессов окисления изменяются физико-химические свойства нефтей, их УВ состав, содержание и соотношения МЭ. Происходит значительная потеря легких фракций, биодеградация парафиновых УВ, остаточное накопление и новообразование смолисто-асфальтеновых компонентов, осернение нефтей, вторичное накопление ряда тяжелых металлов, и в первую очередь ванадия. Наиболее информативными геохимическими показателями, способными продемонстрировать принципиальные отличия гипергенных флюидов от скоплений нафтидов другого генезиса, наряду с УВ составом, являются концентрации и соотношения металлов, таких как V, Ni, Co, Mo, Zn, Cr, Cu, Fe, U и металлопорфириновых комплексов – ванадиевых (Vp) и никелевых (Nip), связанных с тяжелыми смолисто-асфальтеновыми компонентами нефтей. Кроме того, смолисто-асфальтеновые гетероатомные компоненты нефтей, контактирующих с маломинерализованными пластовыми водами в зоне гипергенеза, способны сорбировать из вод такие МЭ с переменной валентностью, как V, Fe, U. В результате экспериментальных исследований, проведенных нами по взаимодействию нефтей с водами низкой минерализации, характерных для зон гипергенеза [7], обнаружилось вымывание из нефтей Zn и поглощение нефтями МЭ из контактирующих вод (концентрации новообразованных V и Fe увеличивались в 1,3–12 раз).

Характер изменения величины V/Ni показан на рисунке, на котором представлены нафтиды разной степени преобразованности (от тяжелых нефтей до природных битумов). Нефти, вторично измененные при гипергенезе, с промышленными концентрациями V и Ni локализуются над линией равного содержания V и Ni (V/Ni=1). Это тяжелые, асфальтово-смолистые сернистые вторично обогащенные МЭ нефти Канады, Венесуэлы, Волго-Урала и других регионов, генерированные сапропелевым типом ОВ. Для них характерны и высокие величины отношения V/Ni, которые варьируют от 2,1 до 10,4 в нефтях и от 2,4 до 5,7 в природных битумах. Нефти с первоначально низким содержанием МЭ, никелевой металлогении, источником которых являлась преимущественно гумусовая органика (Гвинейский НГБ), либо нефти ранней генерации (нефти меловых отложений НГБ Потигуар Бразилии) незначительно увеличивают при гипергенезе концентрации МЭ, сохраняя приоритет за Ni (Ni/V>1)

Проведенная типизация нефтегазоносных осадочных бассейнов мира, имеющих залежи вторично измененных гипергенных нафтидов по площади их распространения и возрасту вмещающих отложений, показала, что они встречены в широком стратиграфическом диапазоне (протерозой-неоген) в НГБ различного геоструктурного типа. Наиболее часто приурочены к коллекторам палеозойского (пермь-карбон) возраста на пограничных территориям древних платформ и выходов кристаллических щитов либо связаны с коллекторами мезокайнозойского возраста в тектонически подвижных областях при орогенических движениях и существенной перестройке структурных планов. Эти закономерности подкреплены и лабораторными исследованиями авторов. Дифференциация нефтей по содержанию «биогенных» элементов (V, Ni, Fe) и физико-химическим свойствам (плотности, содержанию смолисто-асфальтеновых компонентов и серы) позволило нам гипергенно измененные нефти в общем цикле нафтидогенеза выделить в самостоятельный класс нафтидов, обогащенных МЭ, особенно ванадием. На примере некоторых месторождений показано согласованное изменение МЭ и УВ состава нафтидов при гипергенезе, что может являться основой при их прогнозировании.

Месторождения нафтидов, подвергшихся процессам гипергенного преобразования, являющиеся промышленно ванадиеносными (ванадий превышает в десятки и сотни раз кларковые значения и достигает уровня промышленных рудных концентраций), рассматриваются как комплексное сырье для добычи УВ и сопутствующих им металлов. По данным С.П. Якуцени [11], на 1.01.2000 общий объем уже «добытого и рассеянного в окружающую среду» V и Ni по разрабатываемым месторождениям Урало-Поволжья составил соответственно 353,5 тыс. т и 117,7 тыс. т. В бассейнах Венесуэлы добытое вместе с нефтью количество V оценивается в 162,5–230 млн т и Ni – 43–61,5 млн т.

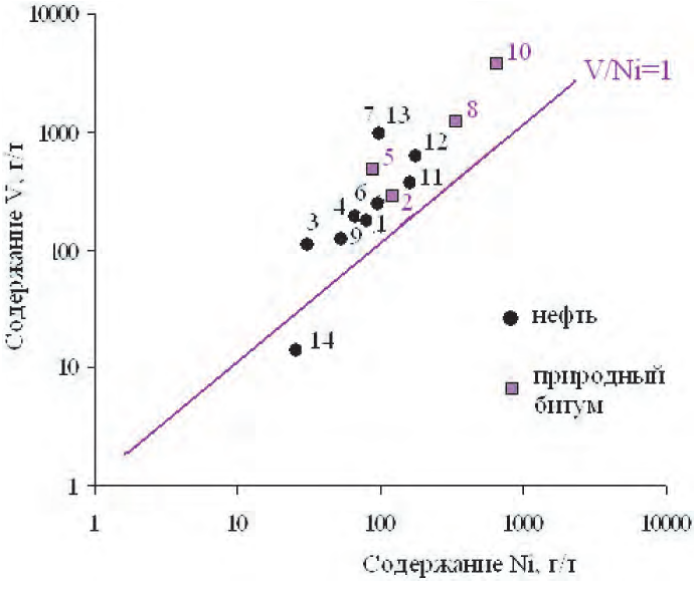


Рис. Содержание ванадия и никеля в гипергенно преобразованных нефтях и природных битумах (ПБ). Усредненные данные по нефтегазоносным бассейнам (НГБ) и нефтегазоносным областям (НГО). Западно-Канадский НГБ: 1 – нефть, 2 – ПБ; 3 – НГБ Скалистых гор; Восточно-Венесуэльский НГБ (Оринокский): 4 – нефть, 5 – ПБ; 6 – Тимано-Печорский НГБ; Волго-Уральский НГБ: 7 – нефть, 8 – ПБ; Лено-Тунгусский НГБ: 9 – нефть, 10 – ПБ; 11 – Южно-Мангышлакская НГО; 12 – Сурхан-Вахшский НГБ; 13 – Западно-Венесуэльский (Маракаибский) НГБ; 14 – НГБ Потигуар (Бразилия).

Литература

1. *Белонин М.Д., Шумейкин С.А., Якуцени В.П.* Комплекс мер, стимулирующих разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и падающей добычей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2004. – № 6. – С. 39–46.

2. *Прищепа О.М., Халимов Э.М.* Трудноизвлекаемая нефть: потенциал, состояние и возможности освоения // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 5. – С. 24–29.

3. *Муслимов Р.Х.* Опыт освоения ресурсов сверхвязких нефтей и природных битумов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №. 11. – С. 42–47.

4. *Муслимов Р.Х.* Трудноизвлекаемые запасы – основной ресурс нефтяной отрасли России // Материалы Международной научно-практической конференции: Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений. – Казань. Изд-во: «Фэн», 2012. – С. 273–278.

5. *Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А* Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. – 2011. – № 4. – С. 74–83.

6. *Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А.* Нетрадиционные источники УВ сырья: геохимические особенности и аспекты освоения // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 3. – С. 28–32.

7. *Чахмахчев В.А., Пунанова С.А., Лосицкая И.Ф.* Геохимия микроэлементов в нефтегазопоисковой геологии. – М.: ВНИИОЭНГ, 1984. – 56 с.

8. Нукенов Д.Н., Пунанова С.А., Агафонова З.Г. Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. – М. Изд-во: ГЕОС, 2001. – 77 с.

9. *Пунанова С. А.* Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. – 2014. – № 1. – С. 64–75.

10. *Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В.* Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. Изд-во: ГЕОС. – 2014. – 299 с.

11. *Якуцени С.П.* Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. – СПб.: «Недра». – 2005. – 372 с.

ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Р. Н. Салиева

Институт проблем экологии недропользования Государственного научного бюджетного учреждения «Академия наук Республики Татарстан», sargus6@yandex. ru

Состояние и перспективы развития нефтяной отрасли в современных социально-экономических условиях определены в стратегических, программных и прогнозных документах, в которых отмечена, в частности, целесообразность поиска, разведки и добычи нетрадиционных источников углеводородов [1–5 и др.]. В связи с этим обоснованными представляются научные разработки как по вопросам технологического обеспечения, так и по организационно-правовым вопросамобеспечения поиска, разведки и добычи нетрадиционных источников углеводородов в Российской Федерации.

В статье выделены основные положения программных документов, выявлено отсутствие определения понятия «нетрадиционные углеводороды», сформулированы предложения, направленные на организационно-правовое обеспечение поиска, разведки и добычи нетрадиционных источников углеводородов в Российской Федерации.

Правительством Российской Федерации 23 марта 2013 года утвержден Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года, содержащий показатели по топливно-энергетического комплексу[4]. В названном документе отмечается, что в настоящее время Россия занимает восьмое место в мире по разведанным запасам нефти (5,3%). В целом по Российской Федерации 77% доказанных запасов находятся на разрабатываемых месторождениях. Практически все они характеризуются высокой степенью выработанности разведанных запасов – более 60%. Структура запасов нефти новых месторождений и нераспределенного фонда характеризуется высокой долей мелких месторождений (величина извлекаемых запасов до 15 млн. тонн), удаленностью инфраструктуры, сложными геологическими условиями разработки. Только треть всех разведанных запасов являются активными, при этом 67% – трудноизвлекаемые запасы, в том числе высоковязкие нефти – 13%, малопроницаемые коллектора – 36%, малые толщины пластов – 4%, подгазовые зоны – 14%.

Необходимо отметить, что в связи с изменившейся обстановкой на мировых рынках энергоресурсов, а также сложившейся политической ситуацией Правительством РФ были утверждены Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года, в котором подчеркивается необходимость повышения эффективности использования как возобновляемых так и невозобновляемых природных ресурсов [6]. Одной из задач программывоспроизводства и использования природных ресурсов являетсяобеспечение воспроизводства минерально-сырьевой базы, в том числе подготовка запасов нетрадиционных источников углеводородного сырья. К основным мероприятиям относится научно-техническое обеспечение геолого-разведочных работ в 2013–2020 годах, в том числе научно-обоснованные направления геолого-разведочных работ, новые методы и технологии

поисков, оценки и разведки месторождений полезных ископаемых; мониторинг состояния минерально-сырьевой базы; методики, технологии и экономические механизмы обеспечения рационального недропользования; учет и анализ выполнения лицензионных соглашений; научно-методическое и технологическое обеспечение поисков, разведки и добычи нетрадиционных источников углеводородов [3]. В нормативных актах отмечается также, что для увеличения нефте- и газоотдачи освоенных месторождений требуется использование новых технических средств и технологий, а также создание необходимых экономических условий, стимулирующих участие крупного и среднего бизнеса в освоении труднодоступных ресурсов углеводородов [7]. В Энергетической стратегии по направлению «Нефтяной комплекс» указываются такие меры, как увеличение коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых и вводимых в разработку месторождениях, в том числе нетрадиционных видов углеводородного сырья – тяжелой (высоковязкой) нефти и природных битумов; внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи [5].

Понятие «нетрадиционные виды углеводородного сырья» в законодательстве отсутствует. В различных документах указываются разные виды нетрадиционных углеводородов. Можно составить примерный перечень нетрадиционных видов углеводородов, руководствуясь ссылками на документы, в которых встречается упоминание о нетрадиционных видах углеводородного сырья:

1. Тяжелая (высоковязкая) нефть и природные битумы [5];
2. Сланцевый газ; газовые гидраты; метан угольных пластов [3, 12];
3. Природные битумы, тяжелые нефти, сланцевый газ, газогидраты, попутный нефтяной газ [8];
4. Тяжелые нефти, газогидраты, сланцевый газ и др. [1];
5. Трудноизвлекаемые запасы нефти [13] ;
6. Метан угольных пластов, свалочный газ, попутный газ, керогены, битуминозные пески, высоковязкие нефти, газогидраты [14];
7. Газоносные сланцы и песчаники [15];
8. Субмаринные газовые гидраты [16];
9. Сланцы, нефтеносные пески и т. д. [17];
10. Карбонатные коллекторы, высоковязкие нефти, природные битумы, нефтеносные пески, сланцевые комплексы, низконапорный газ, шахтный метан, газовые гидраты [18].

В соответствии с Основными направлениями налоговой политики на 2015 год и плановый период 2016 и 2017 годов [9] в отношении такого вида как метан угольных пластов определено, что целях совершенствования налогообложения налогом на добычу полезных ископаемых (НДПИ) добычи горючего природного газа из нетрадиционных источников сырья и создания эффективного механизма налогообложения НДПИ горючего природного газа, добываемого из месторождений угля (метан угольных пластов) с 1 января 2013 года метан угольных пластов признан видом добытого полезного ископаемого в целях главы 26 Кодекса и включен в перечень полезных ископаемых, не являющихся объектом налогообложения НДПИ.

Отметим, что в юридической литературе авторамиподчеркивается целесообразность организации и проведения исследований в области вовлечения в использование нетрадиционных ресурсов, например, таких как шахтный метан и метан в виде газогидратов [10, с. 28]. Отмечается также, что, например, в Китае к поощряемым для иностранных инвестиций относятся, в частности, проекты в нефтегазовой сфере: разведка и добыча газа угольных пластов, использование рудничного газа; рисковая разведка и добыча нефти и природного газа; добыча нефти и природного газа на месторождениях с низкой проницаемостью коллектора; разработка и прикладное применение технологий, повышающих коэффициент извлечения нефти, и сопутствующих технологий; разработка и прикладное применение новых технологий по разведке нефти (геофизическая разведка, каротаж, скважинная геофизика); разведка и добыча нефти из нефтеносных сланцев, нефтеносного песка, тяжелой и сверхтяжелой нефти; разведка и добыча сланцевого газа и газовых гидратов [11, с. 13].

На основе анализа программных документов, специальной литературы, материалов практики можно выделить основные организационно-правовые меры, направленные на обеспечение поиска, разведки и добычи нетрадиционных источников углеводородов в РФ.

В законодательстве о недрах (в законе «О недрах) целесообразно предусмотреть создание уполномоченного органа в области государственной поддержки инновационной деятельности в сфере недропользования.

Целесообразно также включить в Закон «О недрах» понятие нетрадиционных видов углеводородного сырья и другие необходимые термины и определения–«углеводороды сланцевых формаций»; «сверхвязкие нефти»; «природные битумы»; «трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов»». В частности, целесообразно в законодательстве о недрах установить определение месторождений нефти, расположенных в особенных геологических условиях, а также определения видов нетрадиционных углеводородов. Судебная практика свидетельствует о том, что требуется уточнение понятий «добытое полезное ископаемое», «углеводородное сырье» [23]. Единая терминология и соответственно единообразное понимание рассматриваемых отношений позволят, на наш взгляд, установить эффективное регулирование и управление в сфере разработки месторождений нефти, в том числе месторождений, содержащих нетрадиционные виды углеводородов, и будет способствовать преодолению существующих проблем фрагментарного регулирования недропользования от поисковой стадии до завершения разработки и ликвидации месторождений.

С учетом положений статьи 3.1. Закона РФ «О недрах», статьи 26.3. Закона РФ «Об общих принципах организации законодательных (представительных) и исполнительных органов государственной власти субъектов Российской Федерации» представляется целесообразным использовать возможность передачи полномочий по управлению мелкими и очень мелкими месторождениями по величине извлекаемых запасов (мелкие – от 1 до 5 млн т нефти ; очень мелкие – менее 1 млн т нефти) и сложности геологического строения(очень сложного строения) субъектам РФ. Такой подход к управлению в сфере недропользования может способствовать решению и вопросов экономических, и социальных, а также способствовать развитию малого и среднего бизнеса в топливно-энергетическом комплексе, созданию научных полигонов для разработки экологически безопасных технологий добычи нетрадиционных источников углеводородного сырья и отработки инновационного проектирования обустройства, разработки месторождений, содержащих нетрадиционные виды углеводородов. В юридической и экономической литературене раз высказывались мнения о целесообразности выделения объектов для обеспечения деятельности субъектов малого предпринимательства [19, 20].

Идея создания такого правового механизма была сформулирована ранее в нескольких программных документах. Так, еще в Распоряжении Правительства РФ от 21.04.2003 № 494-р «Об утверждении Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования» [21] отмечалось, что «В целях обеспечения эффективной работы предприятий добывающей промышленности необходимо осуществлять: содействие формированию добывающих компаний, имеющих высококонкурентную способность на мировом рынке добычи и переработки минерального сырья; расширение участия предприятий малого и среднего бизнеса в деятельности в области использования минерального сырья и недропользования». А в Распоряжении Правительства РФ от 21.06.2010 № 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года» [22] подчеркивается, что «для привлечения субъектов малого и среднего предпринимательства к разработке месторождений, не представляющих интереса для крупных компаний, предусматривается:

– разработка критериев определения участков недр, не представляющих интереса для крупных компаний;

– упрощение порядка предоставления таких участков недр в пользование в целях разработки и добычи полезных ископаемых;

– обеспечение возможности переуступки прав пользования такими участками недр в пользу субъектов малого и среднего предпринимательства на рыночных условиях».

Необходимы также обоснование и разработка мер, направленных на повышение инвестиционной привлекательности в сфере геологического изучения недр, в том числе недр, содержащих месторождения с нетрадиционными видами углеводородов, а также на повышение эффективности работ в этой сфере, проводимых как за счет средств пользователя недр, так и за счет государства. Такие меры могут быть закреплены в нормативных правовых актах в виде налоговых и иных льгот, а также в виде государственной поддержки и участия государства в финансировании путем заключения договоров – инвестиционных, о совместной деятельности, о государственно-частном партнерстве, направленных на стимулирование внедрения перспективных технологий добычи и интенсификацию поисково-разведочных работ.

Целесообразно, в частности, принять меры для оптимизации налогообложения в сфере добычи нетрадиционных видов углеводородного сырья. Необходимо также организационно-методическое обеспечение оценки ресурсов нетрадиционных видов углеводородов путем разработки соответствующих методик.

Литература

1. Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации на период до 2030 года (утв. Правительством РФ 3 января 2014 г.) (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

2. Распоряжение Правительства РФ от 8 декабря 2011 г. № 2227-р«Об утверждении Стратегии инновационного развития Российской Федерации на период до 2020 года» // Собрание законодательства Российской Федерации от 2 января 2012 г. – № 1. – Ст. 216.

3. Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 322 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Воспроизводство и использование природных ресурсов» // Собрание законодательства Российской Федерации от 5 мая 2014 г. – № 18 (часть III). – Ст. 2168.

4. «Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» (разработан Минэкономразвития России) (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

5. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года» // Собрание законодательства РФ». 30.11.2009. № 48. – Ст. 5836.

6. Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации на период до 2018 года (новая редакция) (утв. Правительством РФ 14.05.2015)/ Документ опубликован не был // СПС «Консультант Плюс».

7. Приказ Минэкономразвития РФ от 02.06.2009 № 202 «О проведении открытого конкурса на право заключить государственные контракты на выполнение научно-исследовательских работ в рамках федеральной целевой программы «Мировой океан» подпрограммы «Освоение и использование Арктики» (шифры тем: 2001-07-09, 2002-07-09, 2003-07-09, 2004-07-09, 2005-07-09)» (Приказ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

8. Постановление Правительства РФ от 24.12.2008 № 988 (ред. от 06.02.2012) «Об утверждении перечня на-

учных исследований и опытно-конструкторских разработок, расходы налогоплательщика на которые в соответствии с пунктом 7 статьи 262 части второй Налогового кодекса Российской Федерации включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат с коэффициентом 1,5» // Собрание законодательства РФ. 12.01.2009. № 2. – Ст. 202.

9. «Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов» (одобрено Правительством РФ 30.05.2013) (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

10. *Кузнецов К. Б.* Комментарий к Федеральному закону от 31 марта 1999 г. № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (постатейный)/ под ред. А. Ю. Москвичева. – М.: Эл. Книги, 2012. – 128 с.

11. *Бажанов П. В.* Ведение бизнеса в Китае: правовые аспекты. Выпуск 1. Обзор правовой среды для бизнеса: кн. для юристов, сопровождающих бизнес. – М.: Инфотропик Медиа, 2015. – 212 с.

12. Приказ Росстата от 17.09.2013 № 371 «Об утверждении статистического инструментария для организации Федеральным агентством по недропользованию федерального статистического наблюдения за выполнением геологоразведочных работ» (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

13. Распоряжение Правительства РФ от 14.01.2015 № 22-р «О Концепции создания в Томской области инновационного территориального центра «ИНО Томск»»// Собрание законодательства РФ. 26.01.2015. № 4. – Ст. 676.

14. Государственный доклад Минприроды России «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2010 году»// М., Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации, 2011. – 611 с.

15. «Программа экономического сотрудничества Российской Федерации и Украины на 2011–2020 гг. » (Принята в г. Москве 07. 06. 2011) (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

16. Проект Постановления Правительства РФ «Об утверждении федеральной целевой программы «Мировой океан» на 2016 – 2031 годы (подготовлен Минэкономразвития России)//Текст документа приведен в соответствии с публикацией на сайте http://regulation. gov. ru/ по состоянию на 11.08.2015.

17. Распоряжение Правительства РФ от 13.08.2013 № 1414-р «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Экономическое развитие и инновационная экономика» // Собрание законодательства РФ. 19.08.2013. № 33. ст. 4422 (Документ утратил силу в связи с изданием Постановления Правительства РФ от 15.04.2014. № 316).

18. Протокол Совета Безопасности РТ от 23.07.2015 N ПР-219 «О Программе развития нефтегазохимического комплекса Республики Татарстан на 2015–2019 годы» (утв. решением Совета Безопасности РТ от 17.06.2015) (Документ опубликован не был) // СПС Консультант Плюс.

19. *Гаврин А. С.* Не бывает в природе рынка без малых и средних предприятий // Нефть, газ и бизнес. 2000. – № 6. – С. 5;

20. *Горетый М. В.* К проблеме определения понятия и признаков субъектов малого предпринимательства в нефтедобывающей промышленности // «Налоги» (газета), 2006, № 20.

21. Распоряжение Правительства РФ от 21. 04. 2003 № 494-р «Об утверждении Основ государственной политики в области использования минерального сырья и недропользования» // Собрание законодательства РФ / 28.04.2003/ № 17. – Ст. 1637.

22. Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2010 № 1039-р «Об утверждении Стратегии развития геологической отрасли Российской Федерации до 2030 года» // Собрание законодательства РФ. 28.06.2010. № 26. – Ст. 3399.

23. Например, Определение Конституционного Суда РФ от 24.12.2013 № 2059-О «Об отказе в принятии к рассмотрению жалобы открытого акционерного общества «Саратовнефтегаз» на нарушение конституционных прав и свобод положениями статьи 337 Налогового кодекса Российской Федерации» // СПС Консультант Плюс.

ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КЕРОГЕНА ДОМАНИКОВОЙ И БАЖЕНОВСКОЙ ФОРМАЦИЙ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАНОРАЗМЕРНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТАЛЛОВ ПЕРЕМЕННОЙ ВАЛЕНТНОСТИ

А.В. Вахин, Я.В. Онищенко, А.В. Галухин, М.Е. Гафуров, В.П. Морозов, М.А. Варфоломеев, В.Н. Агеенко, Д.А. Емельянов, Д.К. Нургалиев

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Запасы традиционной легкодоступной нефти снижаются. Для удовлетворения непрерывно растущих потребностей общества в энергии, нефтедобывающая отрасль все больше переключает свое внимание на дорогостоящие нетрадиционные и труднодоступные источники углеводородов. Тяжелые нефти и «сверхтяжелые» битуминозные нефти в условиях истощения традиционных энергетических ресурсов приобретают все большее значение в мировой экономике. Их добыча все еще представляет трудности, но она уже стала рентабельной. В России месторождения легкой нефти выработаны более чем наполовину, и одновременно – действующие и потенциальные переработчики в большинстве случаев не имеют прямого доступа к ресурсам. Помимо трудноизвлекаемой и битуминозной нефти в России имеются ресурсы керогена или нефтеносных сланцев – «незрелой» нефти, состоящей из химических соединений, содержащихся в органическом веществе известковых скальных пород.На территории

России осадочные породы, содержащие кероген, расположены в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Баженовская свита, Абалакская свита, Тюменская свита, Ачимовская свита), в восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов (Доманиковая свита), в районах Предкавказья и Северного Кавказа (Хадумская свита) и в Восточно-Сибирской провинции (Куонамская свита) [1–3].

Доманиковая свита распространена практически повсеместно в восточной части Восточно-Европейской платформы в пределах Тимано-Печорского и Волго-Уральского нефтегазоносных бассейнов. В первом зона их развития имеет 1000 км в длину при ширине 250–300 км, во втором — свыше 1000 км при ширине 700–800 км. Свита сложена глинисто-карбонатными породами верхнедевонского возраста (темные битуминозные сланцы, переслаивающиеся с темными битуминозными известняками). В баженовской свите сконцентрирована большая часть горючих сланцев России, содержащих как твердое органическое вещество (кероген), так и жидкую легкую нефть в низкопроницаемом глинистом коллекторе. Площадь баженовской формации составляет более 1 млн кв.км, Залежи в основном приурочены к отложениям верхней юры. Глубина залегания от 600 м у границ распространения до максимальных глубин 3500–3800 м. при толщине 20–30 м. В целом запасы керогена в земной коре в 500–1000 раз превышают запасы угля. Очевидно, что сланцы, характеризующиеся относительно высоким содержанием высокомолекулярных углеводородных соединений, следует рассматривать как нефтехимическое сырье для получения широкого спектра продуктов. Однако высокая зольность, низкая реакционная способность керогена горючих сланцев требует применения новых высокоэффективных методов добычи. Нередко под керогеном понимается все органическое вещество осадочных пород. В работе под термином «кероген» обозначается часть органического вещества пород, которая нерастворима как в водных растворах щелочи, так и в обычных органических растворителях. Его еще именуют как концентрат нерастворимого органического вещества или просто нерастворимое органическое вещество (НОВ). Битумоид – фракция, извлекаемая органическими растворителями. Керогены – это полимерные органические материалы, которые расположены в существующих породах, таких как нефтеносные сланцы, и являются одной из форм нетрадиционной нефти. Они нерастворимы в обычных органических растворителях благодаря своей высокой молекулярной массе (более 1000 г/моль). Каждая молекула керогена является уникальной, поскольку она представляет собой случайное сочетание различных мономеров (рисунок 1). На рентгенограммах керогены дают полосу, отвечающую периоду идентичности 4,8 Е, который соответствует плотной упаковке алифатических цепей [4].

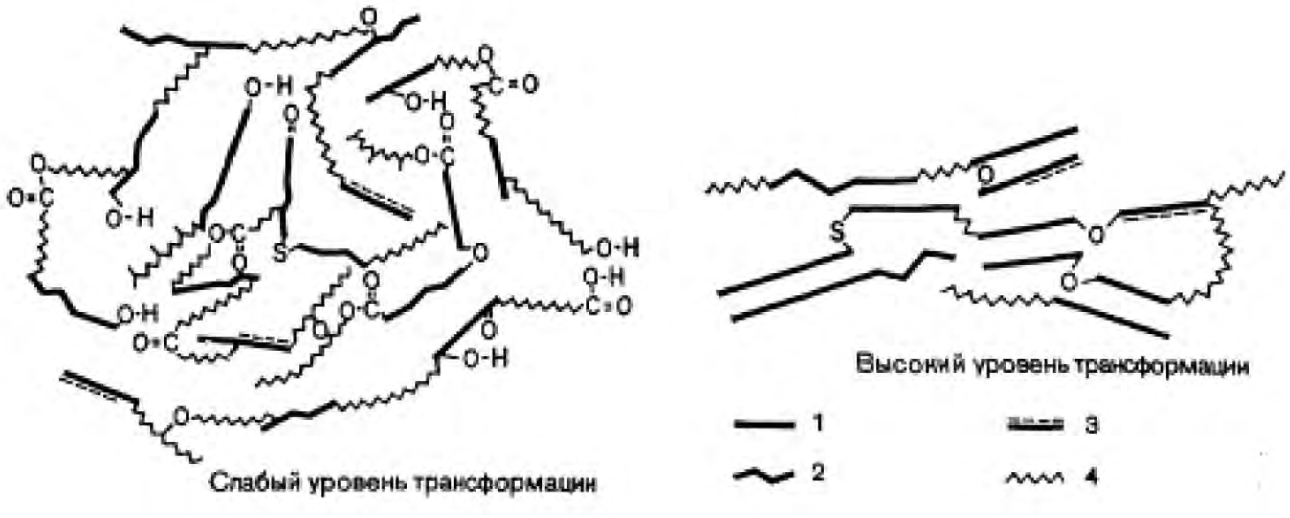


Рис. 1. Схема взаиморасположения макромолекул в структуре керогена (тип II). Слева: незрелый кероген, находящийся на низкой стадии преобразования. Справа, тот же кероген после завершения катагенеза, высокая стадия преобразования. 1 – ароматические циклы; 2 – насыщенные циклы; 3 – гетероциклы; 4 – алифатические цепи [4].

При исследовании керогена необходимо добиться его полного выделения без существенного изменения общей структуры. Предварительное освобождение от материала неорганической природы необходимо для выполнения большей части физических и химических анализов, которые невозможны в присутствии минеральных ингредиентов, обычно составляющих большую часть породы. Поскольку содержание рассеянного органического вещества (РОВ) в породе, как правило, очень мало (соответственно мала и его нерастворимая часть), общепринято его выделение для последующего анализа способом концентрирования путем разрушения и удаления породообразующих минералов (метод обогащения).

В работе проведено лабораторное моделирование термокаталитического воздействия на образец керогена баженовской формации. Моделирование проводилось в автоклаве при давлении 50 атм, температуре 300°С, продолжительности 6 ч. Термическую обработку проводили в инертной среде, подавая инертный газ (азот) в реактор.

Использован образец катализатора на основе кобальта в виде молекулярного прекурсора. Дозировка прекурсора катализатора 5 мас. % на кероген. Молекулярный прекурсор – карбоксилат кобальта катализатора синтезирован с использованием в качестве лигандообразователя дистиллированного таллового масла – продукта вакуумной ректификации сырого таллового масла, содержащего не более 30% смоляных кислот, до 6% неомыляемых веществ, остальное – жирные кислоты (олеиновая, линолевая, линоленовая). Кислотное число в пределах 170–190 мг КОН/г. Активная форма катализатора формируется в процессе температурного воздействия. По данным термоанализа в интервале температур 160–230°С наблюдается эндотермический эффект, соответствующий распаду молекулярного прекурсора. При более высокой температуре происходит окисление органического лиганда.

Деминерализованный сланец экстрагировали хлороформом для удаления битумоидов. Кероген выделяли последовательно обработкой измельченной породы растворами соляной и плавиковой кислот (рисунок 2 – стадии выделение керогена). Выделенный кероген относится к типу II согласно диаграмме Ван-Кревелена, основанной на соотношении (H/C) и (O/C) [5].

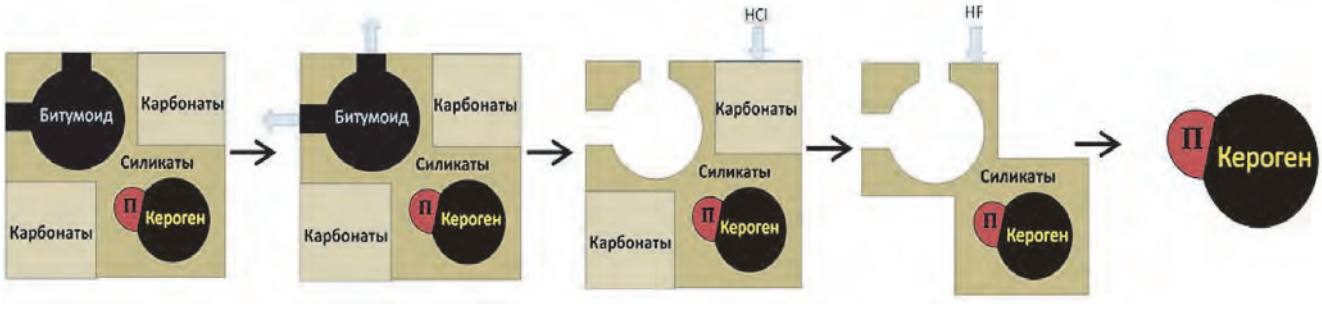


Рис. 2. Стадии выделения керогена (П – пирит).

Для исследования трансформации состава керогена использован метод 13С ЯМР-спектроскопии в твердом теле с использованием спектрометра «AVANCE 400 III TM». Прибор позволяет определять относительное содержание функциональных групп (эфирные, гидроксильные, карбоксильные, карбонильные и т.д.). Элементный состав керогена определяли методом сожжения на полуавтоматическом С, Н, N –анализаторе и рентгенофлуоресцентным анализом (таблица 1). Рентгеноструктурный анализ керогена проведен на автоматическом порошковом дифрактометре Shimadzy XRD–7000S, на CuKα излучении с длинной волны α=1,54060 нм. Мессбауэровское исследование проведено на экспрессном спектрометре MS–1104Em №40–12 (НИИ Физики ЮФУ) в режиме постоянного ускорения при комнатной температуре. Для исследования трансформации керогена в процессе термокаталитического воздействия не отделялся комплексносвязанный с керогеном пирит.

Таблица 1

Состав образца керогена с комплексносвязанным пиритом

Элементный состав, мас. %				Микроэлементный состав по данным рентгено-флуоресцентного анализа, отн. %				Расчетное содержание пирита, мас. %
C	H	N	S	S	Fe	Si	Mo	
54.7	3.9	1.1	26.2	65.8	33.0	1.1	0.2	28.2

Пирит является постоянным компонентом пород. Природные сульфиды железа – пирротин и пирит, часто образуются при гидротермальных процессах, и подвергаются активному преобразованию в экзогенных условиях.) развит неравномерно и образует прослои и линзы в несколько сантиметров. Информацию о фазовом составе частиц ультрамалого размера пирита, гематита и других железосодержащих минеральных компонентов получают с использованием мессбауэровской спектроскопии при комнатной температуре. Основные компоненты в спектре демонстрируют сверхтонкую магнитную структуру, соответствующую неэквивалентным позициям атомов железа в структуре шпинели Fe_3O_4.

По данным рентгеноструктурного анализа (рисунок 3) обнаружено, что в результате термокаталитического воздействия часть мономинерального пирита переходит в магнитную форму – магнетит. Появление катионных или анионных вакансий деформируют кристаллическую структуру иногда до такой степени, что его элементарная ячейка уже может не быть кубической. При уточнении сингонии кристаллической структуры такого пирита обнаруживается триклинная симметрия элементарной ячейки [6].

С повышением температуры степень преобразования железосодержащих минералов в магнитные формы повышается. При термокаталитическом воздействии на керогенсодержащие породы протекают процессы деструктивного гидрирования с образованием жидких углеводородов. Этот процесс является вполне каталитическим, сопровождающийся активацией молекул углеводородов энергетическими и химическими методами. К последним можно отнести как нагнетание в продуктивный пласт специальных агентов, так и использование каталитических способностей минеральных компонентов керогенсодержащих пород. Наибольшим влиянием на термическое пре-

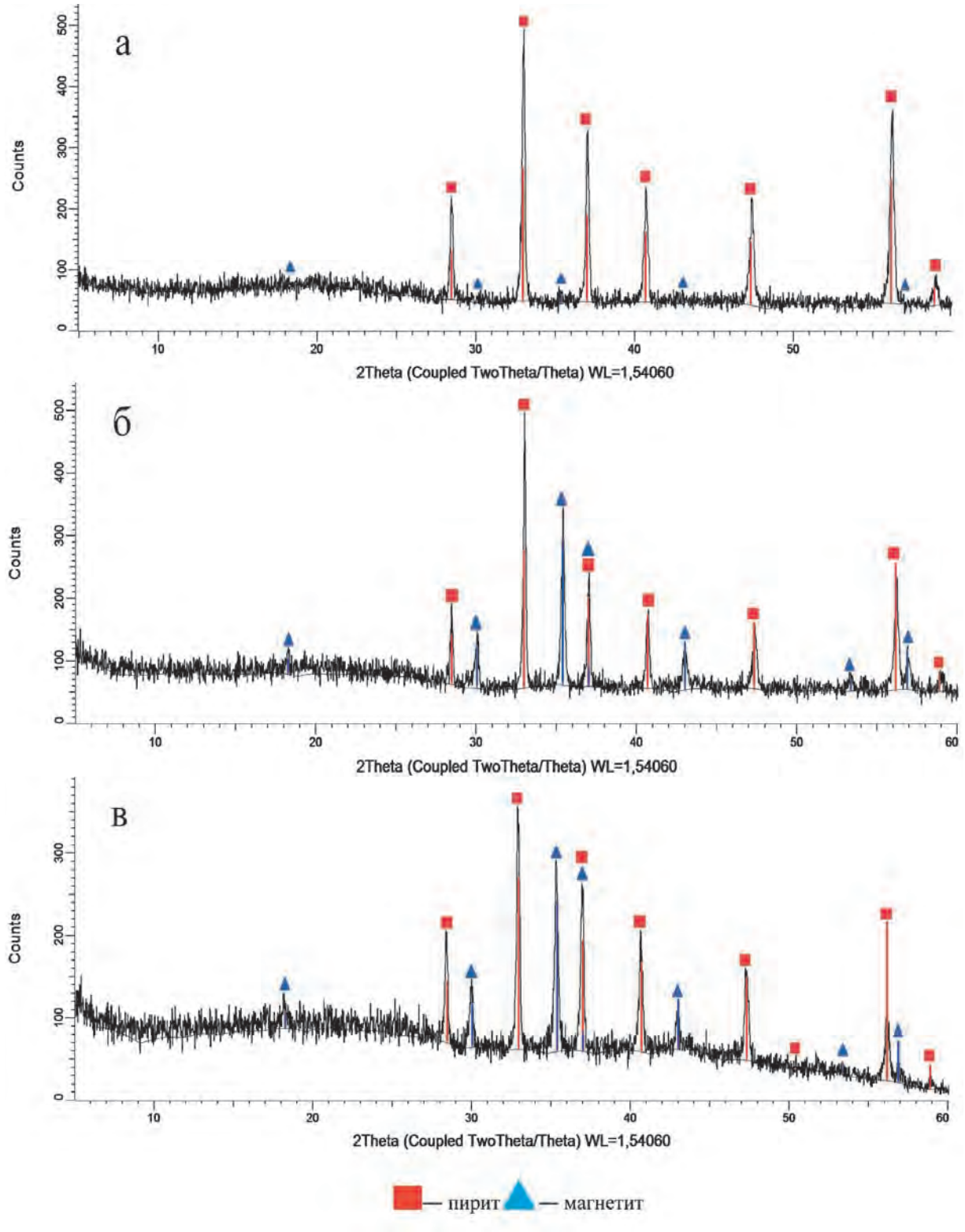


Рис. 3. Рентгенограммы керогена до и после тепловой обработки.
а – исходный кероген, б – преобразованный кероген после термокаталитического воздействия,
в – преобразованный кероген после термокаталитического воздействия в присутствии катализатора

образование керогена оказывают железосодержащие минеральные компоненты, состав которых изменяется в зависимости от природных или техногенных гидротермальных воздействий. Природные гидротермальные процессы способствуют геологически мгновенному образованию нефтеподобных веществ [7]. Установление механизма разложения пирита и других железосодержащих минералов при относительно невысоких температурах, которые могут поддерживаться в продуктивных пластах при использовании таких технологий, как внутрипластовое горение и ретортинг необходимо для формулирования технологических решений и разработки различных агентов, закачиваемых в разрабатываемый пласт. Перспективны исследования по активации уже содержащихся в пласте

алюмосиликатных компонентов кислой природы и прекурсоров гидрирующих соединений – смешанных оксидов железа, являющихся катализаторами гидрокрекинга, эффективность которых для внутрипластового облагораживания высоковязких нефтей установлена в ряде работ, в том числе в работах авторов. Действие катализаторов в исследованных процессах направлено на крекинг асфальто–смолистых соединений, по химической природе сходных с керогеном.

Литература

1. *Д. Гордон, Е. Саутин*, Московский центр Карнеги [Электронный ресурс]. – 2013. – 28 мая. – Режим доступа: http://carnegie.ru/publications/?fa=52538].

2. *A.Yu. Bychkov, G.A. Kalmykov, I.A. Bugaev, A.G. Kalmykov, E.V. Kozlova,* MoscowUniversityGeologyBulletin. – 2015. – Vol. 70. – №. 4. – P. 299–304.

3. *Бурдельная, Н.С., Бушнев, Д.А., Мокеев, М.В.,* Геохимия. – 2013. – № 9. – С. 819–833.

4. *Б. Тиссо, Д.Вельте,* М.: Мир, 1981. – 504 с.

5. *Durand, B.* Editions Technip: Paris, 1980. – 519 p.

6. *Bayliss, P.*,American Mineralogist. – 1977. – V. 62, P. 1168–1172.

7. *Б.Р.Т. Симонейт,* Основные направления геохимии. – М.: Наука, 1995. – 259 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССАХ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ КОНВЕРСИИ НЕФТИ: СЛОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

А.В. Галухин, А.В. Вахин, М.А. Хельхаль, С.А. Ситнов, М.А. Варфоломеев, И.Т. Ракипов, С.Б. Орлинский, Д.К. Нургалиев

ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет»

Увеличивающееся потребление энергетических ресурсов в сочетании с сокращающимися запасами легких нефтей требует введение в эксплуатацию нетрадиционных источников углеводородов, таких как высоковязкие нефти и битумы [1]. Наиболее используемыми способами разработки подобных месторождений нефти являются тепловые методы. Для прогрева пласта используются закачка теплоносителя (Cyclic Steam Stimulation, Steam Assisted Gravity Drainage), инициирование процессов горения внутри нефтяного пласта (Toe-to-Heel Air Injection, In Situ Combustion), а также электро разогрев пласта (In Situ Upgraiding Process). Представляется перспективным использование катализаторов в ходе термической обработки пласта, что позволит осуществить первичную переработку тяжелой нефти непосредственно внутри нефтяного резервуара [2]. Конверсия тяжелой нефти внутри нефтяного пласта позволит значительно снизить экологическую нагрузку, связанную с переработкой высокосернистых нефтей. Кроме этого, использование катализаторов в процессе окислительного воздействия на пласт позволит стабилизировать фронт горения и увеличить скорость его продвижения по пласту [3].

Несмотря на кажущуюся привлекательность данного подхода большой сложностью является доставка подобных каталитических систем в пласт, а также их распределение по резервуару. На данный момент рассматриваются два основных способа доставки: закачка вместе с газовой фазой и закачка в виде водных или углеводородных растворителях. Каждый из способов имеет свои преимущества и недостатки.

На данный момент в Казанском федеральной университете активно ведутся работы по разработке катализаторов внутрипластовой переработки нефти, которые могут быть использованы как в процессах паротеплового воздействия на пласт [4, 5], так и для стабилизации фронтов горения [6].

Литература

1. *R.F. Meyer, E.D. Attanasi, P.A. Freeman*, Heavy oil and natural bitumen resources in geological basins of the world: U.S. Geological Survey Open-File Report 2007-1084, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia, 2007.

2. *M.B. Abuhesa, R. Hughes*, Energy & Fuels. 15 (2009) 186–192.

3. *G. Baud, S. Salvador, G. Debenest, J.-F.Thovert*, Energy & Fuels. 29 (2015) 6780–6792.

4. *A. Galukhin, A. Erokhin, Y. Osin, D. Nurgaliev*, Energy & Fuels. 29 (2015) 4768–4773.

5. G. Kayukova, A. Gubaidullin, S. Petrov, G. Romanov, N. Petrukhina, A. Vakhin, Energy & Fuels, 30 (2016), 773–783.

6. *A. Galukhin, M. Khelkhal, A. Gerasimov, T. Biktagirov, M. Gafurov, A. Rodionov, S. Orlinskii*, Energy & Fuels.(2016) in Press.

НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ ГЕНЕЗИСА БИТУМНЫХ И УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕСЧАНИКОВОГО ТИПА В СВЕТЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ

Р.Д. Мухамедяров

ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань, m.robert17@mail.ru

Автором этой работы в 2006 году были сформулированы пять необходимых условий генезиса битумных месторождений в свете метода видеотепловизионной генерализации (МВТГМ) [1]:

1. Наличие в данном регионе глубинных залежей нефти и нефтегазовых месторождений;
2. Коллекторские свойства пород – литологические сединентационные ловушки в виде гряды увеличенной мощности песков и слабо сцементированных песчаников;
3. Зоны разломов – зон проницаемости, соединяющие глубинные залежи нефти с коллекторами – ловушками, контролирующими залежи битумов;
4. Охладители в виде подземных и грунтовых вод;
5. Окислители в виде атмосферного воздуха и кислорода, приносимого с подземными и грунтовыми водами через зоны разломов – зоны проницаемости;

в развитие которых в 2012 году им же были сформулированы семь необходимых условий генезиса урановых месторождений песчаникового типа [2]:

1. Наличие в периферии данного региона урановых руд в горных породах, получаемых за счет тектонических движений, свойственных активизированным зонам молодых платформ на границах с орогенами и сводовым поднятием платформ;
2. Наличие впадины в данном регионе с крупными артезианскими бассейнами синеклизного типа;
3. Наличие зоны разломов – зоны проницаемости, соединяющие периферию – горные районы, где происходит выщелачивание урана из горных пород, с впадиной – артезианским бассейном, контролирующим месторождения урана «песчаникового типа»;
4. Наличие подземных и грунтовых вод в проницаемых горизонтах и разломных зонах земной коры, соединяющих периферийно-горные районы с впадиной артезианских бассейнов;
5. Наличие окислителей в виде атмосферного воздуха и кислорода, приносимого с подземными и грунтовыми водами;
6. Инфильтрационный гидродинамический режим подземных вод, то есть движение подземных вод является центростремительным, и направлено от их периферии к центральным частям, причем уровни подземных вод в периферии находятся в высших гипсометрических отметках, а во внутренних – более низких;
7. Наличие в породах, по которым происходит инфильтрация, активных восстановителей, таких, как сингенетические с породами и эпигенетические с ними вещества. К первым относятся уголь, рассеянное углистое вещество (растительный детрит), ко вторым – диагенетические и эпигенетические дисульфиды железа (пирит, марказит), а также нефтебитумы и восстановительные газы (сероводород, метан, водород). Последние могут присутствовать в пластовых водах в растворенной форме [3]

Технологической основой реализации поиска битумных месторождений и месторождений урана песчаникового типа с использованием необходимых условий генезиса этих месторождений является Метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова (МВТГМ) основанный на прикладных следствиях двух лемм-гипотез, выдвинутых и активно используемых автором с 90-тых годов прошлого столетия [4–8]:

- «тепловое излучение помнит о своем происхождении»;
– «глубинная структура Земли полупрозрачна в оптическом диапазоне длин волн».

С 2006 года по настоящее время геологическими службами Татарстана была проделана значительная работа по наращиванию ресурсной базы сверхвязких нефтей в районе залежей шешминского горизонта Ашальчинской нефтеносной зоны [9], кроме того, определенная работа по изучению битумного месторождения Беке-Башкудукской мегатинклинали Мангышлака проведена нами совместно с академиком Н.К. Надировым.

Формирование терригенных отложений шешминского горизонта (ашальчинской пачки) происходило в условиях палео-дельт и мелководного шельфа [9]. Центральная и западная части Ашальчинской нефтеносной зоны составляют пологую моноклиналь, плавно погружающуюся в северо-западном направлении с перепадом абсолютных отметок от 176 до 37 м.

Пространственное размещение отдельных отложений является залегание в виде серии линейно вытянутых в северо-западном направлении положительных структур III порядка, именуемых грядами. Гряды образованы цепочечно расположенными линейными раздувами песчаников мощностью до 46 м, отделенными друг от друга по простиранию участками сокращенной мощности песчаной пачки (менее 10 м).

Амплитуда поднятий от нескольких до 30 м, простирание относительно ширины превышает 3–5 раз.

Наиболее контрастно выраженные структурные гряды увеличенной мощности песков и слабо сцементированных песчаников отражают центральную (осевую) часть наземной дельты, связанную с наиболее мощными русловыми потоками – поставщиками основного объема осадочного материала.

На примере Ашальчинской битумоносной зоны проверим выполнение этих необходимых условий с исполь-

зованием технологии МВТГМ на основе аэрокосмических съемок данного региона Татарстана до начала эксплуатации и в процессе эксплуатации.

Исходные данные для изучения термодинамической среды сегодня и в прошлом – космоснимки со спутника Landsat от 21.07.2000, авиационные (вертолет МИ-8) снимки с высоты 0,5; 1, 2 и 3 км от 18.08.2006.

Линии разрезов с запада на восток с 1–1′ по 9–9′ и с севера на юг с 10–10′ по 15–15′ по действующим скважинам, расположенных на севере вблизи деревни Кзыл-Кош, на востоке вблизи деревни Старый Багряж-Елхово, на юге вблизи деревни Нижнее Абдулово, сбор нефти с которых поступает на нефтесборник, расположенный на самом Ашальчинском месторождении битумов (рис. 4), расположенное в центре космических снимков (рис. 1–3). Действующие скважины добычи нефти находятся на расстоянии прямой видимости от места расположения битумного месторождения.

Таким образом, выполняется первое необходимое условие появление битумного месторождения:

– наличие в данном регионе глубинных залежей нефти и нефтегазовых месторождений на периферии.

Второе необходимое условие:

– коллекторские свойства пород в виде гряды увеличенной мощности песков и слабо сцементированных песчаников в центре периферии. Причем эти песчаники вытянуты с юга-востока на северо-запад и четко выделяются при обработке по технологии МВТГМ, что и было позже показано в работе геологов Татнефти [9].

В качестве выполнения третьего необходимого условия:

– охладителя в виде подземных вод является бассейн реки Шешмы, а точнее, разломные зоны – зоны проницаемости (см. рис. 3), соединенные с руслом реки Шешмы и пронизывающим месторождением битумов, и сегодня (рис. 3) эти же разломные зоны – зоны проницаемости несут подземные воды, окисленные воздухом, и часть из них и сегодня соединяются с глубинными залежами нефти, подпитывающими это месторождение, то есть образование битумов происходит и сегодня.

Рис. 1. Изучение термодинамических условий Ашальчинского месторождения битумов на основе видеотепловизионных космических и авиационных съемок (Альметьевский район, Татарстан).

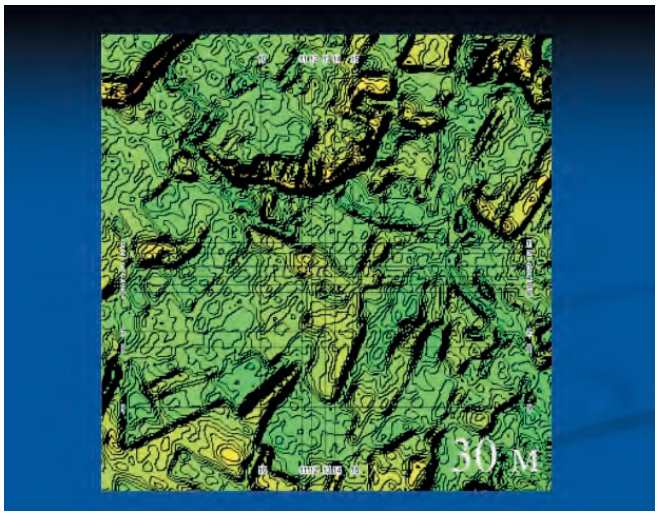


Рис. 2. Результаты обработки космического снимка, дающие обзорное представление о структуре теплового потока на поверхности и, последовательно, на глубинах 30, 90, 150, 210, 270, 330 м.

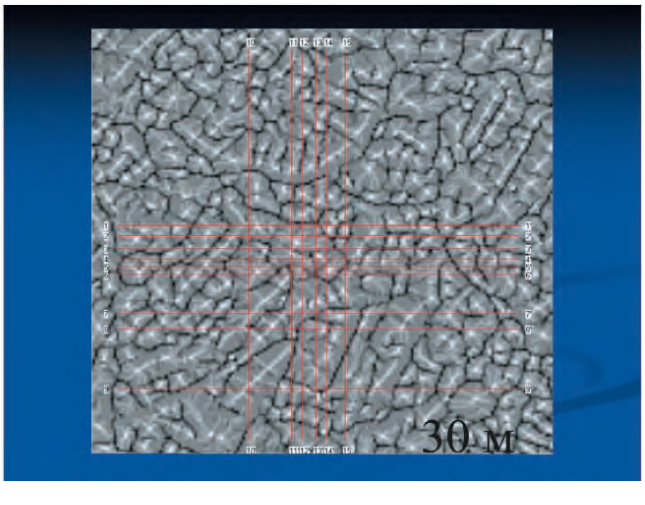


Рис. 3. Ячеисто-блоковое строение, срезы на глубинах 30, 90, 150, 210, 270, 330 м.

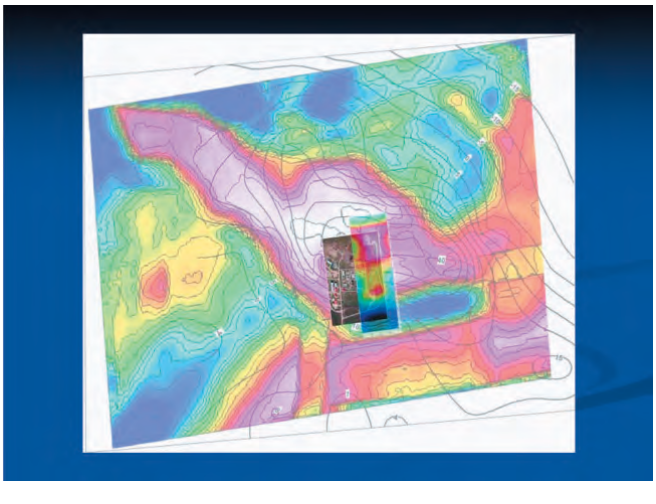


Рис. 4. Теплопотоки на уровне кровли битуминозных песчаников. Сцена с высоты 3 км.

Итак, выполняются четвертое и пятое необходимые условия образования битумного месторождения и это визуально можно увидеть по технологии МВТГМ. Совместное выполнение всех пяти необходимых условий является достаточным для появлений битумных месторождений в прошлом, сегодня и в будущем на исследуемой территории.

Перейдем к проблеме генезиса урановых месторождений. Гипотеза «латеральной секреции» в генетических представлениях для песчаниковых месторождений является сегодня довлеющей [10]. В то же время распространена идея о возможности почти сингенетического накопления урана в континентальных осадках, обогащенных органикой. Эта модель считается применимой для формирования месторождений «колорадского» типа, а также образования месторождений «вайоминского» типа.

Такие представления не распространяются на все месторождения, но очень интересны для понимания генезиса некоторых урановых месторождений в аллювиальных фациях, часто повторяющих контуры палеорусел [10].

Как известно, одной из основных задач АО «Казатомпром» является увеличение ресурсной базы урана и сопутствующих элементов за счет проведения поисковых и разведочных работ. В 2012 году по договору с ТОО «Институт высоких технологий» АО «Казатомпром» (ИВТ) была выполнена работа по выявлению перспективных урансодержащих районов с использованием инновационной космической технологии «МВТГМ» (метод видеотепловизионной генерализации Мухамедярова»).

В качестве «полигона для испытаний» семи необходимых условий генезиса урановых месторождений песчаникового типа и технологии «МВТГМ» ИВТ выбрал известное урановое месторождение песчаникового типа «Мынкудук Восточный» (рис.5).

Рис.5 Территория проведения поисковых работ в районе месторождения «Мынкудук Восточный».

Чтобы показать, как работает технология «МВТГМ», ИВТ был предложен вариант выявления урановых месторождений песчаникового типа (которых в Казахстане и в мире большинство) по принципу аналогий, суть которого заключается в том, что поиск урановых залежей на необследованной территории производится по уже известным признакам на основе выдвинутых автором семи необходимых условий генезиса урановых месторождений песчаникового типа.

На основании известных признаков была построена тепловая карта всех участков: где не было разведки; где была разведка; где идет добыча.

С учетом того, что итогам работы АО «Волковгеология» за 2008 год средняя глубина скважин при разведочном бурении – 498,5 метров, при технологическом – 487,6 метров (источник сайт АО «Волковгеология» смотри на странице сайта АО «Волковгеология» http://www.vg.kz/news/?id=15) поиски на уран по методу «МВТГМ» в районе месторождения «Мынкудук Восточный» на глубину до 500 метров:

от 0 до 100 метров с шагом 0,5 метра; до 200 метров через 1 метр; до 300 метров с шагом 1,5 метра и до 500 метров через 2,5 метра.

Для проверки выполнения необходимых условий генезиса уранового месторождения «песчаникового» типа мы расширили район поиска (обработали около 300 кв.км вместо 20 кв.км), захватив изученные рудоносные горизонты месторождения «Мынкудук» западнее заданного района (рис. 5).

Обработав космические тепловые снимки с аппарата Aster с пространственным разрешением $\delta т = 90$ м и с проникающей способностью $h_1 = 45$ м, исходный тепловой снимок – первый уровень № 1 по технологии МВТГМ получили горизонтальные срезы геологической среды на различные глубины от поверхности от нулевого слоя до 500 метров с различной ценой проникновения.

В данной статье приведены два из них:

Рис. 6. Горизонтальный срез на глубине проникновения 180 м.

Рис. 7. Горизонтальный срез на глубине проникновения 270 м.

Сравнивая исходные данные по рис. 5 и полученные срезы горизонтальных расположений рудоносных слоев можно прийти к согласию в 80% случаев пространственного положения уранового месторождения «Восточный Мынкудук», которые были изучены на основе многочисленных скважинных бурений.

Основная масса рудоносных слоев «Восточного Мынкудука» скорректирована с ложбинками-впадинками внутри большой «Чу-Сарысуйской» впадины юго-восточнее такыра «Ортасинырли», уровень которых относительно уровня моря составляет 250-256 метров, выполняются от второго по шестое из необходимых условий.

В то же время появляется новая информация, полученная на основе обработки космических снимков видимого и инфракрасного диапазонов по технологии МВТГМ:

– пространственное расположение известного уранового месторождения по горизонтальным срезам может значительно расшириться в сторону севера, где на расстоянии 6ч8 км севернее отчетливо повторяется коррелируется линия разрыва-разреза геологической среды аналогично изученному в центре (1 – северный участок – неизвестный, рис. 6, рис. 7);

– на южной границе в центре горизонтального среза появляется новый объект уранового месторождения в направлении на юг (3- южный участок – неизвестный, рис. 6, рис. 7);

– в восточном направлении известное месторождение разветвляется вначале на два рукава, а потом эти рукава еще на несколько.

Затем построено объемное изображение всех участков и проведено ранжирование территории по степени перспективности.

В результате работы показано, что метод «МВТГМ» работает на поиск урановых месторождений песчаникового типа и на выполняемость семи необходимых условий их генезиса. Это видно из сравнения рис. 6 и 7 с рис. 8, на котором изображена хорошо известная геологическая карта рудоносного горизонта месторождения «Мынкудук» по данным Н.Н. Петрова [11].

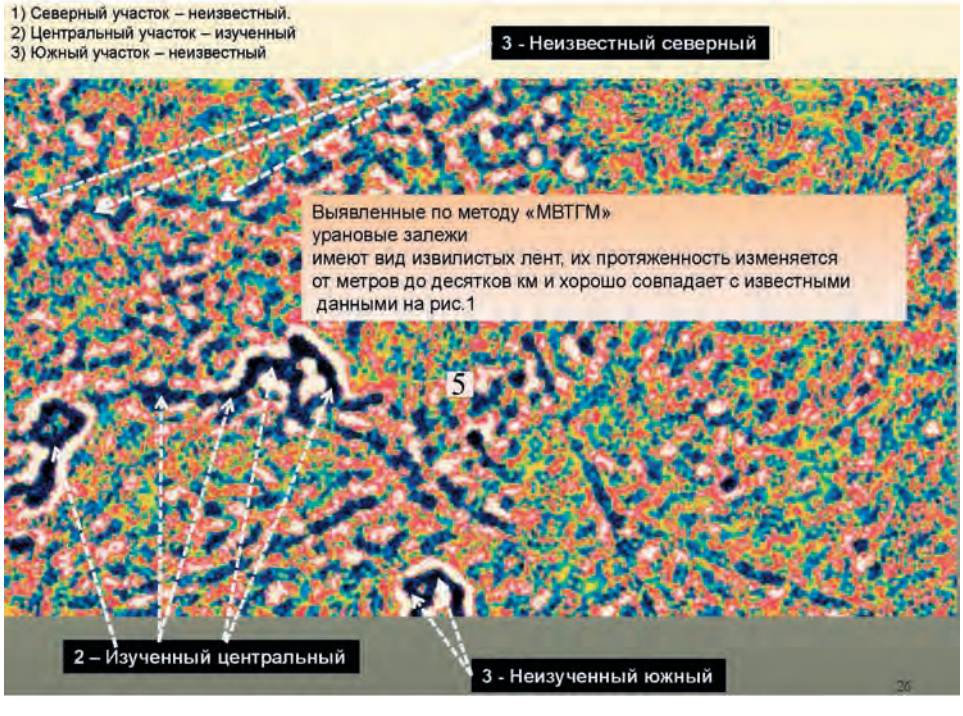


Рис. 6. Горизонтальный разрез на глубину 180 метров.

Как видно, прослеживается высокая сходимость данных по методу «МВТГМ» с хорошо известными данными Н.Н. Петрова на месторождении «Мынкудук».

Из семи необходимых условий генезиса урановых месторождений песчаникового типа пять первых аналогичны пяти необходимым условиям генезиса битумных месторождений, хотя имеются и отличия:

– отличие первое в том, что на периферии для урановых месторождений характерно наличие урана в горных породах; а для битумных месторождений – глубинные залежи нефти и газа;

– отличие второе в том, что в центре для урановых месторождений – впадина, в то время как для битумных месторождений – возвышенности в виде гряды увеличенной мощности песков и слабосцементированных песчаников;

– отличие третье в том, что для урановых месторождений зоны разломов – зоны проницаемости соединяют

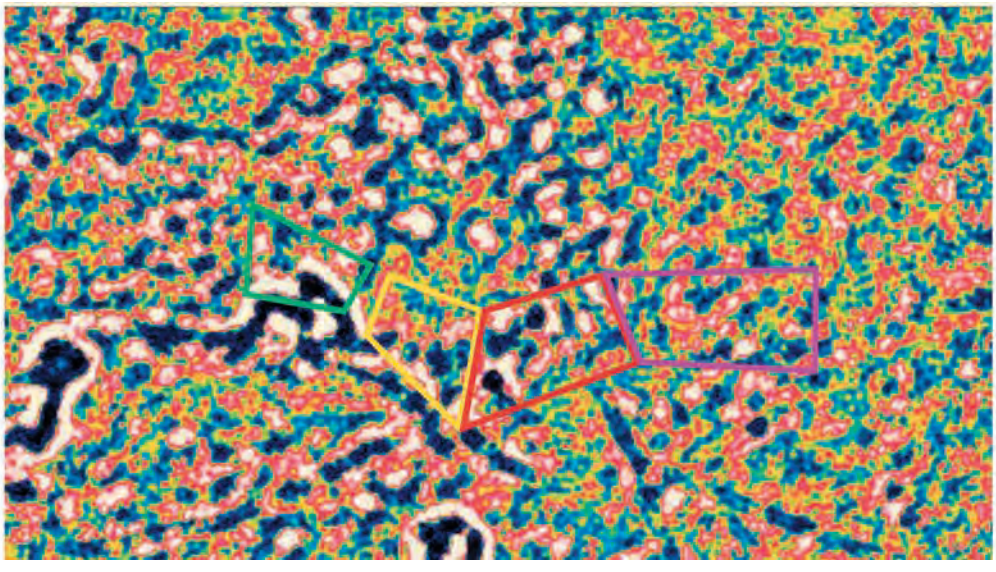


Рис. 7. Горизонтальный разрез на глубину 270 метров.

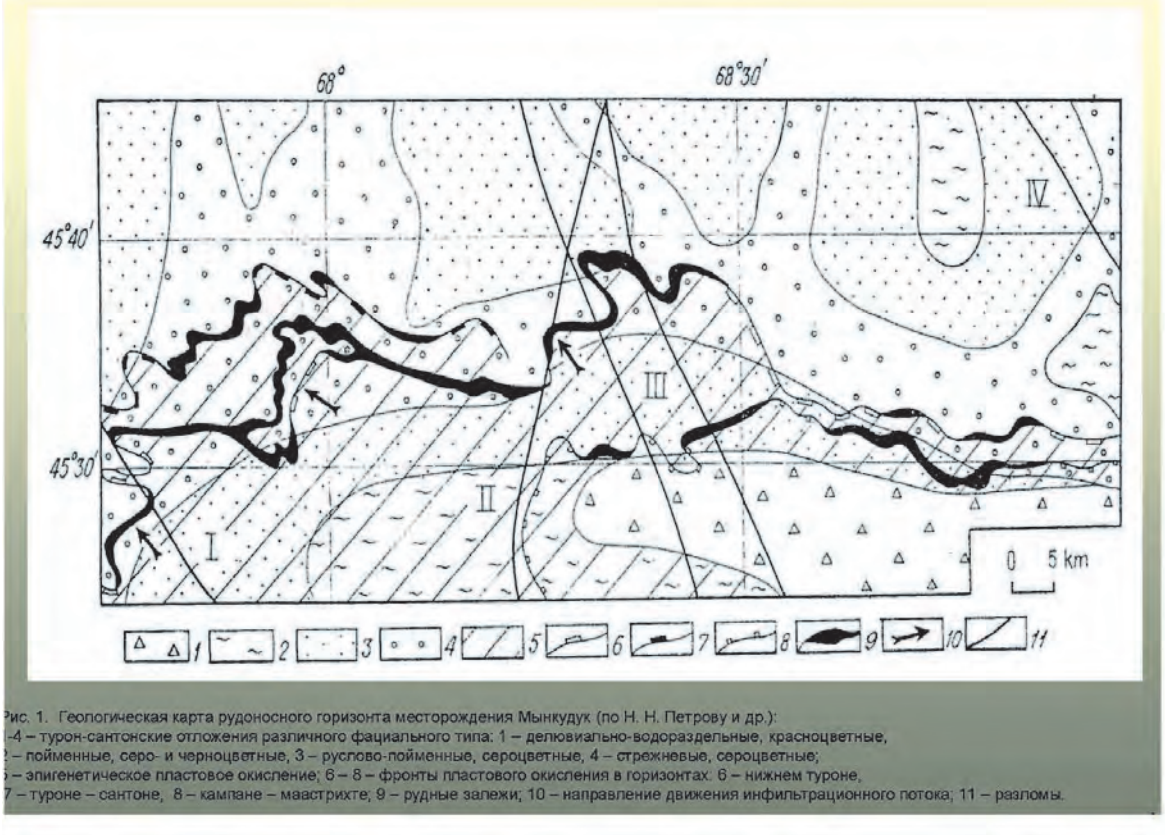


Рис. 8. Геологическая карта рудоносного горизонта месторождения «Мынкудук» по данным Н.Н. Петрова.

горные районы с впадиной, то есть сверху вниз, а для битумных месторождений – соединяют глубинные месторождения нефти и газа с коллекторами – возвышенными увеличениями мощности песков, то есть снизу вверх.

Совместное выполнение всех семи необходимых условий генезиса урановых месторождений песчаникового типа является достаточным условием для их поиска на исследуемой территории технологией МВТГМ.

В фундаментальной работе академика Надирова Н.К. [11] утверждается, что, по самой приблизительной оценке только в интервале глубин 0–120 м в 12 месторождениях Тюбкараганской и Беке-Башкудукской мегантиклиналей Мангышлака содержится не менее 500 млн тонн природного битума (5–6 млрд тонн нефтебитумных пород)

В программе дальнейших исследований под научным руководством академиков Надирова Н.К. и Мухамедярова Р.Д. по изучению Беке-Башкудукской зоны нефтегазонакоплений площадью около 1800 кв. км нарисована перспектива открытия новых залежей углеводородов в зоне с меловыми, юрскими и триасовыми отложениями, где уже в присводовой части в отложениях мела и юры открыты месторождения Дунга, Еспелисай и Жопаскан (рис. 9, 10).

Изучив связь между битумными месторождениями и этими месторождениями по технологии МВТГМ мож-

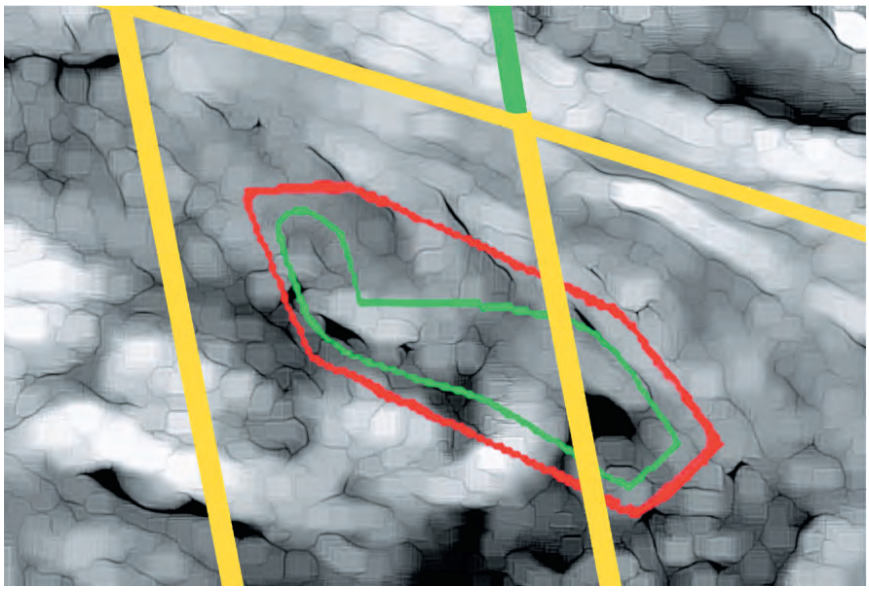


Рис. 9. Казахстан. Бек – Башкудукская мегантиклиналь, Чакырган – Бастанкумский прогиб, Тюбкараган – Каратауская мегантиклиналь. Блоково – разломная структура. Глубина проникновения – 157,5 м.

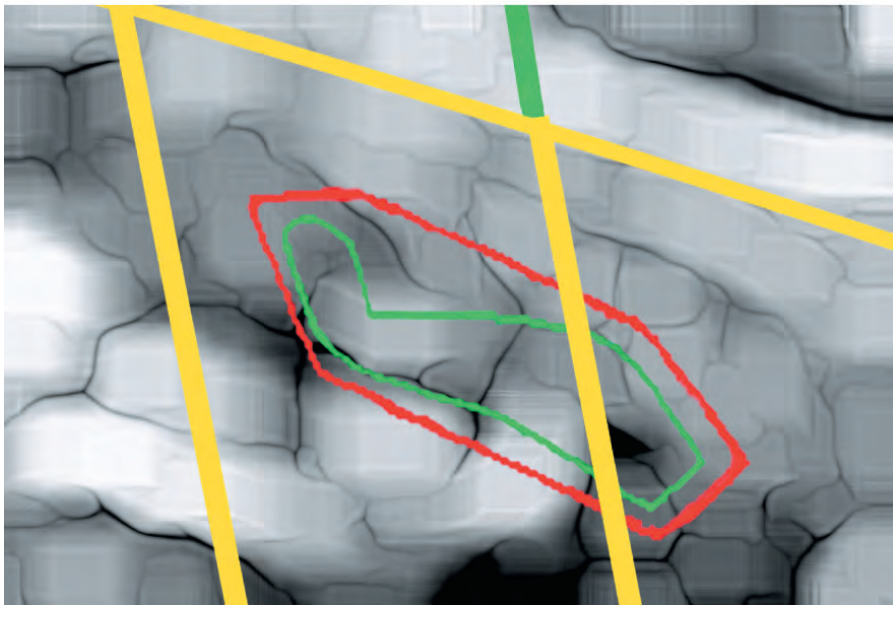


Рис. 10. Казахстан. Бек – Башкудукская мегантиклиналь, Чакырган – Бастанкумский прогиб, Тюбкараган – Каратауская мегантиклиналь. Блоково – разломная структура. Глубина проникновения – 502,5 м.

но увидеть возможность поиска новых месторождений углеводородного сырья, причем количество их может увеличиться в несколько раз и подтвердить гипотезу академика Надирова Н.К. о нахождении новых значительных месторождений углеводородного сырья в данном районе, а также поиска и обнаружения урановых месторождений во впадинах Мангышлака.

Умеренная степень проявления высокоамплитудных разломов, что достаточно быстро определяется по аэрокосмическим снимкам, обработанным по технологии МВТГМ, повышает вероятность формирования и сохранения глубинных залежей углеводородного сырья в пределах трещинно-разрывных зон района, так и неглубоких битумных месторождений почти на поверхности, а также корреляционную зависимость между подсолевыми и надсолевыми месторождениями углеводородного сырья.

Технология МВТГМ совместно с разработанными необходимыми условиями генезиса битумных месторождений и месторождений урана песчаникового типа позволяет ранжировать исследуемые территории по степени перспективности, открыв новые типы месторождений там, где их и не искали, подтвердив правильность комплексных исследований на примере ранее открытых месторождений, а также позволяет за один прием в сжатые сроки (4–5 месяцев) отснять, прозондировать и оконтурить огромные территории (10–20 тыс. кв. км и более) на глубину от 0 до 12 км и ниже с точностью от метров до десятков метров в зависимости от глубины проникновения.

Все это приводит к урезанию 80–90% контрактной площади для последующей разведки наземными методами, что в десятки раз сокращает расходы и сроки проведения геологической разведки.

Литература

1. *Мухамедяров Р.Д.* К использованию метода видеотепловизионной генерализации при поисках месторождений природного битума. Нефть и газ. – 2011. – № 2(62). – С. 51–59.

2. *Мухамедяров Р.Д., Дабаев А.И., Антипов С.М.* Выявление глубокозалегающих месторождений нефти, урана, подземных вод и твердых полезных ископаемых с использованием спутниковой георазведки «МВТГМ». Труды международного форума «Инженерное образование и наука в XXI веке: проблемы и перспективы», посвященного 80-летию КАЗНТУ имени К.И. Сатпаева 22–24 октября 2014 года. – Т. I. – С. 286–294.

3. *Бровин К.Г., Грабовников В.А., Шумилин М.В., Язиков В.Г.* Прогноз, поиски, разведка и промышленная оценка месторождений урана для обработки подземным выщелачиванием. – Алматы: Гылым. – 1997. – 384 с.

4. *Мухамедяров Р.Д.* Теория и разработка оптико-электронных систем с симметричным входом. Докторская диссертация, ГОИ им. Вавилова С.И. – Санкт-Петербург, 1991.

5. *Мухамедяров Р.Д.* Аэрокосмический мониторинг, методология и инструментальное обеспечение. Наука и техника в газовой промышленности. – 2000. – № 2. – С. 89–93.

6. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации и его аэрокосмическое аппаратурное оснащение. Интервал. – Самара, 2002. – № 9(44). – С. 59–62.

7. *Мухамедяров Р.Д.* Метод видеотепловизионной генерализации аэрокосмических съемок для решения фундаментальной геофизической задачи построения геоструктуры Земли в глубины от десятков метров до 120 км. Перспективные направления и механизмы региональной интеграции стран ЕврАзЭС (круглый стол Евразийского Банка Развития), сборник докладов. – Москва, 15–16 мая 2008 г. – С. 27–33.

8. *Мухамедяров Р.Д., Дабаев А.И., Туманов В.Р.* Метод видеотепловизионной генерализации и его геолого-геофизическое значение. Нефть и газ. – 2011. – № 2(62). – С. 39–48.

9. *Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Сухов К.А., Либерман В.Б.* Новый подход в наращивании ресурсной базы сверхвязкихнефтей на основе использования материалов глубокого бурения и опыт промышленной разработки залежей шешминского горизонта. Материалы Международной научно-практической конференции «Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений». – Казань, 5–7 сентября 2012 г. – С. 30–34.

10. *Лаверов Н.П., Смилкстын А.О., Шумилин М.В.,* Зарубежные месторождения урана. – М., Недра, 1983. – 320 с.

11. *Надиров Н.К.* Высоковязкие нефти и природные битумы. В 5 т. – Алматы: Гылым. – 1997. – 384 с.

РОЛЬ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ СЛАНЦЕНОСНОЙ ТОЛЩИ СРЕДНЕВОЛЖСКОГО ПОДЪЯРУСА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

В. С. Илясов[1], В. Н. Староверов[2]

[1]ООО «НьюТекСервисез», г. Москва; vilyasov@nt-serv. com

[2]АО «Нижневолжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» г. Саратов; staroverovvn@gmail. com

В соответствии с современными представлениями существуют две модели формирования битуминозных горизонтов в разрезах верхней юры и нижнего мела: модель продуктивности и модель сохранения. В одной из них (Гаврилов и др.) ведущая роль отводится массовому накоплению органического материала морского и континентального происхождения. Согласно второй модели объем органического вещества, поступавшего в бассейн седиментации, не превышал фоновых значений. Однако в условиях аноксидных обстановок практически весь органический материал переходил в ископаемое состояние. Изучение литологических особенностей состава сланценосной толщи средневолжского подъяруса на юго-востоке Волго-Уральской антеклизы показало, что формирование высоких концентраций $C_{орг.}$ происходило в специфических условиях, присущих рассматриваемому бассейну.

Изучаемый объект представляет собой Волжский сланценосный бассейн, расположенный в юго-восточной части Русской платформы (рис. 1). Он охватывает значительную часть Волго-Уральской и небольшой фрагмент Прикаспийской нефтегазовых провинций. Суммарная площадь распространения сланценосных отложений верхней юры составляет десятки тысяч квадратных километров.

В стратиграфическом отношении сланценосная толща приурочена к отложениям среднего подъяруса волжского яруса и содержит в своем составе до 10 пластов горючих сланцев мощностью от 0,1 до 4 метров. Многие из пластов горючих сланцев имеют сложное строение и разбиты на пачки. Глубина залегания сланценосной толщи варьирует от первых метров до 150 м, мощность ее колеблется от 6 до 100 метров.

В качестве основы проведенных исследований послужили данные о составе и строении разрезов шести месторождений горючих сланцев: Коцебинского, Кашпир-Хвалынской площади, Перелюбского, Озинковского, Орловского и Савельевского. На основании изучения керна и образцов из естественных обнажений было выделено 13 литотипов: 1) песчаники с конкрециями желваковых фосфоритов; 2) глины известковые кокколитовые; 3) глины известковые кокколитовые алевритовые и алевритистые; 4) глины бескарбонатные и слабо известковистые, в различной степени алевритистые; 5) глины сапропелевые; 6) горючие сланцы «бедные»; 7) горючие сланцы «богатые» коллоальгинитовые известковисто-глинистые; 8) горючие сланцы «богатые» коллоальгинитовые известковистые; 9) алевролиты бескарбонатные и слабоизвестковистые; 10) алевролиты известковые; 11) известняки алевритистые; 12) известняки мелкокристаллические; 13) песчаник глауконитовый, известковистый. Разрез каждого месторождения отличается индивидуальными особенностями чередования литотипов.

Главной особенностью всех шести разрезов является их ритмичное строение. В строении всей толщи в целом могут быть выделены циклиты нескольких масштабов в зависимости от мощности и длительности формирования. ***К макроциклитам*** относятся пачки с пластами горючих сланцев, количество которых (максимальное 9, минимальное 3) меняется от месторождения к месторождению. Они прослежены (Гаврилов и др.) на Восточно-Европейской платформе далеко за пределами изученной территории. ***Мезоциклиты*** состоят из чередования нескольких (от 1 до 4) литотипов, мощностью от 0,9 до 4 м, и осложняют строение макроциклитов. ***Микроциклиты*** характеризуются наиболее простым строением: как правило, они образованы чередованием «слойков» с различным соотношением глинистого и органогенного материала. Их толщина варьирует от долей мм до 20–30 мм.

На схеме распределения литотипов (рис. 2) видно, что ритмично построенные слоевые ассоциации были прослежены на всей изученной территории. Установлено, что распространены слоевые ассоциации двух типов: симметричные циклиты, которые образованы в результате непрерывного процесса осадконакопления; асимметричные ассоциации, в основании которых наблюдаются межслоевые диастемы. Эти типы редко выдержаны в пределах всех изученных месторождений, чаще образуют сложные сочетания, что обусловлено влиянием нескольких факторов на процесс седиментации.

Самым распространенным мезоциклитом, относящимся к кровельной части изученных разрезов, является слоевая ассоциация, состоящая из двух литотипов: горючего сланца «бедного» и глины известковой кокколитовой. Они участвуют в строении разрезов на Озинковском, Савельевском месторождениях, а также на Кашпир-Хвалынской площади. Схожие мезоциклиты выделяются и на Коцебинском и Перелюбском месторождениях, однако, с некоторыми изменениями в строении. В пределах последних наблюдается более сложное строение, отражающее последовательную смену условий осадконакоплений, без резких переходов. Это выражено как в границах перехода пород, так и в последовательной смене литотипов: переход от горючего сланца к глинам сапропелевым и далее к глинам известковым. Также выделяется мезоциклит, включающий в себя горючий сланец «бедный» и глину сапропелевую. Он отмечается на четырех месторождениях: Озинковском, Кашпир-Хвалынской площади, Перелюбском и Коцебинском. Мезоциклиты, включающие в себя алевролиты, определяются только в восточной части на двух месторождениях: Перелюбском и Коцебинском. Мезоциклиты, включающие в себя карбонатные отложения (известняки), помимо восточной части бассейна (Коцебинское и Перелюбское месторождения) охватывают также

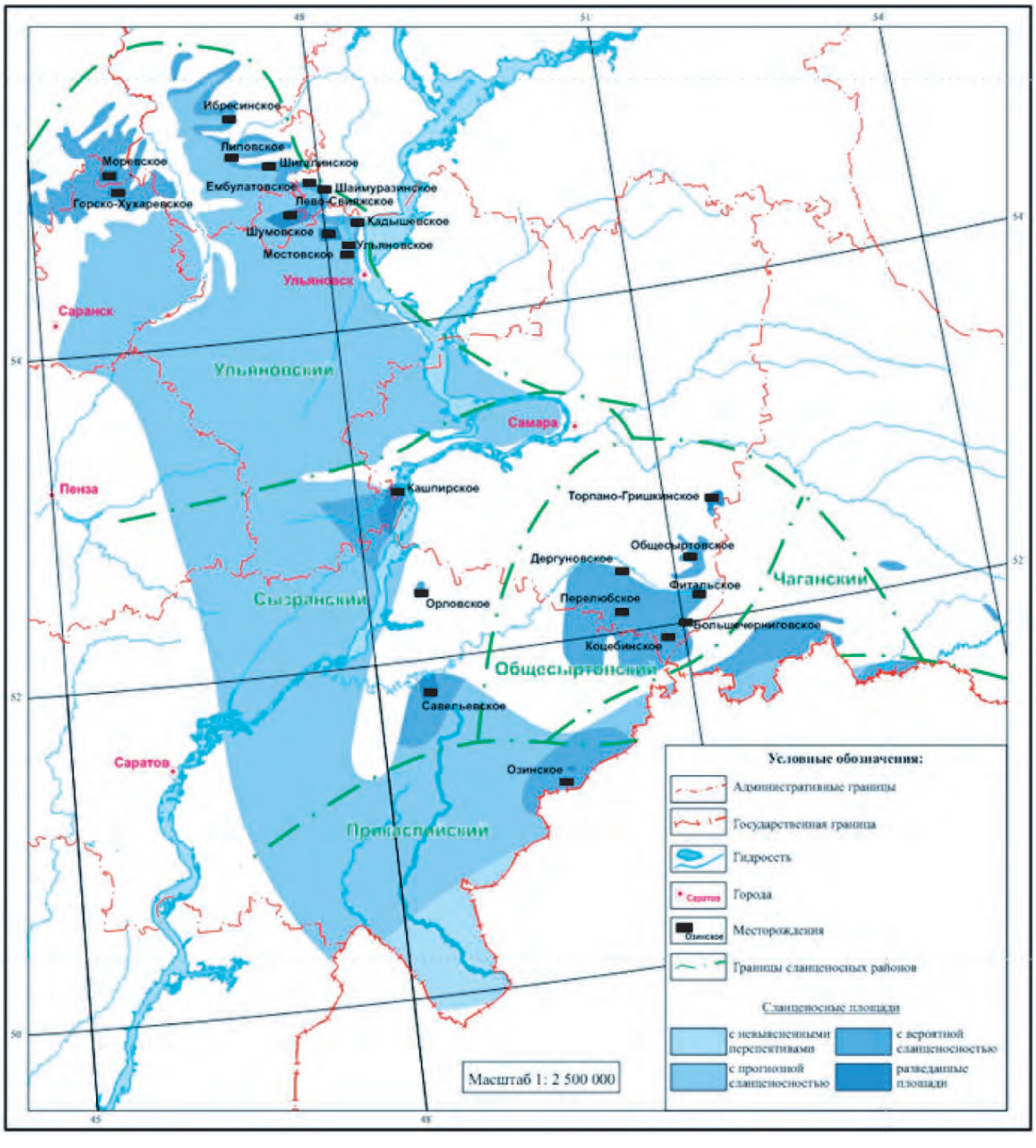


Рис. 1. Схематическая карта Волжского сланценосного бассейна.

и юго-западную часть (Савельевское месторождение), а мезоциклиты с фосфоритовым горизонтом выделяются на 4 месторождениях: Орловском, Савельевском, Коцебинском и Перелюбском.

При исследовании циклически построенных разрезов очень важно уделять особое внимание характеру переходов от одного элементарного циклита к другому и анализировать изменения в поведении компонентов, образующих слоевые ассоциации. Для решения этой задачи в изученных разрезах были охарактеризованы закономерности изменения вещества в числе литотипов, наиболее часто слагающих последовательности мезомасштабных вариаций. В ряду «глины известковистые кокколитовые – глины сапропелевые слабо алевритистые – горючие сланцы низкокалорийные глинисто-алевро-известковистые – горючие сланцы высококалорийные известково-глинистые». Установлено, что главными компонентами, реагирующими на периодические изменения условий осадконакопления, являются состав и тип распределения глинисто-карбонатного вещества, состав ориктоценозов (в том числе видовое разнообразие и численный баланс фораминифер) и ОВ растительного происхождения.

Содержание *глинистого вещества* постепенно снижается в указанном ряду и из породообразующего компонента постепенно превращается во второстепенный. При этом в минеральном составе глин происходят следую-

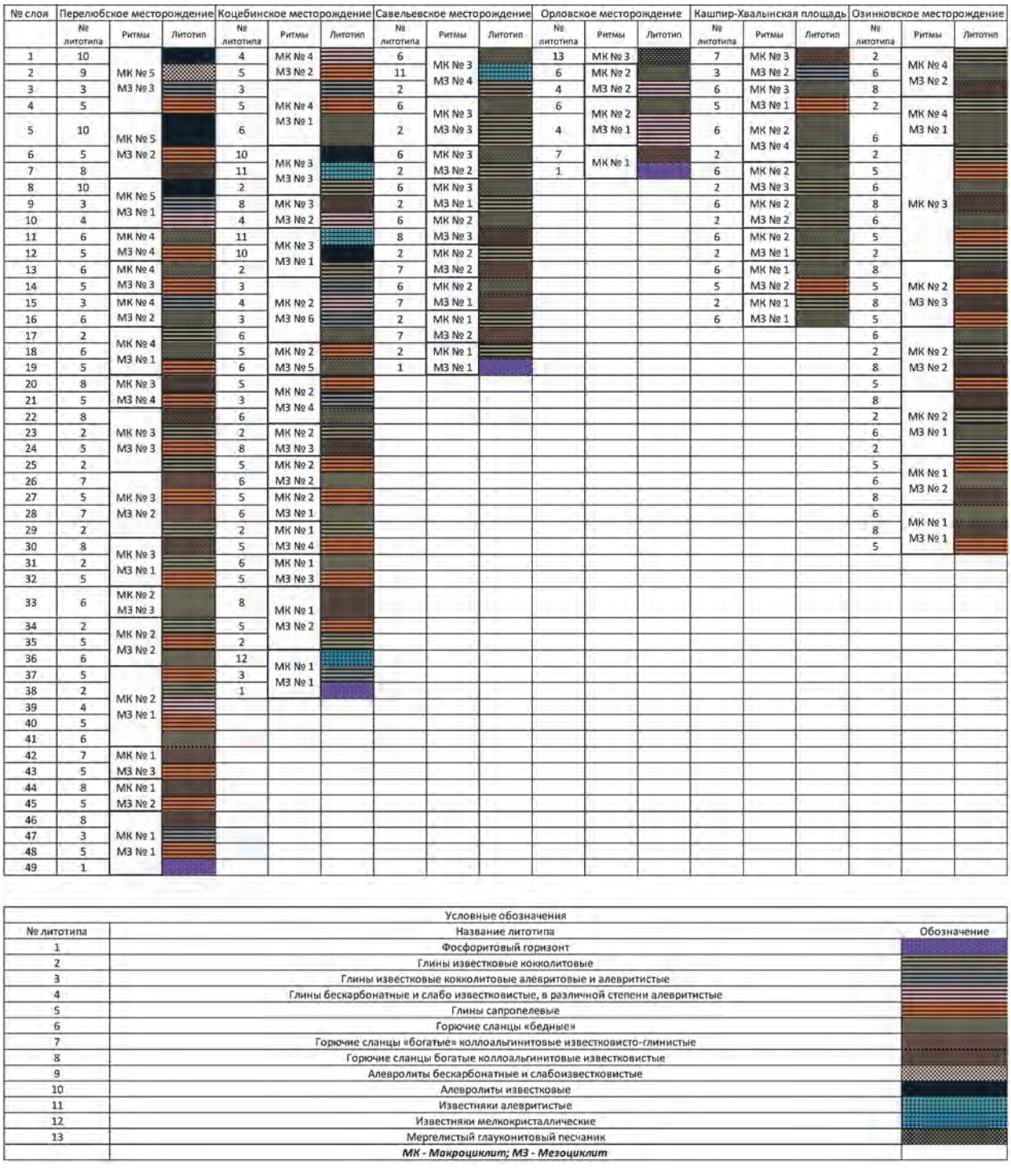


Рис. 2. Схема распределения литотипов в Волжском сланценосном бассейне.

щие трансформации: пелитовая фракция в глинах известковистых кокколитовых характеризуется смектитовым минеральным составом, а в качестве примесей отмечены иллит и хлорит. В минеральном составе сапропелевых глин доминируют смешанно-слойные образования иллита и смектита, подчиненное значение занимают хлорит и иллит, в незначительных количествах появляется каолинит. В горючих сланцах глинистый компонент характеризуется смектит-иллитовой минеральной ассоциацией с примесью смешанно-слойных образований. Отмеченные изменения минерального состава, вероятно, обусловлены диагенетическими процессами. На это указывает широкое представительство смешанно-слойных компонентов типа смектит – иллит. Повышенные содержания смектитов, в том числе с Na+ катионом в составе, связываются с пепловым материалом, наличие которого доказывается зернами вулканического стекла в алевритовой фракции.

Изменения в *составе ориктоценозов* разнообразны в количественном и качественном отношении. Наибольшее разнообразие отмечается в известковистых кокколитовых глинах. В комплексах макрофауны широко представлены двустворчатые моллюски различных размеров, в качестве второстепенных представителей отмечены фрагменты головоногих (Кулева и др., 2004). Характерны очень богатые комплексы фораминифер с максимальным

количеством (свыше 50) видов. Фораминиферовое число в различных образцах варьируется в пределах от 500 ед. до 9 тысяч. Примечательно, что подавляющее доминирование фораминифер с аглютинированным скелетом, значительно реже фиксируется с секреционными формами. Тафономический состав макрофауны существенно обедняется в сапропелевых глинах, ориктоценозы состоят из единичных крупных раковин гастропод, двустворчатых моллюсков и аммоноидей. Вдвое (до 25) сокращается видовое представительство фораминифер, а фораминиферовое число колеблется в пределах от 150 до 500 единиц. По сравнению с известковистыми глинами из комплексов исчезают крупные аглютинированные формы. Картина еще более меняется в горючих сланцах, для которых характерны очень немногочисленные находки макрофауны и дискретный характер их распределения. Среди них установлены (Кулева и др.) только мелкие гастроподы и двустворчатые моллюски. Происходит дальнейшее сокращение представительства бентосных фораминифер, и фораминиферовое число не превышает 200.

Не менее контрастные изменения в анализируемом литологическом ряду претерпевают количество и состав *ОВ растительного генезиса.* В известковых глинах преобладает известковый нанопланктон, содержание которого в пелитовой фракции составляет 30–35%, в виде несущественной примеси отмечается сапропелевое вещество. Сапропелевые глины отличаются появлением альгинита и окисленного сапроколлинита (Букина, 2013), принципиально важным является наличие углефицированных растительных остатков континентального происхождения. В горючих сланцах все органическое вещество не окислено, представлено альгинитом, который концентрируется в виде многочисленных микролинз. Кроме альгинита присутствуют незначительные количества остатков сине-зеленых водорослей и коккосфер. «Бедные» разновидности горючих сланцев отличаются различной степенью окисления альгинита и трансформации его в сапроколлинит.

Рассмотрение циклически построенных слоевых ассоциаций показало, что наиболее существенные изменения в составе и количестве породообразующих компонентов характерны для биогенной составляющей, поведение минеральных компонентов более стабильно. Причины изменений, по всей видимости, кроются в геохимических условиях осадконакопления в придонном слое морского бассейна. В настоящее время нет всеобъемлющей классификации литоциклитов по их генезису. Это объясняется сложностью проблемы и большим количеством факторов, влияющих на процесс осадконакопления. Предыдущими исследователями установлено (Букина, 2008; Щепетова 2011), что при формировании основных макроциклитов в породах средневолжского подъяруса органическое вещество является автохтонным. Следовательно, колебания в содержании ОВ и высокие концентрации $C_{орг}$ должны быть обусловлены различной интенсивностью биопродуктивности бассейна, а также связаны со степенью сохранности органических компонентов растительного происхождения.

Таким образом, предполагается, что в формировании пород Волжского сланценосного бассейна основную роль играла модель продуктивности, в соответствии с которой весь рассматриваемый временной интервал характеризовался высокими темпами генерации ОВ. Однако она, в свою очередь, контролировалась условиями сохранности биогенного материала растительного происхождения. В частности, положением границы H_2S/O_2 в придонном слое.

Литература

1. *Букина Т. Ф.* Седиментогенез и ранний литогенез верхнеюрских сланценосных отложений центральной части Волжского бассейна; под ред. Яночкиной З. А. – Саратов: Изд-во Сарат. ун-та, 2013. – 128 с.: ил.

2. *Гаврилов Ю. О., Щепетова Е. В., Рогов М. А., Щебрина Е. А.* Седиментология, геохимия и биота Волжских углеродистых отложений средней части среднерусского моря (Костромская область) // Литология и полезные ископаемые № 4. – Москва, Геологический институт РАН, 2008. – С. 396–424.

3. *Кулева Г. В., Яночкина З. А., Букина Т. Ф., Иванов А. В., Барышникова В. Н., Троицкая Е. А., Еремин В. Н.* Разрез верхнеюрских сланценосных отложений волжского бассейна (зона Dorsoplanitespanderi); под ред. Яночкиной З. А., Иванова А. В. – Саратов: Изд-во «Научная книга», 2004. – 110 с. (Тр. НИИГео СГУ им. Н. Г. Чернышевского. Новая серия. Т. XVII).

4. *Щепетова М. А.* Седиментология и геохимия углеродистых толщ верхней юры и нижнего мела Русской плиты: автореф. дис. ... канд. Специальность 25.00.06 – литология / Российская академия наук, Геологический институт РАН. – М., 2011. – 33 с.

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ «СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ»

Л. М. Ситдикова Л. М., В. Г. Изотов, Л. Н. Бружес

Казанский федеральный университет, sitdikova8432@mail. ru

Наблюдается снижение добычи нефти в основных нефтегазоносных районах. Большое значение начинает приобретать проблема углеводородоносности глубоких горизонтов. Возникает необходимость детального изучения коллекторов, определения литолого-минералогических факторов, которые необходимо учитывать в процессе разработки месторождений, а также при моделировании методов увеличения нефтеотдачи коллекторов. К ряду таких объектов можно отнести «сложные коллектора» больших глубин – юрские отложения Тевлинско-Русскинского месторождения.

Нами были проведены исследования по изучению особенностей строения юрского горизонта Тевлинско-Русскинского месторождения, которые характеризуются высокой фациальной неоднородностью [1]. По типу месторождение относится к типу «сложных коллекторов» больших глубин. Часто залегание месторождения не контролируется структурными факторами [2].

Фильтрационные свойства пород-коллекторов месторождения зависят от изменения литологического состава пород. Породы-коллекторы Тевлинско-Русскинского месторождения формировались в различных фациальных условиях. Морфометрические характеристики структуры пустотно-порового пространства зависят как от типа пород, его литолого-минералогических особенностей, так и вторичных процессов, происходящих в более поздние этапы эволюции пород, влияющих на фильтрационно-емкостные свойства пород.

При создании геолого-петрофизических моделей месторождения необходимо изучать условия формирования пород, закономерности строения коллектора с детальной характеристикой минерального состава, глинистого вещества пород, структуры пустотно-порового пространства, а также вторичных процессов. Комплексный анализ вещества пород-коллекторов позволит выявить неоднородность строения пластов, перспективные зоны с улучшенными коллекторскими свойствами с целью рекомендаций методов повышения нефтеотдачи для конкретных участков юрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения.

В юрских отложениях Тевлинско-Русскинского месторождения выделяются: горелая, тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты. Само месторождение локализовано в пределах восточной части Когалымской вершины на северо-востоке Сургутского свода [1].

Породы, слагающие верхнеюрский горизонт ($Ю_1$) представлены следующими литотипами: песчаники, песчаники алевритовые, песчаные алевролиты, алевролиты и глинистые алевролиты. Распределение ведущих литотипов верхнеюрского горизонта месторождения зависят от их принадлежности к определенным фациальным зонам.

По соотношению минералов обломочной части песчаники и алевролиты верхнеюрского горизонта полимиктовые, сложены кварцем, полевыми шпатами, обломками пород и биотитом. Изученные породы верхнеюрского горизонта отличаются по минеральному составу, характеру и структурным особенностям распределения цементной массы.

Неоднородность строения верхнеюрского горизонта определяет и различное содержание, и состав глинистого цемента. В зонах с повышенными коллекторскими свойствами содержание цементной массы в породах варьирует от 2 до 18%, чаще всего порового типа. Базальный тип цементации наиболее типичен для плотных пород, где процентное содержание цементной массы может достигать 25-35%.

В составе цементной массы пород существенную роль играют тонкодисперсные минералы: кварц и полевые шпаты, обломки пород, а также карбонатная составляющая, представленная кальцитом, реже доломитом и сидеритом. В отдельных интервалах пород кальцит может образовать поровый или базальный тип цементации, который оказывает существенное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород.

В стадию катагенеза в породах верхнеюрских отложений происходят структурно-текстурные преобразования, выражающиеся в процессах уплотнения пород с перестройкой пустотно-порового пространства. Уплотнение пород начинается в начальные этапы катагенеза с перегруппировкой отдельных минералов (полевого шпата, кварца, слюд и др.). В процессе уплотнения пород происходят деформации чешуйчатых и пластинчатых минералов, в частности, биотита.

Другим типичным процессом катагенетических преобразований пород являются процессы регенерации кварцевых зерен с появлением регенерационных каемок [3]. Регенерация кварцевых зерен приводит к образованию сростков зерен кварца или так называемых кластеров. В кластеризованных участках пород сростки зерен кварца могут быть представлены несколькими зернами (до 3–5 зерен, иногда и более 5). Процессы регенерации кварца приводят к изменению морфологии пустотного пространства, что естественно сказывается параметрах ФЕС [4].

Выводы

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что породы горизонта $Ю_1$ прошли сложную эволюцию на стадиях седиментогенеза, диагенеза и катагенеза, отразившуюся на минералогическом составе пород, и в первую очередь на строении цементно-поровой массы, что и предопределило их фильтрационно-емкостные свойства

как пород-коллекторов. Породы верхнеюрского горизонта на исследованных месторождениях представлены песчаниками, алевритовыми песчаниками, песчаными алевролитами, алевролитами и глинистыми алевролиты.

Преобладающим глинистым минералом цемента является каолинит, который представлен в виде чешуйчатых агрегатов и является поздним катагенетическим минералом. В состав тонкодисперсной составляющей пород верхнеюрского нефтеносного комплекса входят: хлорит, каолинит, иллит и смешаннослойные минералы типа иллит-смектит с различным соотношением иллитовых и смектитовых пакетов.

Детальные исследования Тевлинско-Русскинского месторождения свидетельствуют, что в пределах месторождения наблюдается существенная эволюция соотношений глинистых минералов цементной массы. Это позволило выделить в пределах месторождения отдельные блоки (зоны) пород, характеризующиеся преобладающим типом ассоциаций глинистых минералов цемента и различными типами пустотного пространства. Установлена определенная зависимость для каждого из выделенных блоков динамика фильтрационно-емкостных свойств.

Вышеперечисленные литолого-минералогические факторы необходимо учитывать в процессе моделирования «сложно построенных коллекторов», что позволит выявить неоднородность строения пластов, выделить перспективные зоны с повышенными коллекторскими свойствами, а также рекомендовать адресное применение различных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) верхнеюрских отложений Тевлинско-Русскинского месторождения.

Литература

1. *Бружес Л. Н., Изотов В. Г., Ситдикова Л. М.* Литолого-фациальные условия формирования горизонта $Ю_1$ Тевлинско-Русскинского месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Георесурсы. – 2010. – № 2(34). – С. 6–9.

2. *Sitdikova L. M., Izotov V. G., Sitdikova E. R., Izotov P. V.* Structure features of void space of hydrocarbon reservoirs of Upper-jurassic oil-producing complex of Middle-Ob group of Fields (Western Siberia) / Earth Science Frontiers. Vol. 17, Special Issue, Aug. 2010. P. 382–383. ISSN 1005-2321/CN 11-3370/P.

3. *Изотов В. Г.* Регенерационные коллекторы Ромашкинского месторождения / Георесурсы. – 2005. – № 1(16). – С. 27–30.

4. *Изотов В. Г., Ситдикова Л. М., Бружес Л. Н., Талипов И. Ф.* Особенности структуры пустотного пространства коллекторов УВ юрского нефтеносного комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения в связи с проблемой его разработки / Георесурсы. – Казань. – 2012. – № 1(43). – С. 6–10.

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

В.А. Трофимов[1], Е.Ю. Горюнов[2]

[1]АО «ВНИИГеофизика», vatgeo@yandex.ru

[2]РГГРУ

Проблема поисков углеводородов в глубокозалегающих горизонтах важна для многих регионов страны, но особенно она актуальна для укрепления сырьевой базы «старых» нефтегазодобывающих провинций, в том числе для Волго-Уральской. Эта проблема не нова и надо отдать должное руководителям геологических служб крупных нефтегазодобывающих предприятий и государственных органов за то, что полвека назад, когда вопрос с укреплением сырьевой базы столь остро еще не стоял, они уже тогда организовали на территории этой провинции изучение строения и перспектив нефтегазоносности рифей-вендского комплекса и кристаллического фундамента. Однако, несмотря на многолетние, хотя и не всегда активные, усилия, эта проблема до сих пор не нашла своего решения.

Так, рифей-вендский комплекс востока Русской плиты несомненно перспективен в нефтегазоносном отношении, свидетельством чему являются известные нефтепроявления и залежи на территории Пермской области, Удмуртии и, конечно, Ольховское месторождение в Оренбургской области [1, 2 и др.]. Однако искать нефть в этом комплексе, несмотря на эти открытия, мы пока не научились.

Хуже обстоит дело с поисками углеводородов в кристаллическом фундаменте. В Татарстане, в единственном, по сути, регионе Европейской части Российской Федерации, где серьезно решалась эта проблема [3 и др.] и где со значительным вскрытием архейско-нижнепротерозойского комплекса пробурено более трех десятков скважин, по которым получена богатейшая информация, работа до конца не доведена. В Западной Сибири положение лучше: в доюрских комплексах здесь открыто 51 месторождение углеводородов [4]. Но открытия эти в значительной мере произошли случайно. Все это говорит о необходимости разработки новых подходов к прогнозированию и локализации перспективных объектов в низах осадочного чехла и в верхней части фундамента.

Глубинной сейсморазведкой МОГТ, проведенной по региональным профилям в ряде нефтяных районов, получены новые данные о строении земной коры, что позволило обосновать инновационные подходы к решению этих задач. Так, на геотраверсе «Татсейс», который пересек практически всю Волго-Уральскую провинцию, достаточно убедительно была показана связь глубинного строения земной коры со строением и нефтеносностью осадочного чехла [5]. Под крупными нефтяными скоплениями наблюдались наклонные отражатели, отображающие зоны раз-

ломов, рассекающих всю земную кору и в ряде случаев входящих в верхнюю мантию. В верхней части фундамента и в осадочном чехле крутизна этих разломов увеличивалась, они становились субвертикальными и выделялись на сейсмических временных разрезах по традиционным признакам. По таким разломам (или их частям), названным нами нефтеподводящими каналами [6], глубинные углеводородные флюиды поступают в ловушки.

Полученные фактические материалы по строению земной коры нефтегазоносных территорий позволили наметить новые критерии оценки перспектив нефтегазоносности крупных тектонических элементов, небольших участков и локальных объектов, а также целенаправленно оценивать перспективы глубокозалегающих горизонтов. Рассмотрим на конкретных примерах, как могут быть оптимизированы поиски нефти в глубокозалегающих горизонтах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

1. Рифей-вендский комплекс

Выявленная ранее связь нефтеносности и особенностей строения палеозойского осадочного чехла с глубинным строением земной коры позволяет по-иному подойти и к оценке перспектив рифей-вендского комплекса, и к методике нефтепоисковых работ на глубокозалегающие горизонты, а также оптимизировать поисковые работы на горизонты палеозоя на территориях, где развит этот комплекс. Одной из характерных черт глубинного строения нефтегазоносных территорий является наличие интенсивных наклонных отражателей, рассекающих всю земную кору и отображающих нефтеподводящие каналы. В соответствии с разрабатываемой нами концепцией нефтяные месторождения формируются путем восходящей миграции глубинных углеводородных флюидов по таким каналам в различного рода ловушки. Эти каналы, вместе с региональными покрышками в отложениях палеозоя обусловили практически площадной характер нефтеносности Южно-Татарского свода и его обрамления. К востоку от Южно-Татарского свода, где развит рифей-вендский комплекс, уже в пределах Раевско-Фоминовской ступени, и особенно далее, степень и характер нефтеносности горизонтов палеозоя резко меняется: во-первых, она становится заметно меньше и, во-вторых, меняется с изометрично-площадной на линейный.

Получение композитного сейсмического разреза, объединившего геотраверс «Татсейс» и часть регионального профиля 8 (Башкортостан), позволило под иным ракурсом взглянуть на характер размещения нефтяных месторождений в палеозое, на перспективы нефтегазоносности рифей-вендского комплекса, а также верхней части кристаллического фундамента. Анализ этого разреза вместе с данными нефтегеологического районирования позволил установить следующие факты:

1) Наличие на сейсмическом разрезе (интервал 500–660 км, t_o = 1–5 с) очень интенсивных отражений, связанных с рифей-вендским комплексом.

2) Смену характера и степени нефтеносности палеозойского осадочного чехла в районе развития рифей-вендского комплекса (по сравнению с распложенным западнее Южно-Татарским сводом).

3) Подход к подошве рифейского комплекса глубинных наклонных отражателей, что говорит о перспективности территории.

4) Наличие субвертикальных зон интенсивной нарушенности рифей-вендских отложений; приуроченность к этим зонам известных линейных дислокаций по горизонтам палеозоя и нефтяных месторождений.

Отсюда можно сделать вполне обоснованное предположение о том, что рифей-вендские отложения могут играть роль мощного экрана на пути глубинных углеводородных флюидов. Вероятнее всего, нефть следует искать под этим экраном – преимущественно в нижней части рифея или в верхней части фундамента

Упоминавшиеся выше линейные по горизонтам палеозоя зоны и пространственно приуроченные к ним нефтяные месторождения расположены над зонами деструкции этого экрана, где его изолирующие свойства были нарушены. Отсюда следует второй важный вывод: по горизонтам палеозоя более перспективны в нефтегазопоисковом отношении ловушки, расположенные над субвертикальными нарушенными зонами рифей-вендских отложений.

Рекомендуется использовать высказанное предположение в качестве рабочей гипотезы поисков нефти в рифейских отложениях, а также в подстилающей толще фундамента. В этой связи представляется целесообразным провести переобработку и переинтерпретацию с изложенных выше позиций, данных сейсморазведки на известных месторождениях и залежах в додевонских комплексах и по скважинам, вскрывшим эти отложения, но залежей углеводородов не выявивших. Следующим этапом могло бы стать выполнение в небольшом объеме глубинной сейсморазведки МОГТ по региональным профилям, а затем – бурение специальной параметрической скважины. Такой комплекс и последовательность исследований оптимальным образом (и в научно-методическом, и в финансовом аспектах) способствовали бы решению проблемы нефтегазоносности рифей-вендских отложений.

В качестве примера эффективности переобработки для выявления перспективных объектов в додевонской толще, приводятся результаты по Восточно-Оренбургскому нефтегеологическому району, где в нижней части рифея выявлены высокоамплитудные перспективные объекты значительных размеров.

Несомненна целесообразность дальнейшего изучения рифей-вендского комплекса в районе известных нефтепроявлений. Решение поставленной задачи актуально для многих районов Русской плиты, где развиты додевонские осадочные комплексы. В будущем имеет смысл подойти с этих позиций к оценке перспектив Московской и Мезенской синеклиз.

2. Кристаллический фундамент

Анализ мирового опыта открытий показывает, что высокие перспективы могут быть связаны с породами

фундамента. На сегодняшний день в разных регионах мира в фундаменте насчитываются несколько сотен промышленных скоплений углеводородов, суммарные запасы которых достигают 15% мировых доказанных запасов, 39 из открытых месторождений – уникальные и крупные [7]. В целом же количество промышленных скоплений углеводородов в магматических и метаморфических породах однозначно свидетельствует в пользу того, что в старых нефтегазоносных провинциях кристаллический фундамент должен рассматриваться как самостоятельное приоритетное направление поисков нефти и газа.

Внутреннее строение докембрийского фундамента Волго-Уральской НГП, как уже говорилось, наиболее активно изучалось в Татарстане [3, 8–10 и др.], где под руководством Р.Х. Муслимова была разработана и реализована с участием многих научных и производственных коллективов «Программа изучения глубинных недр». Сведения о наличии в архейско-нижнепротерозойском комплексе разуплотненных зон, из которых были получены интенсивные притоки высокоминерализованных, насыщенных газами, в том числе углеводородными, вод, развеяли устоявшееся в те годы представление о фундаменте как о монолитном основании. Эти факты вместе с установленной и увеличивающейся с глубиной битуминозностью пород фундамента, а также с данными о слабых нефтепроявлениях в корах выветривания Южно-Татарского свода и в других районах провинции, в частности в Самарской области [11], несомненно создают определенные предпосылки для обнаружения месторождений углеводородов в фундаменте Волго-Уральского региона.

В настоящее время, когда данных о строении инефтегазоносности фундамента стало намного больше, а информативность геофизических методов существенно возросла, возникли объективные условия для возвращения к проблеме нефтегазоносности фундамента Волго-Уральского региона. Идеологической основой ее положительного решения, как и для рифей-венда, должна стать концепция о глубинном происхождении нефти и современном ее подтоке в ловушки [5, 6, 12 и др.]. Для выработки методических приемов целенаправленного обнаружения залежей нефти и газа в фундаменте в качестве основных должны стать следующие этапы:

1) Прогнозная оценка изучаемой территории, базирующаяся на анализе строения расположенных на ней крупных тектонических элементов в сравнении со строением известных месторождений в фундаменте. В результате сравнительного анализа должен быть сделан вывод о целесообразности проведения более детальных (поисковых) исследований.

2) Выявление и локализация наиболее перспективных участков или объектов на основе анализа геофизических, в первую очередь, сейсморазведочных материалов и последующее их опоискование бурением скважин.

Е.В. Кучерук [13 и др.], обобщая в своих работах данные о нефтегазоносности фундамента по миру, делает вывод о том, что в большинстве случаев это залежи массивные, реже тектонически экранированные, приуроченные к разнообразным эрозионно-тектоническим выступам и включающие как породы фундамента, так и контактирующие с ними горизонты осадочного чехла. Подходя с этих позиций к выбору в пределах Волго-Уральского региона крупного тектонического элемента, где наиболее вероятно обнаружение залежей углеводородов, можно ожидать такого типа ловушки на высокоамплитудных валах или валообразных поднятиях, в прибортовых зонах крупных отрицательных структур. Таковыми в изучаемом регионе могут быть, например, Большекинельский вал, корреспондирующийся с южным (крутым) бортом Серноводско-Абдулинского авлакогена в Оренбургской области, центральная часть Казанско-Кажимского авлакогена в Кировской области, Жигулевский вал в Самарской области, Бавлинско-Туймазинский вал на сопредельных территориях Татарстана и Башкортостана.

В докладе на основе сравнительного анализа геолого-геофизической информации по месторождению Белый Тигр (Вьетнам) и Жигулевскому валу (Самарская область) иллюстрируется возможность решения задач первого этапа и намечаются пути решения задач второго (поискового) этапа.

Литература

1. *Белоконь Т.В., Горбачев В.И., Балашова М.М.* Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. – Пермь: ИПК «Звезда», 2001 – 108 с.

2. *Масагутов Р.Х.* Литолого-стратиграфическая характеристика и палеогеография позднего докембрия Башкирского Приуралья // М.: Недра, 2002. – 223 с.

3. *Муслимов Р.Х., Хамадеев Ф.М., Ибатуллин Р.Х., Кавеев И.Х.* Программа дальнейшего изучения недр Татарии // Глубинные исследования докембрия востока Русской платформы. – Казань: Татар. кн. изд-во, 1980. – С. 3–13.

4. *Клещев К.А., Шеин В.С.* Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. – М.: ВНИГНИ, 2004. – 214 с.

5. *Трофимов В.А.* Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе Татсейс-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию // Геотектоника. – 2006. – № 4. – С. 3–20.

6. *Трофимов В.А., Корчагин В.И.* Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации // Георесурсы. – 2002. – № 1(9). – С. 18–23.

7. *Шнип О.А.* Методика поисков скоплений нефти и газа в фундаменте // Актуальные проблемы геологии нефти и газа. – М., 2005. – С. 187–195.

8. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности / Под ред. Р.Х. Муслимова, Т.А. Лапинской. – Казань.: Дента, 1996. – 487 с.

9. *Плотникова И.Н.* Геолого-геофизические и геохимические предпосылки перспектив нефтегазоносности кристаллического фундамента Татарстана. – СПб.: «Недра», 2004. – 172 с.

10. Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность / Р.Е. Айсберг, Н.В. Аксаментова, М.Д. Белонин и др. – СПб.: ВНИГРИ, 2002. – 391 с.

11. *Еланский Л.Н., Козин А.Н., Фадеев М.И.* Перспективы нефтеносности пород кристаллического фундамента Куйбышевского Поволжья // Геология, геохимия, геофизика: труды КуйбышевНИИ НП. – 1966. – Вып. 36. – С. 137–142.

12. *Горюнов Е.Ю., Игнатов П.А., Климентьева Д.Н., Халиков А.Н.* Проявления современных подтоков углеводородов в нефтегазоносные комплексына территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. – 2015. – № 5. – С.58–65.

13. *Кучерук Е.В.* Нефтегазоносность пород фундамента // Геология нефти и газа. – 1992. – № 1. – С.45–46.

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО-ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В.Л.Шустер, С.А.Пунанова

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, tshuser@mail.ru

В Западной Сибири основные запасы нефти сосредоточены в меловых и верхнеюрских отложениях. К новым перспективным объектам (направлениям геологоразведочных работ) отнесены базальные слои нижней и средней юры и зоны выклинивания юрских горизонтов (на севере территории), осадочные и вулканогенно-осадочные породы триаса, выполняющие гребенообразные впадины (здесь открыто крупное нефтяное Рогожниковское месторождение), образования коры выветривания и зоны разуплотненных пород фундамента. На границе осадочного чехла и фундамента открыто более 50 залежей нефти (газа) и, кроме того, получено около 50 признаков нефти.

Обоснованию промышленной нефтеносности фундамента Западной Сибири посвящен этот доклад.

Значительный вклад в изучение проблемы внесен рядом российских (советских) и зарубежных исследователей, в первую очередь, французским геологом Рагеном («Геология гранитов»), Р.Х. Муслимовым и геологами его школы [1], М.Н.Осиповым и другими.

С относительной степенью достоверности о нефтегазоносности фундамента на сегодня известно следующее (хотя ряд положений и продолжает дискутироваться):

– глобальная нефтеносность фундамента;

– сложное неоднородное геологическое строение;

– резкая изменчивость по площади и разрезу фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и нефтенасыщенность пород;

– на ряде нефтяных месторождений в фундаменте ФЕС пород (и нефтенасыщение – дебиты) сохраняются по разрезу скважин в породах фундамента на значительные глубины (до 2 км на месторождении Белый Тигр, Вьетнам);

– предложенный механизм формирования скоплений нефти в фундаменте предлагается за счет миграции углеводородов нефтяного ряда из прилегающих к фундаменту осадочных материнских толщ, обогащенных РОВ; по альтернативной версии – месторождения нефти в фундаменте формируются за счет глубинных флюидов;

– флюидоупорами для залежей УВ в фундаменте могут быть как региональные – глинисто-аргиллитовые или карбонатные породы (как в Западной Сибири), так и зональные или локальные плохопроницаемые – гранитоиды (месторождение Белый Тигр) и/или эффузивные породы;

– достаточно высокий нефтегазогенерационный потенциал облекающих выступы фундамента осадочных материнских толщ в Западной Сибири позволяет оценивать перспективы фундамента как благоприятные для формирования скоплений нефти и газа.

Новые геолого-геофизические и геохимические данные по глубоким горизонтам Западной Сибири, а также современные инновационные технологии интерпретации этих материалов позволяют с достаточной уверенностью обосновать высокие перспективы нефтегазоносности нижнего (доюрского) этажа, в том числе образований фундамента.

Остановимся на двух наиболее дискуссионных и важных геологических факторах оценки перспектив нефтегазоносности образований фундамента. Это распространение в толще фундамента пород-коллекторов (и их нефтенасыщения) и геохимическая оценка нефтегазонерационного потенциала осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента.

В Западной Сибири на многочисленных нефтяных месторождениях и во вновь пробуренных сверхглубоких скважинах (СГ-6 и СГ-7) [2] и по керну, и по материалам ГИС установлена трещинно-кавернова, трещинно-кавернова-поровая пустотность не только в верхней части фундамента (коре выветривания), но и в разуплотненных породах, расположенных на больших глубинах, значительно ниже поверхности фундамента (Б.Н. Хахаев, 2008; Н.К. Курышева, 2005). Новые технологии сейсморазведки (с использованием рассеянных волн) позволяют сегодня картировать зоны и участки распространения пород-коллекторов в толще фундамента (рис.1, 2) [3].

Рис.1. Микронеоднородность трещиноватого резервуара месторождения Белый Тигр, Вьетнам (данные сейсморазведки 3Д, промыслово-геологических и термогидродинамических исследований).

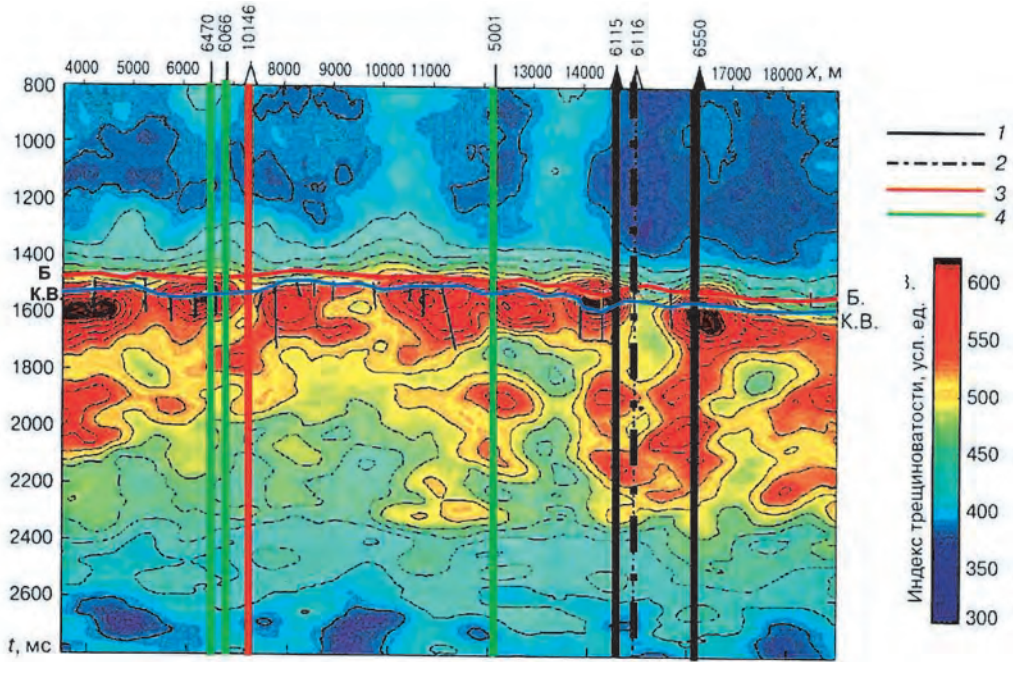


Рис.2. Вертикальный разрез поля трещиноватости вдоль профиля с вынесенными скважинными результатами испытаний коры выветривания: 1 – приток нефти; 2 – пленка нефти; 3 – сухо; 4 – испытания не проводились. Северо-Даниловское месторождение (Курьянов Ю.Л. и др., 2008).

Ориентируясь на «объемы» таких зон и их местоположение, можно обоснованно прогнозировать нефтегазоносность в объектах (выступах) фундамента (Ю.А. Курьянов, 2008; А.Н. Кремлев, 2008; С.И. Шленкин, 2009).

Кроме того, основываясь на опыте изучения месторождений нефти в фундаменте, в том числе во Вьетнаме (В.Л. Шустер, Ю.Г. Такаев, 1997; В.Л. Шустер, 2003), где наилучшие ФЕС пород-коллекторов в фундаменте приурочены к кислым кристаллическим породам (гранитоидам, адамелитам), можно как первоочередные объекты рекомендовать выступы фундамента с гранитоидами в ядре (такая «полоса» кислых пород распространена на Шаимском своде).

Не менее дискуссионным и одним из важных факторов обоснования перспектив нефтегазоносности фундамента является нефтегазогенерационный потенциал осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента.

Оценка перспектив нефтегазоносности с геохимических позиций базируется на вычленении в разрезе отложений нефтегазоматеринских свит, которое в первом приближении фиксируется по количеству и типу рассеянного ОВ. Качественная и количественная оценка генерационных способностей нефтегазоматеринских отложений определяется по результатам анализа Рок-Евал, отражающих содержание и состав ОВ пород и характер их катагенетических трансформаций. Изучение стадийности катагенетического преобразования ОВ является необходимым инструментом геохимической оценки перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов и, в первую очередь, это относится к глубокопогруженным, гетерогенным, местами дислоцированным отложениям палеозоя Западно-Сибирского НГБ. В ходе катагенеза нефтеобразование в существенных масштабах начинается с конца градации ПК1 и протекает до середины мезокатагенеза – МК2. В конце протокатагенеза битумообразование резко возрастает, в мезокатагенезе достигает максимальной интенсивности и в дальнейшем постепенно затухает по мере истощения нефтематеринского потенциала ОВ. Интервал шкалы катагенеза от ПК3 до МК2 (Ro=0,4-1,15) выделен в качестве главной фазы нефтеобразования. В разрезе осадочных бассейнов ей соответствует главная зона нефтеобразования (Н.Б. Вассоевич, 1967; А.Э. Конторович и др., 1967). В этом диапазоне градаций катагенеза процессы образования нефтяных УВ преобладают над их разрушением. Интервал градаций катагенеза от МК31 до АК1 выделяется в качестве главной фазы (зоны) газообразования [4].

Для оценки возможной нефте- и/или газоносности обычно используется показатель Тмах (максимальная температура выхода УВ из породы при ее прогреве на приборе Рок-Евал), указывающий на стадии эволюции ОВ и генерацию жидких или газообразных УВ [5]. На рис. 3 показана графическая зависимость значений водородного индекса HI от Тмах с учетом типов ОВ и значений R0. Сравнительный анализ графического материала позволяет локализовать здесь три группы точек. Первая группа, соответствующая ачимовским отложениям и верхам тюменской свиты, характеризуется интервалом Тмах от 446 до 457^{0}С, что отвечает зоне «нефтяного окна». ОВ отложений тюменской свиты (вторая группа точек) характеризуется небольшим разбросом величин Тмах (от 480 до 486^{0}С), которая постепенно, практически по мере увеличения глубин залегания, достигает очень высоких величин – 5360С. Зона генерации ГКН скоплений (пл. В. Бованенковская) сменяется зоной генерации газов (пл. Харасавейская). По мере увеличения Тмах значения HI падают, и ОВ классифицируется по этому показателю как бедное, истощенное, утратившее свои генерационные свойства.

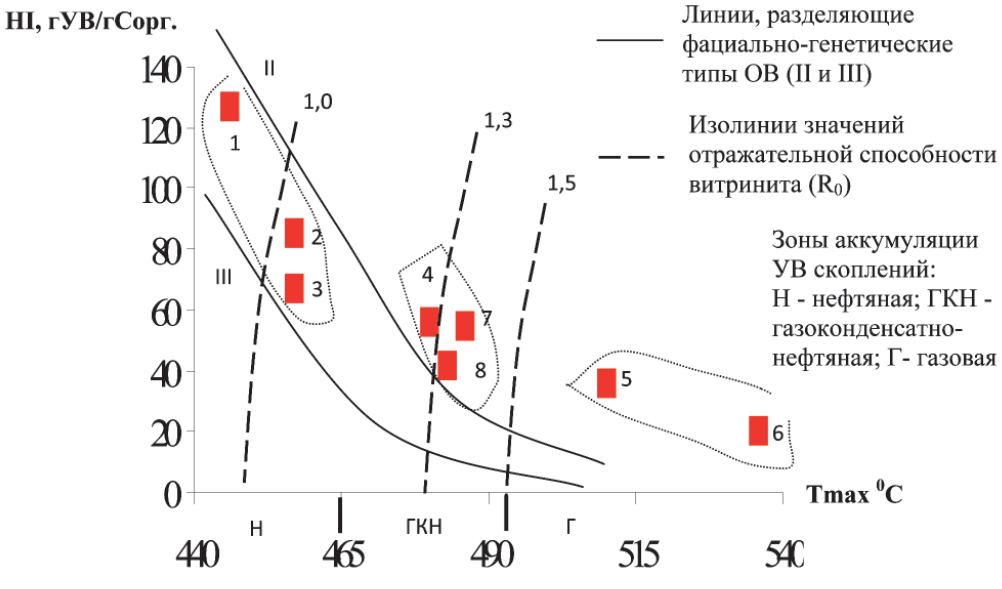


Рис. 3. Зависимость индекса водорода от Tmax (Площади: 1. Малыгинская (ач.), 2. Сядорская (ач.), 3. Тарминская (J1-2), 4–6. Харасавейская (J1-2), 7, 8. В. Бованенковское (J1-2).

Выводы, сделанные на основании УВ состава РОВ с привлечением данных пиролиза, подтверждаются при анализе зависимости Тмах от глубины залегания отложений на различных площадях.

Сопоставление геохимических оценок по нижнесреднеюрским и триасовым отложениям площадей полуострова Ямал с выводами, которые были получены нами ранее по прогнозной оценке нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Надым-Тазовской НГО, показало следующее. Отложения верхней части тюменской свиты, детально изученные по материалам сверхглубокой Тюменской скважины (СГ-6), находятся, так же как и на Ямале, на завершающей стадии нефтеобразования, а ее низы и нижележащие отложения нижней юры попадают в зону генерации газоконденсатов и газов. Отличия же состоят в том, что глубины проявления ГЗН в этих различных тектонических зонах находятся на совершенно разных отметках. Если на Уренгойском поднятии нижняя граница

ГЗН фиксируется на глубине от 4250 м на Уренгойской и Тюменской, а на Самбургской и Геологической площадях до 4750 м, то на Ямале эта граница поднимается существенно выше: до 3000 м для отложений тюменской свиты на пл. Харасавейская и до 3800–4000 м для тюменских отложений на пл. Тарминская и Ачимовских отложений на пл. Малыгинская и Сядорская.

Триасовые отложения, залегающие в глубоких прогибах и не повсеместно на исследуемой территории вскрыты на Восточно-Бованенковской и Бованенковской площадях. По аналогии с хорошо изученными триасовыми отложениями Уренгойской сверхглубокой скважины на территории Ямала их можно отнести к газопроизводящим. Глубины залегания триаса 3–4 км. На полуострове Ямал нижнесреднеюрские отложения тюменской свиты относятся к нефтегазопроизводящим толщам. Они содержат ОВ смешанного сапропелево-гумусового типа (II–III тип керогена). На территории Ямала и прилегающего шельфа большая часть нижнесреднеюрских отложений находится в зоне газообразования, что наряду с преимущественно гумусовым типом ОВ обеспечивает широкое развитие процессов генерации газа [6].

Таким образом, учитывая большую состоявшуюся продуктивность нижнесреднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ (относительно высокие содержания Сорг и хлороформенного битумоида), высокий реализовавшийся генерационный потенциал (умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр), в комплексе с другими геологическими предпосылками (коллекторами и покрышками), изучаемые отложения можно рассматривать как высокоперспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа.

Выводы

Используя новые возможности картирования неоднородности фундамента и выделения зон и участков распространения пород-коллекторов, а также оценки нефтегазогенерационного потенциала осадочных материнских толщ, облекающих выступы фундамента, можно обоснованно выделять перспективные объекты в фундаменте, целенаправленно выбирать местоположение и глубину проектных скважин.

Литература

1. Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности. Под редакцией *Муслимова Р.Х. и Лапинской Т.А.* – Казань: Изд-во Дента, 1996.

2. *Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др.* Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции: сб. докл. «Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности». – Новосибирск. – 2008. – С. 224–227.

3. *Шустер В.Л.* Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. – М.: Обзор ООО «Геоинформцентр», 2003. – 48 с.

4. *Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков, В.О., Истомин А.В.* Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: сб. материалов ВНИГРИ. – СПб., 2008. – С. 68.

5. *Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д.* Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. – 2011. – № 7. – С. 66–70.

6. *Скоробогатов В.А.* Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского осадочного мегабассейна: итоги и перспективы // Вести газовой науки. – 2014. – № 3(19). – С.8–26.

ГАЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ – НЕТРАДИЦИОННЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ

М.П. Юрова

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

Природный газ угольных пластов на 90% и более состоит из метана. Метан является наиболее чистым из углеводородных источников энергии, не содержит вредных примесей, таких как азотные и сернистые соединения. В настоящее время коммерческая добыча метана из угольных пластов осуществляется только в США и составляет 5% от общего уровня добычи газа. Эксплуатируется более 8 тыс. скважин, из которых более 40% сосредоточены в бассейне Сан-Хуан. 10% скважин этого бассейна дают 75% его добычи и около 60% общей годовой добычи угольного метана в США. Целью такого подхода является дегазационная подготовка угольных пластов, а не промышленная добыча метана. В некоторых странах (Китай, Индия, Австралия, Великобритания, Польша, Россия и Украина) существуют опытные проекты освоения газовых ресурсов угольных залежей [1, с.45–46].

Однако необходимо иметь в виду, что дебиты скважин по газу в угольных пластах будут намного ниже дебитов газовых месторождений, а длительность работы добывающих скважин будет определяться темпами добычи угля. В России утилизируется лишь 10–12% метана, выделяющегося при добыче угля, а промышленная добыча метана из угольных пластов отсутствует [1, 46].

Потенциал угольных пластов в РФ используется весьма ограниченно:

– метано-воздушные смеси (МВС) вентиляционных потоков не используются;

– доля использования МВС дегазационных систем на Воркутинском месторождении не превышает 40% (котельные используют газ с содержанием метана не менее 25%), в Кузбассе – единичные случаи получения тепловой и электрической энергии (шахта С.М. Кирова, СУЭСК – Кузбасс) [2, с.60].

Использование угольного метана существенно уступает традиционной технологии добычи твердого топлива (угля). Технологические решения при извлечении метана из угольных пластов базируются в основном на опыте нефтегазовой отрасли. Однако для эффективной добычи газа из угольных пластов необходимо учитывать как природные, так и техногенные факторы. Специфика освоения угольных месторождений определяется следующими факторами [3, с.70]:

– геологическими условиями (форма залежи, глубина залегания, температура, давление газа и т.д.);

– спецификой системы газ – газоносные породы;

– возможностью последующей отработки угольных пластов.

Рассмотрим более подробно эти особенности.

1. Основная форма газовой залежи – пластовая сводовая, для которой характерны газовый и водонапорный режимы вытеснения. В угольных месторождениях краевые воды отсутствуют, газ залегает в пологих пластах. Движение газа в пласте определяется лишь его пластовой энергией, которая колеблется от 2 до 6 МПа. Температура пластов 15–40°С при глубине до 100–1100 м.

2. Угольные месторождения – угли различных марок. Пористость угольных пластов не превышает 5–8%, на глубинах разработки более 600–700 м, угольные пласты практически непроницаемы. Другой особенностью является взаимодействие газа с газоносными породами: 85–95% газа находятся в связанном состоянии, причем связи разные (табл. 1, 2) [3, с.70–71].

Таблица 1

Форма и энергия связи метана с углем

Группа	Форма нахождения газа	Относительное содержание, %	Тип связи	Энергия деструкции, МДж/м^3
1-я	Свободный газ	5–6	Адгезионная	0,09
2-я	Сорбированный из поверхности и в макропорах	8–10	Физическая сорбция	0,76–0,94
3-я	Сорбированный в микропорах Растворенная Газокристаллическая	20–25 40–50 3–5	Объемное заводнение Раствор внедрения Химическое взаимодействие	1,88–2,37 7,6–8,9 13,4–17,8

Являясь породой органического происхождения, уголь представляет собой трещиновато-пористую среду. Трещины разного происхождения – либо образуются в процессе углефикации, либо при тектонических движениях, благодаря которым пласты угля разбиты на блоки. В блоках содержится в основном сорбированный газ, который десорбируется в виде диффузии. В трещинах и макропорах содержится свободный газ, перемещающийся по ним в режиме фильтрации.

Трещиноватость, образованная в процессе генезиса, определяется содержанием витринита и степенью метаморфизма. Анализ экспериментальных данных о сорбции метана на углях показывает зависимость сорбционной емкости от температуры и характеризуется коэффициентом А для углей различной стадии метаморфизма и при различных давлениях (табл. 3) [3, с.72].

Таблица 2

Классификация углей по степени нарушенности

Тип	Степень нарушенности	Прочность угля	Среднее расстояние между трещинами в аншлифе, мм
I	Ненарушенные	Крепкие	4,0
II	Малонарушенные	Довольно крепкие	1,9
III	Сильнонарушенные	Непрочные	1,20
IV	Раздробленные	Малопрочные	0,88
V	Перетертые	Малопрочные	0,56

Таблица 3

Значения коэффициента тепловой сорбции метана

Выход летучих	А ($м^3$/(т·К)) при *p*, МПа							
V, %	1	2	3	4	5	6	8	10
5	0,44	0,50	0,50	0,50	0,48	0,48	0,46	0,43
25	0,23	0,35	0,38	0,40	0,39	0,39	0,38	0,35
50	0,20	0,28	0,32	0,34	0,35	0,35	0,35	0,35

Анализ результатов дегазации углей показывает, что максимальный отбор метана отмечается на шахтах с содержанием витринита 80% и более. Такие угли выделяют метан при растрескивании по микротрещинам. Газоносность и кинетика газоотдачи угля определяются такими факторами, как степень метаморфизма, глубина залегания, петрографический состав, горно-геологические условия залегания.

Структура угля содержит поры от 10 до 0,8 нм, при этом основная часть пористости обусловлена размером пор, соответствующим размеру пор молекул метана. По характеру движения метана в разных порах угля выделяют несколько классов [3, с.71]:

– молекулярные поры (0,4–0,7 нм), соизмеримые с размерами молекул метана (0,416 нм);

– фольмеровские (1–10 нм). Длина свободного пробега метана меньше диаметра пор, поэтому в таких порах число столкновений молекул газа со стенками пор больше, чем между молекулами;

– кнутсеновские (10–100 нм). В этих порах длина свободного пробега молекул меньше размера пор и характер движения газа является молекулярным;

– макропоры (более 100 нм). Поры, по которым осуществляется шаговая диффузия, определяемая градиентом концентрации.

Пустотность угля, связанная с трещиноватостью, оценивается в 3–12%. На долю эндогенных трещин приходится не более 3% микропустотности угля [3, с.71].

С различными параметрами трещиноватости углей (плотность трещин, удельная трещиноватость и т.д.) коррелирует его проницаемость, что напрямую связано с решением проблем дегазации и извлечения метана. Наиболее важными параметрами трещиноватости являются:

– средняя величина раскрытия;

– пустота трещин (или среднее расстояние между трещинами).

Оценка и прогноз основных геолого-промысловых характеристик угольных пластов – нестандартная задача из-за сложного строения и формы нахождения метана в поровом пространстве.

На первой стадии проводят региональные сейсмические исследования и выявляют перспективные площади угольных пластов для добычи метана. Это, как правило, 2D- или 3D-сейсморазведка. При этом результаты региональной и детальной сейсморазведки взаимно связаны. На стадии детальных работ проводят детальное сейсмическое профилирование (когда пробурены разведочные скважина на метаноугольном разрезе) с целью построения геолого-геофизической модели изучаемого участка. Геолого-технологические исследования скважин включают изучение механической скорости, осевую нагрузку на долото, преобладающую частоту вибрации бурильной колонны и т.д. Геолого-геофизические (в том числе петрофизические) исследования, технологические исследования на первой стадии изучения определяют фильтрационно-емкостные, физико-механические свойства, элементный и вещественный состав углей и углевмещающих пород, а также такие свойства углей, как выход летучих веществ, отражающая способность витринита, влажность, газонасыщенность и др. [4, с.18].

Применение методов углеразведочной геофизики (школа В.В. Гричухина) позволяет определить вещественный и гранулометрический состав вмещающих пород, расчленить разрез [5]. Полученные результаты используют для построения геолого-геофизической модели – основы для построения гидродинамической модели и дальнейшего подсчета запасов углей и метана на метаноугольном месторождении.

Подсчет запасов метана в угольных пластах является сочетанием метода геологических блоков, обычно используемого для подсчета запасов угля, и объемного метода подсчета запасов газа.

Россия обладает огромными промышленными ресурсами разнообразных по качеству углей – от бурых до антрацитов. Общие ресурсы метана в угольных пласта основных угольных бассейнов России оценены в 83,7 трлн $м^3$. К высокоперспективным бассейнам отнесены Кузнецкий (ресурсы метана 13 трлн $м^3$), Печорский (1,3 трлн $м^3$) угленосные бассейны и Апсацкое месторождение с ресурсами метана около 55 млрд $м^3$ [6, с.65].

Освоение таких метаноугольных бассейнов, как Тунгусский, Ленский, Южно-Якутский, Буреинский, Зырянский будет начинаться с маломасштабной добычи газа для удовлетворения региональных потребностей, хотя впоследствии с развитием технологий добычи метан будет добываться и использоваться так же, как и газ традиционных месторождений.

В случае успешной организации газовых промыслов в высокоперспективных угольных бассейнах России уровень добычи метана может составить 17–19 млрд $м^3$ в год [6, с.68].

Промышленная добыча метана из угольных пластов – процесс наукоемкий и требует постоянного научного

сопровождения. С научной точки зрения, проблема извлечения сорбированного в угольных пластах метана далеко не изучена.

В России добыча метана из угольных пластов в промышленных масштабах находится на начальном этапе своего развития. В Кузбассе в 2010 г. ОАО «Газпром» запустил первый в России промысел по добыче метана из угольных пластов на Талдинском метаноугольном месторождении. Добываемый газ поставляется на автомобильную газонаполнительную компрессорную станцию (АГНКС) для заправки автомобилей компримированным метаном, а также на газопоршневую электростанцию (ГПЭС) для выработки электроэнергии на собственные нужды промысла. Таким образом, на практике удалось продемонстрировать технологическую возможность и высокую востребованность метана угольных пластов в качестве экономического и экологически чистого топлива. Опытно-промышленная эксплуатация Талдинского месторождения продолжается. Теперь на первый план выходят технологические решения по оптимизации затрат, а также объективная оценка перспектив добычи и реализации метана с учетом рыночной конъюнктуры [7, с.86].

Литература

1. *Ермолаев А.И, Хайдина М.П.* Исследование дегазации угля и добычи метана из угольных отложений // Газовая промышленность. – 2008. – № 1. – С. 45–47.

2. *Сластунов С.*В., *Коликов К.С., Ермак Г.П.* Угольный метан: добыча или дегазация // Газовая промышленность. – 2012. – № 10. – С. 60–62.

3. *Сластунов С.В., Коликов К.С, Агарков А.В.* Структура угольного пласта и особенности извлечения угольного метана // Газовая промышленность. Спецвыпуск 633. – 2009. – С. 70–73.

4. *Десяткин А.С., Стрельченко В.В.* Оценка и прогноз основных геолого-промысловых характеристик угольных пластов для добычи метана // Газовая промышленность. – 2010. – № 7. – С. 18–22.

5. *Гречухин В.В.* Петрофизика угленосных формаций. – М.: Недра, 1990. – 472 с.

6. *Хрюкин В.Т., Сторонский Н.М., Сизиков Д.А., Кирильченко А.В., Швачко Е.В.* Запасы метана в угольных пластах – реальный резерв расширения сырьевой базы ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. Спецвыпуск 633. – 2009. – С. 65–69.

7. *Кошелец А.В.* Экономический потенциал промышленного освоения ресурсов метана угольных пластов в современной России // Газовая промышленность. – 2012. – № 1. – С. 86–89.

Раздел 1

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Традиционные залежи

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ КОМПАНОВКА И КОМПЛЕКТАЦИЯ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ВВН

Waldemar Linke – компания Linke Engineering, Knut Fellbaum – компания GekaKonus GmbH

Преамбула. Стимул к рассмотрению темы статьи

Вопрос Президенту В. В. Путину: «. . . когда слезем с нефтяной иглы?»

Ответ: «Работать надо! Внешние условия заставляют нас работать, быть более эффективными, использовать инновации и другие инструменты конкурентной борьбы».

Известно, что собственником ресурсов является Народ России. Государство, как его представитель, контролирует общественную эффективность использования ресурсов. Нефтедобыча остается основой финансовых поступлений в бюджет РФ. Притом что Россия занимает одно из лидирующих мест в мире по запасам ТН и ПБ, степень выработанности этих запасов очень низка. По данным конференции 2015 года, коэффициент извлечения нефти по РФ составляет ок. 0, 3, тогда как в среднем по миру >0,4. В Канаде при худшей структуре запасов КИН 0,45, план к 2020 г. – 0,5. В РФ план к 2030 г. – 0,35–0,37.

К основным особенностям разработки месторождений относится:

– долгосрочность проектов добычи ТН;

– явно нестабильный характер паропотребления на скважину (от 0,2 до 3,0 т/ч);

– крайне низкий кэффициент использования установленной мощности (КИУМ);

– отсутствие реального контроля энергопотребления и использования средств;

– обводненность >85%. На тонну нефти поднимается 6 м^3 воды, в среднем по миру 3 м^3

Падение цен на нефть остро поставило вопрос снижения себестоимости за счет повышения эффективности извлечения и снижения затрат.

Развитие отрасли в XXI веке связано с разработкой месторождений ТН и ПБ. От пректа к проекту все острее ставится вопрос оптимизации режимов добычи, выбора и внедрения современных и эффективных методов обустройства технологии. При этом немалое внимание должно уделяться технологиям обеспечения добычи.

Оптимальное обустройство площадок разработки месторождений тепломеханическим оборудованием с возможностью быстрого переобустройства под фактический режим потребления является темой нашей статьи.

К вопросу об инновациях

Наш тезис: Человек – носитель инноваций. Поощрять новое решение нужно всегда, даже тогда, когда оно не приносит результата или становится ошибочным. В последнее время в России особенно часто проходят выставки, конференции, форумы и другие мероприятия, посвященные инновациям. Сегодняшняя конференция относится к их числу. Правительство инвестирует средства в развитие творческого потенциала особенно среди молодежи. Что же происходит с молодым и инициативным специалистом, который после окончания учебного заведения приходит работать в структуры добывающих компаний? Он попадает в среду людей с определенным стреотипом мышления – беспокойство совершить ошибку. По-прежнему является актуальным принцип пословицы «кто хочет что-то сделать – находит способ, кто не хочет – находит причину». Великие нефтянники 50–70-х годов прошлого века разрабатывали месторождения средствами и методами, которые были в их распоряжении тогда. Сегодня техника и технологии шагнули вперед, однако, к сожалению, приходится наблюдать, что уровнем оснащенности вторичным оборудованием и оборудованием обеспечения добычи никто всерьез не занимается.

В вопросах внедрения инноваций важными пунктами являются:

a) найти и обосновать сектор применения;

b) привлечь специалистов, способных оценить достоинства, в т. ч. по результатам технико-экономического сравнения;

c) обратить внимание инициативных руководителей, способных взять ответственность внедрения на себя и получить разрешение на реализацию проекта;

d) реализовать проект.

Задача непростая, однако нам удалось привлечь внимание специалистов ООО «Лукойл-Коми» и сейчас вместе с коллегами НПЦ филиала ООО «Лукойл-Инжиниринг» в Ухте мы работаем над ТЭО применения термомасляных котельных в децентрализованом формате при обустройстве месторождений. Мы уверены, что наш метод получит значительный приоритет по результатам технико-экономического сравнения вариантов. Дальше

будет труднее. Не столько сама реализация проекта (d), сколько получение разрешения на его реализацию (c) будет являться основной сложностью на пути внедрения инновации. Мы намерены разработать эту тему прикладным образом с добывающими компаниями Российской Федерации (Татнефть, Башнефть, Роснефть, Сургутнефтегаз и др.), а также с компаниями других стран.

Мы расчитываем на поддержку участников конференции в развитии этой инновации.

К вопросу о теплоносителях:

Известно, что без применения теплоносителя невозможно передать тепловую энергию на расстояние. Какие свойства предъявляются к теплоносителю в общем и в частности при применении на объектах добычи нефти:

1. Высокая температура парообразования при атмосферном давлении.
2. Низкая температура застывания, т. е. стойкость против замораживания.
3. Термическая стабильность, т. е. способность к работе на высоких температурах.
4. Хорошие теплопередающие свойства.
5. Высокая удельная энтальпия.
6. Отсутствие разрушающего воздействия на материал оборудования.
7. Отсутствие ядовитых свойств и запаха.
8. Нечувствительность к примесям, например, растворенные газы.
9. Низкий уровень пожароопасности.
10. Отсутствие факторов воздействия на окружающую среду.
11. Беспроблемная утилизация.
12. Выгодная стоимость.

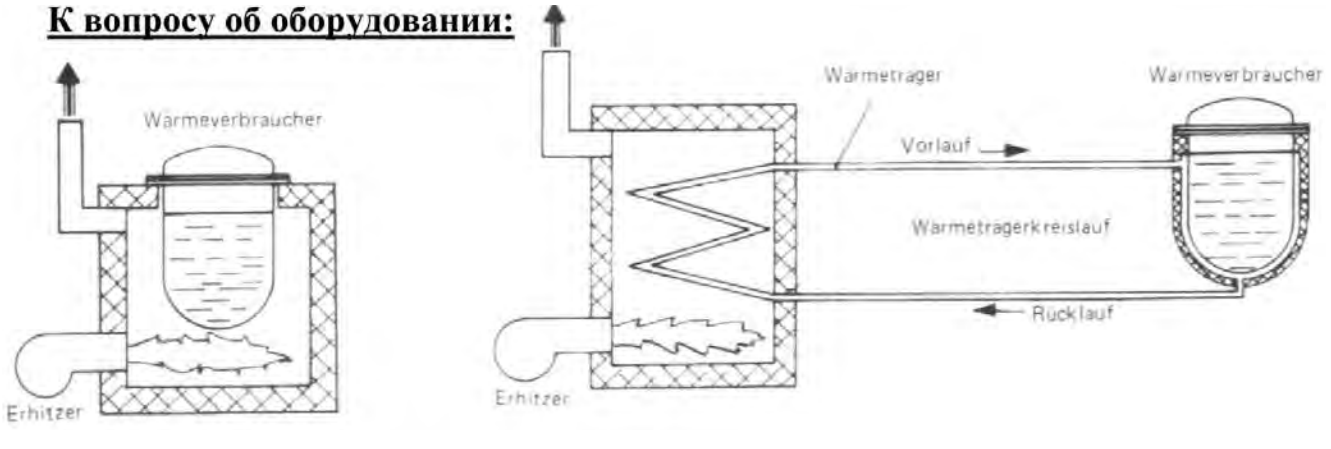
Водяной пар из указанных выше свойств обладает высокой теплоемкостью (4,2 кДж/кг·К) и хорошими теплопередающими свойствами (ок. 1200 Вт/мI·К), именно поэтому в термических технологиях добычи нефти насыщеный пар является единственной эффективной рабочей средой в забое. Но поскольку водяной пар не удовлетворяет многим из названных свойств, он не может рассматриваться как теплоноситель. Приготовление пара на центральной парогенераторной установке (ПГУ) с распределением его в пределах месторождения (часто на расстояние до 5 км) связано с большими потерями тепловой энергии и дорогого конденсата, а также другими необоснованными затратами. Официально пар не является агрессивной средой, однако своевременно неотведенный из паропровода конденсат вызывает эррозию материала трубопровода и арматуры, ведь скорость микрочастиц воды до 30 м/с! С одной стороны, конденсат необходимо своевременно отводить и возвращать в систему нагрева ПГУ, а с другой – формирование такой системы часто становится финансово неоправданым.

Термомасло, это продукт специально разработанный под условия транспорта тепловой энергии. В 1929 году компанией Dow-Chemical (сегодня химический концерн Bayer) зарегистрирован патент на термомасло и в 1938 году внедрен в производство. В 50-х годах прошлого века в область теплотехники окончательно пришло новое направление – непрямой нагрев с применением промежуточных теплоносителей, к каким относятся: термомасло на минеральной и синтетической основе, расплавы солей и жидкие металлы. Применение промежуточного теплоносителя стало популярным в среде промышленных технологий. На сегодняшний день водяной пар рассматривается только как рабочая среда, например для барботажных целей тепло- и массообмена. В определенном смысле к таким относятся термические технологии добычи нефти SAGD, CSS и другие.

К вопросу об оборудовании:

Прямой нагрев. Этому методу производства тепловой энергии всегда уделялось большое внимание в силу простоты понимания процесса (принцип чайника на огне). Однако в контексте эксплуатации на месторождениях он имеет ряд недостатков, которые устраняются с применением схемы непрямого нагрева (см. ниже – непрямой нагрев);

Высокотемпературное пламя (1200°C) имеет непосредственный контакт с нагреваемой средой. Это часто



вызывает локальный перегрев поверхности нагрева, особенно при наступлении неисправности по регулированию уровня и расхода.

Не обеспечивает качественное регулирование. Высокая инерционность из-за большой металломассы котла по отношению к объему нагреваемой среды.

Имея огневой нагрев, не позволяет размещать парогенератор вблизи взрыво- и пожароопасных объектов.

Высокая степень надзорности

Непрямой (неогневой) нагрев. Схема обустройства паровой инфраструктуры с применением промежуточного теплоносителя наилучшим образом соответствует требованиям эксплуатации в условиях разработки месторождений:

Низкий и распределенный по поверхности нагрева парогенератора температурный напор (до 350°С). Исключает локальный перегрев поверхности нагрева, даже в случае потери уровня воды в парогенераторе. Соответственно низкие ремонтно-эксплуатационные расходы.

Обеспечивает более качественное регулирование благодаря быстрой реакции на отбор пара. Малая металломасса парогенератора и низкий температурный напор делают систему нагрева менее инерционной.

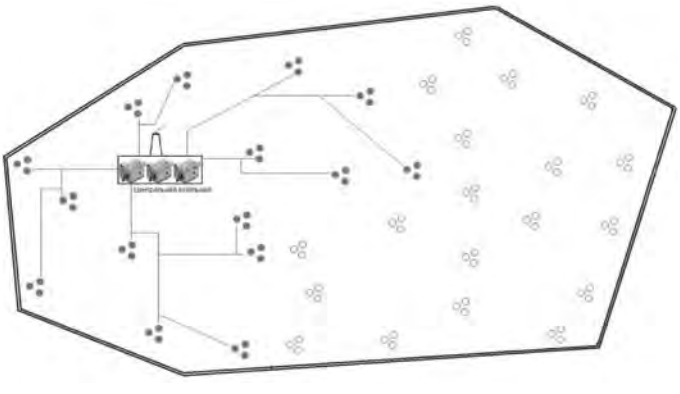
Парогенератор непрямого нагрева не имеет открытого пламени и может размещаться в непосредственной близости к взрыво- и пожароопасным объектам.

Более низкая степень надзорности. Термомасляные нагреватели неподнадзорны по ТРТС 032 – «Сосуды давления», а парогенераторы не имеют огневого нагрева.

К вопросу о принципах обустройства

Парообеспечение на базе централизованных ПГУ:

1. Дополнительные капзатраты на формирование сети паропроводов.



Принцип обустройства на базе центральной ПГУ исключает возможность оптимизации паровой инфраструктуры из-за отсутствия условий для переобустройства в соответствии с фактическим режимом потребления!

2. Необосновано высокие теплопотери и потери конденсата при транспорте пара.

3. Отсутствие системы сбора и возврата конденсата. Конденсат запускается в пласт и приводит к необоснованому его обводнению.

4. Неотведение конденсата приводит к разрушению оборудования паропроводов и, как следствие, вызывает необосновано высокие затраты на РЭН.

5. Сложность регулирования режима потребления перед скважиной.

6. Регулирование расхода в паропроводе приводит к кратному увеличению доли потерь.

7. Низкий коэффициент использования установленной мощности (см. график ниже).

8. Отсутствует возможность оптимизации обустройства паровой инфраструктуры.

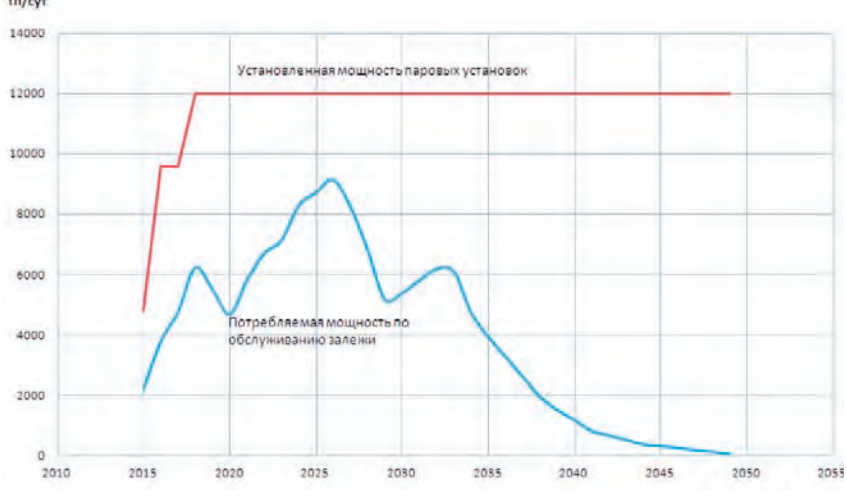
9. Перемонтаж оборудования в другой проект связан с дополнительными затратами и часто не имеет смысла по анализу баллансовых коэффициентов годности и износа оборудования.

Децентрализованное обустройство с применением термомасляных котельных.

В основу метода децентрализованого обустройства положены два принципа:

– деление территории месторождения на районы;

– применение промежуточного теплоносителя.



Представленные выше недостатки схем с применением централизованных ПГУ устраняются применением метода децентализованного обустройства. Кроме того, неоспоримыми достоинствами этого метода являются:

1. Снижение капзатрат на формирование районной сети теплоноси-

Выбор мощности центральной ПГУ ведется по суммарной пиковой нагрузке месторождения. Широкий диапазон потребления пара на скважину приводят к крайне низкому коэф. использования установленной мощности (КИУМ)!

теля (ТН). Сеть ТН обзорная, с малым условным проходом благодаря высокому температурному напору.

2. Нет потерь конденсата, соответственно экономия в эксплуатации до 30%.

3. Пар готовится по месту под условия потребления, пласт необосновано не обводняется.

4. Питательная вода от центрального модуля водоподготовки доставляется в спутнике с ТН.

5. Автоматизация режима в ТМК на отходящей линии ТН к каждой скважине.

6. Улучшеный коэффициент использования установленной мощности благодаря способности оборудования к ротации в пределах проектов добывающей компании.

7. Модульность конструкции обеспечивает быстрое переобустройство под требуемый отбор пара или перемонтаж оборудования в другой проект.

Основные достоинства применения термомасла:

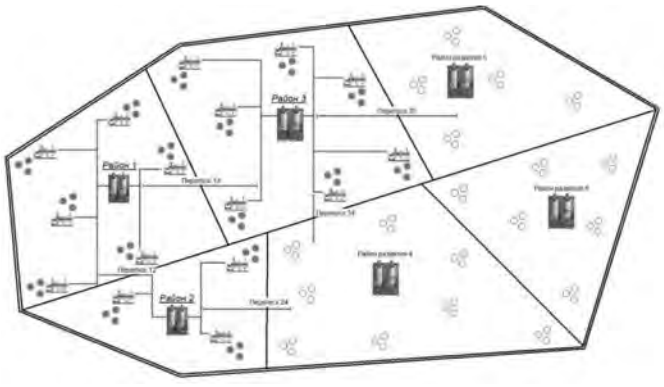
Теплоноситель не замерзает.

Исключена коррозия оборудования и технологических трубопроводов.

Термомасляные нагреватели неподнадзорны по ТРТС 032 (сосуды давления).

Высокотемпературный ТН позволяет получить пар высокого давления до 70 бар.

При этом высвобождаемая часть оборудования может ипользоваться на других объектах.



В каждом районе монтируется термомасляная котельная быстрой контейнерной сборки (КТМК) и локальная сеть циркуляционных трубопроводов термомасла к скважным парогенераторам. Между районами монтируются сухотрубы перепуска теплоносителя.

Благодаря свойствам ТМК быстрой адаптации к фактическому режиму, обеспечивается оптимизация схемы обустройства месторождения с эффектом увеличения КИУМ и соответственно значительного снижения затрат (сравните график).

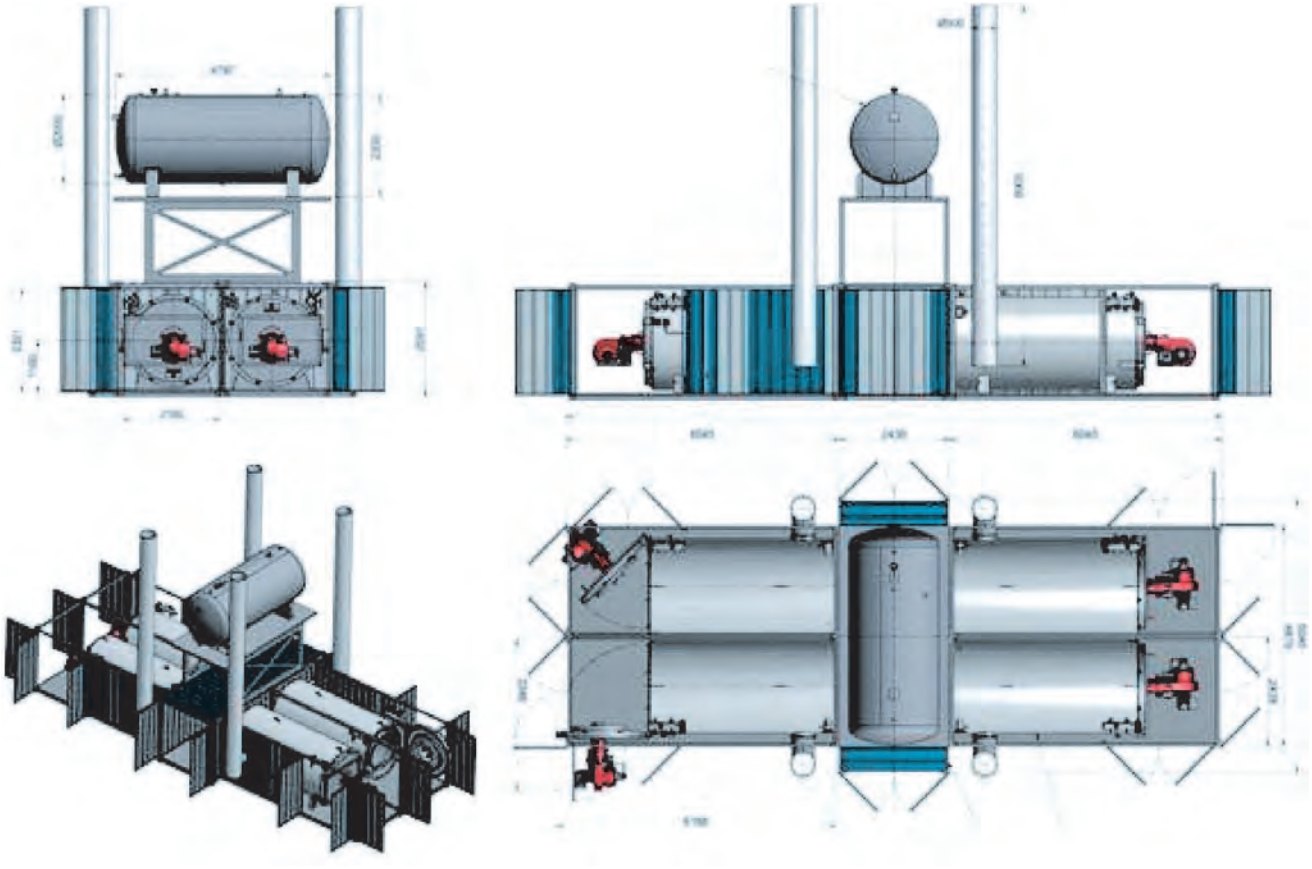
<u>К вопросу об оптимизации</u>

Данный пример термомасляной котельной представляет собой законченный блок, состоящий из четырех контейнерных модулей, например, 20` с нагревателями THZ S25-H по 3 мВт каждый и одного поперечного контейнерного модуля обеспечения 20`, в котором установлены запорная арматура прямой и обратной линии термомасла, циркуляционные насосы, органы управления котельной и др.

Текущая отимизация обустройства района обеспечивается свободным выбором установленной мощности КТМК и осуществляется при- или отсоединением части установленной мощности так, что каждому режимному периоду группы скважин соответствует расчетная величина установленной мощности котельной.

Термомасляный нагреватель серии THZ.

Парогенератор серии DG.



Пример комплектации контейнерной термомасляной котельной (КТМК).
Мощность аппаратов до 4 х 5 МВт для обеспечения района с большим количеством скважин.

Унифицированные порты присоединений позволяют использовать блоки в составе модулей других котельных.

К целям оптимизации относится также возможность перепуска теплоносителя между районами для компенсации недостающей мощности при выполнении ремонтных работ, при запуске новых скважин, при потере мощности из-за неисправности и т. д.

Благодаря применению КТМК блочно-модульного исполнения суммарная установленная мощность на месторождении может быть значительно уменьшена по сравнению с установленной мощностью центральной ПГУ. Благодаря возможности ротации модулей через сервисную базу с проведением профилактических работ в условиях мастерских резерв располагаемой установленной мощности может быть дополнительно снижен.

Под оптимизацией понимаются методы ведения оптимального режима эксплуатации.

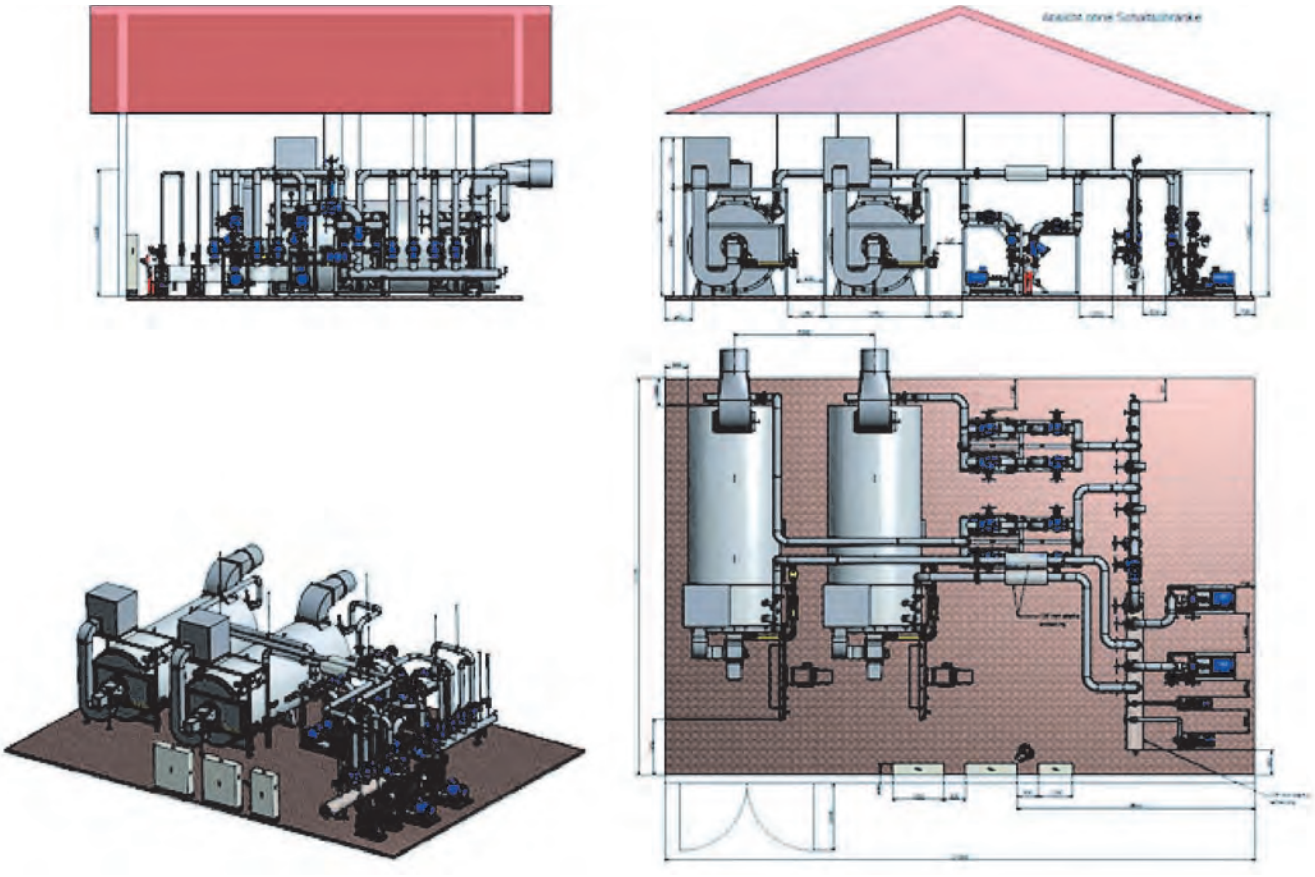
Режимное регулирование обеспечивается регулирующей арматурой по месту. Текущее регулирование обеспечивается оборудованием центральной / районной котельной. Долгосрочное регулирование обеспечивается переобустройством установленной мощности, выполняемым в определенные плановые промежутки времени и в соответствии режимными условиями по залежи.

К вопросу о других вариантах исолнения

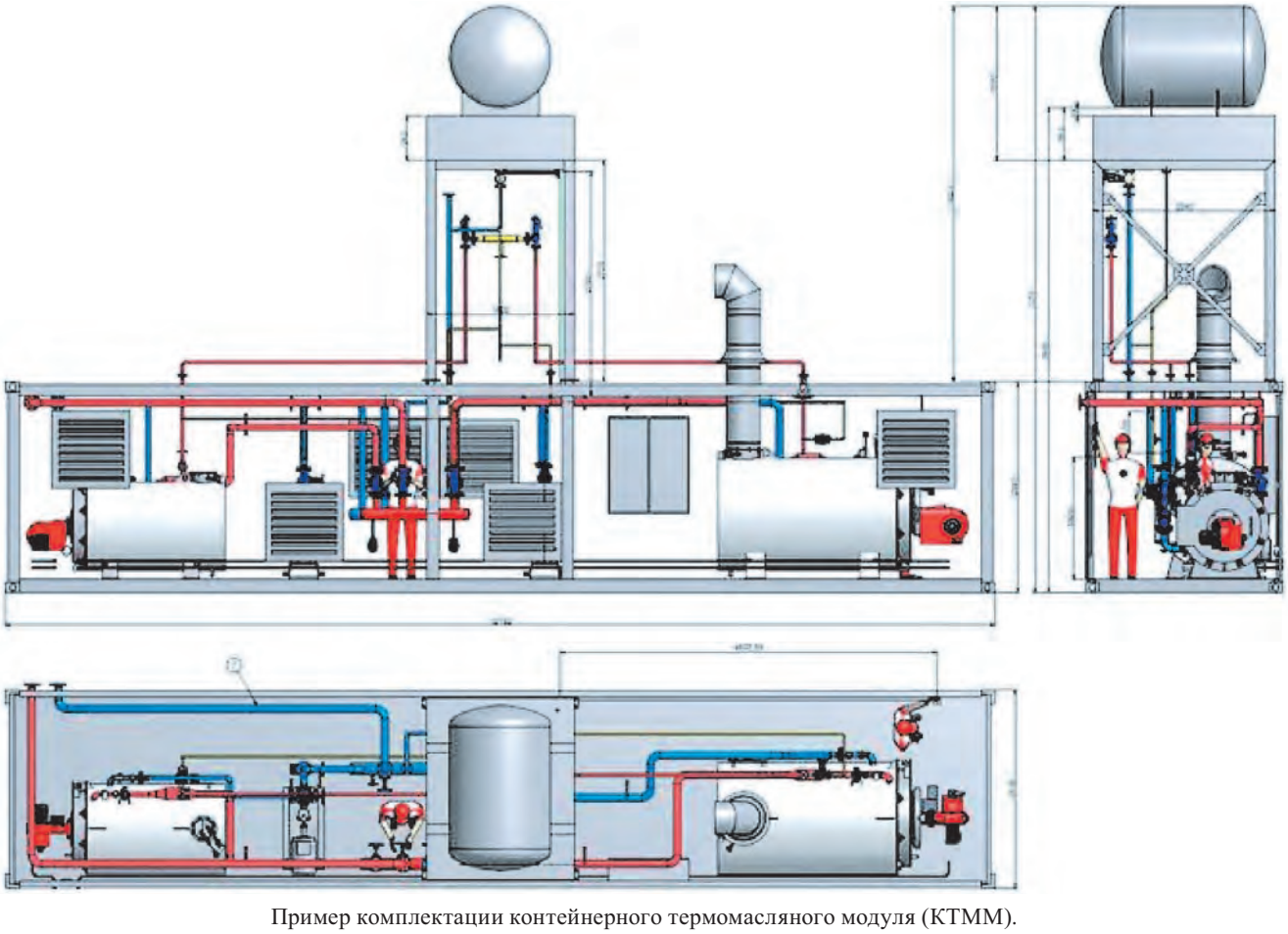
В районах с предполагаемой большой удельной тепловой нагрузкой могут устанавливаться ТМК условно стационарного типа. Данный пример термомасляной котельной представляет собой законченный под условия проектирования блок ТМК. Имеет фундаментную плиту с закладными под оборудование, стены и крышу быстрой сборки. Комплектация ТМК выбирается под предполагаемый пиковый режим производства и может состоять из произвольного количества нагревателей. Узел задвижек, циркуляционные насосы, шкафы управления и вторичное оборудование и др. не требуют отдельного помещения и монтируется в одном блоке с нагревателями.

Кроме этого такие ТМК имеют еще одно неоспоримое достоинство, а именно при размещении их вблизи населенных пунктов и промышленных объектов может производиться отбор мощности на покрытие дополнительной нагрузки, к которой относится отопление и горячее водоснабжение социальных и жилых объектов, обеспечение термических процессов подготовки нефти, подготовка горячего воздуха также для целей обогрева и многое другое.

В остальном по назначению, рабочим характеристикам и условиям эксплуатации комплектация ТМК идентична блочно-модульной контейнерной комплектации КТМК.



Пример комплектации условно стационарной термомасляной котельной (ТМК).
Мощность аппаратов от 5 МВт для обеспечения района с большим количеством сважин.



Пример комплектации контейнерного термомасляного модуля (КТММ).
Мощность аппаратов до 2 х 1,5 МВт для обеспечения локальной тепловой нагрузки.

КТММ представляет собой законченный единый модуль быстрого развертывания. Может применяться для:

– обеспечения выделенных и/или удаленных потребителей или групп скважин;

– обеспечения новых участков (районов) до их окончательного обустройства;

– обогрева бакового хозяйства, нефтехранилищ, оборудования, а также для транспорта нефти в спутнике с ТН;

– всех случаев автономного жизнеобеспечения жилпоселков и промышленных объектов.

К вопросу о ротации оборудования

Схема ротации оборудования в рамках одной добывающей компании

Обустройство паровой инфраструктуры с применением мобильных паровых модулей и быстромонтируемых термомасляных котельных обеспечивает возможность оптимизации под фактический режим потребления!

Под ротацией тепломеханического оборудования понимается метод оптимального распределения мощностей по обеспечению тепловой нагрузки потребителей (здесь: нагнетательных скважин), при котором оборудование мобильного или условно мобильного исполнения не имеет места постоянной эксплуатации и может быть:

– переведено с одного объекта на другой;

– доработано на другую мощность, адаптированную к режиму потребления.

Основными конструктивными условиями, обеспечивающими беспроблемную ротацию оборудования являются:

– мобильность;

– абсолютная – транспорт обычными транспортными средствами единым модулем и/или поблочно;

– условная – транспорт обычными транспортными средствами с демонтажем блоков основного и вспомогательного оборудования и монтажем его на новом месте;

– идентичность компоновки и портов присоединения.

Основным критерием надежности в эксплуатации является коэффициент оперативной готовности (**КОГ**). КОГ представляет собой отношение времени исправной работы к сумме времен исправной работы и вынужденных простоев объекта за один календарный срок. Суммарное время исправной работы объекта – суммарное время вынужденного простоя.

Значительное увеличение КОГ обеспечивается:

– возможностью плановой ротации основного оборудования;

– возможностью быстрого реагирования при наступлении неисправности;

– наличием резервных мощностей на сервисной базе;

– возможностью текущей оптимизации;

– выполнением профилактики и ремонта в условиях оснащенных мастерских.

Заключение

Уважаемые коллеги, для внедрения этой и других инноваций требуется инженерная воля специалистов на всех уровнях принятия решения, начиная с выражения намерения внедрения и кончая реализацией проекта и оценкой результата.

Мы не настаиваем на том, что предлагаемые нами компоновки оборудования идеальны, однако техническое

решение с опорой на децентрализованное обустройство и применение промежуточного теплоносителя в целом способно обеспечить энерго-эффективную добычу нефти.

Мы охотно примем конструктивную критику и готовы к сотрудничеству по обустройству Ваших объектов, на условиях эксплуатации вашего оборудования.

Linke Engineering

Asamstrasse 32
D-76646 Bruchsal
Tel.: +49 7251 5055-50
info@linke-engineering. eu

GekaKonus®

Siemensstrasse 10
D-76344 Eggenstein-Leop.
Tel.: +49 721 94374-30
knut. fellbaum@gekakonus. net

ПРОГНОЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВАНИИ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Р.А.Алексеев[1], А.М.Чинарев[1], Р.С.Хисамов[2]

[1]Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», ralekseev@ya.ru
[2]ПАО «Татнефть»

Метод вейвлет-преобразования в последнее время находит широкое применение в различных областях науки и техники. Это, например, различные инженерные задачи, физика и астрофизика, акустика, решение дифференциальных уравнений, моделирование турбулентности, распознавание речи, сжатие цифровой графики и видео, медицина (анализ медико-биологических показателей), анализ финансовой статистики, а также различные применения области геофизики (анализ данных ГИС, магниторазведки, георадиолокации, сейсмологии) [1]. В последнее время появляется все больше публикаций о применении вейвлет-преобразования к данным сейсморазведки, в том числе для исследования резервуаров углеводородов по амплитудно-частотным характеристикам отраженных волн. Этот интерес основан на возможности анализировать частотные характеристики в узком пространственном интервале, отражений сейсмических волн от продуктивного пласта. В комплексе со скважинными данными можно искать связи литологических свойств со значениями параметров вейвлет-разложения сейсмического сигнала, и в результате прогнозировать распределение характеристик продуктивного пласта на межскважинном пространстве.

Разными авторами применяются несколько различных методик вейвлет-анализа данных сейсморазведки в различных сейсмогеологических условиях – Мексиканский залив [2], Иран [3, 4], Западная Сибирь [5, 6], Китай [7], Нигерия [8] и др. Описано несколько методик расчета вейвлет-преобразования сейсмических данных – непрерывное вейвлет-преобразование CWT [3, 4], частотное вейвлет-преобразование CWTFT [6], дискретное вейвлет-преобразование DWT в одномерной и двухмерной модификации [5], методики адаптивного вейвлет-разложения MPD и ISA [2, 8], вейвлет-фрактальная методика WTMM [9].

В представляемой работе впервые проведена апробация различных методик вейвлет-анализа сейсморазведочных данных в характерных для территории Татарстана и Поволжья сейсмогеологических условиях. Главной проблемой было обоснование выбора конкретной методики из большого количества методик вейвлет-анализа сейсмических данных. Любой выбор в данных обстоятельствах будет иметь, скорее, субъективный и случайный характер. Ситуация усложняется тем, что для каждой методики можно использовать один из нескольких типов вейвлет-импульса (например вейвлеты Морле, Гаусса, Mhat и др.), а для каждого вейвлет-импульса следует проводить расчеты для нескольких различных значений длительности («эффективной частоты»). Общее количество вариантов оценивается от нескольких сотен до нескольких тысяч для разных методик, и опробование всех возможных вариантов весьма трудоемко.

С этой целью опробования максимально возможного количества методик авторами разработана компьютерная программа Wavelet Selector. Она создана на основе библиотек пакета вычислительной математики R Statistics (www.r-project.org), который имеет встроенные процедуры вейвлет-анализа и статистического анализа.

Программа осуществляет автоматический перебор разных вариантов вейвлет-преобразования (разные методы вейвлет-преобразования, типы вейвлетов, длительность вейвлетов («эффективная частота»)). Для каждого варианта вейвлет-преобразования программа рассчитывает результат вейвлет-преобразования для отдельного нефтеносного пласта. Затем производится анализ статистических связей результатов вейвлет-преобразования сейсмических данных с коллекторскими свойствами, определенными по скважинным данным (толщина пласта, пористость, нефтенасыщенность и др.). Программа автоматически выделяет результаты с наивысшими коэффициентами корреляции с литологическими свойствами нефтяной залежи.

Общая последовательность действий при опробовании методик вейвлет-анализа состоит из следующих этапов (рис.1):

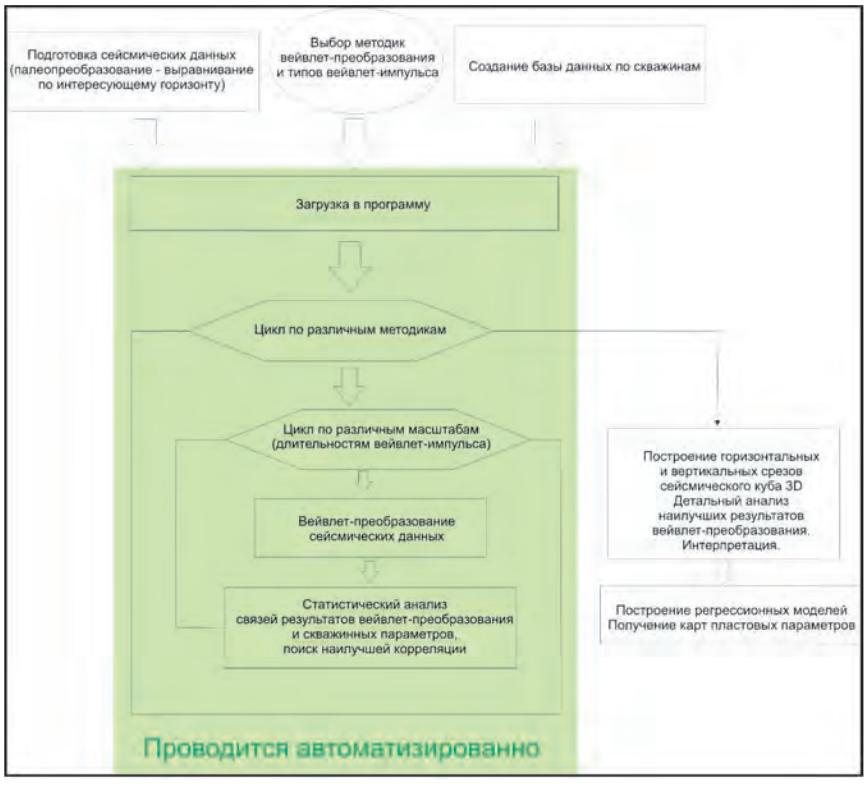


Рис.1. Схема алгоритма «глобального поиска» в программе Wavelet selector.

1. Выравнивание куба сейсмических данных по интересующему горизонту.

2. Создание базы скважинных параметров для интересующего горизонта.

3. Выбор методики вейвлет-преобразования и типа вейвлета.

4. Ввод сейсмических данных в программу.

5. Ввод скважинных параметров в программу.

6. Цикл по различным масштабам (эффективным частотам) вейвлета и временным интервалам. Для каждого сочетания вычисляется вейвлет-преобразование сейсмических данных.

7. Статистический анализ (для каждого варианта расчета вейвлет-преобразования) – вычисление коэффициента корреляции с каждым из скважинных параметров. Выделяются наивысшие коэффициенты корреляции.

Программа Wavelet Selector выполняет шаги 4–7 автоматически.

В программу вводятся сейсмические данные, скважинные параметры и список методик для проведения расчетов. Скважинные параметры используются в виде средневзвешенных по пласту значений, что является наиболее корректным для тонких пластов (менее 10–15 м), чья толщина ниже разрешающей способности сейсморазведки.

Программа Wavelet Selector производит автоматический перебор всех возможных методик из заданного списка. Для каждой методики производится расчет вейвлет-преобразования сейсмических данных и вычисление коэффициента корреляции между значениями вейвлет-преобразования в окрестностях скважин со значениями скважинных параметров. Результаты работы программы выдаются в виде таблицы «параметры вейвлет-разложения – значение коэффициента корреляции». В программе есть возможность задавать порог отбора по величине корреляции – например со значениями коэффициента не ниже 0,7.

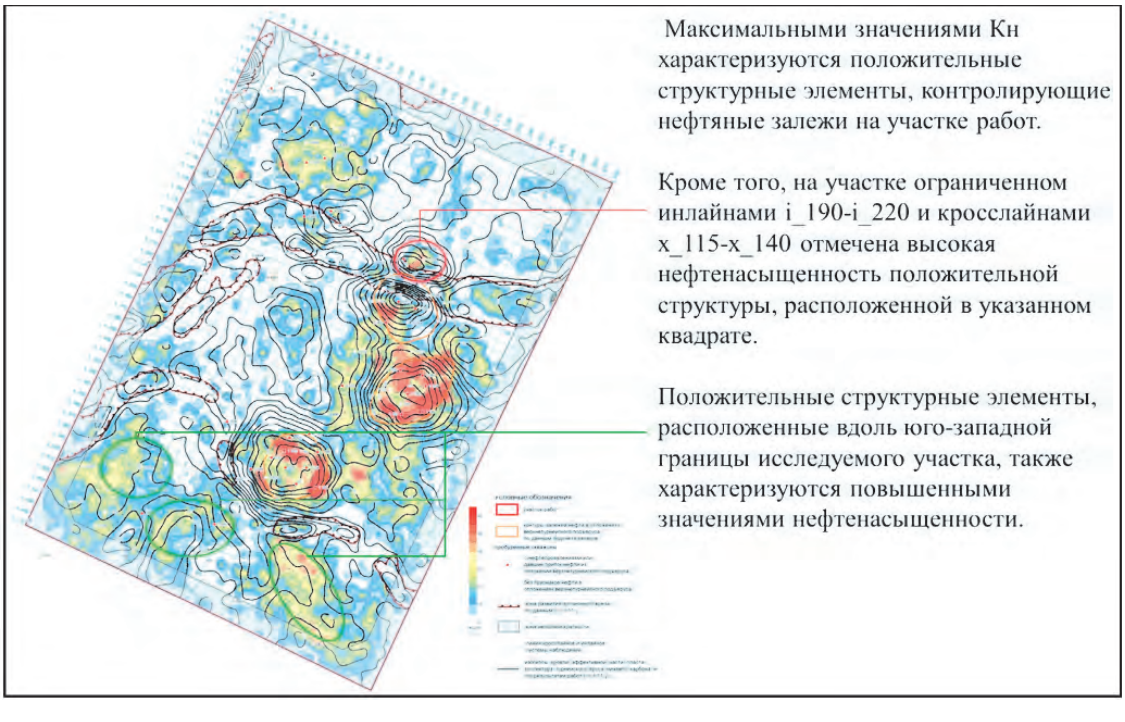


Рис.2. Прогнозная карта распределения коэффициента нефтенасыщенности отложений турнейского яруса Баллаевского участка (вейвлет Mexh, методика CWT, эффективная частота 16 Гц).

Рис.3. Прогнозная карта распределения нефтенасыщенной толщины отложений турнейского яруса Баллаевского участка (вейвлет Хаара 2-го уровня разложения, методика DWT).

Использование описанного алгоритма «глобального поиска» является первым этапом работы. В результате удается существенно сократить область поиска, оставив для дальнейшего анализа только лучшие варианты. На втором этапе для этих вариантов проводится визуальная оценка и построение регрессионных моделей. По полученным моделям значения вейвлет-преобразования сейсмического сигнала пересчитываются в значения пластового параметра по всему сейсмическому материалу и строится карта пластового параметра на межскважинном пространстве, которая и является конечным результатом.

Описанная схема применена на Баллаевском участке Ново-Елховского месторождения на территории Татарстана по сейсморазведочным данным МОГТ 3D и данным ГИС по 35 скважинам. Анализ проводился по трем продуктивным комплексам для отложений бобриковского горизонта, турнейского яруса и пашийского горизонта.

С помощью программы Wavelet Selector проведен автоматизированный перебор вариантов расчета. Опробованы методики CWT, CWTFT с вейвлетами Морле, Mexh, Гаусса 1, 3, 4 порядков для эффективных частот 12–40 Гц с шагом 2 Гц и 45–100 Гц с шагом 5 Гц, а также методика DWT с вейвлетами Хаара и Добеши 1–6 уровней разложения. На рис.2 представлена прогнозная карта распределения коэффициента нефтенасыщености для турнейского яруса. В рамках работы также выполнялись расчеты прогнозного распределения коэффициентов проницаемости, пористости, глинистости, песчанистости, нефтенасыщенной толщины (рис.3), гидропроводности.

Методика может использоваться на любом участке, где есть результаты сейсморазведки и достаточное для построения регрессионной модели количество скважин.

Предлагаемую вейвлет-методику следует рассматривать, прежде всего, как одну из дополнительных процедур динамической обработки сейсморазведочных данных и использовать как источник дополнительной информации при обосновании подсчетных параметров и коллекторских свойств продуктивных пластов при подсчете запасов нефти и построении геологических моделей нефтяных месторождений.

Литература

1. *Addison P.S.* The illustrated wavelet transform handbook: introductory theory and applications in science engineering, medicine and finance. Bristol: Institute of physics publishing, 2002.

2. *Castagna J.P., Sun S., Siegfried R.W.* Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons. The Leading Edge 2003. – № 22(2). – P. 120–127.

3. *Saadatinejad M.R., Hassani H.* Application of wavelet transform for evaluation of hydrocarbon reservoirs: example from Iranian oil fields on the north of Persian Gulf. Nonlinear processes in geophysics 2013. – № 20. – P. 231–238.

4. *Shokrollahi E., Zargar G., Riahi M.* Using Continuous Wavelet Transform and Short Time Fourier Transform as Spectral Decomposition Methods to Detect of Stratigraphic Channel in One of the Iranian South-West Oil Fields // International Journal of Science & Emerging Technologies. – 2013. – № 5(5). – P. 291–299.

5. *Алексеев В.И., Бобрышев А.Н.* Вейвлет-анализ сейсмических изображений // Геофизика. – 2009. – № 3. – С. 12–15.

6. *Никульников А.Ю.* Применение спектральной декомпозиции сейсмической записи с целью картирования

тонких стратиграфических элементов осадочных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 11. – С. 30–34.

7. *Zhu Z.Y., Lu D.Y., Sang S.I., Zhang J.M., Xu P.* Research of spectrum decomposition method based on physical wavelet transform and its applications // Chinese Journal of Geophysics. – 2009. – № 52(4). – P. 892–897.

8. *Sinha S., Routh P.S., Anno P.D., Castagna J.P.* Spectral decomposition of seismic data with continuous-wavelet transform // Geophysics. – 2005. – № 70(6). – P. 19–25.

9. *Liner C.L., Zheng J. and Flynn, B.* Case History: Spicing up mid-continent seismic interpretation. 80th Annual International Meeting, SEG, 2010, Expanded abstracts, P. 1317–1321.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ГЕОРАДАРНОГО ИМПУЛЬСНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

М.И. Амерханов[1], С.Е. Войтович, И.В. Дергунов, М.Г. Чернышова[2]

[1] ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ami@tatneft.ru

[2] ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, tgru@tatneft.ru

Метод зондирования земной поверхности электромагнитными импульсами, отображение картины раздела сред с различной диэлектрической проницаемостью по отраженному сигналу в последние годы успешно применяется при решении разных задач:

– исследование геологического строения залежей СВН для построения разрезов в межскважинном пространстве;

– поиск в грунте пустотных полостей искусственного и естественного происхождения (карстовые полости, пустоты и тектонические нарушения);

– выявление подземных металлических и неметаллических коммуникаций.

1. Исследования геологического строения залежей СВН для построения разрезов в межскважинном пространстве. Определение контуров залежи бурением – процесс весьма сложный и дорогостоящий. Даже при условии разбуривания объекта по сетке существуют определенные затруднения при пространственной интерпретации данных, связанные с дискретностью получения геологической информации при бурении. В 2012–2014 гг. проведены опытно-промышленные работы по картированию продуктивной толщи СВН в песчаниках шешминского горизонта и построения разрезов в межскважинном пространстве. Исследования проведены на участках Южно-Ашальчинского, Ягодного и Сарабикуловского месторождений.

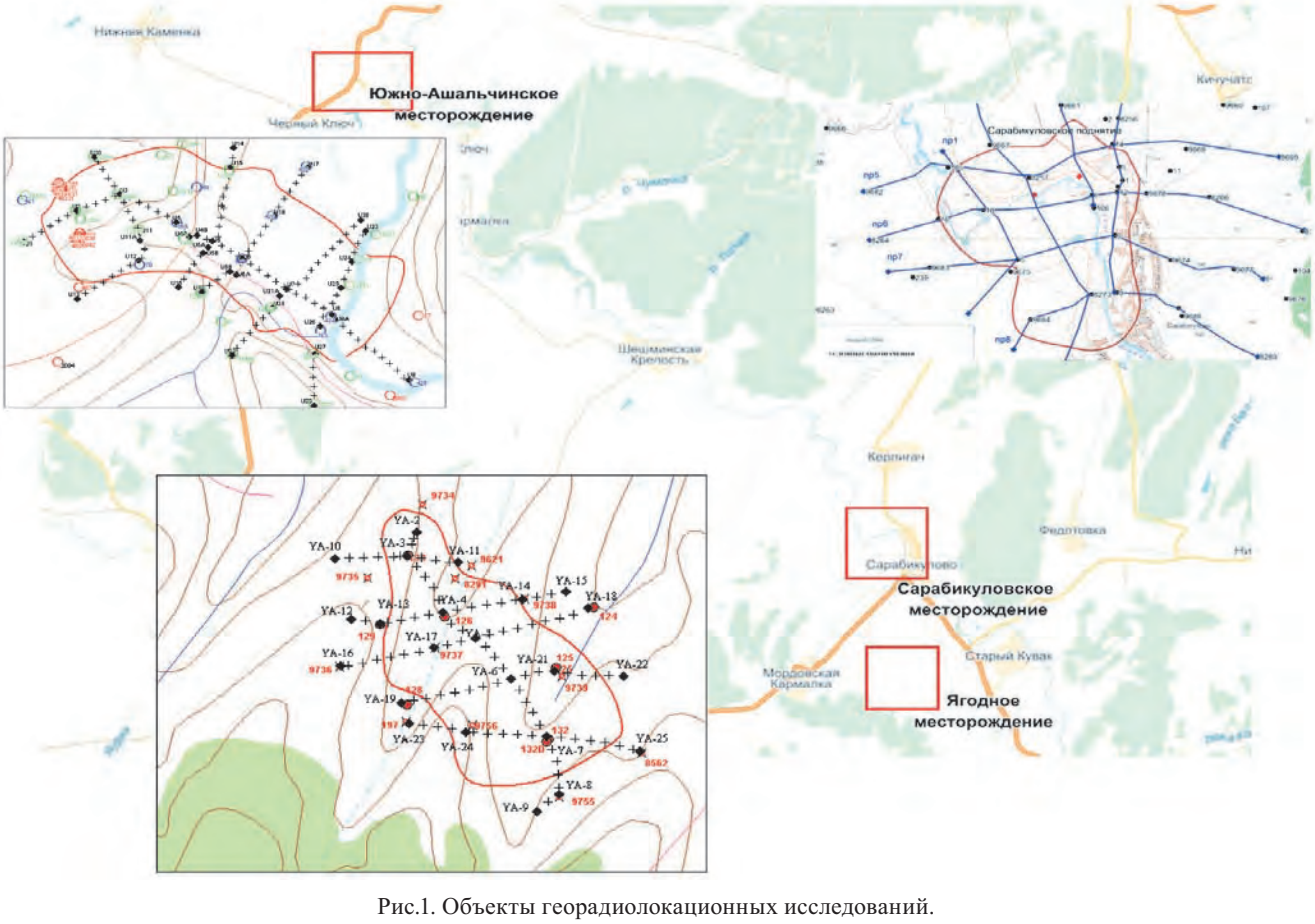


Рис.1. Объекты георадиолокационных исследований.

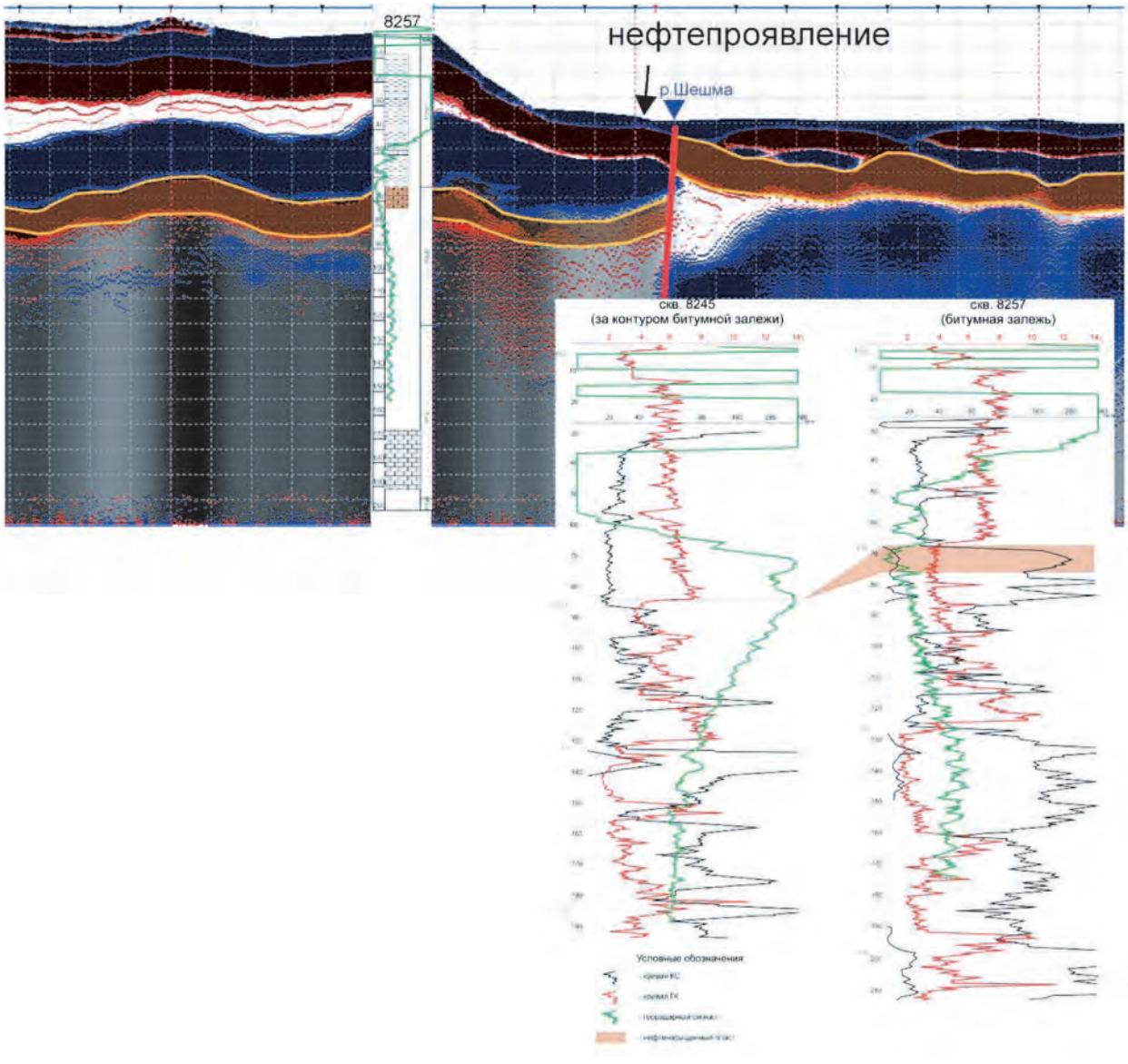


Рис.2. Стратиграфическая привязка отражающих границ.

Стратиграфическая привязка отражающих границ осуществляется на основе сопоставления с данными отбора керна и материалов интерпретации ГИС в структурных скважинах.

В результате интерпретации и обработки полевых данных строятся радарограммы (рис.3), на которых прослеживаются основные стратиграфические границы и толщины нефтенасыщенных песчаников уфимского яруса, а также структурные карты по отражающим границам электромагнитного сигнала (рис.4).

При структурном построении Сарабикуловского поднятия установлены границы распространения зоны

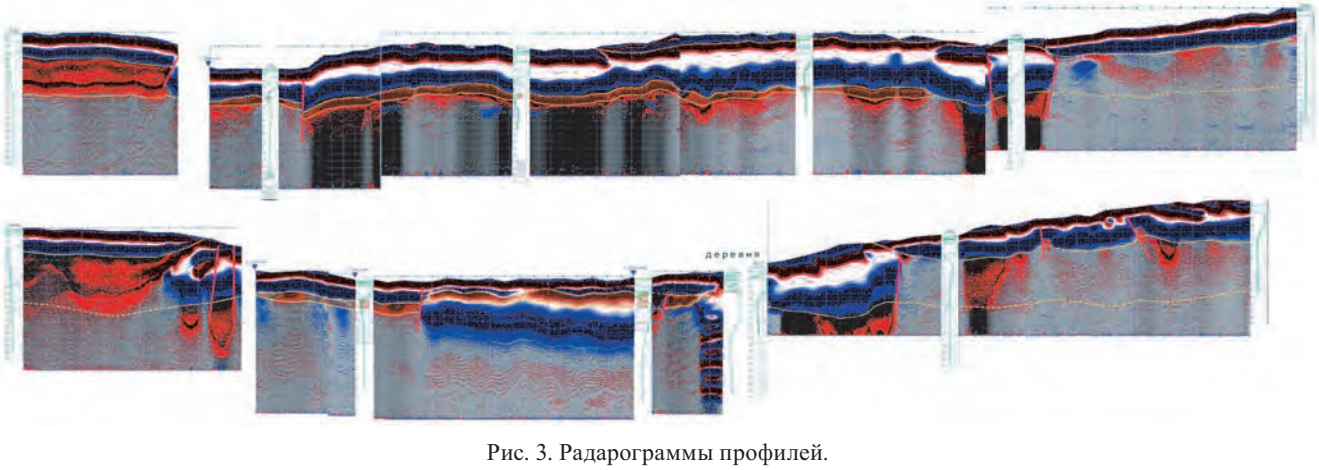


Рис. 3. Радарограммы профилей.

размыва верхнеказанских отложений. Верхнеказанские отложения размыты в пониженных участках местности, приуроченных к пойменной части реки Шешма.

В структурном плане прослежен ряд разломов. Тектонические нарушения довольно четко коррелируются с линиаментами речной и овражной сети.

В ходе интерпретации выделяется нефтенасыщенная пачка шешминского горизонта, построена карта мощности нефтенасыщеной пачки (рис. 4 и 5). Максимальная мощность нефтенасыщенного слоя 36 метров отмечается в купольной части Сарабикуловского поднятия.

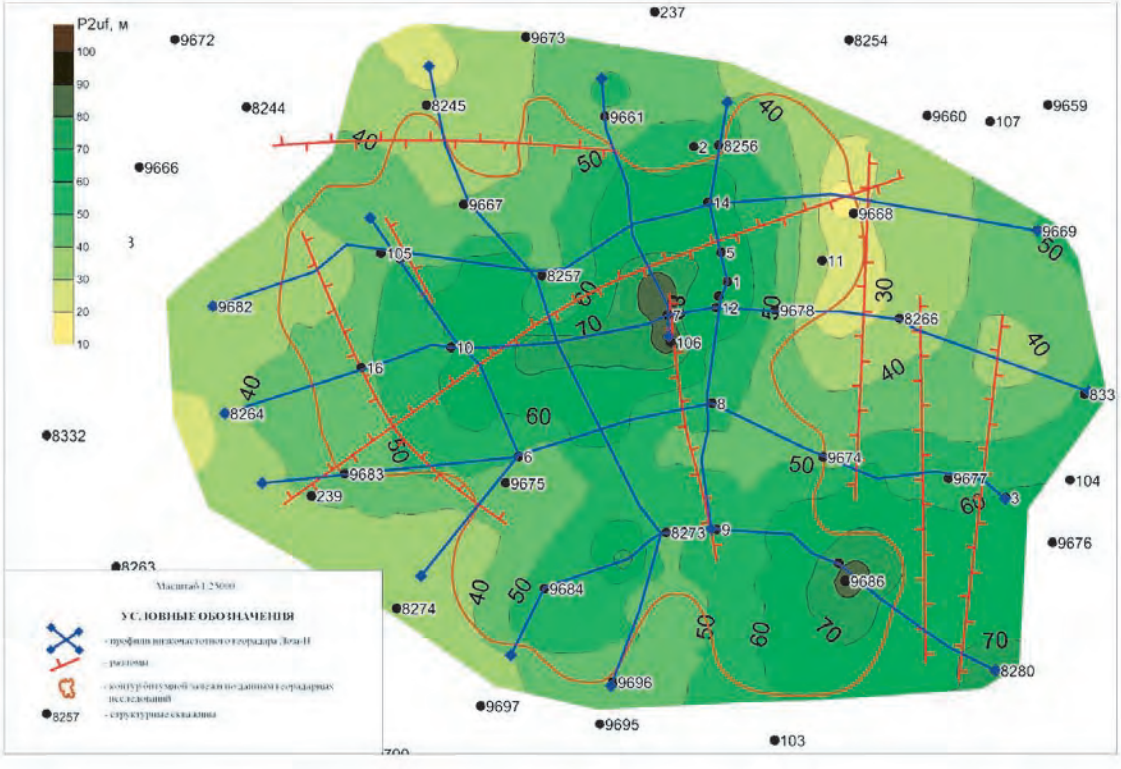


Рис. 4. Структурная карта по отражающей границе кровли уфимского яруса.

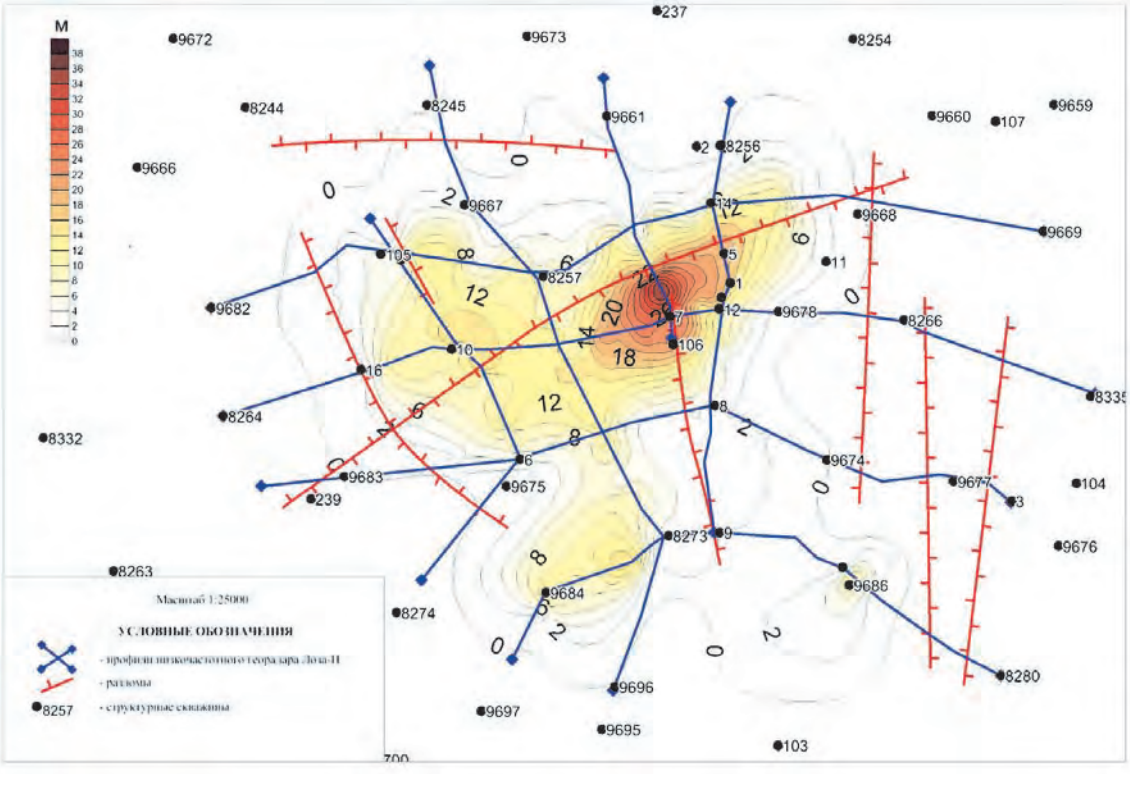


Рис. 5. Карта мощности нефтенасыщенной пачки шешминского горизонта уфимского яруса.

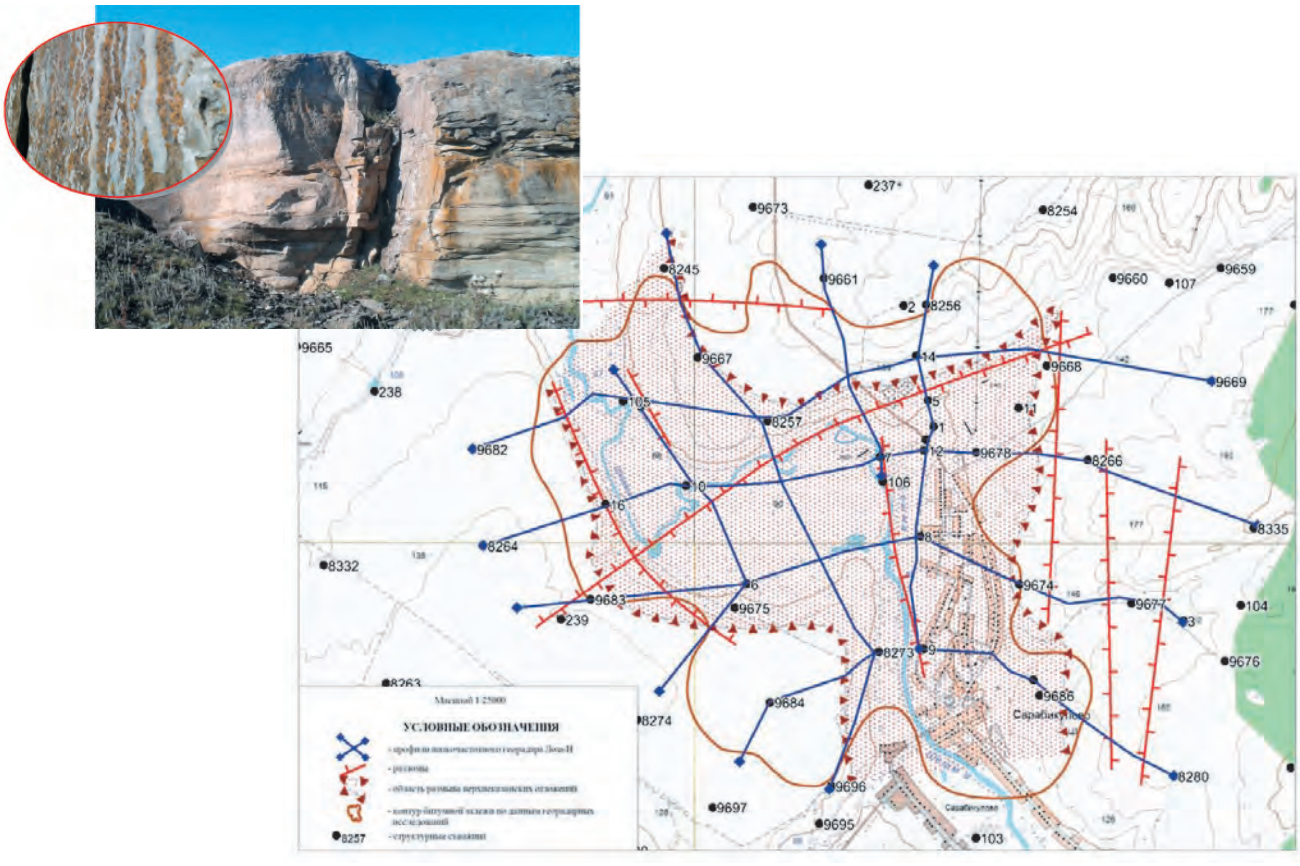


Рис.6. Картирование зон размыва верхнеказанских отложений и тектонических нарушений.

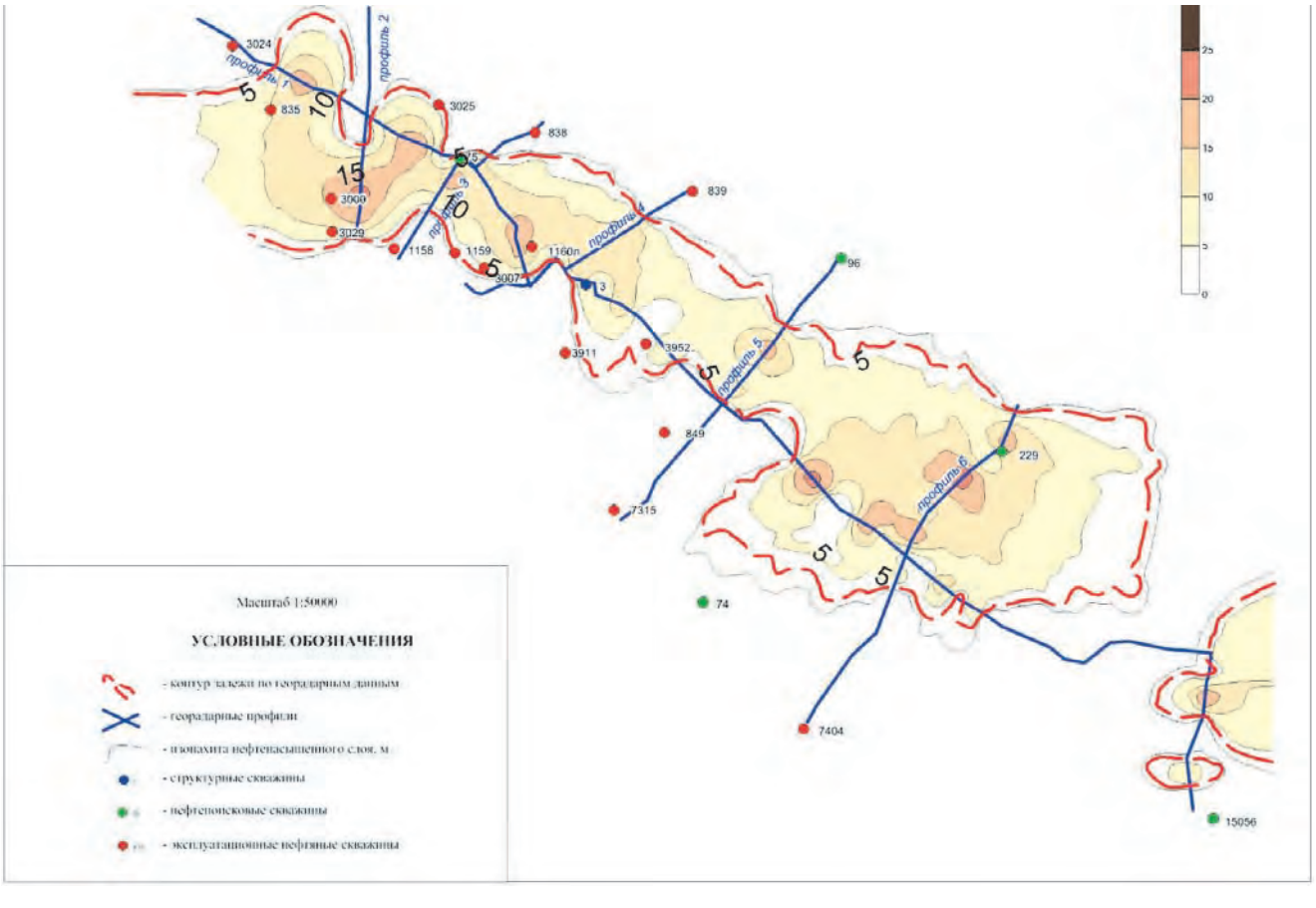


Рис.7. Карта нефтенасыщенных толщин продуктивных отложений шешминского горизонта уфимского яруса объекта 58.

Альтернативой бурению на поисковом этапе новых, не разведанных, объектов и при определении контура залежи шешминского горизонта являются георадарные исследования, положительный эффект который состоит в том, что, обеспечивая прогнозный контур скопления углеводородов СВН, они существенно снижают риск бурения пустых скважин.

Методика «Способа картирования структурных поднятий в верхней части осадочного чехла и прогнозирования сверхвязких нефтей» прошла экспертно-техническую экспертизу в ФБУ ГКЗ, где было рекомендовано использовать предлагаемый способ на этапах геолого-разведочных работ при изучении и уточнении геологического строения углеводородных залежей верхней части осадочного чехла, а также при представлении на государственную экспертизу оперативных подсчетов запасов.

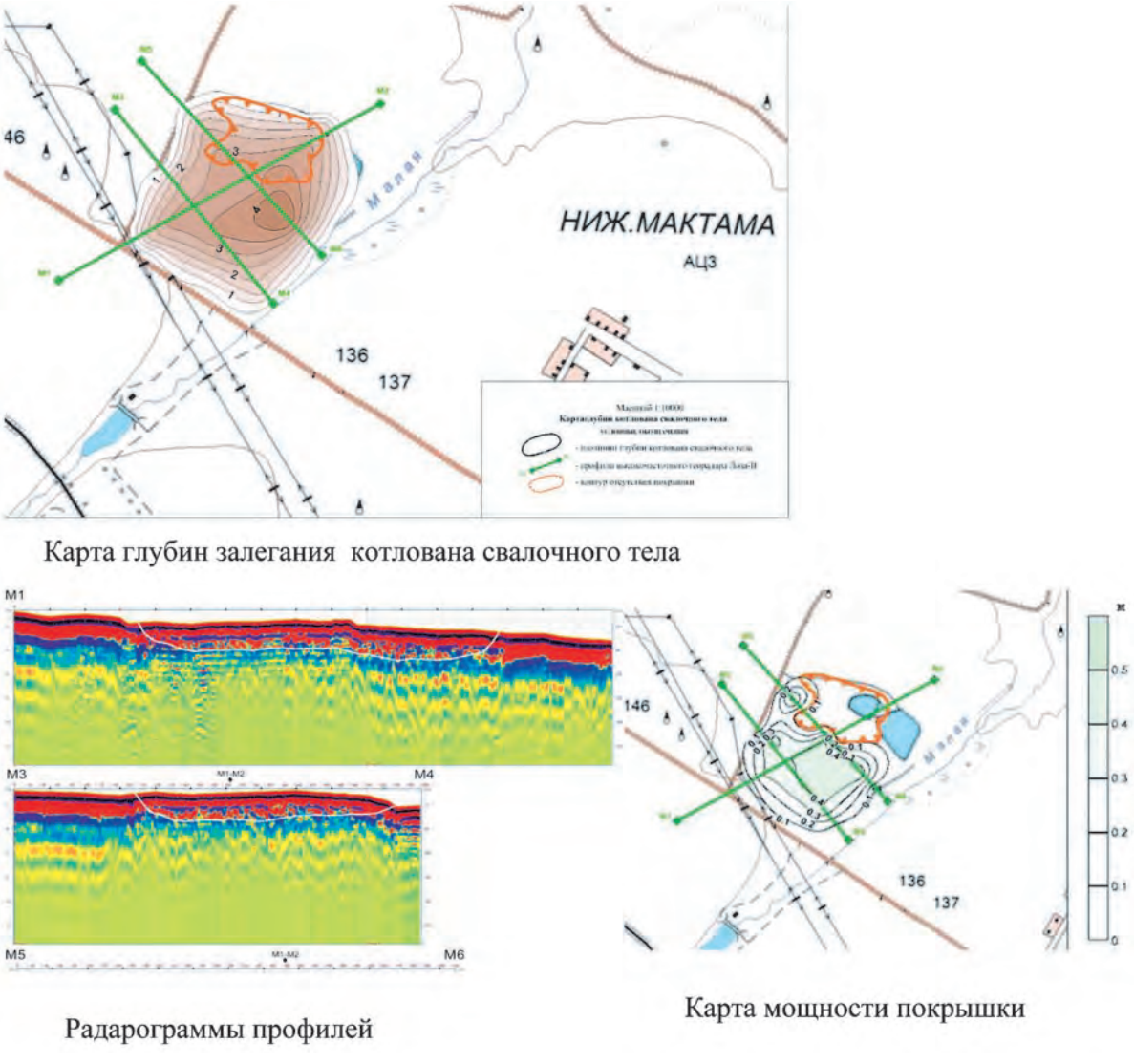


Рис.8. Результаты георадарного обследования.

2. Георадарное обследование применялось также при решении одной из актуальных проблем современности – охране окружающей среды.

Проведена оценка степени влияния свалочного тела на состояние окружающей среды в районе закрытого Мактаминского полигона ТБО Альметьевского района. Изучено строение верхней части осадочного чехла на участке; определены параметры защитного экрана; определены мощность, глубина, состояние свалочного тела и степень его воздействия на окружающую среду.

На радарограммах свалочное тело характеризуется высокой неоднородностью грунта. Тем самым отмечаются четкие границы исследуемого объекта.

По результатам интерпретации построена карта глубин и карта мощности котлована свалочного тела. Глубина нижней границы котлована фиксируется на отметках от 3 до 4 метров (рис. 7).

Георадиолокация, являясь относительно дешевым методом с эффективной производительностью и удовлетворительной разрешающей способностью, в полной мере реализовывает свое основное преимущество в геологии.

ЭКСПРЕСС-МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Е. А. Андаева

НГДУ «Ямашнефть», ПАО «Татнефть»

Специалист должен располагать достаточной информацией о пласте для адекватного анализа показателей и прогнозирования добычи при различных вариантах разработки. Инженер по добыче обязан знать состояние добывающих и нагнетательных скважин для установления оптимальной их производительности. Большую часть такой информации можно получить по результатам исследований скважин на нестационарных режимах.

Проведение исследований скважин на нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления/уровня; методом падения давления; при закачке; методом падения уровня в нагнетательной скважине и гидропрослушиванием скважин) является неотъемлемой частью нефтяного инжиниринга.

На практике возможность качественной интерпретации результатов исследований скважин на нестационарных режимах часто ограничена:

1) недостатком информации;

2) неверным применением методик интерпретации;

3) невозможностью систематизировать доступную или потенциально доступную информацию.

Большинство промысловых инженеров сталкиваются со случаями, когда для достоверной интерпретации не хватает точной информации по давлению и отбору нефти за более ранний период или результатов предыдущих исследований для сопоставления.

В общем случае хорошим правилом является проведение базисного исследования на нестационарных режимах в добывающей скважине вскоре после ее заканчивания или в нагнетательной скважине после определенного периода закачки. Это способствует раннему распознаванию и предупреждению многих осложнений, из которых только недостаточная обработка пласта является самой очевидной. Подобные исследования также дают сведения о параметрах пласта для математического моделирования и базисные данные для сопоставления при возникновении осложнений в пласте и скважине.

Различают ГДИС на установившихся режимах фильтрации – метод снятия индикаторной диаграммы (ИД) и на неустановившихся режимах – методы кривой восстановления давления (КВД), кривой падения давления (КПД), кривой восстановления уровня (КВУ) или кривой притока (КП).

Для определения параметров удаленной от скважины зоны пласта длительность регистрации КВД должна быть достаточной для исключения влияния «послепритока» (продолжающегося притока жидкости в ствол скважины), после чего увеличение давления происходит только за счет сжатия жидкости в пласте и ее фильтрации из удаленной в ближнюю зону пласта (конечный участок КВД).

Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удаленной зоне пласта.

Основными параметрами пласта, необходимыми для оценки дальнейшей работы скважины, при проведении исследований являются продуктивность, проницаемость призабойной зоны скважины, радиус загрязнения и скин-фактор. Широкое применение в Татарстане гидродинамических исследований методом КВУ/КВД, обусловлено рядом особенностей при разработке месторождений:

1. Полная механизированность добычи и широкое применение при строительстве скважин кустового наклонно-направленного бурения затрудняют, а чаще всего делают невозможным, доставку глубинных измерительных приборов на забои добывающих скважин.

2. Низкие дебиты и, следовательно, невысокие скорости движения флюида в стволе скважины, высокая вязкость, склонность к образованию устойчивых водонефтяных эмульсий существенно снижают информативность потокометрических измерений.

3. Низкие пластовые давления приводят к затруднению промывки забоя ствола скважины при подготовке их к исследованию.

При этом необходимо отметить, что вышеперечисленные особенности значительно увеличивают сроки проведения исследований, приводят к недоборам по нефти и, следовательно, к удорожанию данных мероприятий.

В результате, необходимость разработки нового метода определения характеристик призабойной зоны скважин с максимальным сокращением возможных простоев скважин и получением за счет этого дополнительной добычи нефти и экономического эффекта является актуальной задачей для месторождений, разрабатываемых в ПАО «Татнефть».

В настоящее время эксплуатация месторождений нефтедобывающих компаний, в том числе ПАО «Татнефть», находится на поздней стадии разработки. Основной фонд скважин относится к малодебитным скважинам (ежесуточная добыча составляет 3–6 т/сут). Как правило, эти скважины разрабатывают трудноизвлекаемые запасы нефти и относятся к карбонатным коллекторам со сложным строением порового пространства. На рисунке 1 видно, что добыча из карбонатных коллекторов составляет практически половину всей добычи.

С целью контроля разработки и поддержания добычи нефти на существующем уровне проводятся различные геолого-технические мероприятия, а также гидродинамические исследования, характеризующие все необходимые параметры призабойной зоны, определяющие продуктивность скважины. Согласно руководящим документам и существующим регламентам определение продуктивности необходимо проводить не реже 1 раза в два года, а также до и после проведения мероприятий по воздействию на призабойную зону скважин. В настоящее время одним из основных методов изучения призабойной зоны скважин, эксплуатирующихся на мелких месторождениях юго-востока Татарстана, является гидродинамическое исследование (ГДИ) пласта с обработкой кривых восстановления уровня/давления (КВУ/КВД). В теоретическую основу обработки полученных кривых ложится известный метод Хорнера.

Для решения существующей проблемы по определению ФЕС скважин был изучен фонд скважин НГДУ «Ямашнефть» и выделен объект для проведения исследований и отработки методики определения характеристик призабойной зоны скважины. На балансе НГДУ «Ямашнефть» находятся 9 месторождений. В качестве опытных были выбраны скважины Шегурчинского месторождения, на которых запланировано проведение каких-либо мероприятий по увеличению нефтеотдачи. На данном месторождении добыча нефти из низкодебитных скважин характерна в основном для карбонатных сложнопостроенных коллекторов, таких как верей-башкирские и турнейские отложения.

Схема проведения стандартного исследования до и после ремонта скважины выглядит следующим образом (рисунок 1): перед проведением мероприятия скважину исследуют на определение параметров пласта методом КВУ/КВД, после чего осуществляют ОПЗ, далее скважину осваивают и снова проводят исследование КВУ/КВД.

Разработан и апробирован экспресс-метод, который предоставляет возможность оперативно рассчитать все необходимые характеристики пласта, преимущественно данные по призабойной зоне, совместив процесс свабирования и второй этап исследования.

Рис. 1. Существующая схема проведения ОПЗ на скважине и ее освоения.

Объем извлеченной жидкости при проведении опытных работ измеряют в тарированной емкости (свабная корзина). После этого часть продукции исследуется на число pH, вязкость, плотность и обводненность. Необходимо отметить, что это стандартные требования, обязательные для исполнения при проведении КРС.

Для подсчета характеристик призабойной зоны пласта скважин разработан алгоритм, по которому производится автоматический расчет при введении определенных параметров:

1. Плотность жидкости, полученной при откачке во время цикла освоения, кг/см^3;
2. Вязкость жидкости, полученной при откачке во время цикла освоения, сПз;
3. Нефтенасыщенная толщина, см;
4. Конечная отметка последнего цикла освоения, м;
5. Отметка уровня при восстановлении уровня через час, м;
6. Начальная отметка следующего цикла освоения, м;
7. Время восстановления уровня, час;
8. Объем полученной жидкости при откачке за последний цикл освоения, м^3;
9. Проницаемость удаленной зоны пласта, Д.

Результатом расчета являются следующие величины:

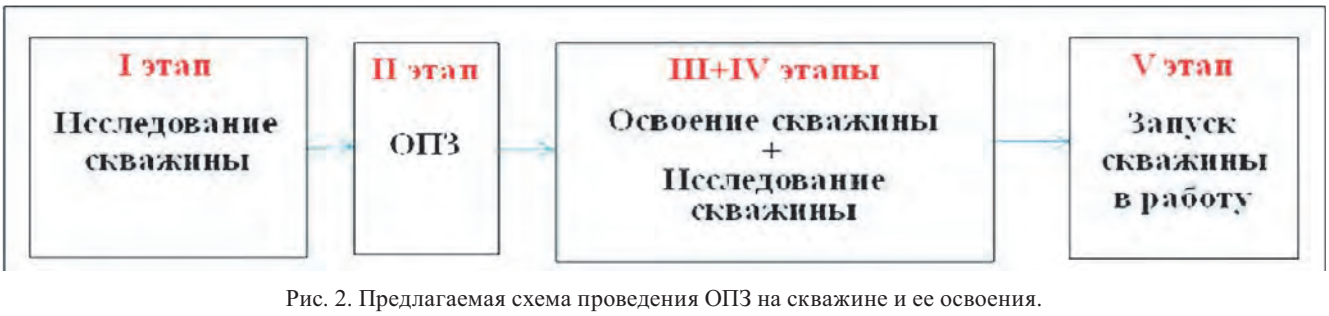


Рис. 2. Предлагаемая схема проведения ОПЗ на скважине и ее освоения.

1. Дебит жидкости, $м^3$/сут;
2. Пьезопроводность призабойной зоны пласта;
3. Пьезопроводность удаленной зоны пласта;
4. Гидропроводность призабойной зоны пласта, Д·см/сПз;
5. Гидропроводность удаленной зоны пласта, Д·см/сПз;
6. Радиус загрязненной зоны, см;
7. «Скин-фактор»;
8. «Скиновое» давление, ат;
9. Продуктивность, $м^3$/сут/ат.

В качестве примера расчета ФЕС рассмотрим процесс освоения скважины № 4616. Для расчетов использовались 5-й и 6-й циклы, т. к. за 1–4-е циклы свабирования была получена жидкость с pH менее 4, что говорит об откачке продуктов среагировавшей кислоты.

После проведения всех необходимых замеров и расчетов были получены параметры призабойной зоны скважины, представленные в таблице 1. Как видно, значение продуктивности в независимости от цикла освоения находится в одном диапазоне, что свидетельствует о возможности прекращения свабирования уже после 5-го цикла. Это, в свою очередь, исключит дополнительный простой скважины во время освоения.

Как видно из таблицы, за все три последних цикла освоения получены близкие по значениям данные характеристик пласта. Это позволяет сделать предварительные выводы о том, что проводить 6-й и 7-й циклы необязательно. А, следовательно, это позволит сократить простой скважины и недоборы по нефти.

Таблица 1

Динамика изменения параметров призабойной зоны скважины № 4616 за 5–7 циклы свабирования

Цикл	Промежуток времени	Разница глубин	S	Гидропроводность, Д·см/сПз	k, Д	K, $м^3$/сут*атм
5	1 час	640–540	0, 017	0, 795	0, 16	2, 13
6	1 час	520–490	0, 004	0, 799	0, 22	2, 14
7	1 час	647–500	0, 005	0, 788	0, 22	2, 11

Этот экспресс-метод был опробован на ряде скважин с обязательным проведением контрольных стандартных исследований КВУ/КВД, в результате чего была получена высокая сходимость данных. Также был изучен промысловый материал по актам проведенных свабирований на скважинах Шегурчинского месторождения, проведены расчеты по имеющимся данным и построены зависимости в сравнении со стандартными методами исследования. Результат показал, что на основе расчетов, полученных при аналитической обработке данных освоения скважины методом периодического снижения уровня, можно оценить параметры призабойной зоны скважины, т. к. процент расхождения данных с результатами ГДИ составляет около 3%, что находится в пределах допустимого (приложение 1).

Приложение 1

Зависимость	Уравнение связи между показателями	Интервал изменения проницаемости	Достоверность аппроксимации
Разработанный метод в турнейских отложениях	S=-1, 457ln(k)-4, 989	0,01–0,09	0,8386
Стандартный метод в турнейских отложениях	S=-1, 429n(k)-4, 352	0,01–0,09	0,828

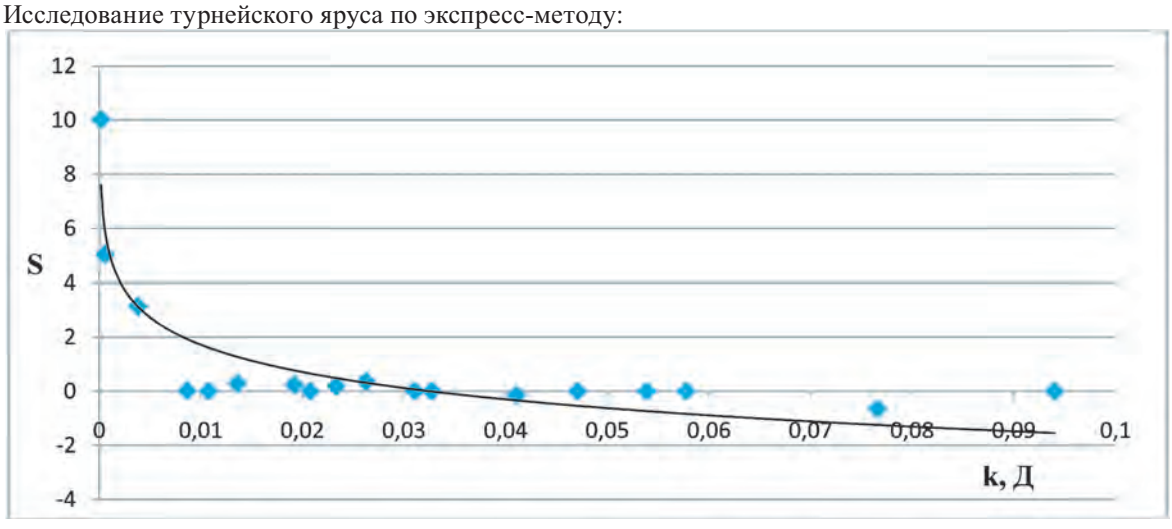
Предлагаемый подход проведения ГДИ позволит решить следующие вопросы:

1. Сокращение простоя скважины при отсутствии необходимости проведения повторного исследования КВУ/КВД;

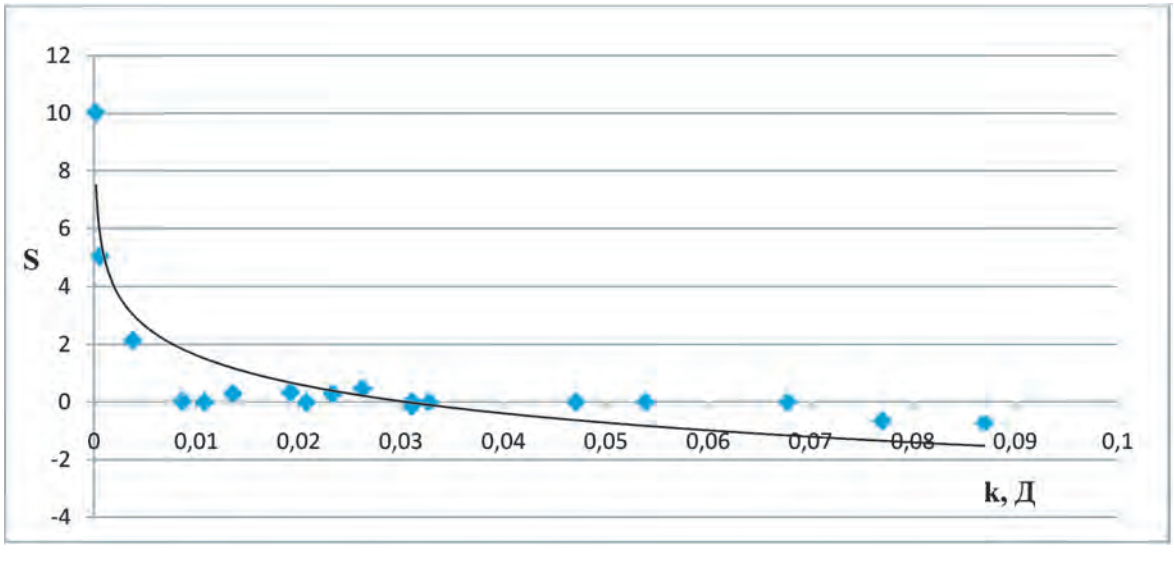
2. Сокращения простоя скважины за счет сокращения количества циклов свабирования при выявлении статистики оптимально числа свабных операций;

3. Сокращение недоборов по нефти за счет сокращения общего простоя скважины (повторное проведение исследования КВУ и длительность свабирования).

Исследование турнейского яруса по экспресс-методу:



Исследование турнейского яруса по стандартному методу:



Литература

1. *Хисамов Р. С., Газизов А. А., Газизов А. Ш.* Увеличение охвата продуктивных пластов воздействием. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. – 568 с.

2. *Муслимов Р. Х.* Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2002. – 596 с.

3. *Муслимов Р. Х., Шавалиев А. М., Хисамов Р. Б., Юсупов И. Г.* Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского месторождения. Изд. в 2 т. – М.: ВНИИОЭНГ, 1995. – Т. II. – С. 286.

4. *Гиматудинов Ш. К.* Справочная книга по добыче нефти под редакцией, 1974.

5. *Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти. – М: Нефть и газ, 2003.

6. Современные методы гидродинамических исследований скважин. Справочник инженера по исследованию скважин. – М.: Изд-во «Инфра-Инженерия», 2010.

7. *Чодри А.* Гидродинамические исследования нефтяных скважин / ООО Премиум Инжиниринг, 2011.

8. *Козловский Е. А.* Горная энциклопедия. – М.: Советская энциклопедия, 1984–1991.

9. http://oilneft. ru/?p=1213.

10. *Мищенко И. Т.* Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И. М. Губкина, 2003. – 816 с.

11. Т*ер-Саркисов Р. М.* Разработка месторождений природных газов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 659 с.: ил.

12. *Вяхирев Р. И., Гриценко А. И., Тер-Саркисов Р. М.* Разработка и эксплуатация газовых месторождений, 2002. – 880 с.: ил.

13. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – М.: Недра, 2000. – 654 с.

14. *Хабибуллин З. А., Фасхутдинов Р. А., Хусаинов З. М.* Оптимизация режима работы малодебитных скважин на залежах аномальных нефтей. Учебное пособие. – Уфа: Изд-во Уфимского нефтяного института, 1989. – 70 с.

15. Руководство по интерпретации КВД для различных типов скважин и геолого-промысловых условий. РД 153-39.0-536-07. Документ разработан Татарским научно-исследовательским и проектным институтом нефти (ТатНИПИнефть), Бугульма. – 2007.

16. *Эрлагер Р. мл*. Гидродинамические методы исследования скважин. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 512 с.

17. *Большаков В. Д*. Теория ошибок наблюдений: Учебник для ВУЗов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М., Недра, 1983. – 223 с.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ЗАВОДНЕНИЮ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: МИГРАЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ ПОД ДЕЙСТВИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В. В. Ахметгареев[1], Р. С. Хисамов[2], В. Г. Изотов[3]

[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма, post02@tatnipi. ru

[2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск

[3]КФУ, г. Казань

Один из инновационных подходов в разработке нефтяных коллекторов, к которому в настоящее время проявляют интерес многие зарубежные и несколько отечественных нефтяных компаний, – использование наноразмерных естественных глинистых частиц, содержащихся в порах коллектора, для снижения обводненности продукции скважин, а также повышения текущей нефтеотдачи [1–3].

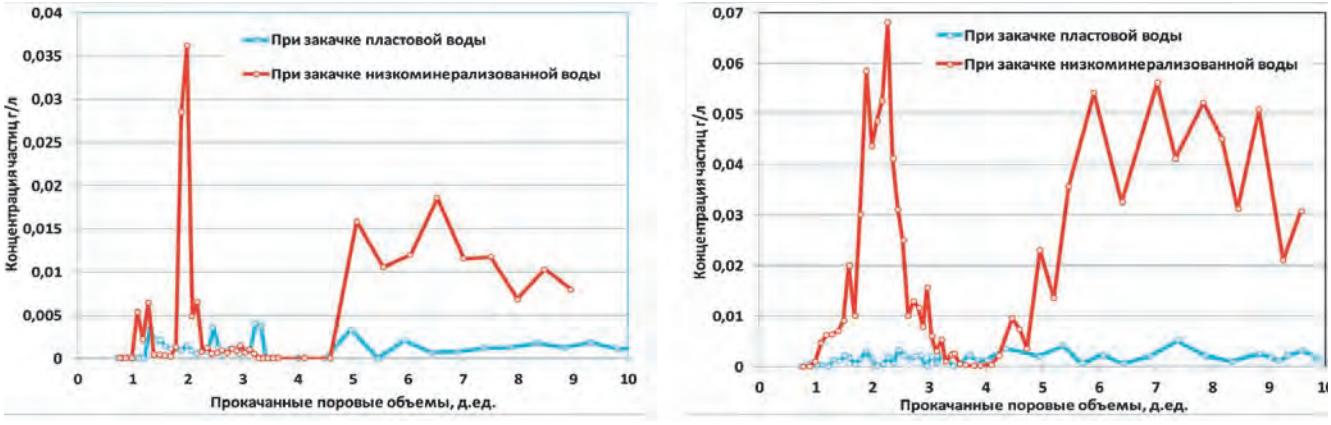
Как известно, глинистые частицы в наибольшей степени реагируют на низкоминерализованную воду, закачка которой приводит к трансформации данных частиц, их миграции и блокированию поровых каналов [2, 4, 5, 6]. При этом при закачке высокоминерализованной воды почти отсутствуют реакции с глинистыми частицами. Под низкоминерализованной (здесь и далее) понимается вода с поверхностных источников (рек, озер и т. д.), подготовленная для целей поддержания пластового давления (ППД), а под высокоминерализованной – пластовая или сточная вода.

С одной стороны, блокирование поровых каналов или пор и, соответственно, снижение проницаемости коллектора является тем, с чем в большинстве случаев борются промысловики по понятным причинам падения приемистости и, как следствие, добычи жидкости. С другой стороны, современные исследования показывают, что если правильно выбрать время, место, продолжительность и минерализацию закачиваемой низкоминерализованной воды, то можно заблокировать именно «ненужную» часть пласта, промытую, являющуюся так называемым «рукавом» обводнения добывающих скважин. В этом плане глинистые частицы плюс низкоминерализованная вода могут рассматриваться как технология водоограничения, либо даже как метод увеличения нефтеотдачи, т. к., во-первых, при блокировании промытой части, последующая закачки высокоминерализованной воды приводит к перераспределению потока, увеличивая коэффициент охвата пласта, во-вторых, подвижность воды по отношению к подвижности нефти снижается ввиду уменьшения проницаемости в промытой, т. е. водонасыщенной части пласта.

Наибольший интерес вызывает промысловая отработка данной идеи. В Республике Татарстан на достаточно большом количестве месторождений велась и ведется закачка низкоминерализованной воды. Поэтому в действительности в РТ накоплен огромный опыт по указанной идее. Однако, чтобы оценить полученный эффект необходимо провести исследования. В данной работе как раз и приводятся результаты таких исследований. Проведена оценка прироста нефтеотдачи за счет закачки низкоминерализованной воды в терригенные коллектора кыновско-пашийских отложений Первомайского и основную залежь тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождений.

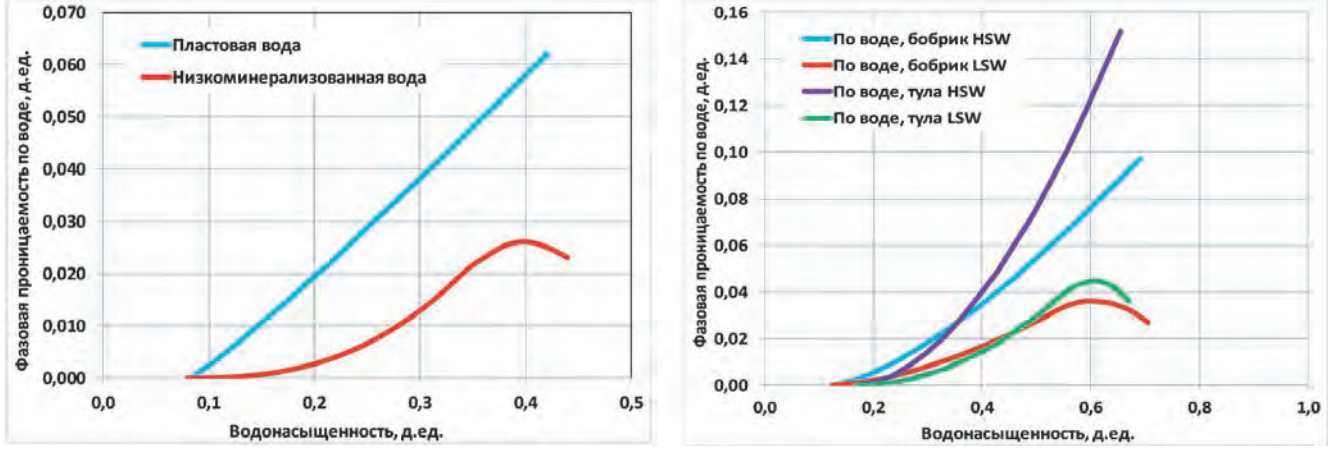
Последовательность работ состояла в проведении лабораторных керновых исследований по определению трансформации, срыва и миграции мелкодисперсных частиц под действием низкоминерализованной воды и снижению относительной фазовой проницаемости (ОФП) по воде. На основе исследований были получены зависимости множителя изменения ОФП по воде от концентрации низкоминерализованной закачиваемой воды (LSW) в породе (функция Tracer), построены гидродинамические модели с данной функцией Tracer и адаптированы к истории разработки с учетом фактически закачанных объемов низкоминерализованной воды. После этого адаптированные модели пересчитывались с закачкой высокоминерализованной воды (HSW), т. е. без функции Tracer. По полученной разнице и динамике сделаны выводы о фактической дополнительной добыче нефти на рассматриваемых объектах месторождений и влияния на систему разработки.

Лабораторные исследования показали, что ОФП по воде в среднем снижается при закачке низкоминерализованной воды по сравнению с закачкой высокоминерализованной в 2,6 раза для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения [7] и в 4,7 раза для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения [8]. Основная причина снижения ОФП по воде – миграция глинистых частиц в породе под действием низкоминерализованной воды (рис. 1). Остальные параметры зависимости Corey изменялись незначительно. Также было установлено, что при миграции частиц возможно снижение ОФП по воде при больших значениях водонасыщенности (рис. 2). Причиной является то, что чем выше водонасыщенность, т. е. доля закачиваемой низкоминерализованной



а) *б)*

Рис. 1. Выход частиц при заводнении некоторых из образцов керна: а) кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковские отложения Бастрыкского месторождения.



а) *б)*

Рис. 2. Зависимости ОФП по воде для одного некоторых образцов керна по результатам лабораторных экспериментов: а) кыновско-пашийские отложения Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковские отложения Бастрыкского месторождения.

воды, тем большее количество частиц страгивается, что приводит к увеличению числа заблокированных поровых каналов и соответственно снижению ОФП по воде.

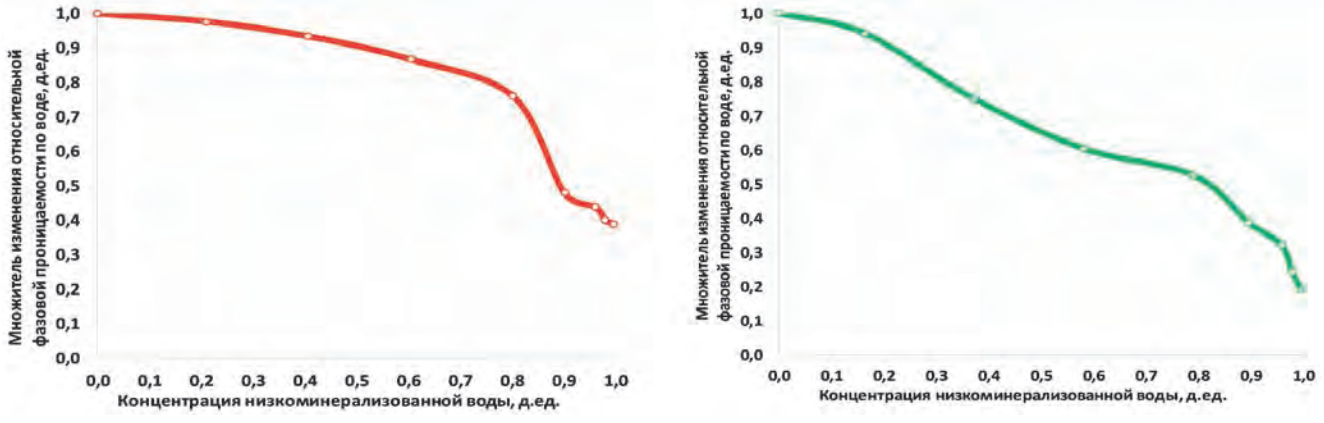
В результате адаптации моделей к истории разработки с учетом фактических объемов закачки низкоминерализованной и высокоминерализованной вод, а также данных по лабораторным исследованиям и функции Tracer (рис. 3), были получены параметры зависимости Corey (табл. 1). Для оценки прироста нефтеотдачи адаптированная гидродинамическая модель пересчитывалась с начала разработки без функции Tracer, что соответствует закачке только пластовой воды. Результаты расчета в сравнении с низкоминерализованным заводнением приведены на рис. 4, 5.

Таблица 1

Значения параметров зависимости Corey по терригенным коллекторам по результатам адаптации гидродинамической модели

Параметр	Обозначение	Первомайское месторождение		Бастрыкское месторождение			
				HSW		LSW	
		HSW	LSW	$C_{тл}$	$C_{боб}$	$C_{тл}$	$C_{боб}$
Начальная водонасыщенность	S_{wi}	0,17	0,17	0,14	0,11	0,14	0,11
Остаточная нефтенасыщенность	S_{or}	0,31	0,31	0,30	0,30	0,30	0,30
ОФП по нефти при начальной водонасыщенности	K_{rowi}	0,75	0,75	0,68	0,65	0,68	0,65
ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности	K_{rwor}	0,160	0,062	0,070	0,085	0,014	0,017
Показатель степени для воды	N_w	0,35	0,35	0,6	0,6	0,6	0,6
Показатель степени для нефти	N_o	0,95	0,95	0,9	0,9	0,9	0,9

Ввиду того что по результатам лабораторных исследований остаточная нефтенасыщенность кернов практи-



а) *б)*

Рис. 3. Функция Tracer: а) для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения, б) тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения.

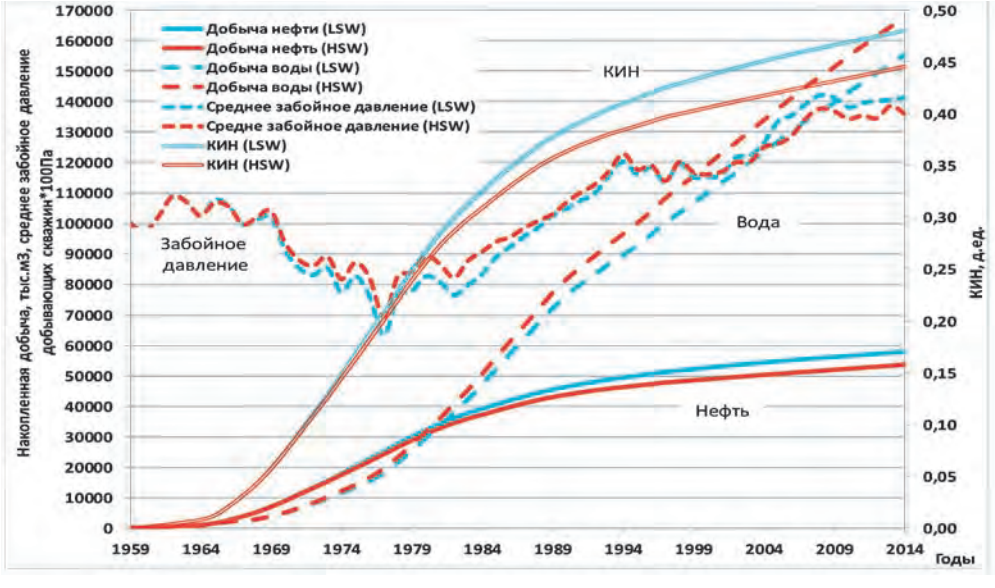


Рис. 4. Динамика показателей разработки двух вариантов расчета для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения.

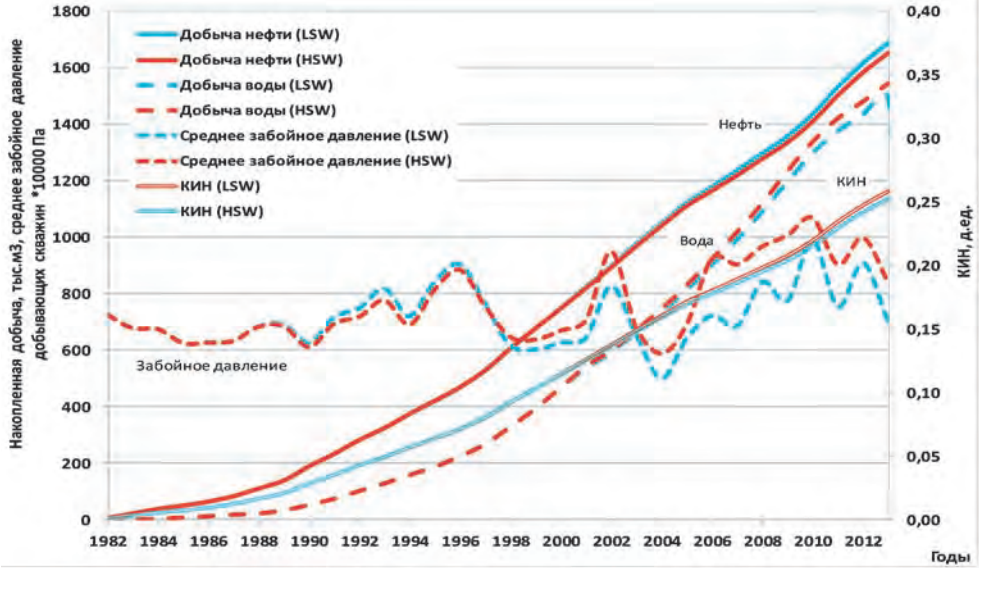


Рис. 5. Динамика показателей разработки двух вариантов расчета для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения.

чески не изменялась как для высоко-, так и для низкоминерализованного заводнения, конечная нефтеотдача при коэффициенте охвата, равном единице, также не изменяется. Однако в реальных условиях коэффициент охвата пласта значительно ниже единицы, поэтому эффект прироста нефтеотдачи за счет низкоминерализованного заводнения и миграции частиц состоит в повышении коэффициента охвата, который, в свою очередь, зависит от соотношения подвижностей фаз. Для Первомайского месторождения подвижность воды по отношению к подвижности нефти выше в 4,6 раза при закачке высокоминерализованной воды и в 3,2 раза при закачке низкоминерализованной воды, для Бастрыкского месторождения соответственно в 25,3 и 9,4 раза.

Для Первомайского месторождения фактический прирост нефтеотдачи от закачки низкоминерализованной воды составил 3,5% [7]. Эффект наблюдался в диапазоне обводненности скважин от 20% до 90%. При обводненности менее 20% промытые зоны почти отсутствовали, закачиваемая низкоминерализованная вода не могла их заблокировать и соответственно повысить охват. При этом снижалась проницаемость участков нефтенасыщенного коллектора, происходило снижение пластового давления в зоне отбора добывающих скважин, что и привело к отрицательному эффекту. При обводненности более 90% накопленный эффект начал снижаться ввиду того, что коэффициенты вытеснения при закачке низкоминерализованной и пластовой вод одинаковы, а коэффициенты охвата постепенно выравниваются, что четко прослеживается при керновых исследованиях. Тем не менее объем добытой воды на месторождении при низкоминерализованном заводнении оказался ниже на 8%.

Анализ промысловых данных семи участков Первомайского месторождения, в которых осуществлялось последовательное заводнение сначала сточной, затем низкоминерализованной водами показал снижение обводненности в среднем с 87 до 80% и увеличение дебита нефти по одной скважине в среднем с 2,1 до 2,5–3,1 т/сут после перехода на низкоминерализованное заводнение. Оцененный прироста КИН при этом составил 5–9%.

Для основной залежи тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения прирост нефтеотдачи от закачки низкоминерализованной воды составил всего 0,6% и наблюдался при обводненности продукции скважин выше 45%. Низкая эффективность объясняется, во-первых, тем, что вытеснение нефти заводнением происходило при текущей водонасыщенности выше начальной, во-вторых, закачкой воды в законтурную область, что повлияло в основном только на приконтурные скважины, тогда как центральная часть залежи оставалась практически не охваченной заводнением. Воздействие низкоминерализованной воды на нефтенасыщенную часть пласта было минимальным. Охват пласта заводнением почти всегда выше при закачке воды в законтурную область, а т. к. основной эффект от низкоминерализованного заводнения в терригенных коллекторах состоит в повышении коэффициента охвата, то приконтурные добывающие скважины уже работали в оптимальном режиме с точки зрения охвата пласта заводнением, что и не привело к существенному эффекту [8]. Отрицательный эффект при обводненности менее 45% связан с худшей передачей давления при закачке низкоминерализованной воды. Страгивание частиц тормозит продвижение закачиваемой воды, что приводит к снижению пластового давления в зоне отбора добывающих скважин. Затем, после достижения фронтом низкоминерализованной воды добывающих скважин, эффект начинает проявляться.

Выводы

1. Использование низкоминерализованной воды для воздействия на наноразмерные глинистые частицы с целью снижения проницаемости промытых зон коллектора и выравнивания подвижности фаз, по праву можно отнести к технологиям водоизоляции и способам повышения добычи нефти. В этом состоит инновационный подход к разработке нефтяных коллекторов заводнением, т. к. включает так называемый «микроуровень» при проектировании закачки воды, т. е. взаимодействие между флюидами и породой на молекулярном уровне.

2. Лабораторные исследования по нефтевытеснению для кыновско-пашийских отложений Первомайского и тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождений показали наличие и миграцию глинистых частиц под действием низкоминерализованной воды и снижение фазовой проницаемости коллектора по воде в 2,6 и 4,7 раза соответственно.

3. Анализ разработки с применением гидродинамического 3Д-моделирования и результатами лабораторных экспериментов позволил оценить фактический прирост нефтеотдачи к настоящему времени: для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения он составил 3,5%, для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения – 0,6%.

4. Для кыновско-пашийских отложений Первомайского месторождения в дальнейшем рекомендуется только адресное применение закачки низкоминерализованной воды: для очаговых нагнетательных скважин, в которых обводненность добывающих скважин находится в пределах 20–90%, а также для добывающих скважин в качестве технологии водоограничения. Для тульско-бобриковских отложений Бастрыкского месторождения рекомендуется создание очага закачки низкоминерализованной воды в центральной части залежи.

5. В настоящее время отсутствуют опытные участки по закачке воды с периодически меняющейся минерализацией. Создание таких участков позволило бы провести исследования и отработать технологию водоограничения.

Литература

1. *Zeinijahromi A., Lemon P., Bedrikovetsky P.* 2011. Effects of induced fines migration on water cut during waterflooding. JPSE 78 (2011) 609–617.

2. *Khilar K. C., Fogler H. S.* 1998. Migration of Fines in Porous Media. Dordrecht, Netherlands: Theory and Applications of Transport in Porous Media, Kluwer Academic Publishers.

3. *Civan, F.* 2007. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. II edition. Burlington, Massachusetts: Gulf Professional Publishing / Elsevier.

4. *Хавкин А. Я.* Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – С. 692.

5. *Кринари Г. А., Храмченков. М. Г.* Образование и миграция природных наночастиц в нефтяных пластах. – Казань: КГУ, 2009. – С. 228.

6. *Хавкин А. Я., Изотов В. Г., Ситдикова Л. М., Сидорова Е. Ю.* Роль минеральных нанофаз для эффективной разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Георесурсы. – 2013. – № 4 (54). – С. 68–71.

7. *Ахметгареев В. В.* Результаты моделирования закачки низкоминерализованной воды в песчаники и известняки некоторых месторождений Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 6. – С. 90–93.

8. *Ahmetgareev V., Zeinijahromi A., Badalyan A., Khisamov R., Bedrikovetsky P.* Analysis of Low Salinity Waterflooding in Bastrykskoye Field // Petroleum Science and Technology. – 2015. – 33. – P. 561–570.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ УВ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ЧАСТИЦ

Д. В. Бережной, Н. Ф. Габсаликова, В. Г. Изотов, В. В. Михеев

ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань, berezhnoi. dmitri@mail. ru

В данной работе на основе метода частиц реализована методика деформирования породы-коллектора УВ, представляющего собой совокупность минеральных зерен, которые связаны между собой некоторой системой сил на площадках контакта между минеральными частицами. Предполагается, что прочность на контактах между минеральными частицами много меньше прочности самих минеральных частиц. Для описания поведения грунта был выбран двухпараметрический потенциал взаимодействия Леннарда-Джонса. При интегрировании системы уравнений движения используется так называемый алгоритм Верле. Решены некоторые модельные задачи деформирования слоя грунта в поле силы тяжести. Перед деформированием слоя породы был реализован так называемый процесс «укладки» минеральных частиц породы в поле многократно увеличенной силы тяжести. В процессе деформирования грунта в алгоритм решения задачи закладывалась возможность разрывов на контактах между минеральными частицами породы. Задача решалась в двумерной постановке. При решении задачи использовался алгоритм с распараллеливанием на основе гетерогенных вычислительных кластеров с применением графических ускорителей (GPU). Расчеты проводились на гетерогенном вычислительном кластере, на каждом из семи узлов которого было установлено по три GPU AMD Radeon HD 7970.

Современное развитие вычислительной техники, в том числе параллельных вычислительных систем, дает широкие возможности для моделирования сплошных сред на микроуровне. В последние время такое моделирование проводится на основе метода частиц [1–5]. Метод частиц заключается в том, что сплошная среда представляется в виде совокупности взаимодействующих друг с другом материальных частиц. В качестве таких частиц могут выступать как атомы и молекулы вещества, так и минеральные частицы грунтовых материалов. На данный момент потенциалы межатомного взаимодействия для большинства материалов известны, чего нельзя сказать о потенциалах для описания поведения деформируемых сплошных сред, особенно сдвиговых.

Одним из важных преимуществ метода частиц является то, что при его применении необходимо гораздо меньше информации о свойствах материала. Сложные механические процессы могут быть некоторым образом смоделированы при использовании простого потенциала Леннарда-Джонса. Для описания каждого из этих эффектов требуется отдельная теория, в то время как при моделировании методом частиц данные эффекты получаются в результате интегрирования уравнений движения.

Рассмотрим совокупность из N материальных частиц, взаимодействующих между собой в потенциальном поле. Движение частиц описывается на основе следующего уравнения движения

$$m\ddot{r}_k = \sum_{n=1}^{N} \Phi\left(r_{kn}\right) r_{kn} + \sum_{n=1}^{N} \Psi\left(r_{kn}, v_{kn}\right) r_{kn} + \varphi\left(r_{kn}\right) + \psi\left(r_{kn}, v_{kn}\right),$$

где r_k и v_k – векторы положения и скорости k-й частицы,

$$r_{kn} \overset{def}{=} r_k - r_n,\ v_{kn} \overset{def}{=} v_k - v_n,$$

m – масса частицы, $\Phi\left(r\right)$ и $\Psi\left(r,v\right)$ описывают консервативную и неконсервативную составляющую взаимодействия между частицами, $\varphi\left(r\right)$ и $\psi\left(r,v\right)$ описывают внешнее консервативное и неконсервативное силовое поле. Консервативную составляющую взаимодействия $\Phi\left(r\right)$ можно найти по формуле:

$$\Phi\left(r\right) \overset{def}{=} \frac{1}{r} f\left(r\right),\ f\left(r\right) \overset{def}{=} -\dot{\Pi}\left(r\right),$$

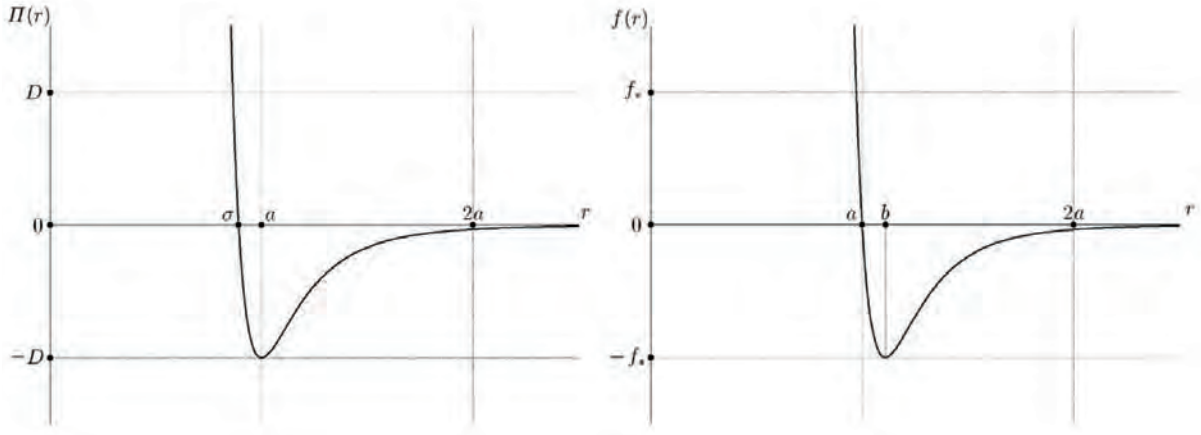


Рис. 1. Потенциал и сила взаимодействия минеральных частиц в породе.

где $f(r)$ – скалярная потенциальная сила, $\Pi(r)$ – потенциал взаимодействия. Неконсервативная составляющей $\Psi(r,v)$ позволяет описать рассеивание энергии.

Главной проблемой метода частиц является интегрирование очень большого числа уравнений движения, причем много времени тратится на определение силы, которая действует на данную частицу. Это связано с необходимостью суммирования большого числа слагаемых при определении нелинейной силы взаимодействия с соседними частицами, что снижает эффективность методов, которые требуют многократного вычисления правой части уравнения. Для того чтобы ускорить расчет, потенциал взаимодействия обычно обрезается на некотором заданном расстоянии от заданной частицы, т. е. считается, что взаимодействие между частицами очень мало и оно не учитывается в расчетах.

Чаще всего при интегрировании системы уравнений движения используется алгоритм Верле [6]. Положение частицы определяется по двум ее предыдущим положениям:

$$r(t+\Delta t) = 2r(t) - r(t-\Delta t) + \omega(t)\Delta t^2,$$

где Δt – шаг интегрирования, $\omega(t)$ – ускорение частицы, получаемое. Данная схема применяется в том случае, если отсутствуют неконсервативные силы.

Рассматривается парный потенциал $\Pi(r)$, сила взаимодействия $f(r)$, соответствующая ему, определяется как

$$f(r) \overset{def}{=} -\dot{\Pi}(r),$$

σ, a, b – расстояния, на которых обращается в ноль соответственно потенциал, а также его первая и вторая производные:

$$\Pi(\sigma) \equiv 0, \dot{\Pi}(a) \equiv -f(a), \ddot{\Pi}(\sigma) \equiv -\dot{f}(b).$$

Основное свойство потенциала заключается в следующем: при приближении друг к другу $(r<a)$ частицы отталкиваются, при удалении же $(r>a)$ – притягиваются, если частицы удалились на значительное расстояние $(r<2a)$, то силы взаимодействия стремятся к нулю. Расстояние a является равновесным расстоянием, расстояние a является критическим, при котором происходит разрыв связи между частицами. Такое предположение справедливо только для кристалла, в котором учитывается взаимодействие только ближайших соседей. В положении равновесия жесткость связи между частицами равна

$$C \overset{def}{=} \ddot{\Pi}(a) \equiv -\dot{f}(a),$$

линеаризованная сила взаимодействия

$$f_L = C(a-r).$$

Потенциал и силу взаимодействия Леннарда-Джонса обычно принимают в виде

$$\Pi(r) \equiv D\left[(a/r)^{12} - 2(a/r)^6\right], f(r) \equiv \frac{12D}{a}\left[(a/r)^{13} - (a/r)^7\right],$$

где D – энергия связи, a – длина связи (расстояние, на котором обращается в ноль сила взаимодействия).

Наиболее перспективной технологией для решения данных задач являются гетерогенные вычислительные кластеры с применением графических ускорителей (GPU). Одно GPU-устройство эквивалентно при решении задач распространения сейсмических волн примерно 50 центральным процессорам Xeon [7]. Вместе с тем данная технология обладает определенными ограничениями по объему доступной памяти, так как внутренняя память устройств GPU значительно меньше, чем ОЗУ традиционных кластерных узлов. Для реализации расчетов на графических ускорителях используется библиотека с открытым исходным кодом VexCL [8]. Данная библиотека упрощает разработку приложений с применением технологии OpenCL и позволяет использовать интуитивную нотацию для записи базовых операций линейной алгебры [9, 10]. Расчеты проводились на гетерогенном вычислительном кластере. На каждом из семи узлов кластера установлено по три GPU AMD Radeon HD 7970.

Для иллюстрации возможностей предложенного алгоритма была решена модельная задача деформирова-

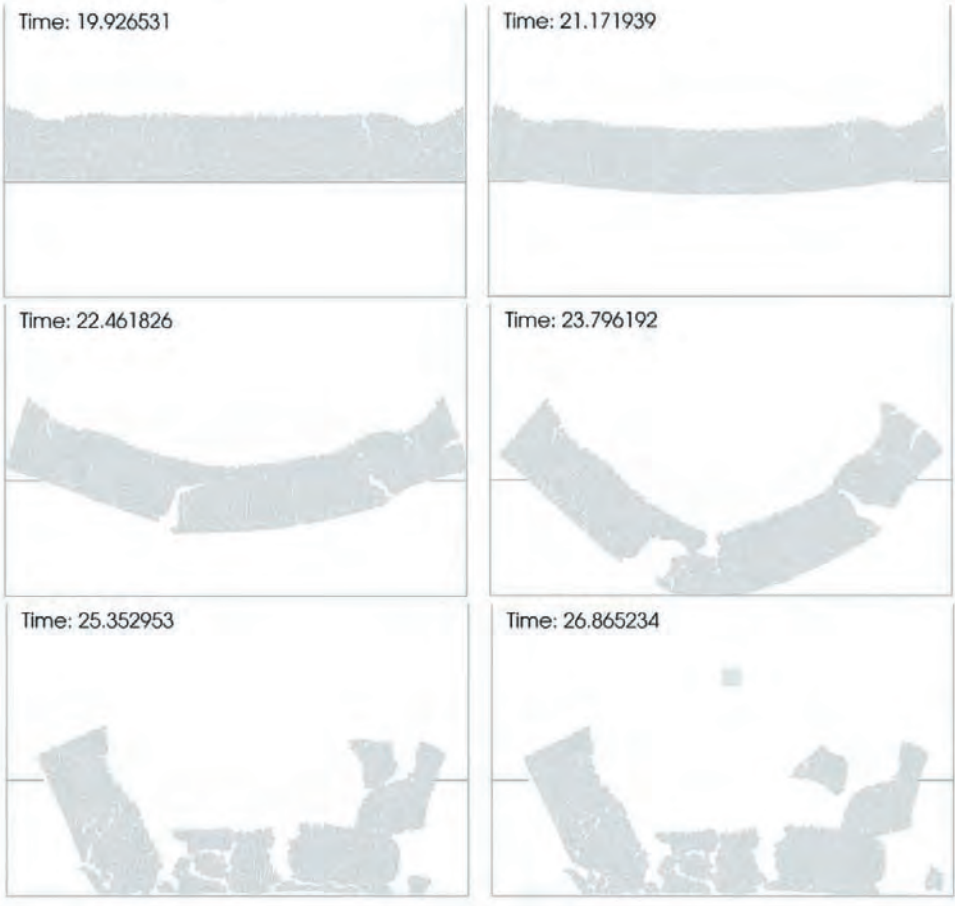


Рис. 2. «Хрупкое» разрушение образца породы

Рис. 3. «Хрупко-вязкое» разрушение образца породы.

ния слоя грунта (типа песчаника), находящегося под действием собственного веса [11, 12]. В процессе деформирования грунта в алгоритм решения задачи закладывалась возможность разрывов на контактах между минеральными частицами грунта. Задача решалась в двумерной постановке. Первоначально слой грунта был расположен на абсолютно жесткой преграде, центральная часть которой в некоторый момент времени $t = 20$ (следует отметить, что время является фиктивной величиной и не соответствует реальному, а само решение является качественным) мгновенно исчезала. Слой грунта под действием собственного веса прогибался, в результате чего происходило его частичное разрушение. На рисунках 2–3 приведены конфигурации, которые приобретает грунтовый массив в процессе изгиба и частичного разрушения в зависимости от времени для различных значений параметров D и a, используемых в потенциале Леннарда-Джонса. Анализ деформирования слоя грунта позволяет сделать вывод о том, что разрушение в нем протекает по типу «хрупкого» и «хрупко-вязкого» разрушения и такого типа сплошные среды в первом приближении можно моделировать при помощи потенциала Леннарда-Джонса.

В работе был реализован метод частиц, позволяющий исследовать взаимодействие некоторой системы материальных точек, находящихся в потенциальном поле. Для описания движения совокупности материальных точек использовалась система уравнений движения. Ее интегрирование проводилось при помощи метода Верле. На основе потенциала Леннарда-Джонса была решена модельная задача деформирования и частичного разрушения грунтового массива, находящегося в поле силы тяжести.

Работа выполнена при частичной финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научных проектов № 15-41-02555, №15-07-05380.

Литература

1. *Богомолов С. В.* Метод частиц. Несжимаемая жидкость. – М.: Изд-во «Наука», 2000. – 200 с.

2. *Панин В. Е.* Методология физической мезомеханики как основа построения моделей в компьютерном конструировании материалов // Изв. вузов. Физика. – 1995. – Т. 38. – № 11. – С. 6–25.

3. *Панин В. Е., Гриняев Ю. В., Псахье С. Г.* Физическая мезомеханика: достижения за два десятилетия развития, проблемы и перспективы // Физ. мезомех. – 2004. – Т. 7. – Спец. вып. – Ч. 1. – С. I–25–I–40.

4. *Krivtsov A. M., Krivtsova N. V.* Particle method and its use in Solid Mechanics // Far Eastern Mathematical Journal, 2002, Vol. 3, № 2, pp. 254–276.

5. *Psahje S. G., Smolin A. Yu., Stefanov Yu. P., Makarov P. V., Chertov M. A.* Modeling the behavior of complex environments based on the sharing of discrete and continuum approach // Letters Technical Physics, 2004. – Vol. 30. – № 17. – P. 7–13.

6. *Verlet L*. Computer «experiments» on classical fluids. I. Thermodynamical properties of Lennard-Jones molecule // Phys. Rev., 1967, Vol. 159, № 98, p. 103.

7. *Галимов М. Р., Е. В. Биряльцев* Некоторые технологические аспекты применения высокопроизводительных вычислений на графических процессорах в прикладных программных системах // Вычислительные методы и программирование. – 2010. – Т. 11. – С. 77–93.

8. *Demidov D.,* «VexCL: a C++ vector expression template library for OpenCL/CUDA», https://github. com/ddemidov/vexcl

9. *Demidov D., Ahnert K., Rupp K., Gottschling P* Programming CUDA and OpenCL: a case study using modern C++ libraries – SIAM Journal on Scientific Computing 35, no. 5 (2013): pp. 453–472.

10. *Ahnert K., Demidov D., Mulansky M.* Solving ordinary differential equations on GPUs – In Numerical Computations with GPUs // Springer International Publishing, 2014, pp. 125–157.

11. *Бережной Д. В., Габсаликова Н. Ф., Камилов М. Р.* Применение метода частиц в задачах механики деформируемого твердого тела: материалы XXI междунар. симп. «Динамические и технологические проблемы механики конструкций и сплошных сред» им. А. Г. Горшкова. Т. 1. – М.:ООО «ТРП», 2015. – 228 с.

12. Berezhnoy D. V., Gabsalikova N. F., Balafendieva I. S. Simulation Of Deformation Of Loose Continuous Media On The Basis Of Particles Method // International Journal of Applied Engineering Research (IJAER), Volume 10, Number 24 (2015), P. 44677-44681.

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА – ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО ПОДХОДА ПРИ ОСВОЕНИИ НЕДР В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ

М.Я. Боровский[1], И.Н. Файзуллин[2], А.С. Борисов[3], В.И. Богатов[1], В.Н. Филимонов[1]

[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

[2]ЗАО ЦНИП МНК, г. Альметьевск

[3]К(П)ФУ, г. Казань

В настоящее время разработана (И.Н. Файзуллин, 2010; Р.С. Хисамов, И.Н. Файзуллин, 2011) методология геолого-геофизического изучения крупных скоплений углеводородного сырья на поздней стадии разработки. Существенна оптимизация геолого-геофизических исследований, заключающаяся в системном анализе: от уточнения особенностей геологического строения и поиска новых залежей в пределах длительно эксплуатируемых нефтескоплений до своевременного принятия мер по наращиванию ресурсной базы районов нефтедобычи, за счет нетрадиционных источников углеводородного сырья, и по охране окружающей среды.

Стратегический подход в стабилизации добычи нефти заключается в своевременном обеспечении длительно разрабатываемых месторождений воспроизводством и перспективами наращивания ресурсной базы углеводородов. Необходимо решить целый ряд вопросов, связанных с поиском дополнительных источников углеводородного сырья, детализацией геологического строения продуктивных горизонтов, применением современных геофизических и геохимических технологий, прогнозированием и предупреждением экологических последствий при освоении эксплуатационных объектов и др.

Усложнение выработки запасов нефти длительно эксплуатируемых месторождений предопределяет необходимость получения детальных сведений о строении геологического разреза. Залог успешного ведения геологоразведочных работ – рациональное комплексирование информативных геолого-геофизических методов и технологий [1, 2, 3]. Просматривается два аспекта: первый связан с поисками новых залежей, второй – с оптимизацией процессов освоения разрабатываемого скопления углеводородов.

За последние десятилетия в практику геолого-геофизической подготовки нефтегазоперспективных территорий к проведению поисковых работ прочно вошли (В.Г. Мавричев и др., 2006; П.С. Бабаянц и др., 2005; [1, 3]) аэрогеофизические методы и технологии. Аэрогеофизические съемки, среди которых основное место занимает аэромагнитометрия, в разные годы были выполнены в пределах всех главных осадочных бассейнов мира и их материалы послужили базой для планирования и организации поисков углеводородов сейсморазведочными и буровыми работами. Снижение и оптимизация затрат на выявление новых скоплений полезных ископаемых и существенное сокращение сроков реализации текущих и перспективных проектов оказывается возможным благодаря особой экспрессивности аэрогеофизических технологий, их экономичности, унифицированной методологии и исключительно высокой статистической представительности получаемых данных при экологической чистоте и практической доступности. В последние годы, несмотря на, казалось бы, достаточную изученность главных нефтегазоносных бассейнов мира аэрометодами (преимущественно магнитометрия, реже – гамма-спектрометрия), в большей степени за рубежом и в меньшей – в РФ, наблюдается своего рода «бум» в использовании аэрометодов при решении нефтегазопоисковых вопросов. Он проявляется как в проведении новых комплексных аэрогеофизических съемок в традиционных районах добычи углеводородов, изученных аэрометодами несколько десятилетий назад, так и в значительных объемах съемок новых территорий, в пределах которых съемки были выполнены совсем недавно (М.Я. Боровский, И.Н. Файзуллин и др., 2008).

На завершающей стадии разработки нефтяных месторождений методологический подход включает реализацию геолого-геофизических технологий по направлениям [1, 2, 3].

1. Формирование многокомпонентной геолого-геофизической основы различного целевого назначения.

Необходимость получения разнородных геолого-геофизических материалов связана с усложнением методических приемов поиска и освоения скоплений углеводородов: увеличения числа сложнопостроенных ловушек, повышения добычи трудноизвлекаемых запасов, необходимость мониторинга геологической среды и др. Это предполагает получение совокупности информационных потоков на больших территориях при минимальных затратах средств и времени.

В настоящее время возможно создание дистанционных основ как базы для составления геологических карт нового поколения. Необходимо проведение аэрогеофизических (электроразведочных, гамма-спектрометрических, магниторазведочных, атамогеохимических) наблюдений для получения геофизической информации на одних и тех же пунктах измерений. Это позволяет производить всевозможное моделирование геологических объектов, внедрение в различные геоинформационные системы. Геофизические исследования выполняются в масштабе 1: 25 000 (1: 10 000). Такой подход исключает многократный возврат на одни и те же площади и дает возможность построения карт всевозможного масштаба: 1: 25 000 (1: 10 000) – 1: 500 000. Уровень развития современной аппаратуры позволяет выполнять регистрацию геофизических параметров, которые путем совершенствования технологий обрабатывающих систем могут быть использованы на протяжении двадцати-тридцати последующих лет. При этом производится (рис. 4) постановка все более сложных геологических задач.

В настоящее время в аэрогеофизических компаниях имеются аэрогеофизические комплексы, позволяющие проводить разномасштабные съемки высокого разрешения. Так, ГНПП «Аэрогеофизика» обладает:

– электроразведочными самолетными и вертолетными системами различных модификаций;

– гравиметрическими комплексами на базе аэрогравиметров GT-2A;

– квантовыми магнитометрами-градиентометрами;

– аппаратурой для выполнения ИК-тепловой, аэрозольной и газовой аэросъемок;

– спутниковыми навигационными средствами.

Для геологического истолкования комплексных аэрогеофизических данных привлекается априорная геолого-геофизическая информация [1, 2, 3].

Главная задача формирования многокомпонентной основы на базе аэрогеофизических съемок [1, 2, 3] – создание единой многофакторной информационной системы крупных геологических объектов (Ромашкинское месторождение) и перспективных площадей для выбора новых направлений поиска залежей углеводородов («возвратные» горизонты и др.) и уточнения геологического строения территории (детальное рассмотрение малоизученной структуры кристаллического фундамента и др.).

Данные аэрогеофизических наблюдений дополняются (В.К. Александров и др., 1995; П.А. Шалин, Г.П. Антонов, Т.Н. Хворонова, И.Н. Файзуллин, 2000; и др.) материалами аэрокосмогеологических исследований. Повышается вероятность получения сведений, необходимых [1, 2, 3] для оптимизации процессов эксплуатации.

2. Картирование новых залежей и подготовка локальных участков месторождений к разработке.

Приоритетным методом геолого-геофизического сопровождения поисков, разведки и детализации геологического строения является высокоточная гравиразведка. Используются закономерности, установленные на известных месторождениях нефти и газа. Выявлено (Михайлов И.Н., Чертовских К.А., 2001; [1, 2, 3]) следующее:

– всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;

– контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;

– отображение залежей в гравитационном поле не зависит ни от сложности геологической ситуации, за исключением трапповых полей, ни от типов ловушек и коллекторов;

– величина амплитуды локальных аномалий является индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Для поисков и оконтуривания скоплений углеводородов при анализе материалов высокоточной гравиразведки применяется технология «ГОНГ», предложенная И.Н.Михайловым (1981, 2001).

Результаты экспериментальных геофизических измерений в области сочленения Мелекесской впадины и Южно-Татарского свода позволили рекомендовать (М.Я. Боровский, Р.З. Мухаметшин, Б.В. Успенский, 1991) высокоточную гравиразведку в качестве одного из ведущих методов подготовки месторождений углеводородного сырья к эксплуатации. Реализация гравиметрического метода как основы оперативного обеспечения подготовки месторождений углеводородного сырья к разработке произведена НПУ «Казаньгеофизика» на Чегодайском, Краснооктябрьском и Енорусскинском месторождениях Республики Татарстан.

Методическая особенность проведения гравиразведочных работ на поздней стадии эксплуатации – выполнение исследований по плотной сети измерений ускорения силы тяжести.

Осуществление геофизических работ на базе возможного минимального расстояния между профилями и пунктами наблюдений позволяет (М.Я. Боровский и др., 2011) совмещать поисковый и разведочный этапы, т.е. производится не только выявление, но и подготовка нефтеперспективных объектов к эксплуатации. При этом исключается неоднократный возврат на одни и те же площади.

Таким образом, перспективно выполнение высокоточных гравиметрических съемок, позволяющих получить комплексную информацию для доразведки и оптимизации процессов освоения, на территории нефтяных месторождений [1, 2, 3].

Связующее звено между промысловой и разведочной геофизикой представляет (А.Н. Амиров, Е.И. Гальперин, И.И. Гурвич и др., 1980; Р.Х. Масагутов и др., 2008) вертикальное сейсмическое профилирование ВСП. В Татарстане имеется (А.Н. Амиров и др., 1999; А.К. Доронкин и др., 2008) опыт применения сейсмического профилирования на поздних стадиях геологоразведочных работ. Благоприятный фактор для использования ВСП – широко развитая сеть скважин. Это позволяет получить существенную информацию о свойствах сред вокруг них. Важным преимуществом исследований ВСП является возможность их проведения в сжатые сроки и в сложных поверхностных условиях.

Предполагается (А.Н. Амиров и др., 1999; А.К. Доронкин и др., 2008; Р.Х. Масагутов и др., 2008; В.Ф. Пахомов и др., 2008) широкое использование данных ВСП при составлении геологических и гидродинамических моделей месторождений, повышение нефтеотдачи пластов (мониторинг разработки залежей, контроль за результатами воздействия на пласт, выявления целиков и др.).

Заключительные этапы освоения месторождений нефти и газа предусматривают [2, 3, 4, 5] развитие новых технологий определения местоположения зон повышенной трещиноватости и сплошности, выявление зон нефте-, газо- и водонасыщенности, отслеживание динамики флюидопотоков. Существенно применение методов мониторинга, обеспечивающих получение информации об изменившихся свойствах, геометрии и структуре продуктивных горизонтов.

В институте «Новые нефтегазовые технологии» РАЕН создан (О.Л. Кузнецов, И.А.Чиркин, Ю.С. Ащепков и

др., 2008) ряд новых высокоточных методов непрерывного мониторинга геологической среды, в том числе технологии: СЛОЭ (Сейсмо Локация Очагов Эмиссии); СЛБО (Сейсмический Локатор Бокового Обзора); АНЧАР (Акустическая Низкочастотная Разведка). Эти технологии позволяют [2, 3] непрерывно получать, оперативно обрабатывать и эффективно использовать сведения о текущем состоянии пластовой системы и динамике флюидопотоков по всем объектам разработки.

Применение геофизических исследований обеспечивает [2, 3, 6, 7] возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (параметрическое, структурное, специальное бурение) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Актуальная проблема геолого-геофизического доизучения месторождений поздней стадии разработки – широкое внедрение полного цикла совершенных геолого-геофизических технологий: от выполнения полевых наблюдений на современном технико-методическом уровне до применения систем обработки и интерпретации, базирующихся на новейших представлениях о физико-геологической и гидродинамической моделях изучаемого объекта.

Литература

1. Геолого-геофизическое доизучение месторождений поздней стадии разработки / М.Я.Боровский, И.Н. Файзуллин, В.Б. Либерман, П.С. Бабаянц // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию начала промышленной разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.103–111.

2. *Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение Ромашкинского нефтяного месторождения на поздней стадии разработки: автореф. дисс. ... канд. геол. – минер. наук. – Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2010. – 25 с.

3. *Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2011. – 228 с.

4. *Хисамов Р.С.* Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 628 с.

5. *Хисамов Р.С.* ОАО «Татнефть»: повышение эффективности разработки месторождений нефти на поздней стадии // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии: материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) 4–5 декабря 2007 года: сб. докладов. – М.: НП НАЭН, 2008. – С.107–115.

6. Роль геофизической разведки в наращивании ресурсной базы углеводородного сырья Республики Татарстан за счет верхней части геологического разреза / М.Я.Боровский, И.Н.Файзуллин, Е.А.Тарасов, В.Б.Либерман // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сб. докл. науч.-практич. конфер., посвященной 60-летию образованию ОАО «Татнефть». – Альметьевск, 2010. – Ч.1. – С.206–208.

7. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. – 247 с.

МЕТОД УЧЕТА ПАЛЕОНАКЛОНА СЛОЕВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Д.В. Булыгин[1], Р.Г. Рамазанов[2], Р.Р. Ганиев[3]

[1]ООО «Актуальные технологии», г. Казань, buligindv1952@mail.ru

[2]ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова», г. Москва

[3]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань

Иновационное проектирование разработки применительно к сложнопостроенным залежам нефти требует создания новой методической основы. В связи с этим появляется необходимость добавления в модель новых элементов. Одним из таких элементов подготовки модели к проектированию является учет палеоуклона слоев. Подобная модель позволяет получить наибольшее соответствие расчетных показателей с фактическими. В связи с высокой плотностью эксплуатационной сетки скважин на поздней стадии разработки считается, что необходимая полнота геологической информации уже достигнута и проблем с корректировкой геологической модели не существует. На этой стадии изученности нефтяного месторождения игнорируются палеотектонический, ритмостратиграфический, фациальный и другие традиционные методы геологического анализа. Между тем метод учета палеоуклона слоев не является тривиальной задачей. Эта проблема имеет прямое отношение к проблеме качества проектирования методов увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки, таких как перевод добывающих скважин под нагнетание, бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием и проведение направленного гидроразрыва пластов.

1. Выявление палеоуклона слоев. Рельеф дна палеобассейна разнообразен по генезису и включает шельф, материковый склон, ложе океана. Для каждого вида геоморфологической обстановки характерны свои осадочные процессы, основные типы морских осадков, а также схема залегания слоев, которая может быть плоскопараллельной или наклонной. Угол наклона рельефа дна бассейна влияет на толщину накопившихся песчаников, причем чем боль-

ше угол наклона рельефа дна бассейна, тем меньше толщина осадочных отложений, а при малом наклоне толщина осадков увеличивается. На толщину накопившихся песчаников влияет также уплотнение подстилающих глин, которое сопровождается прогибанием территории и увеличением мощности перекрывающих отложений. Преимущественное отложение осадочного материала происходит в пониженных частях дна бассейна. В результате движения частиц вниз по склону под действием гравитационного фактора в пологих частях палеобассейна происходит накопление более мощной толщи. Осадки подводных отмелей и островов имеют сокращенную мощность и преимущественно глинисто-алевролитовый состав. Как правило, песчаники представлены маломощными прослоями в толще тонкого переслаивания алевролитов и глин. Форма рельефа, уплотнение глин, локальные тектонические подвижки и др. действуют одновременно, но в различных частях палеобассейна отмечается преобладание разных факторов.

2. Методы определения угла палеонаклона. Основным источником информации для определения углов палеонаклона пластов являются сейсморазведочные работы в различных ее модификациях (МОВ, МОГТ). Площадные сейсморазведочные работы позволяют определить местоположение бровки палеошельфа, ширину и крутизну шельфа, влияние конседиментационной тектоники, направление источников сноса и схему секвенса. Ввиду низкого качества сейсмических материалов или по причине их полного отсутствия, применительно к длительно разрабатываемым нефтяным месторождениям этот путь не всегда приемлем.

Другой метод заключается в прослеживании закономерностей изменения кривых ПС или ГК по площади залежи в направлении от береговой линии к центру палеобассейна. Он позволяет наблюдать постепенное изменение литологии и положение в разрезе границ ритмов. Метод дает хорошие результаты при наличии четко выраженных регрессивных ритмов, связанных с перемещением древней береговой линии в глубь палеобассейна. К верхней части регрессивных ритмов часто приурочены фации баровых песчаников. Одновременно в этих областях происходило значительное уплотнение подстилающих глин (до 40–50%), в результате чего бары могли достигать значительных толщин, что приводило также к изменению не только первичной морфологии песчаных тел, но и формы подстилающих и перекрывающих глинистых образований.

Еще один способ востановления палеорельефа и палеоуклона поверхности на период накопления продуктивной толщи включает в себя анализ карт изопахит интервала между основанием продуктивной толщи и поверхностью выравнивания (кровлей или подошвой горизонта). Эти две поверхности последовательно расходятся, причем степень их расхождения примерно равна уклону первичной долины потока. Азимут падения первичного наклона пласта указывает направление наклона выровненного дна, при ровной береговой линии, наклон слоя перпендикулярен берегу. Изопахиты субпаралельны простиранию палеобереговой линии, у которой происходило осадконакопление [1, с. 42]. При этом получается как бы усредненный рельеф, поскольку время накопления осадочной толщи могло составлять миллионы лет, в течение которых могут происходить неоднократные тектонические прогибания и воздымания как дна бассейна, так и прилегающей суши. Метод безусловно работает для областей, в которых величина конседиментационного прогибания дна бассейна пропорциональна толщине накопившихся осадков, то есть для условий компенсированного осадконакопления. На участках, где отмечается неравномерное уплотнение разреза в процессе литификации пород, а также в местах стратиграфических несогласий, размывов, перекомпенсированного осадконакопления (баровые комплексы), клиноформы, метод дает погрешность. Тем не менее его применение позволяет оценить тектоническую историю развития района.

Для определения палеоповерхностей важную роль играет изучение процессов цикличности осадконакопления, определяющих строение осадочной толщи. Для практических целей ритмичность можно свести к двум категориям: ритм, соответствующий слою и обычно равный 0.02 до 0.4 м и более крупный цикл осадконакопления, объединяющий несколько пропластков. Применительно к задаче моделирования целесообразно выделение в пределах каждой скважины, вскрывшей объект разработки от одного до трех крупномасштабных циклов. Формирование их связано с крупными трансгрессиями и регрессиями моря, вызванных тектонической активностью территории и изменением уровня мирового океана. В пределах площади нефтяной залежи, имеющей региональный палеоуклон слоев, число таких циклов не является постоянным и может достигать пяти-шести и более. Положение циклов в разрезе, относительно границ пласта, отличается в разных частях залежи, что является следствием движения геологических границ в сторону моря под действия закона Головкинского –Вальтера. В пределах локальных структур 2-го и 3-го порядков это проявляется в виде выхода отдельных пачек на поверхность кровли пласта.

Ритмостратиграфический анализ позволяет достоверно картировать границы ритмов, которые по всей совокупности скважин позволяют выделить наличие тренда, определяющего направление и угол палеонаклона. По мере удаления от береговой линии границы пластов и ритмов теряют свою четкость, так как на глубине в основании регрессивных ритмов откладывается преимущественно глинистый материал, который сливается с подстилающими отложениями.

Косвенным признаком правильности определения направления и угла палеонаклона пластов может являться наличие фациальной зональности в пределах каждого цикла, повторяющей конфигурацию древней береговой линии. При этом вдоль древней береговой линии можно наблюдать полосу развития крупнозернистых песчаников, которая замещается в удаленных от суши частях палеобассейна на переслаивание тонкозернистых песчаников с повышенным содержанием глинистого материала, алевролитов и глинистых прослоев.

Любой ритм осадконакопления может рассматриваться в качестве самостоятельного объекта, обособленного от аналогичных объектов. В то же время каждый ритм можно рассматривать как часть цикла более высокого

порядка. Отсюда следует, что любые способы моделирования внутренних границ ритмов на общей мелкой сетке, без учета макропроцессов, приведет не к детализации модели, а к появлению избыточной неоднородности, не присущей объекту исследования. Следует отметить, что палеоуклон слоев в пределах разреза пласта, вскрытого скважиной не является постоянной величиной (рис. 1).

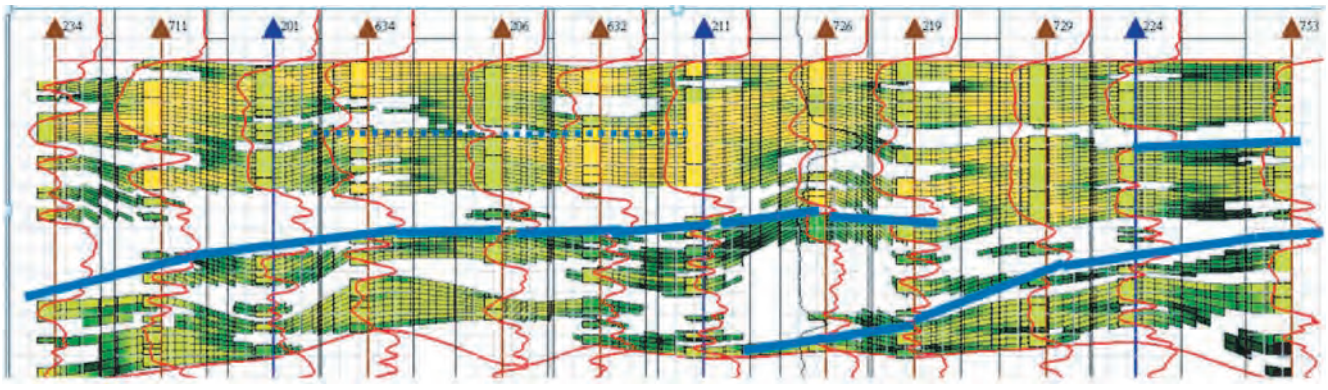


Рис. 1. Пример согласования слоев с границами циклов высокого порядка.

Следовательно при корреляции важным обстоятельством является согласование границ секвенс-пачек с литологическими границами циклов. Необоснованное выделение ритмов мелкого порядка приводит к потере закономерностей строения объекта разработки в целом. Поэтому необходимо сначала выделить циклы более высокого порядка, а затем построить мелкую сетку, согласующуюся с их границами. При этом не надо стремиться, чтобы границы циклов более высокого ранга строго совпадали с границами проницаемых интервалов, которые определяются локальными причинами, неровностями дна палеобассейна и неравномерностью уплотнения различных типов осадков.

3. Реконструкция областей сноса. Важным этапом палеогеологической реконструкции наклона дна бассейна седиментации является определение положения древней береговой линии и источников сноса. При этом в качестве верхней границы большинство исследователей принимают геологическую кровлю пласта, а в качестве нижней границы – подошву нижнего проницаемого интервала. В условиях литолого-фациальной изменчивости и несовершенства методики интерпретации ГИС нижняя граница пласта может быть определена весьма условно. В этом случае в качестве нижней границы лучше принимать не подошву проницаемого интервала, а нижнюю границу цикла, которая хорошо отмечается по кубу αПС по началу изменения кривой относительной глинистости.

Основными признаками древних областей сноса являются:

а) в направлении источника сноса наблюдается общее изменение фаций: смена нормально-морских отложений лагунными и континентальными, что отмечается в разрезах по появлению, а затем и увеличению роли соответствующих пород;

б) с приближением к области сноса количество крупнозернистого материала увеличивается;

в) вблизи области сноса отмечаются выклинивание стратиграфических горизонтов и появление следов перерывов, размывов и несогласий;

г) в направлении источника сноса обычно происходит уменьшение мощности осадочных комплексов, т.к. в результате непрерывного размыва и переотложения осадочного материала максимальная их мощность находится в центре впадин, но могут быть и исключения, когда максимальные мощности встречаются у окраин впадин;

д) наличие коры выветривания дает информацию о расположении древней границы области сноса. Формирование коры выветривания находится в тесной зависимости с климатом и тектоническими условиями;

е) на длительное существование малорасчлененного холмистого рельефа или же на фазу длительного поднятия дельтовой равнины указывают захороненные остатки древней речной сети.

4. Расчет азимута и угла наклона наклонного палеотренда. Рассмотрим метод расчета азимута и угла наклона наклонного палеотренда с использованием робастного метода при палеотектонической реконструкции [2].

Расчет наклонного палеотренда выполняется по значениям общей толщины пласта в скважинах. Исходными данными робастного метода будут значения $y_i = t_i, i = 1, n$; $\mathbf{x}_i = (x_i^w, y_i^w)$, где (x_i^w, y_i^w) и t_i – декартовы координаты и толщина пласта для i-й скважины, n – число скважин. После расчета коэффициентов линейной регрессии можно определить вектор нормали к плоскости палеотренда $\mathbf{n} = (b_1, b_2, 1)$. Угол падения плоскости палеотренда в итоге вычислим по формуле

$$\alpha = \arccos\frac{n_z}{|\mathbf{n}|} = \arccos\frac{1}{\sqrt{b_1^2 + b_2^2 + 1}},$$

а азимут направления наибольшего падения (для системы координат, в которой ось x направлена на восток, а ось y – на север) – по формуле

$$\gamma = \frac{\pi}{2} - \operatorname{arctg}\frac{n_y}{n_x} = \frac{\pi}{2} - \operatorname{arctg}\frac{b_2}{b_1}.$$

На рис. 2 показан пример расчета наклонного палеотренда для неокомских отложений одного из месторождений Западной Сибири в проекции на вертикальную плоскость, проведенную по азимуту направления наибольшего падения палеотренда (использована весовая функция метода Тюки).

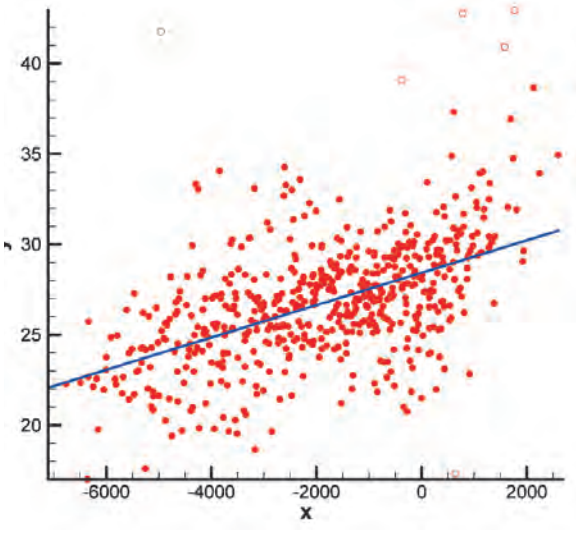


Рис. 2. Пример расчета наклонного палеотренда для неокомских отложений.

По оси y отложены толщины пласта в скважинах, по оси x – локальная декартова координата. Синей линией изображена проекция плоскости палеотренда, точками – исходные данные со скважин (незакрашенными показаны точки с определенными в ходе расчета нулевыми весами, т.е. исключенными из расчета как содержащие большие погрешности).

5. Учет поверхности палеотренда в алгоритме детальной корреляции. Учет наклонного палеотренда, заданного уравнением $z = f(x, y)$, выполняется путем преобразования абсолютных отметок пластопересечений и проницаемых интервалов по формуле $z' = z - f(x, y) + C_z$, где z – исходная абсолютная отметка, (x, y) – декартовы координаты скважины, z' – преобразованная абсолютная отметка, C_z – константа, которая подбирается так, чтобы минимальное значение z' среди значений для всех скважин равнялось нулю. В дальнейшем в алгоритмах выделения пачек и детальной корреляции вместо исходных координат z используются преобразованные координаты z'. В случае плоского наклонного палеотренда, его уравнение можно получить по значениям угла падения α и азимута γ по формуле

$$f(x, y) = \operatorname{tg}\alpha(x\sin\gamma + y\cos\gamma).$$

На рис. 3. на примере Модельного месторождения показан расчет детальной корреляции с учетом наклонного палеотренда в режиме палеогеологии в направлении наибольшего падения.

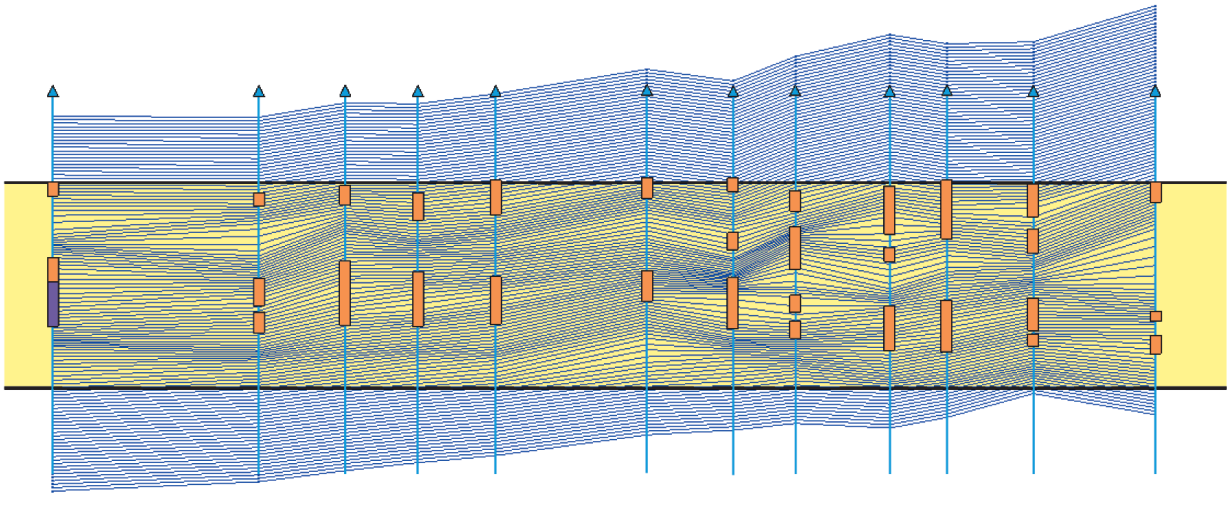


Рис. 3. Схема детальной корреляции слоев с учетом наклонного палеотренда.

6. Необходимость учета палеоуклонов в моделях. Для обоснования необходимости усложнения расчетов путем дополнительного учета палеоповерхностей проводится верификации (проверка) модели. Для этого используются приемы сравнительного анализа моделей, как по ласту в целом, так и по отдельным участкам с различным геологическим строением. Наиболее очевидной является визуальная проверка по геологическим профилям, построенным вдоль и вкрест простирания направления развития береговой линии, а также построение геологических профилей через геологические тела – вдольбереговые бары, палеорусла и т.д. при этом основное внимание уделяется согласованию результатов расчетов с границами геологических тел и границами ритмов по каротажу. Качество модели может оценивается путем сравнения значения среднего коэффициента корреляции, полученного по модели без учета и с учетом палеонаклона. Причем для его определения может использоваться карта коэффициента корреляции (рис. 4).

Качество модели может оцениваться также путем сравнения ГСР, полученного на основе модели без учета и с учетом палеонаклона слоев. Увеличение контрастности ГСР по пласту в целом или по отдельным участкам, появ-

ление более глубоких минимумов и максимумов на ГСР, полученных на детальной модели, указывают на увеличение степени ее достоверности. Дополнительно к визуальному анализу кривых по ГСР рассчитывается локальный коэффициент корреляции. Дифференциация вида и степени тесноты связи петрофизических зависимостей, полученных по результатам построения плоско-параллельной и наклонной модели, также указывает на повышение достоверности модели. Построение графических зависимостей абсолютных отметок кровли пласта от отметок подошвы каждого ритма может использоваться для определения правильности структурных построений с учетом палеонаклонов. В общем случае, если достигается дополнительная дифференциация параметров или повышение коэффициента корреляции пластов, то введение новой операции по учету палеонаклона в процесс моделирования можно считать оправданным. Смена трендов в палеонаклонах слоев может вызываться наличием более сложных геологических связей, при которых вероятностная модель в пределах различных участков залежи не работает, что может быть вызвано следующими причинами: некомпенсированным осадконакоплением, сменой центров тектонических подвижек при накоплении толщи, а также ошибками в корреляции, инклинометрии и альтитудах скважин.

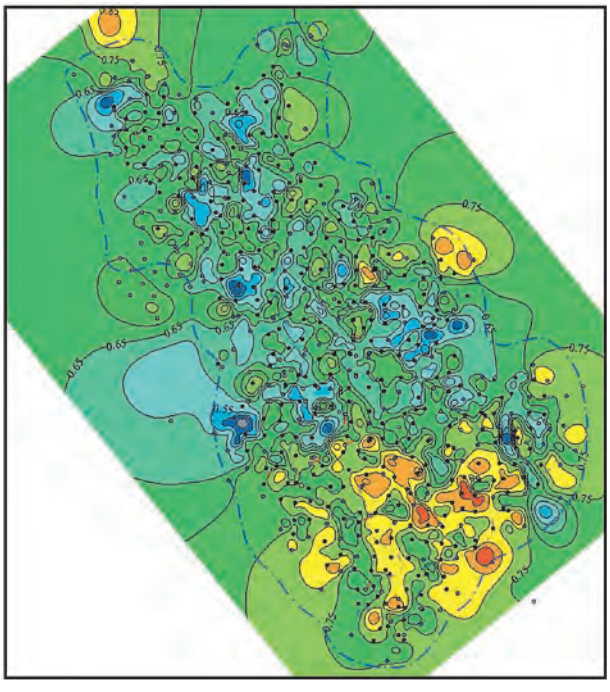


Рис.4. Карта коэффициента корреляции по объекту разработки в целом.

Выводы

1. Из нескольких реализаций необходимо выбрать ту модель, которая имела бы наибольшее соответствие с практикой.

2. Усложнение моделей путем учета угла палеоуклона слоев является необходимым условием повышения качества проектирования методов повышения нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки.

Литература

1. *Буш Д.А.* Стратиграфические ловушки в песчаниках. – М.: Мир, 1977. – 215 с.

2. Свидетельство о регистрации. ARTGEO, версия 1.0. Программа трехмерного геологического моделирования. Авторы Шелепов В.В., Булыгин Д.В., Насибулин В.Г., Савельев А.А., Рамазанов Р.Г.

ФОРМУЛА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ПЛОЩАДНОМ ЗАВОДНЕНИИ

В.Ф. Войкин[1], А.В. Насыбуллин[2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина г. Бугульма, отдел развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, начальник отдела. e-mail: arslan@tatnipi.ru,

[2]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина г. Бугульма, отдел развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, лаборатория проектирования и сопровождения АБД, инженер. e-mail: vadim_voykin@tatnipi.ru,

В данной статье приведено аналитическое решение задачи расчета дебитов многозабойных горизонтальных скважин при пятиточечной и семиточечной системах заводнения. Формулы, полученные авторами статьи, могут быть использованы для выбора оптимальной системы расположения скважин при модернизации схемы площадного заводнения на поздних стадиях разработки.

Формулы предназначены для определения дебитов и оптимального размещения горизонтальных скважин при площадной закачке вытесняющего агента вертикальными скважинами для семиточечной и пятиточечной систем разработки.

В частности, формулы можно использовать для выбора оптимальной длины дренирующей части горизонтальной скважины в продуктивной части пласта и количества стволов для многозабойной горизонтальной скважины при замене добывающей вертикальной скважины на горизонтальную в пятиточечной системе площадной закачки.

Ключевые слова: установившийся приток жидкости, горизонтальная скважина, длина горизонтального ствола, контур питания, неоднородность, выбор систем разработки.

Бурное развитие технологий добычи нефти, в частности путем горизонтального бурения, обусловило необходимость их учета при проектировании разработки. Появилась необходимость создания систем разработки,

включающих вертикальные и горизонтальные скважины, а, следовательно, методик расчета производительности этих систем аналитически или численно. Ввиду широкого распространения гидродинамических моделей численный расчет не представляет трудностей. Вместе с тем сохраняется необходимость в аналитической оценке дебита горизонтальных скважин для оперативности принятия решений, сужения количества вариантов для гидродинамического моделирования. При этом необходимо оценивать не только дебит единичной скважины, а рассматривать элемент заводнения, вписанный в определенную систему.

В работе [1] было предложено моделировать горизонтальные скважины как вертикальные, расположенные вдоль пути горизонтальной скважины, вскрывшие пласт на полную толщину и с расстоянием между ними, равным толщине пласта. Таким образом, вместо одной горизонтальной скважины получали $[L/h]$ вертикальных скважин, сумма дебитов которых и равнялась дебиту горизонтальной скважины.

Пользуясь разложением комплексного потенциала течения жидкости при площадном заводнении на тэта-функции, в работе [2] представлена следующая формула для расчета фильтрации жидкости:

$$P_j = \frac{\mu}{k}\left[\frac{Q_j}{2\pi}\ln\left|\vartheta_1\frac{\pi(z_{r_j}-z_r)}{2a}\right| + \sum_{n=1}^{N}\frac{Q_n}{2\pi}\ln\left|\vartheta_1\frac{\pi(z_j-z_n)}{2a}\right| - C'y_j\right] + \mathcal{D}_1 \qquad (1)$$

Решая систему N уравнений совместно с соотношением

$$\sum_{n=0}^{N} Q_n = 0. \qquad (2)$$

определяем все значения Q_n и значение $\mathcal{D}_1$.

В работе [3] показано, что для условий высоковязкой нефти (на примере ПАО «Татнефть») потери на трение по длине ствола менее сотых долей Мпа. Так, для высокой вязкости нефти (500 мПа·с) и большого дебита (40 м^3/сут) потери на трение по длине ствола 300 м диаметром 0,146 м будут составлять, по формуле Дарси-Вейсбаха, всего 0,0062 Мпа. Данная величина является достаточно малой и не должна оказывать существенного влияния на распределение забойного давления по стволу скважины. Исходя из вышесказанного, мы можем давление в узлах P_j принять за постоянное давление в стволе горизонтальной скважины $P_{скв}$:

$$P_i = P_{скв}. \qquad (3)$$

Представив горизонтальную скважину как вертикальные скважины с расстоянием между ними, равным толщине пласта. Применив теорию, изложенную в работах Р.Т. Фазлыева, и результаты работ Л.Х. Фокеевой, получим следующую формулу:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu}\frac{\Delta P}{\frac{h+L}{L}\ln\frac{a}{\pi r} - \frac{\ln 2h}{2L} - A + B - 2.2779}$$

$$A = \frac{h^2}{2L^2}\ln\prod_{\substack{n=1\\ j=1\\ j\neq n}}^{N}\left(1-\cos\frac{2\pi h(j-n)}{a}\right) \qquad (4)$$

$$B = \frac{h}{L}\ln\prod_{n=1}^{N}\left(11.5919-\cos\frac{\pi(h(2n-1)-L)}{a}\right)$$

$$N = \left[\frac{L}{h}\right]$$

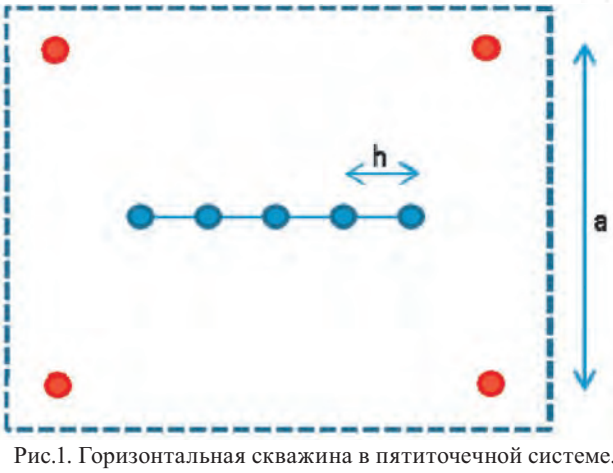


Рис.1. Горизонтальная скважина в пятиточечной системе.

Литература

1. *Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Табаков В.П.* Разработка нефтяных и газовых месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами. – М.: Недра, 1964. – 154 с.

2. *Фазлыев Р.Т.* Площадное заводнение нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1979. – 255 с.

3. *Фокеева Л.Х.* Изучение особенностей притока жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам. – Альметьевск: АГНИ, 2006.

АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ И БИТУМНЫХМЕСТОРОЖДЕНИЙ

А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин

Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), г. Казань,
zagidullina_aliy@mail.ru

Интенсификации процесса добычи нефти обусловлена необходимостью обеспечения прироста объемов добычи на поздних стадиях разработки нефтяных и битумных месторождений. Освоение высоковязких и трудноизвлекаемых запасов углеводородов влечет за собой значительные материальные и энергетические затраты. Поэтому чрезвычайно актуально применение ресурсосберегающих технологий их добычи.

Решение этой задачи в условиях истощения месторождений может быть осуществлено освоением трудноизвлекаемых запасов, составляющих около 70% всех располагаемых запасов. Для этих целей рекомендуется применения метода акустического воздействия на пласт, позволяющего достигнуть сверх суммарного эффекта как за счет энергосбережения, так и благодаря интенсификации процесса фильтрации. При применении рассматриваемых технологий и технических средств возможно увеличение дебита эксплуатационных скважин, при одновременном снижении энергетических и материальных затрат, благодаря совмещению акустического (волнового) и других применяемых методов воздействия на продуктивные пласты.

Волновое воздействие на пласт условно классифицируют в отдельные самостоятельные методы обработки нефтеносных пластов – акустические, ультразвуковые, сейсмоакустические и вибрационные. Перечисленные выше методы различаются главным образом не по природно-функциональному (т.е. происхождению, виду и назначению), а по технологическому (способам и параметрам генерирования и способам применения) признакам. Все они, независимо от природного или техногенного происхождения, являются частными случаями упругих волновых колебаний.

В России, в том числе и в Республике Татарстан, из заводненных пластов добывается около 90% нефти. Применение метода заводнения является базовой стратегией разработки месторождений, позволяющей поднять КИН до 35–55% по сравнению с добычей нефти за счет использования всех естественных видов пластовой энергии, обеспечивающих добычу не более 15–30% извлекаемых запасов нефти [1].

Значительный интерес представляет использование акустического (волнового) воздействия как одной из составляющей. При этом воздействии достигается: экологическая чистота, отсутствие вредного влияния на геологическую структуру пластов и химический состав извлекаемого продукта; техническая безопасность и относительная простота применения метода.

Показателен опыт совмещения волнового воздействия с технологией внутрипластового горения. Схема реализации такой технологии показана на рис. 1. Эта технология на протяжении ряда лет испытывалась на Мордово-

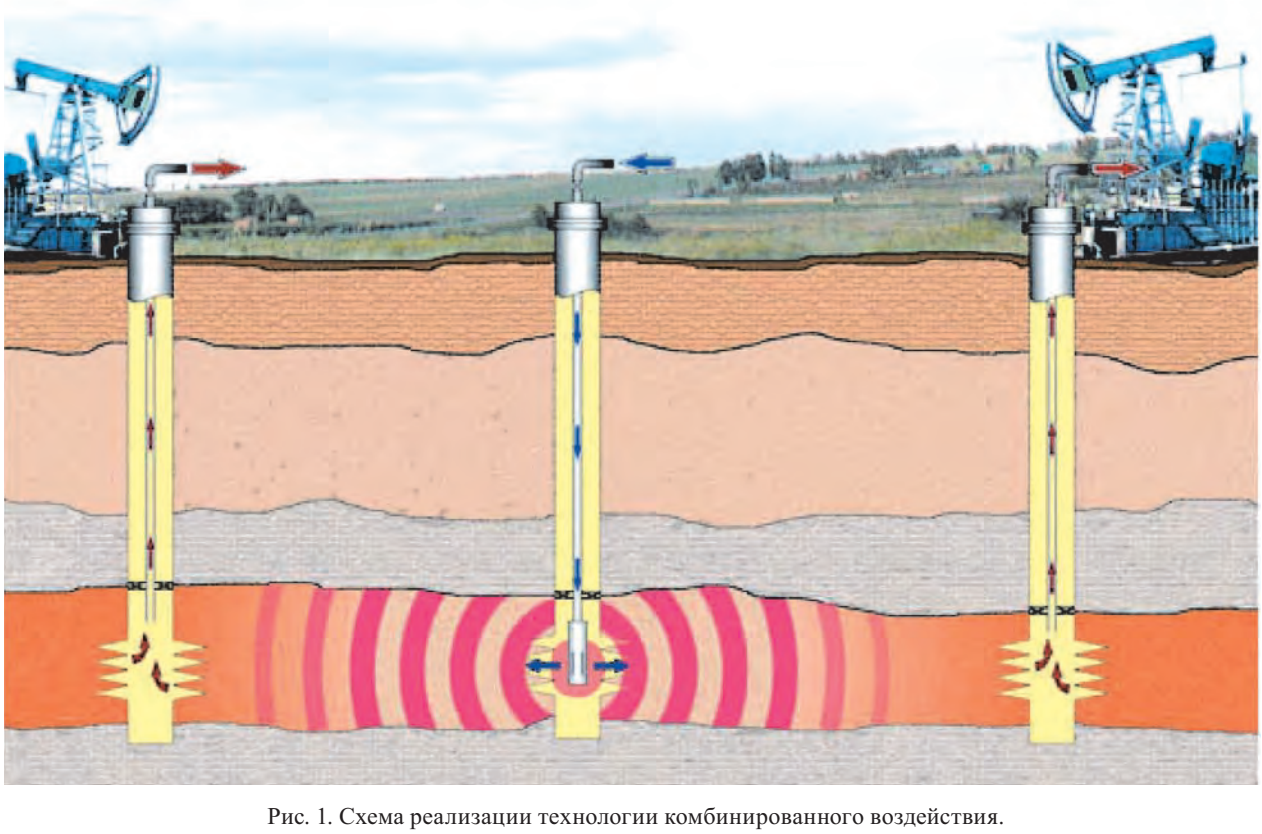


Рис. 1. Схема реализации технологии комбинированного воздействия.

Кармальском месторождении природных битумов Республики Татарстан. Метод комбинированного воздействия осуществляется путем подачи в пласт теплоносителя через излучатель колебаний давления, установленный в нагнетательной скважине. В качестве теплоносителей могут быть использованы газы и жидкости. При этом предполагается обеспечить синхронно изменяющуюся частоту возбуждаемых акустических колебаний. Физические волны распространяются в пласте и воздействуют на процесс фильтрации в нем, что способствует интенсификации процесса добычи нефти. Максимальный положительный эффект воздействия достигается в диапазоне частот, в котором наблюдаются резонансные колебания системы «излучатель колебаний давления (скважина) – продуктивный пласт» [2]. При этом было достигнуто значительное увеличение добычи углеводородов и снижение обводненности извлекаемой продукции, обеспечено в среднем пятикратное снижение удельных энергетических затрат. Последние результаты апробации технологии подтвердили успешность (на уровне 50%) проведения промысловых работ [3].

Гидродинамические методы управления разработкой заводнением являются одними из основных методов повышения нефтеотдачи пластов, апробированных на нефтяных месторождениях. Они отличаются большим разнообразием по технологии воздействия на пласты и степенью влияния на технико-экономические показатели разработки.

Вибрационные и акустические технологии повышения продуктивности скважин отличаются относительной простотой, экологической чистотой и малыми энергетическими и материальными затратами. В их основе лежат различные способы передачи энергии от поверхностных и скважинных источников в пласт. Под действием колебаний устраняется блокирующее влияние остаточных фаз газа, нефти и воды, инициируется фильтрация флюидов в низкопроницаемых пропластках и зонах и повышается охват пласта воздействием как по толщине, так и по простиранию, а также снижается равновесная концентрация газа в жидкости и др. Кроме того, в малопроницаемых пластах при достижении достаточно высоких значений амплитуды колебания давления происходит еще и гидроразрыв пласта. [4].

Акустические волны и эффект кавитации в призабойной зоне пласта приводят к разрушению поверхностного слоя стенок в призабойной зоне скважин, очистке закупоренных поровых каналов продуктивного пласта. Депрессия активизирует возникновение кавитации, ускоряет приток пластовой жидкости (нефти) к скважине, способствует удалению кольматантов из поровых каналов. Кроме того, волновое поле существенно способствует снижению вязкости пластового флюида, а одновременная депрессии увеличивает его приток к скважине [5].

Механизм генерации колебаний давления заключается в следующем: движущийся теплоноситель (пар) выступает в качестве инициатора акустических колебаний. Флуктуации давления в нем имеют широкий спектр. Упругий пористый скелет «отбирает» те колебания, частоты которых являются резонансными по отношению к механическим колебаниям частиц горной породы, образующим твердый скелет коллектора. Результатом подобного взаимодействия и является возникновение самосогласованных колебаний частиц коллектора и частиц жидкости в трещиноватых и пористых каналах коллектора. Результаты исследований показали, что спектр шума фильтрационного потока не зависит (или слабо зависит) от вязкости, вида и плотности флюида, скорости движения, а связан главным образом со структурой и с типом нефтяного коллектора.

Используемое в настоящее время как в России, так и за рубежом кратковременное волновое воздействие, как правило, применяется для периодической очистки призабойной зоны скважин и улучшения их коллекторских свойств, что не решает кардинально задачу увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН), который в среднем для активных запасов при заводнении не превышает 0,38–0,45, для низкопроницаемых коллекторов не превышает значения 0,1–0,35, а для высоковязких нефтей составляет 0,05–0,25. Кардинальное решение видится в организации длительного и непрерывного процесса акустического воздействия на призабойную зону и пласт в целом в сочетании с другими методами.

К числу перспективных технологий повышения фильтрации в волновом поле относится и термооакустическое воздействие (ТАВ) на пласты-коллекторы. В данном случае применяется ультразвуковое акустическое воздействие. Применение ультразвука связано в основном с двумя его характерными особенностями: лучевым распространением и большой плотностью энергии [6].

Ультразвуковая обработка приводит к изменению характера температурного поля. Возникновение акустических потоков под действием ультразвука связано с потерей энергии в скелете коллектора. Эти потери зависят от интенсивности ультразвука и акустических свойств породы, т.к. все пористые породы, слагающие нефтяные и битуминозные пласты, имеют свои резонансные частоты колебаний. Акустические потоки вызывают интенсивное перемешивание флюида, выравнивание температуры и интенсификацию конвективной диффузии. При выравнивании температуры флюида увеличивается глубина проникновения акустических потоков дальше в коллектор, что приводит к деформации прогретых флюидов, их турбулизации и перемешиванию вглубь пласта. В результате этого в несколько раз увеличивается коэффициент теплопередачи и скорость теплообмена. Ультразвук ускоряет диффузионные процессы во флюиде, а также на границе с твердой фазой. В этом случае под действием ультразвука происходит более легкое перемещение атомов из одного устойчивого состояния в другое, благодаря кавитации.

Прогресс в этом вопросе связан с разработкой высокоэффективных новых технологий, основанных на применении термоакустического воздействия на битумные пласты.

Термоакустическое воздействие (ТАВ) заключается в одновременном облучении битумного пласта мощ-

ным тепловым и акустическим полями. При одновременном распространении указанных полей возникают эффекты, способствующие интенсификации притока битума в скважину. ТАВ на пласты-коллекторы осуществляется с целью восстановления их продуктивности или приемистости, если эти показатели снизились в процессе эксплуатации вследствие образования участков пониженной проницаемости или сразу после бурения в период освоения.

Вибросейсмическое воздействие осуществляется двумя способами [7]: скважинными виброисточниками через призабойную зону скважины или поверхностными с передачей энергии на призабойную зону скважин через волновод; виброисточниками, передающими сейсмическую энергию на нефтяной пласт с земной поверхности через толщу вышележащих горных пород.

По результатам исследований авторами сделаны следующие выводы: применение метода вибросейсмического воздействия с земной поверхности значительно увеличивает нефтеотдачу обводненных пластов месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации (особенно эффективен этот метод на многопластовых месторождениях); эффект от вибровоздействия сохраняется от 7 до 12 месяцев.

Влияние низкочастотного сейсмического воздействия связывается со следующими факторами: 1) неоднородностью структуры; 2) автоколебательными фильтрационными процессами в коллекторах и возможностью их резонансного взаимодействия с сейсмическими колебаниями; 3) дегазацией пластовой жидкости; 4) реологическими характеристиками пластовых жидкостей; 5) капиллярными эффектами; 6) смачиваемостью поверхности пор.

Сейсмоакустическое воздействие основано на использовании упругих волн. Эффекты, возникающие при прохождении упругих волн через насыщенные пористые среды, сводятся к следующему [8]: увеличение относительных фазовых проницаемостей нефти в большей степени, чем воды; увеличение в 10 раз скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой;изменение напряженного состояния пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Основным мотивом применения сейсмоакустического воздействия (САВ) является неоднородность продуктивных пластов по проницаемости. Объектом САВ следует считать также подвергнутые обработке объемы вышезалегающих или нижезалегающих пластов на расстоянии 20–50 метров. Предельное значение радиуса воздействия достигает 2000 метров от скважины.

Виброволновое воздействие [7] на низких и средних частотах охватывает влиянием области призабойной зоны пласта (ПЗП) и более глубокие зоны пластов. С существенно меньшей интенсивностью замечено влияние упругих колебаний на фильтрационные процессы в насыщенных пористых средах, на структурно-механическое состояние матрицы скелета и насыщающие компоненты при напряжениях и градиентах внутрипорового давления. Важной особенностью является и то обстоятельство, что данные эффекты проявляются не в результате прямого «силового» воздействия упругими колебаниями, а в процессе существования в пластовой среде естественных метастабильных состояний, связанных как с ее внутренними свойствами, так и с наложением постоянно действующих внешних сил. Воздействие упругими колебаниями с относительно малой интенсивностью (относительно малой амплитудой) является неким пусковым механизмом получения существенного эффекта виброволнового воздействия на пласт.

На промыслах Татарстана были успешно проведены эксперименты по виброобработке нагнетательных скважин с применением забойных пульсаторов конструкции института «ТатНИПИнефть». В настоящее время процессы воздействия классифицируются на вибросейсмические, акустические и виброволновые.

Рассматриваемые ниже технические средства генерации колебаний давления в основном связаны с волновыми методами воздействия. Широкий набор скважинных приборов различного диаметра позволяет воздействовать как в открытом стволе, так и через насосно-компрессорные трубы. В нагнетательных скважинах обработка может проводиться при закачке и во время остановки, а в скважинах газлифтного и фонтанного фондов – без прекращения добычи и подъема насосно-компрессорных труб. На механизированных скважинах обработку целесообразно совмещать с подземным или капитальным ремонтом оборудования. Акустическое воздействие обладает эффектом последействия, т.е. положительный эффект от его применения сохраняется от нескольких недель до двух лет и более. Метод обладает экологической чистотой, а затраты на его проведение ниже, чем при химобработке и при гидроразрыве [9]. К настоящему времени разработаны акустические генераторы с различными активными элементами: вихревые, тороидальные, дисковые, диафрагменные, параметрические, работающие в режиме усиления выходных параметров. Они не имеют движущихся частей и деталей, отличаются простотой конструкции и технологичностью изготовления.

Струйные генераторы импульсов конструктивно просты и высоконадежны. Они хорошо работают при низких и высоких перегрузках и ударных нагрузках. Эти генераторы обычно не требуют дополнительных источников энергии, поскольку для возбуждения колебаний давления используется энергия самого потока.Таким образом, струйное устройство в простейшем случае состоит из сопла питания, двух управляющих каналов, двух расходных каналов, центрального клиновидного разделителя потоков и каналов обратной связи, дополнительно соединяющих каждый выходной канал с управляющим каналом.

Для повышения эффективности акустического воздействия на пласт авторами предлагаются следующие решения задач: обеспечение низкой частоты колебаний давления, что снижает интенсивность затухания волнового поля в пласте; увеличение амплитуды колебаний давления на расчетном режиме;генерация колебаний давления во всем диапазоне изменения приемистости нагнетательных скважин.

В итоге комплексное решение позволяет увеличить полноту извлечения углеводородного сырья за счет возрастания продолжительности воздействия на пласт, и площади охвата пласта, подверженного волновому воздействию.

Практическое применение подобные системы нашли при широкомасштабной апробации в условиях разработки Первомайского и Мордово-Кармальского месторождений природных битумов: при нагнетании пара в пласт [10], а также при нагнетании воздуха в условиях внутрипластового горения [11].

Работа выполнена в рамках гранта РФФИ № «16-38-00354-мол_а».

Литература

1. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Под. ред. проф., д.г-м.н. Р.С. Хисамова – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

2. *Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р.* Состояние методов воздействия и технических средств при освоении нефтяных и битумных месторождений / EastEuropeanScientificJournal, Warszawa: EESJ. – 2016. – № 6. – С. 33–38.

3. *Муслимов Р.Х., Кравцов Я.И., Марфин Е.А. и др.* Анализ эффективности термоволнового воздействия на Мордово-Кармальском месторождении // Бурение & Нефть. – 2003. – № 1. – С. 18–23.

4. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж.* Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты. – М.: Мир, 2001. – 260 с.

5. *Муслимов Р.Х.* Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учеб. пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2005. – 688 с.

6. *Иванов Б.Н., Гурьянов А.И., Гумеров А.М.* Волновые процессы и технологии добычи и подготовки нефти. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2009. – 400 с.

7. *Симкин Э.М.* Вибросейсмический метод увеличения продуктивности обводненных нефтяных и газовых пластов // Нефтегазовые технологии. 1998. – № 2. – С. 24–25.

8. *Pant A.* Johnson. Seismic stimulation of oil production in depleted reservoirs.Proposal summary / GeoEngineering Group Los Alamos National Laboratory. pp. 1–5 1995.

9. *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.

10. *Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р.* Определение протяженности горизонтального участка скважины для интегрированного воздействия на пласт // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 4 (99). – С. 44–48.

11. *E. A. Marfin, Y. I. Kravtsov, A. A. Abdrashitov, R. N. Gataullin& A. R.* Galimzyanova Elastic-Wave Effect on Oil Production by In Situ Combustion: Field Results // Petroleum Science and Technology, Volume 33, Issue 15–16, 2015, p. 1526–1532.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «МОДЕЛЬ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТЕРРИТОРИИ» КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОДУКТ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В ОСВОЕНИИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

Р. Н. Гатиятуллин, В. Б. Либерман, Э. Р. Казаков, А. М. Нотариус

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань, tgru@tatneft. ru

Развитая минерально-сырьевая база (МСБ) выдвигает Республику Татарстан в ряд наиболее экономически развитых регионов России, что дает большие перспективы для дальнейшего ее прогресса.

Татарстанский минерально-сырьевой комплекс (МСК) обеспечивает основные доходы бюджетной системы, социальную стабильность в регионе и является главным конкурентным преимуществом экономики России. Успешно функционировать он может лишь благодаря наличию мощной минерально-сырьевой базы, которая представляет собой совокупность разведанных и предварительно оцененных запасов и локализованных ресурсов полезных ископаемых.

МСК республики представлен отраслями по добыче и переработке нефти (нефтедобывающая, нефтехимическая, нефтеперерабатывающая промышленность) и минерально-строительного сырья (промышленность строительных материалов). Разнообразные виды твердых нерудных полезных ископаемых составляют основу производства местных строительных материалов и являются важным фактором реализации программ жилищно-гражданского строительства в Республике Татарстан.

Краткая характеристика полезных ископаемых Республики Татарстан (углеводородное и неуглеводородное сырье)

Ведущим полезным ископаемым республики является нефть, которая добывается на территории 22 муниципальных районов РТ. Разрабатываемые месторождения сосредоточены на Южно-Татарском своде, юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и восточном борту Мелекесской впадины. Ежегодно на территории республики добывается около 33 млн тонн нефти. Нефтедобывающая отрасль Татарстана представлена предприятиями ПАО «Татнефть», на долю которого приходится порядка 80 процентов добываемой нефти, и 33 МНК.

Возможности прироста запасов за счет традиционных геологоразведочных работ устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. РТ является одной из наиболее разведанной в геологическом отношении территорией среди субъектов Российской Федерации. В настоящее время в республике доля прироста запасов за счет ГРР составляет около 40 процентов. К 2030 году значительная доля прироста будет осуществляться за счет запасов СВН пермских отложений, доманиковых отложений, наименее изученных к настоящему времени (Стратегия развития топливно-энергетического комплекса РТ на период до 2030 года). В ПАО «Татнефть» реализуются ежегодные программы по изучению месторождений нетрадиционных углеводородов.

На 01.01.2015 в верхнепермских отложениях уфимского яруса шешминского горизонта на учете Государственного Баланса числятся запасы СВН 109 залежей, входящих в состав 32 месторождений нефти (в том числе 46 залежей на 13 месторождениях СВН). Все залежи находятся в зоне деятельности ПАО «Татнефть». Общие суммарные утвержденные геологические запасы составляют около 300 млн т, извлекаемые 105 млн т. Прогнозные извлекаемые ресурсы УВ пермских отложений Татарстана по оцениваются в 200 693 тыс. т.

На территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей связаны, в первую очередь, с породами доманикоидной формации верхнего девона – с семилукским (доманиковым) горизонтом, а также с речицким (мендымским) горизонтом и доманикоидными формациями центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов. В частности, нефтеносность семилукского и речицкого горизонтов установлена на ряде площадей Ромашкинского месторождения, в пределах Ерсубайкинского, Березовского и других месторождений.

На территории республики установлено более сотни залежей угля. Большинство их сосредоточено в отложениях визейского яруса в пределах Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины (Нурлатский, Аксубаевский, Новошешминский, Сармановский районы). Прогнозные ресурсы визейских углей оценены в 2,7 млрд т, но степень их геологической изученности остается невысокой. Практический интерес представляют 4 залежи с запасами категории С2 в количестве 704 млн т.

Твердые нерудные полезные ископаемые (ТНПИ), большинство из которых относится к виду общераспространенных (ОПИ), образуют в республике вторую по практической значимости, после углеводородного сырья, группу месторождений, интенсивно эксплуатируемых в течение более чем столетнего периода времени. Роль последних определяется масштабами их использования для функционирования и устойчивого развития базовых экономических комплексов РТ – машиностроительного, агрохимического, строительного и др., возможностями создания новых центров экономического роста, а также межрегиональных промышленно-технологических кластеров. ТНПИ объединяются в следующие виды сырья: строительное, агропромышленное и горнотехническое.

Всего в республике на данный момент разведано и оценено более 1500 месторождений и проявлений нерудных полезных ископаемых. На республиканском балансе состоит 401 месторождение.

Кроме ОПИ, в республике имеются месторождения бентонитовых глин, формовочных и стекольных песков, фосфоритов, гипса и минеральных пигментов. МСБ твердых полезных ископаемых федерального значения в РТ представлена 2-я месторождениями гипса, четырьмя месторождениями бентонитовых глин, 1 месторождением кварцевых песков.

Внедрение инновационных технологий оценки минерально-сырьевого потенциала территории

Состав, величина минерально-сырьевого потенциала, значимость отдельных видов ресурсов со временем меняются, поэтому их оценка всегда относительна. При освоении крупных источников природных ресурсов возникают крупные промышленные центры, формируются хозяйственные комплексы и экономические районы. Размещение, условия добычи и характер использования полезных ископаемых влияют на содержание и темпы регионального развития. В условиях современного состояния экономики, когда минеральное сырье рассматривается в качестве одного из основных конкурентоспособных товаров, научное направление по геолого-экономической оценке и мониторингу минеральных ресурсов приобретает важное практическое значение. В последние годы развитие рыночных отношений в экономике обусловливает потребность в комплексно-территориальной оценке минеральных ресурсов.

Обработку и анализ данных для геолого-экономической оценки минерально-сырьевого потенциала территории, ввиду их многообразия и большого объема, можно осуществлять с максимальной полнотой только на основе компьютерных технологий. Становится возможным учет разнообразных геологических факторов (виды минерального сырья, многочисленные параметры месторождений и проявлений и т. д.) Наиболее эффективным, а в ряде случаев и единственно возможным методом познания, является моделирование, когда непосредственный объект изучения заменяется его упрощенным аналогом – моделью.

Для этих целей в Татарском геологоразведочном управлении ОАО «Татнефть» в 1999 году была создана «Геолого-экономическая модель минерально-сырьевой базы территории» – ИАС «ГЭМ МСБТ» в рамках выполнения Государственных программ. Это для республики было сделано впервые.

Модель территории положительно оценена рядом министерств и ведомств Республики Татарстан, куда были направлены материалы для рассмотрения, и, по их мнению, может быть отнесена «к работам государственной значимости» [3].

С использованием ГЭМ МСБТ можно было оценить на текущий момент времени валовую и извлекаемую ценность запасов нефти, каменного угля, твердых нерудных полезных ископаемых по любым территориям рес-

публики (муниципальным, экономическим и тектоническим районам, недропользователям, лицензионным участкам и др.).

После создания в 1999 году и успешной апробации ИАС «ГЭМ МСБТ» работы были продолжены (2000–2003 год) в рамках различных тем и договоров. Затем они были приостановлены в связи с отсутствием финансирования.

В 2014 году после десятилетнего перерыва работы по данному направлению снова получили существенный толчок в рамках Государственного контракта «Ведение, развитие и эксплуатация республиканского банка цифровой информации по геологии и недропользованию» под эгидой Министерства экологии и природных ресурсов РТ.

Целевым назначением работ явилось формирование, ведение и организация использования накопленных и вновь получаемых цифровых геологических информационных ресурсов в Республиканском банке цифровой информации по геологии и недропользованию.

Необходимо было обновить все банки данных для возможности оперативного решения задач, связанных с комплексной оценкой минерально-сырьевой базы территории, выполнением районирования земель по различным геолого-экономическим показателям, осуществлением информационно-аналитического обеспечения государственных органов, созданием карт распределенного и нераспределенного фонда недр РТ.

Важная роль в выполнении контракта принадлежала работе по сбору и вводу картографических и атрибутивных данных в специализированные БД по минерально-сырьевым ресурсам, которые должны содержать актуализированную информацию по запасам и ресурсам.

В основном весь огромный объем геологической информации по минерально-сырьевым ресурсам на бумажных носителях (отчеты, карты, балансы запасов, каталоги и др.) содержится в Фондах Геологической информации РТ (ФГИ РТ), Татарстанском филиале ФБУ «ТФГИ по Приволжскому федеральному округу», геологических фондах ТГРУ ОАО «Татнефть».

Учету подлежали:

– месторождения с запасами полезных ископаемых, учтенными Государственным балансом запасов или территориальными балансами запасов в отдельных субъектах Федерации;

– месторождения с запасами полезных ископаемых, еще не учтенными Государственным или территориальными балансами запасов, но на которых завершены оценочные работы (при положительной ГЭО) или разведка;

– месторождения, запасы полезных ископаемых которых сняты с учета Государственным или территориальными балансами запасов по любой причине;

– выработанные месторождения (исключая выработанные месторождения общераспространенных полезных ископаемых);

– проявления твердых полезных ископаемых, для которых установлено наличие хотя бы одного тела (залежи) полезных ископаемых, по качеству (содержанию ценных компонентов) удовлетворяющих минимальным требованиям промышленности к месторождениям, но количество запасов которых либо не установлено, либо им не дана промышленная оценка.

В результате был проинвентаризирован, собран, обработан, систематизирован текстовый и графический фондовый материал по месторождениям и проявлениям (залежам) полезных ископаемых, лицензиям и лицензионным участкам по состоянию на 2014 г. (по более чем 1500-м месторождениям и проявлениям, каменного и бурого угля, горючих сланцев, строительного, агрохимического и горнотехнического сырья, более 350 лицензиям и лицензионным участкам).

Сбор информации производился по опубликованным и фондовым материалам отчетов по результатам проведения георазведочных и научно-исследовательских работ, кадастрам месторождений полезных ископаемых, государственным и территориальным балансам месторождений полезных ископаемых, материалам интернет-ресурсов.

Исходя из состава имеющихся в республике сведений по минерально-сырьевым ресурсам актуализированы следующие базы данных:

1. БД «Месторождения и залежи нефти»;
2. БД «Подготовленные поднятия»
3. БД «Залежи СВН казанского яруса»;
4. БД «Месторождения и залежи каменного и бурого угля»;
5. БД «Месторождения и проявления твердых нерудных полезных ископаемых»;
6. БД «Залежи торфа»;
7. БД «Залежи сапропеля»;
8. БД «Залежи органо-минеральных отложений»;
9. БД «Месторождения и залежи лечебных грязей»;
10. БД «Лицензии и лицензионные участки».

Уточнен перечень геолого-экономических и экономических показателей, участвующих в расчетных операциях, сбор данных по ним и ввод их в информационно-аналитическую систему «Геолого-экономическая модель минерально-сырьевой базы территории Республики Татарстан».

В МЭПР РТ созданы автоматизированные рабочие места ИАС с наличием в составе ИАС следующего функционала.

– возможность показать состав информации, имеющийся в ИАС, на произвольном участке территории;

– возможность выполнить качественный и количественный состав минерально-сырьевых ресурсов на произвольном участке территории;

– возможность проведения детального анализа: на произвольном участке территории выбрать из списка запрос по минерально-сырьевым ресурсам и показать в таблицах и на карте имеющиеся минерально-сырьевые ресурсы;

– выдачу статистической информации по составу минерально-сырьевых ресурсов по видам сырья и категориям запасов на произвольном участке территории;

– выдачу статистической информации по стоимости минерально-сырьевых ресурсов по видам сырья и категориям запасов на произвольном участке территории;

– проведение ранжирования территории по выбранным показателям из списка имеющихся минерально-сырьевых ресурсов;

– оперативную установку экономических показателей и цен на минерально-сырьевые ресурсы;

– создание карт различного тематического содержания.

Подготовлено обновленное руководство пользователя для системы.

Актуальность создания и внедрения «Геолого-экономической модели минерально-сырьевой базы территории Республики Татарстан» обусловлена необходимостью оперативного решения задач, связанных с комплексной оценкой минерально-сырьевой базы территории (нефть, уголь, ТНПИ и др.), выполнением районирования земель по различным геолого-экономическим показателям, осуществлением информационно-аналитического обеспечения государственных органов.

Долгосрочное развитие минерально-сырьевого комплекса республики определяется разведанным и прогнозным потенциалом недр, расширением и совершенствованием перерабатывающих производств с целью выработки новых видов конкурентоспособной продукции, а также конъюнктурой спроса на различные виды полезных ископаемых на мировом, общероссийском и региональном рынках.

Данный программный продукт по оценке минерально-сырьевого комплекса республики должен стать одним из инструментов для разработки мероприятий и решений в сфере рационального планирования геологоразведочных работ, организации недропользования и воспроизводства минерально-сырьевой базы и дальнейшему развитию экономических территорий. Результаты оценки минерально-сырьевой базы (МСБ) Республики Татарстан позволяют более эффективно проводить геологоразведочные работы на полезные ископаемые. Расширение минерально-сырьевой базы Татарстана за счет вовлечения в эксплуатацию новых видов полезных ископаемых и нетрадиционных источников минерального сырья, обладающих ценными технологическими и потребительскими свойствами, способно не только поддержать экономический потенциал региона, но может послужить дополнительной основой для перехода к устойчивому развитию в будущем.

Литература

1. *Гатиятуллин Н. С., Казаков Э. Р., Либерман В. Б.* Оценка состояния ресурсной базы твердых нерудных полезных ископаемых Республики Татарстан // Георесурсы. Научно-техн. журнал. № 4(63), т. 2, Казань, 2015. – С. 52–56.

2. *Казаков Э. Р.* Экономическая оценка минерально-сырьевой базы Республики Татарстан как важнейшее условие устойчивого развития // Материалы докл. Всерос. научно-практ. конф. «Проблемы анализа и моделирования региональных социально-экономических процессов». – Казань: КГФЭИ, 2010. – С. 145–148.

3. *Казаков Э. Р., Либерман В. Б., Нотариус А. М., Степанов И. В.* «Геолого-экономическая модель минерально-сырьевой базы территории Республики Татарстан» – работа государственной значимости // Георесурсы. Научно-техн. журнал. № 4(63), т. 2. Казань, 2015. – С. 8–13.

4. *Казаков Э. Р., Либерман В. Б., Цишейко Е. Г., Нотариус А. М.* Экономическая оценка минерально-сырьевого потенциала Республики Татарстан // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015, Ч. 2. – С. 186–189.

5. *Либерман В. Б., Шаргородский И. Е., Екимцов С. А., Казаков Э. Р.* Модель природно-ресурсного потенциала территории // Георесурсы. Научно-техн. журнал. № 1(15). Казань. 2004. – С. 6–8.

6. *Трофимов А. М., Казаков Э. Р., Шаргородский И. Е., Либерман В. Б.* Применение геоинформационных систем для комплексной территориально-дифференцированной оценки минерально-сырьевой базы. Сборник научных статей в 2-х частях. Ч. 1. Методы и системы обработки информации. – Муром. 2004. – С. 66–71.

7. *Хисамов Р. С., Гатятуллин Н. С., Либерман В. Б., Шаргородский И. Е., Хадиуллина Р. Н., Войтович С. Е.* Минерально-сырьевая база Республики Татарстан. – Казань: Изд-во Фэн, 2006. – 320 с.

8. *Шаргородский И. Е., Либерман В. Б. Екимцов С. А., Казаков Э. Р.* Комплексная территориально-дифференцированная оценка минерально сырьевой базы Республики Татарстан с использованием ГИС-технологий. Тезисы

докладов 7-й Всероссийской научно-практической конференции «Геоинформатика в нефтегазовой и горной отраслях». Бугульма. 2003. – С. 23–25.

9. *Liberman V. B., Shargorodsky I. E., Ekimtsov S. A. and Kazakov E. R.* Natural Resources Model of Tatarstan. Georesources. International Journal of Science. № 1(15). Kazan. 2004. 6–8.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ОПТИЧЕСКИХ И МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова, Д.Т. Ахметшина

Альметьевский государственный нефтяной институт, guskovaagni1@rambler.ru

Механизм работы химреагентов, применяемых на нефтегазодобывающих предприятиях, сложен и недостаточно полно изучен. Важной проблемой, требующей своего решения, является совместимость применяемых технологий воздействия на пласт и скважину. Плотность применяемых технологий иногда такова, что негативный побочный эффект одной «гасит» эффективность другой. Осложнения, вызванные взаимовлиянием технологий, приводят к повышению эксплуатационных затрат.

Существующие критерии выбора и методики исследования химреагентов не предусматривают оценку их влияния на коллоидную стабильность нефтяной дисперсной системы. Процесс подбора химических реагентов должен включать этап проведения исследований по оценке их влияния на устойчивость нефтяной дисперсной системы, так как нефти Ромашкинского месторождения относятся к коллоидно неустойчивым и возможно снижение коллоидной стабильности и ускорение седиментационных процессов [1, с. 26].

Для оценки влияния химреагентов на коллоидную устойчивость нефти разработана комплексная методика анализа, предусматривающая оптические и микроскопические исследования нефти до и после применения химреагентов. В данной работе представлены результаты исследований ингибитора солеотложений СНПХ – 5314 с использованием образцов нефти девонского горизонта Северо – Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

Спектрофотометрический метод анализа заключается в определении степени поглощения веществом лучей света различной длины волны – коэффициента светопоглащения ($К_{сп}$). В связи с тем, что поглощения на определенной длине волны является индивидуальной характеристикой вещества, то по величине поглощения можно судить о концентрации данного вещества в образце [2, с. 281].

Изменение коллоидной устойчивости нефти в результате контакта с химреагентами обусловливает изменение оптических свойств верхнего и нижнего слоев исследуемой пробы нефти.

Если построить непрерывную кривую изменения оптической плотности образца нефти в зависимости от длины волны, то можно заметить отдельные максимумы и минимумы, соответствующие поглощению света отдельными компонентами нефти.

Лабораторные исследования изменения оптических свойств нефти проводились на приборе «спектрофотометр ShimadzuUV-1800». Методика исследований предусматривала следующее: исследовались оптические свойства верхнего и нижнего слоев контрольной пробы нефти и пробы нефти с ингибитором солеотложений, затем пробы отстаивались в течение 24 часов, после чего повторно проводились исследования оптических свойств верхнего и нижнего слоев. Результаты исследований представлены на рисунках 1, 2.

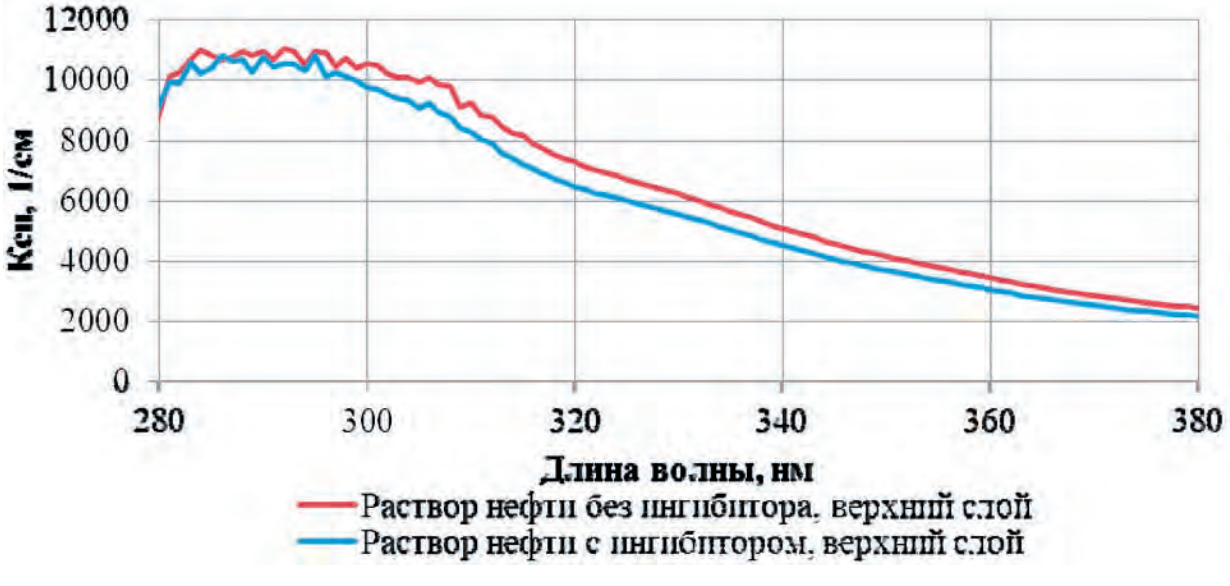


Рис. 1. Зависимость $К_{сп}$ от длины волны нефти с верхнего слоя эмульсии с обводненностью 40%.

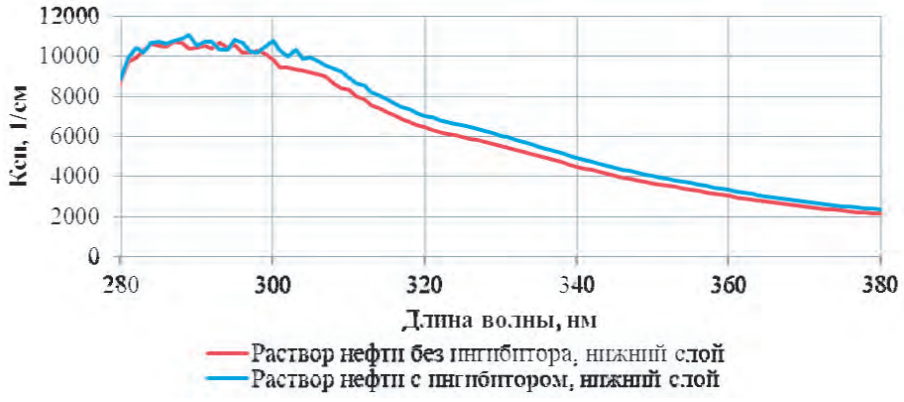


Рис. 2. Зависимость $K_{сп}$ от длины волны нефти с нижнего слоя эмульсии с обводненностью 40%.

Таблица 1

Результаты лабораторных исследований оптических свойств эмульсий с обводненностью 40% после начала отстаивания

Оптическая плотность	Длина волны, нм	Изменение оптической плотности
	300	
Ксп верхнего слоя без ИС, $см^{-1}$	10548,58	791,5
Ксп верхнего слоя с ИС, $см^{-1}$	9757,08	
Ксп нижнего слоя без ИС, $см^{-1}$	9854,939	923,9
Ксп нижнего слоя с ИС, $см^{-1}$	10778,84	

Выявлено, что при контакте нефти с ингибитором солеотложений происходит уменьшение коэффициента светопоглощения верхнего слоя и увеличение коэффициента светопоглощения нижнего слоя нефти, что свидетельствует об увеличении концентрации асфальтенов в нижнем слое. Таким образом, после контакта нефти с ингибитором солеотложений произошло расслоение нефти.

Затем были проведены микроскопические исследования искусственно приготовленных эмульсий с обводненностью 20%, 40%, 60%, 70% и 80% на «микроскопе Leica DM 750 P». Получены микрофотографии и проведен дисперсный анализ. Установлено, что эмульсии без ингибитора солеотложений имеют меньшую степень дисперсности, чем эмульсии с ингибитором солеотложений.

В качестве примера приведены результаты микроскопических исследований эмульсии обводненностью 20% без ингибитора солеотложений и с ингибитором солеотложений (рис.3).

Таблица 2

Результаты микроскопических исследований эмульсии обводненностью 20%

Максимальный размер капель, мкм			
До расслоения		После расслоения	
Эмульсия без ИС	Эмульсия с ИС	Эмульсия без ИС	Эмульсия с ИС
171	144	18	12
Структура			
Однородная	Наличие ассоциатов	Однородная	Однородная

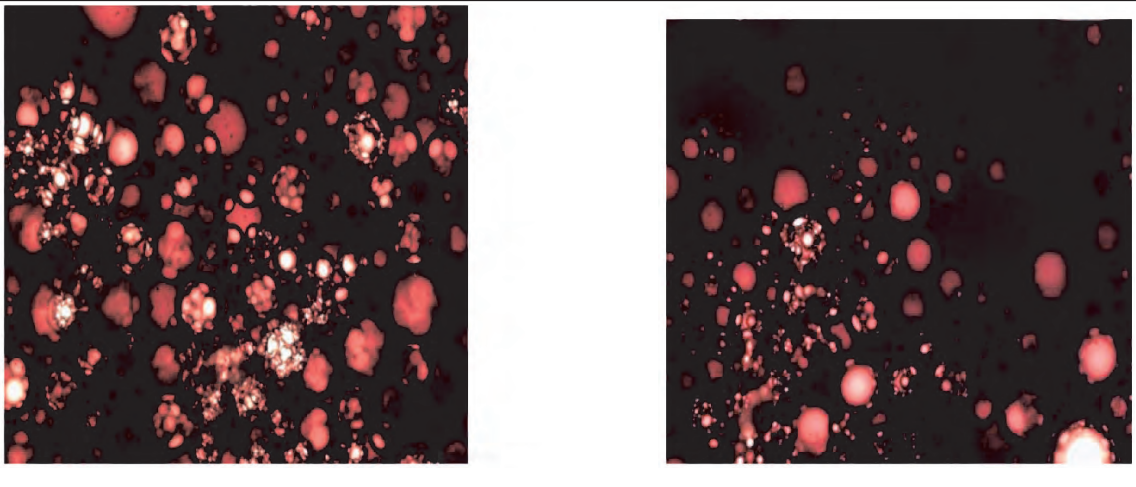


Рис. 3. Микрофотографии эмульсии В=20% без ингибитора солеотложений и с ингибитором.

Выводы

• Лабораторные исследования показали, что ингибитор солеотложений СНПХ – 5314 увеличивает устойчивость и дисперсность нефтяных эмульсий. Установлено, что при обводненности 20% седиментационная устойчивость эмульсии с ИС увеличивается в 2 раза.

• Разработана методика исследования влияния ИС на коллоидную устойчивость нефти с использованием оптических методов контроля, в частности, с использованием спектрофотомера Shimadzu UV-1800.

• Оптические исследования показали, что при контакте нефти с ингибитором солеотложений происходит изменение коэффициента светопоглощения верхнего и нижнего слоев нефти. Так, Ксп верхнего слоя уменьшился на 792 ед., а Ксп нижнего слоя увеличился на 924. На основе данных исследования можно предположить, что ингибитор солеотложений СНПХ-5314 оказывает влияние на коллоидную устойчивость нефти.

• При микроскопических исследованиях, выполненных на «микроскопе Leica DM 750 P», установлено увеличение дисперсности эмульсии с ИС обводненностью 20% на 35%.

• Необходимо продолжать исследования химреагентов на смежные технологические процессы. Для исследований может быть рекомендовано использование предлагаемых методик.

• Кроме стандартной оценки эффективности ингибиторов солеотложений необходимо оценивать влияние ингибитора на коллоидную устойчивость нефти и на формирование водонефтяных эмульсий.

Литература

1. *Тронов В.П.* Взаимовлияние смежных технологий при разработке нефтяных месторождений. – Казань: Издательство «ФЭН» Академии наук РТ, 2006. – 736 с.

2. *Гильманшин А.Ф.* Характер и причины изменения во времени величины $k_{сп}$ добываемой нефти на Ромашкинском и Бавлинском месторождениях. Труды ТатНИИ. – Ленинград: Недра, 1964. – Вып.6. – С.281–291.

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ БОБРИКОВСКОГО ОБЪЕКТА УНИКАЛЬНОГО НОВО-СУКСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.С. Данилов[1], Р.Т. Шакирова[1], И.Н. Хакимзянов[1], А.М. Исхакова[2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, razrdds@tatnipi.ru

[2]ООО «Наука», г. Бугульма

Одним из современных методов повышения коэффициента нефтеизвлечения, применяемых на месторождениях Республики Татарстан, является разработка нефтяных месторождений с использованием горизонтальных технологий. Первые скважины с горизонтальным окончанием (СГО) на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» были пробурены в 1997 г. на Кадыровском месторождении на отложения турнейского яруса. В 2002–2003 гг. строительство СГО на тот же стратиграфический объект осуществлено на Бастрыкском месторождении, а в 2005 г. первая многозабойная горизонтальная скважина построена на Ново-Суксинском месторождении. Наибольшая эффективность применения СГО на месторождениях РТ достигнута по терригенным коллекторам, в том числе по залежам в отложениях бобриковского горизонта Ново-Суксинского нефтяного месторождения.

Ново-Суксинское месторождение в тектоническом отношении находится во внутренней бортовой зоне Сарайлинского прогиба Камско-Кинельской системы (ККС) (рис.1).

Ново-Суксинское нефтяное месторождение открыто в 1969 г. и в 1974 г. введено в промышленную разработку. На месторождении выделяются следующие объекты разработки (снизу вверх): турнейский и бобриковский. Основным объектом по запасам (97%) является бобриковский, эксплуатация которого с 1980 г. ведется с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт.

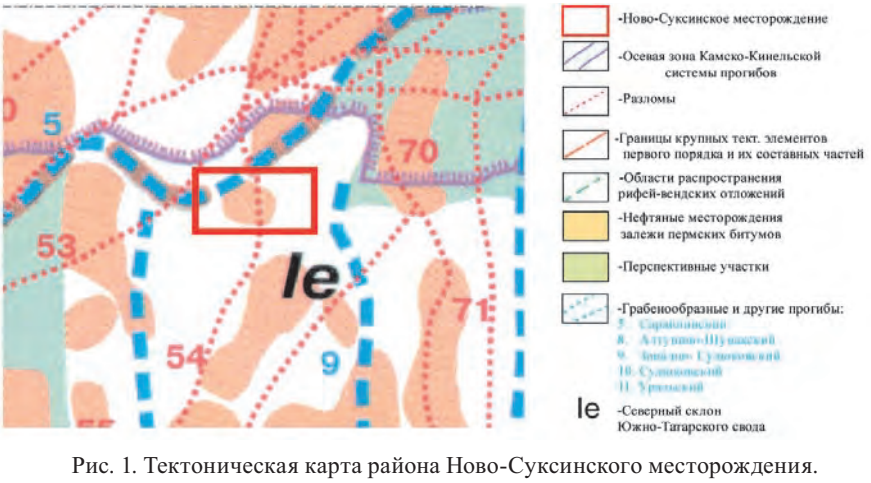


Рис. 1. Тектоническая карта района Ново-Суксинского месторождения.

В разрезе бобриковско-радаевского горизонта выделяются три пласта (сверху вниз): $C_1бр1^3$, $C_1бр1^2$, $C_1бр1^1$, представленные в разрезе в разных сочетаниях. В 71% скважин отмечается слияние пластов $C_1бр1^2$, $C_1бр1^1$ и в 14% скважин – пластов $C_1бр1^3$, $C_1бр1^2$. Наличие зон слияния свидетельствует о существовании гидродинамической связи между пластами и позволяет рассматривать их как единый объект разработки. Геолого-физическая характеристика продуктивного объекта представлена в таблице 1.

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Продуктивный пласт
	Сбр
Средняя глубина залегания, м	1092,6
Тип залежи	пластов. свод.
Тип коллектора	поровый
Средняя общая толщина, м	26,5
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	13,1
Средняя водонасыщенная толщина, м	19,8
Пористость, %	28
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,95
Проницаемость, мкм^2	1,737
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,58
Коэффициент расчлененности, доли ед.	2,7
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	58,3
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,888

Многозабойные горизонтальные скважины на залежи бобриковского горизонта были заложены в чисто нефтяной зоне с нефтенасыщенными толщинами от 20 до 25 м (рис. 2). Основной ствол СГО № 1222 проведен выше подошвы нижнего нефтенасыщенного прослоя на 2,0 метра, а ответвления направлены вверх от основного ствола.

Параметры траектории СГО № 1222 мзг приведены в таблице на рисунке 3. Около 80% от общей длины

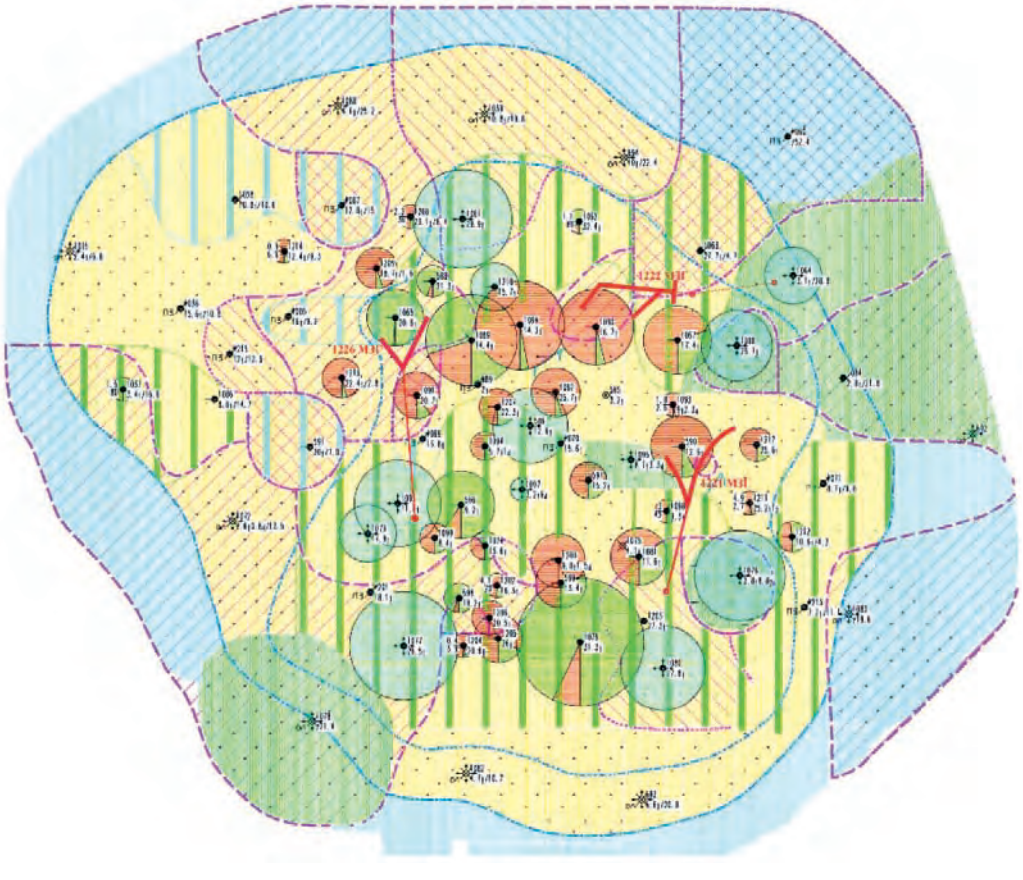


Рис. 2. Карта текущего состояния разработки отложений бобриковского горизонта с расположением проектных стволов МЗГС по состоянию на 01.01.2005.

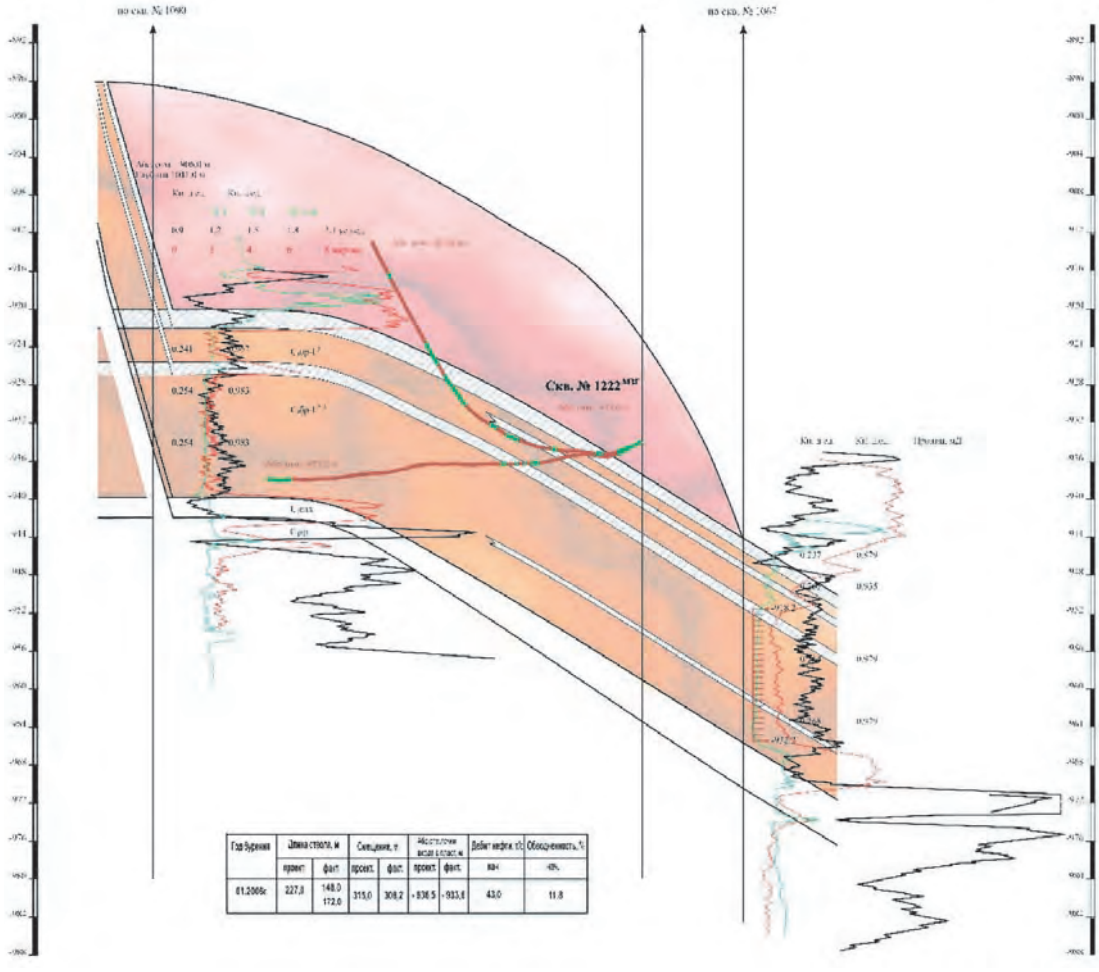


Рис. 3. Фактическая траектория стволов многозабойной горизонтальной скважины № 1222 мзг.

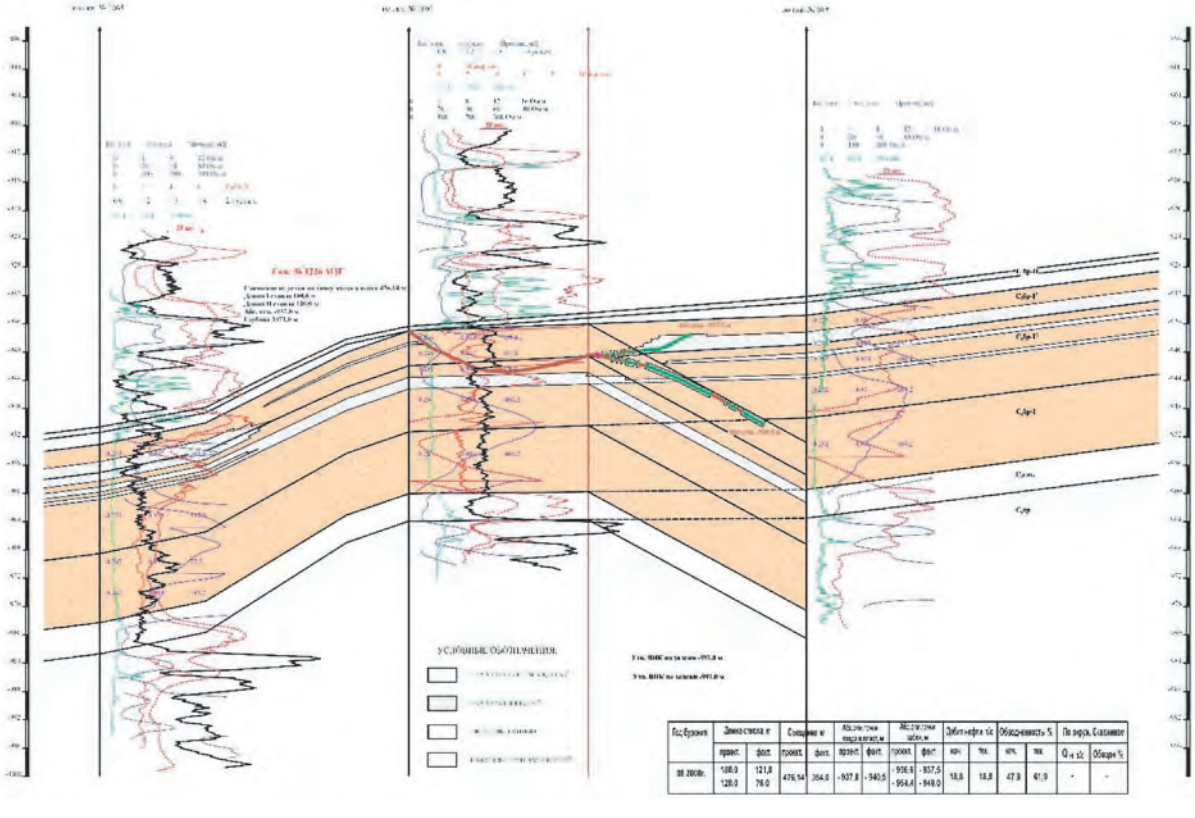


Рис. 4. Фактическая траектория стволов многозабойной горизонтальной скважины № 1226 мзг.

траектории в продуктивном разрезе проложено по коллектору. Это позволило ввести в активную разработку максимально возможное количество запасов участка заложения, увеличить коэффициент нефтеизвлечения в зоне дренирования и получить высокие результаты по дебиту – 43 т/сут, который при смене насоса впоследствии был увеличен вдвое.

В 2008 г. в створе высокопродуктивных скважин № 1065 и № 1091 была пробурена многозабойная скважина № 1226 мзг. При этом в скважине № 1065 работают два нижних пласта, в скважине № 1091 – два верхних пласта. В зонах с высокой выработанностью запасов нефти по нижним высокопроницаемым пластам СГО рекомендуется проводить в верхнем пласте $C_1бр1^3$, в связи с чем стволы в 1226 мзг длиной 187 м проведены поверхнему пласту, у которого в близлежащих скважинах емкостно-фильтрационные характеристики ниже, чем у нижнего и при этом большая часть нижнего ствола вскрыла глинистые прослои (рис. 4). Начальный дебит нефти в ней соответственно оказался ниже, чем в скважине 1222, и составил 18,8 т/сут.

Выводы

1. На Ново-Суксинском нефтяном месторождении залежь бобриковского горизонта сложнопостроенная и является уникальной в Татарстане:

– присутствие всех трех пластов – $C_1бр1^3$, $C_1бр1^2$, $C_1бр1^1$;

– отмечается слияние пластов $C_1бр1^2$, $C_1бр1^1$ в 71 % скважин, пластов $C_1бр1^3$, $C_1бр1^2$ в 14% скважин;

– общие нефтенасыщенные толщины изменяются от 10 до 36 м.

2. Значительные толщины продуктивного объекта позволяют производить выработку запасов, в том числе многозабойными горизонтальными скважинами (МЗГС) с ответвлениями от основных стволов вверх и вниз по разрезу.

3. Применение СГО и зарезка дополнительных стволов из высокообводненного простаивающего фонда позволяют производить довыработку запасов в зонах с частичным заводнением продуктивных пластов по разрезу.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДХОДОВ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ В ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ СКВАЖИН

[1]О.В. Денисов, [2]А.В. Насыбуллин, [3]А.А. Жильцов, [1]А.В. Кузьмина

[1]ООО «ТатАСУ», dorvgm@gmail.com, г. Альметьевск

[2]Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма

[3]ООО «Татинтек», г. Альметьевск

В данной статье рассмотрены примеры использования эвристических подходов и современных алгоритмов к анализу данных телеметрии добывающего и нагнетательного фондов с целью получения необходимой информации, применимой в решении задач управления и подбора режимов скважин в процессе эксплуатации участков нефтепромысловых площадей.

Пусть при известных режимных показателях и данных о количестве извлекаемой нефти необходимо решить задачу установления зависимости взаимных технологических состояний работы скважин и объемом добываемой продукции, т.е. условно найти функционал зависимости:

$$V_{нефти} \leftarrow F\left(Q_1^{добыча} \ldots Q_n^{добыча}, Q_1^{закачка} \ldots Q_m^{закачка}\right),$$

где $V_{нефти}$ – накопленный объем добытой нефти при управляющем режимном воздействии на пласт отборов $Q_i^{добыча}$ ($i \epsilon P$, P – условные номера добывающих скважин) и закачек технологической жидкости $Q_j^{закачка}$ ($j \epsilon I$, I – условные номера скважин ППД) зафиксированный период времени на связанном по продуктивному пласту участке. Под связанным по пласту участком понимается выбранный экспертом участок площади, который включает в себя несколько рядов скважин с условием наличия между ними достаточной гидродинамической связи, которая обеспечивает наблюдаемые эффекты взаимовлияния скважин.

Необходимо отметить, что в данной постановке предполагается отсутствие знаний о физико-емкостных свойствах продуктивного пласта, кроме известных экспертных оценок степени взаимовлияния, а идентифицируемая зависимость суммарного отбора от режимов определяется исторически накопленными взаимными технологическими состояниями скважин.

Ввиду того что вектор $\left(Q_1^{добыча} \ldots Q_n^{добыча}, Q_1^{закачка} \ldots Q_m^{закачка}\right)$, содержащий значения режимов за наблюдаемый период эксплуатации, претерпевает изменения во времени, то необходимо реализовать алгоритм, позволяющий связать основные взаимные состояния вектора режимов и величину суммарной добычи нефти таким образом, чтобы выявить основные режимные группы, обеспечивающие ту или иную накопленную добычу по управляемому участку.

Предположим, что на участке эксплуатируемой площади по результатам наблюдения выявлены группы, включающие скважины до 3-го ряда включительно, которые имеют наибольший внутригрупповой коэффициент взаимовлияния, т.е. вся площадь разделена на наиболее «связанные по пласту» группы скважин, внутри которых обеспечиваются максимальные значения распределенного значения межскважинной гидропроводности. Такое де-

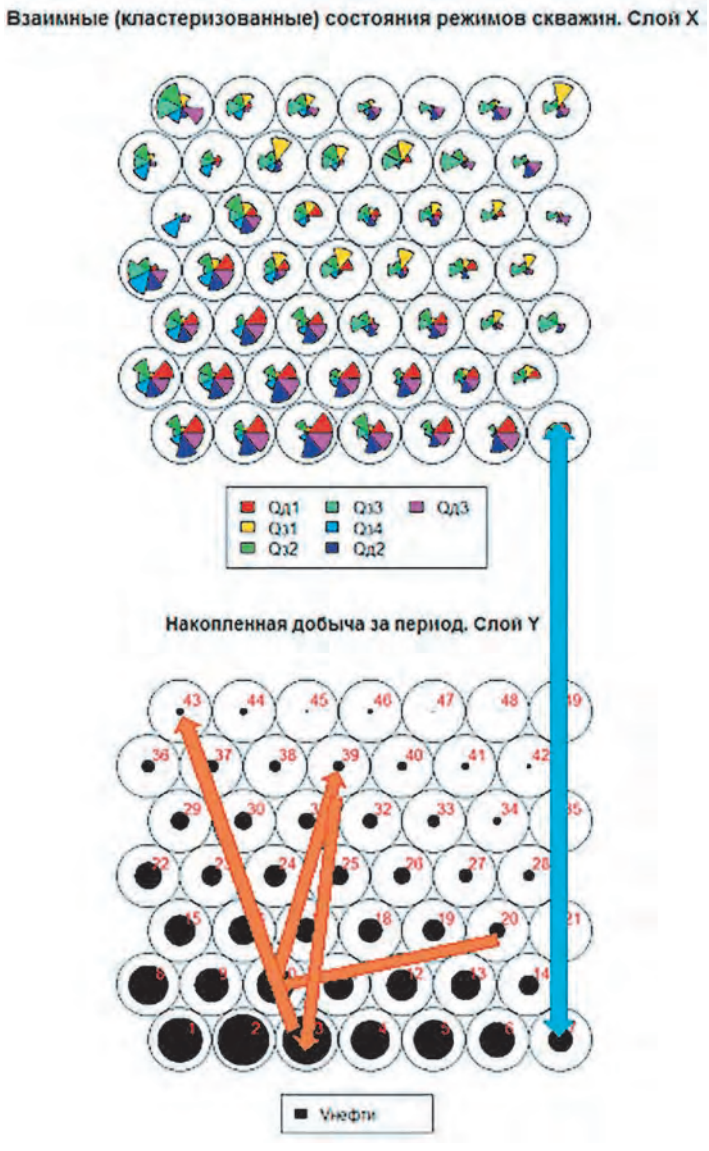


Рис. 1. Слои обученной двунаправленной карты Кохонена с нумерацией узлов на слое Y (Qдi – добыча, Qзj – закачка).

ление возможно произвести на экспертном уровне с привлечением результатов ГДИС и прямых методов исследования взаимовлияния и интерференции скважин (например, метода гидропрослушивания) либо, используя вариант нейросетевого подхода, представленный в [1]. Выделение участков на основе анализа данных телеметрии представляет собой отдельную емкую задачу.

Для решения задачи выделения основных режимных групп можно предложить использовать способы кластеризации многомерных данных с помощью нейросетевых алгоритмов. В нашем случае приведем пример обработки данных с использованием двунаправленных карт Кохонена [2].

Двунаправленные карты Кохонена – это версия самоорганизующихся карт с наблюдением для отображения данных высокой размерности в 2-х мерное пространство (двунаправленное отображение Кохонена). Производится попеременное обучение *X*- и *Y*-пространств карты, когда при обновлении в итерации *X*-пространство имеет больший вес относительно *Y*, и наоборот. Веса устанавливаются по умолчанию со значениями (0,75; 0,25) и во время обучения карты стремятся к (0,5; 0,5). Прогнозирование (получение наблюдаемой величины по входным параметрам) производится только с помощью *X*-пространства. Для непрерывного *Y* используется расчет Евклидова расстояния между векторами, для *Y*, состоящего из категорий –расстояние Танимото.

Для обучения X-пространства карты используются агрегированные режимные вектора $\left(Q_1^{добыча} \ldots Q_n^{добыча}, Q_1^{закачка} \ldots Q_m^{закачка}\right)$ по связанному участку за заданные промежутки времени, а *Y*-пространства – значения $V_{нефти}$ за те же периоды. В результате работы итерационного алгоритма обучения карты, получаем кластеризованные взаимные состояния режимов скважин и соответствующие им накопленные значения объема добытой нефти. Два слоя обученной двунаправленной карты Кохонена представлены на рис. 1 (значения параметров в узлах карты представлены в виде лепестковых диаграмм).

В представлении карты имеется однозначное соответствие между узлами первого и второго слоев (голубая стрелка), т.е. порядковый номер узла одного слоя соответствует порядковому номеру узла второго слоя.

Исследование исходных данных, полученных на телемеханизированном фонде НГДУ «Альметьевнефть», позволило выявить цикличность поведения накопленной добычи в зависимости от устанавливаемых режимов скважин

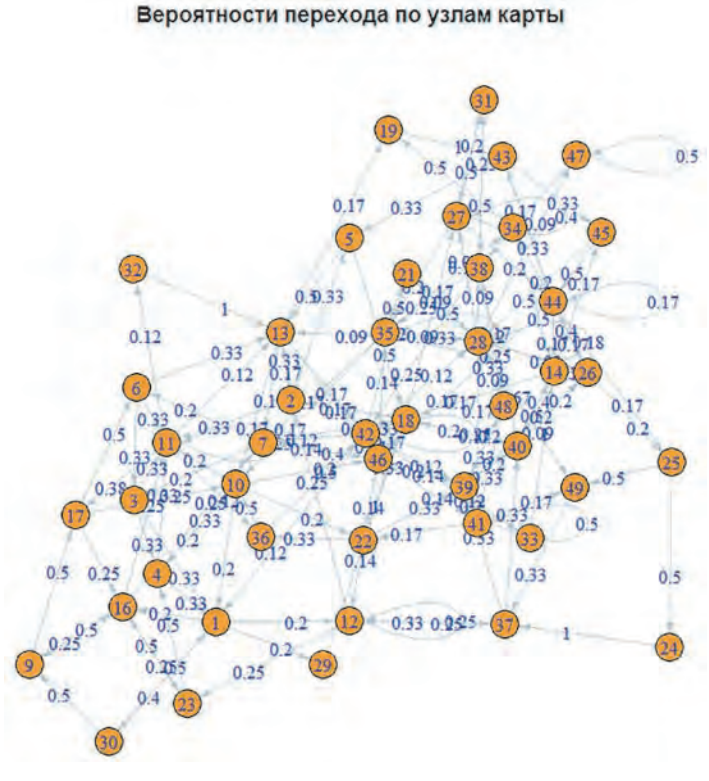


Рис. 2. Вероятности перехода от узла к узлу представленные в виде графа.

на наблюдаемом участке, т.е. максимальные объемы добычи достигались в моменты времени, которым предшествовали периоды увеличения закачки и уменьшения отборов. Участок траектории изменения режимного вектора представлен на рис.1 (красные стрелки, переход по узлам: 20, 10, 39, 3, 43). Данная закономерность имеет характер, сходный с поведением участков площадей, на которых производились работы по их эксплуатации с применением метода нестационарного заводнения [3]. Особенно хорошо данная тенденция просматривается на тех группах, где добывающие скважины находились в режиме откачки, т.е. периодический перевод их в накопление происходил по заданному значению давления на приеме насоса.

Экспериментально было установлено, что при циклическом заводнении период снижения пластового давления характеризуется интенсивным перераспределением жидкости в пласте за счет капиллярной пропитки, в результате чего водонасыщенность более проницаемого (обводненного) слоя уменьшается за счет вытеснения нефти из малопроницаемых прослоев [3].

Для обнаружения связи между предыдущим и последующим состоянием режимных векторов и накопленной добычи можно построить матрицу вероятностей переходов по кластеризованным состояниям в узлах карты Кохонена, которая может быть представлена в виде графа (рис. 2).

Кластеризованные состояния режимных векторов на карте и найденные статистические вероятности переходов по узлам пригодны для планирования режимов с целью реализации подхода нестационарного заводнения на испытуемом участке нефтепромысловой площади, т.к. узлы содержат в себе исторически обоснованные возможные значения дебитов и расходов скважин, зависящих от потенциальных возможностей погружного, наземного оборудования и гидродинамических характеристик призабойной зоны каждой скважины и степени ее взаимодействия по пласту с окружающими. Матрица вероятностей переходов пригодна для перспективной оценки прогнозного состояния вектора режимов на следующий цикл реализации процесса нестационарного заводнения.

Оценка оптимизации извлечения запасов по площади может быть произведена на основе анализа поведения фактически накопленной добычи и ее прогнозного значения, т.к. для высоковыработанных участков месторождений ПАО «Татнефть» возможно построить достоверный и длительный прогноз.

Представленные в статье принципы обработки промысловых данных позволяют использовать их в разработке информационно-аналитической системы планирования и управления режимами скважин на нефтяных месторождениях, а также решить следующие задачи:

1. Подбор допустимых режимов в реализации подхода нестационарного заводнения на участках нефтепромысловых площадей.

2. Планирование наиболее вероятного, допустимого состояния вектора режимов при переходе из цикла в цикл в процессе нестационарного заводнения по участкам.

Литература

1. *Денисов О.В. и др.* Патент на изобретение № 2571470. «Способ нейросетевого анализа данных телеметрии по фонду скважин», приоритет 24.10.2013, кл. G 06 F 17/00.

2. *Kohonen T.* Self-Organizing Maps (Third Edition). Berlin. 2001. ISBN 3-540-62921-9. P. 191–245.

3. *Сургучев М.Л.* Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: «Недра», 1985. – С. 96–121.

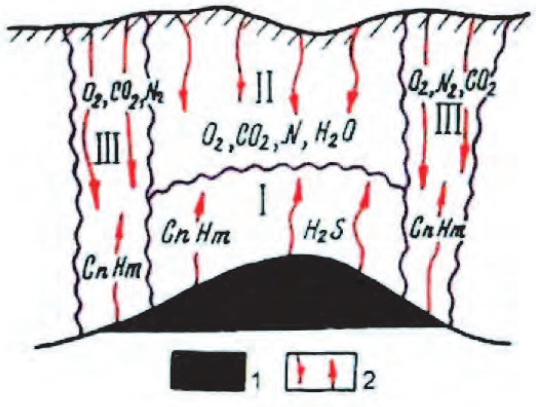
ИЗУЧЕНИЕ СУБВЕРТИКАЛЬНЫХ ЗОНАЛЬНО-КОЛЬЦЕВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НАД РАЗРАБАТЫВАЕМЫМИ НЕФТЯНЫМИ ЗАЛЕЖАМИ НА ПРИМЕРЕ ЕЛАБУЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М. Евдокимов[1], Р.И. Гатауллин, Ю.А. Гринько, М.Г. Чернышова[2]

[1] ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, evdokimov@tatneft.ru

[2] ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, tgru@tatneft.ru

Активные эпигенетические процессы, протекаемые над залежами углеводородов приводят к образованию аномальных геохимических и геофизических полей в вышележащих толщах и на дневной поверхности (рис. 1). Изучение явления парагенезиса субвертикальных зонально-кольцевых геофизических и геохимических полей проводилось с целью выяснение возможности картирования зоны ВНК нефтяных залежей наземными геохимическими и геофизическими методами с применением современного аппаратурно-математического комплекса и нового подхода технологии изучения эксплуатируемых месторождений и их периферийных областей.



1 – залежь углеводородов,
2 – направление миграции газов и флюидов.
I – зона восстановления,
II – зона окисления,
III – зона субвертикальных неоднородностей

Рис. 1. Схема формирования окислительно-восстановительной системы над углеводородной залежью (по Э.К. Швыдкину, 2000).

Исследования базируются на теории миграции углеводородов из залежей нефти и газа в верхние слои разреза, формируя в вышележащих породах вторичные ареалы рассеяния, тем самым вызывая эпигенетические преобразования вмещающих пород (рис.2). Вторичные преобразования, как в минеральном составе, так и в физических свойствах пород достаточно контрастируют с их фоновыми значениями. Это дает возможность применять комплексные геофизические и геохимические методы не только в качестве поисков углеводородных скоплений, но и для изучения влияния процесса разработки месторождений и анализа состояния водо-нефтяного контакта залежи нефти.

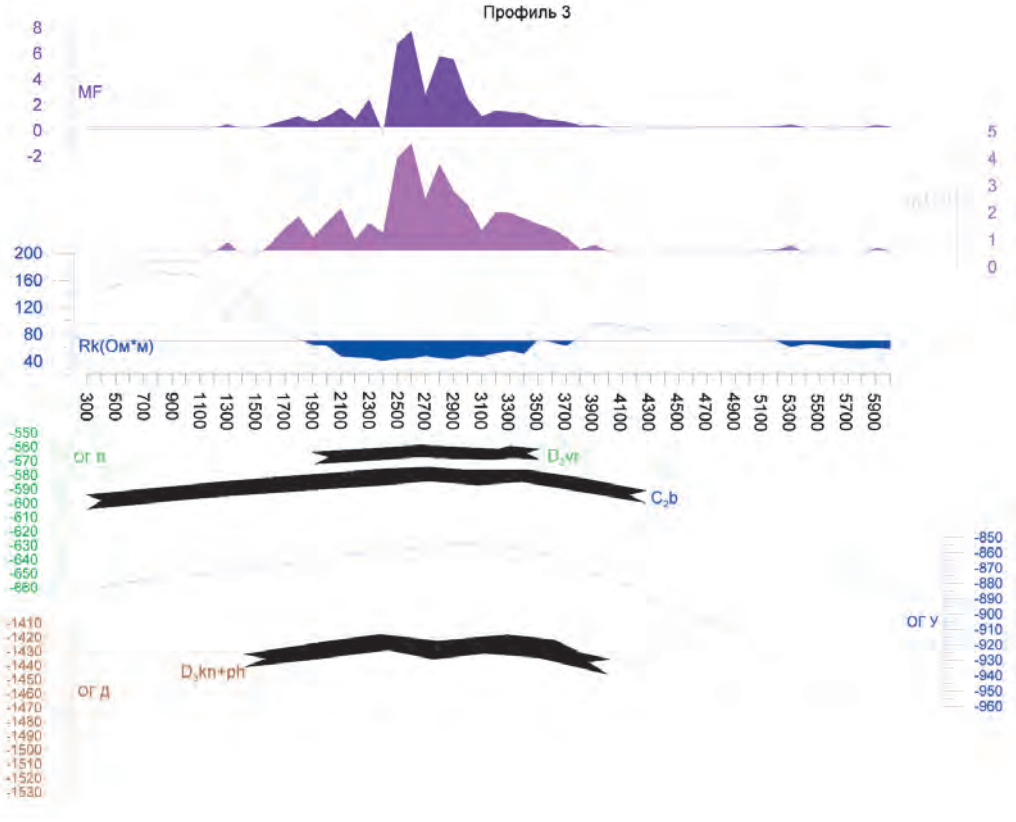


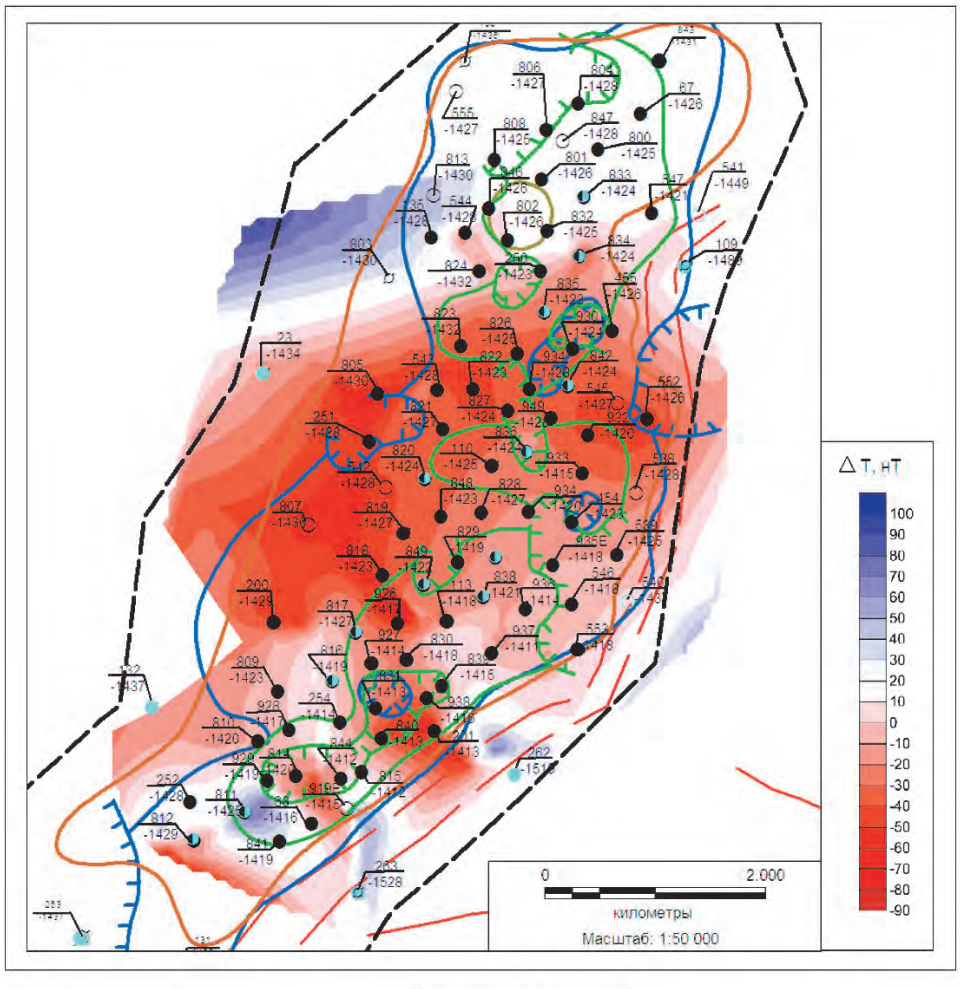
Рис. 2. Графики электроразведочных параметров над залежью, в пределах Елабужского месторождения.

На Елабужском месторождении был проведен комплекс методов, включающий электроразведку в модификации съемки естественного электрического поля с помощью вызванной поляризации, высокоточную магниторазведку и геохимическую съемку по технологии пассивной адсорбции углеводородных газов.

Основные результаты проведения геохимических и геофизических методов сводятся к следующему:

– на Елабужском поднятии четко проявляются парагенетические субвертикальные зонально-кольцевые геофизические и геохимические аномалии как сигналы от глубокозалегающих УВ залежей;

– в центральной части залежи, приуроченной к Елабужскому валу, отмечаются контрастные аномалии естественного магнитного и электрического полей (рис. 3);



Условные обозначения:

25 номер скважины
-1493 абсолютная отметка подошвы репера "аяксы" тиманского горизонта верхнего девона, м

скважины
- глубокие
- ликвидированные по геологическим причинам

по данным опробования:
- нефть из продуктивных отложений пласта Д + Д
- нефть с водой из продуктивных отложений пласта Д + Д
- вода из продуктивных отложений пласта Д + Д
- предполагаемые тектонические нарушения

Контур залежи:
- верейский горизонт
- башкирский ярус
- семилукский горизонт
- тиманский и пашийский горизонты

границы Елабужского месторождения

Рис. 3. Карта остаточного магнитного поля.

– электромагнитное поле вызванной поляризации в пределах Елабужского поднятия имеет прямую зависимость от проявления вторичных изменений околозалежного пространства (рис.4). Выделены аномалии повышенных значений кажущейся поляризации и пониженных значений кажущегося сопротивления, приуроченные в плане к контурам нефтеносности;

– по геохимическим данным, наиболее контрастные аномалии наблюдаются в восточной периферии Елабужского поднятия – это связано с интенсивным, преимущественно фильтрационным, субвертикальным углеводородным потоком от залежи, ориентированным по зонам активной трещиноватости и разуплотнения осадочных пород в области тектонического разлома (рис.5);

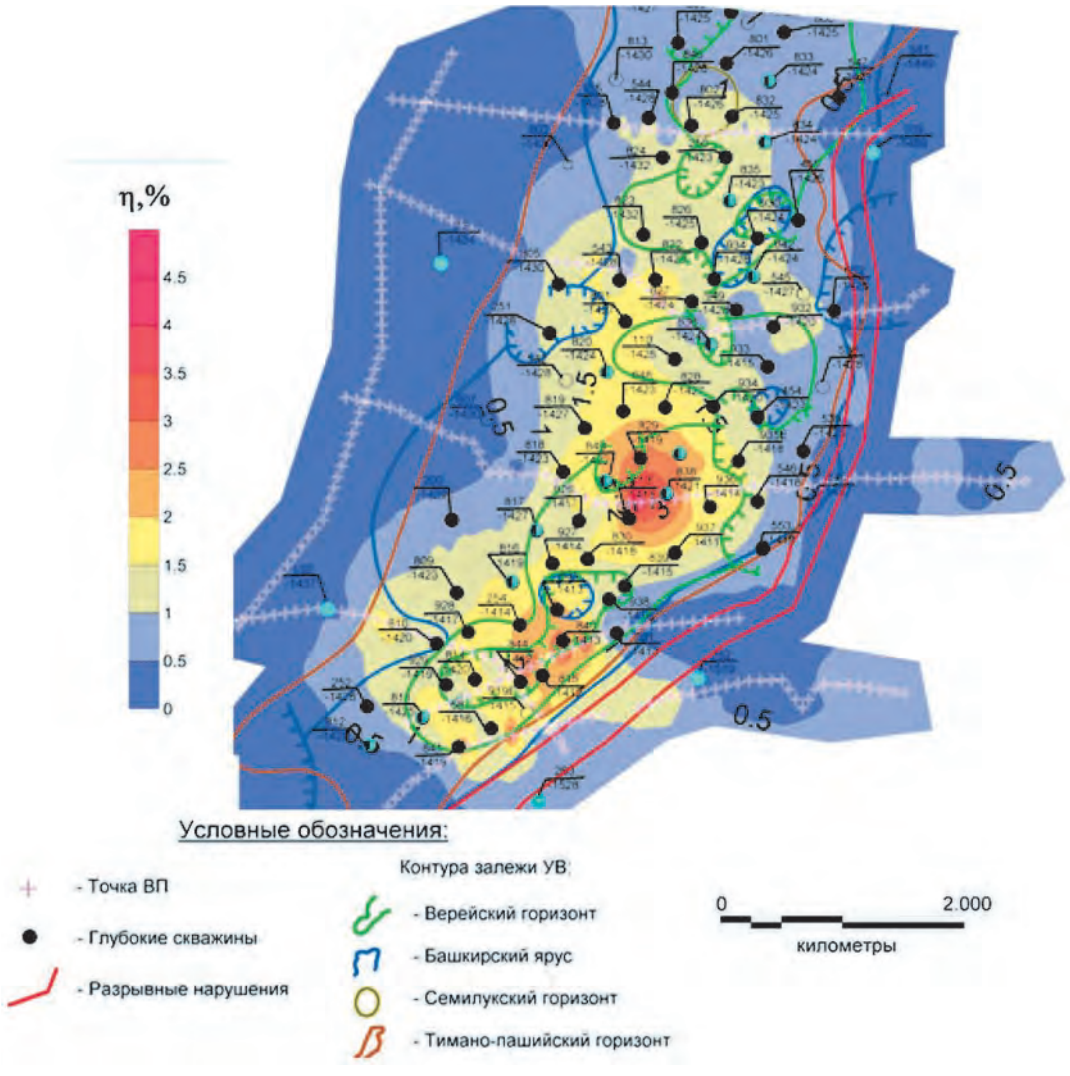


Рис. 4. Карта распределения кажущейся поляризации.

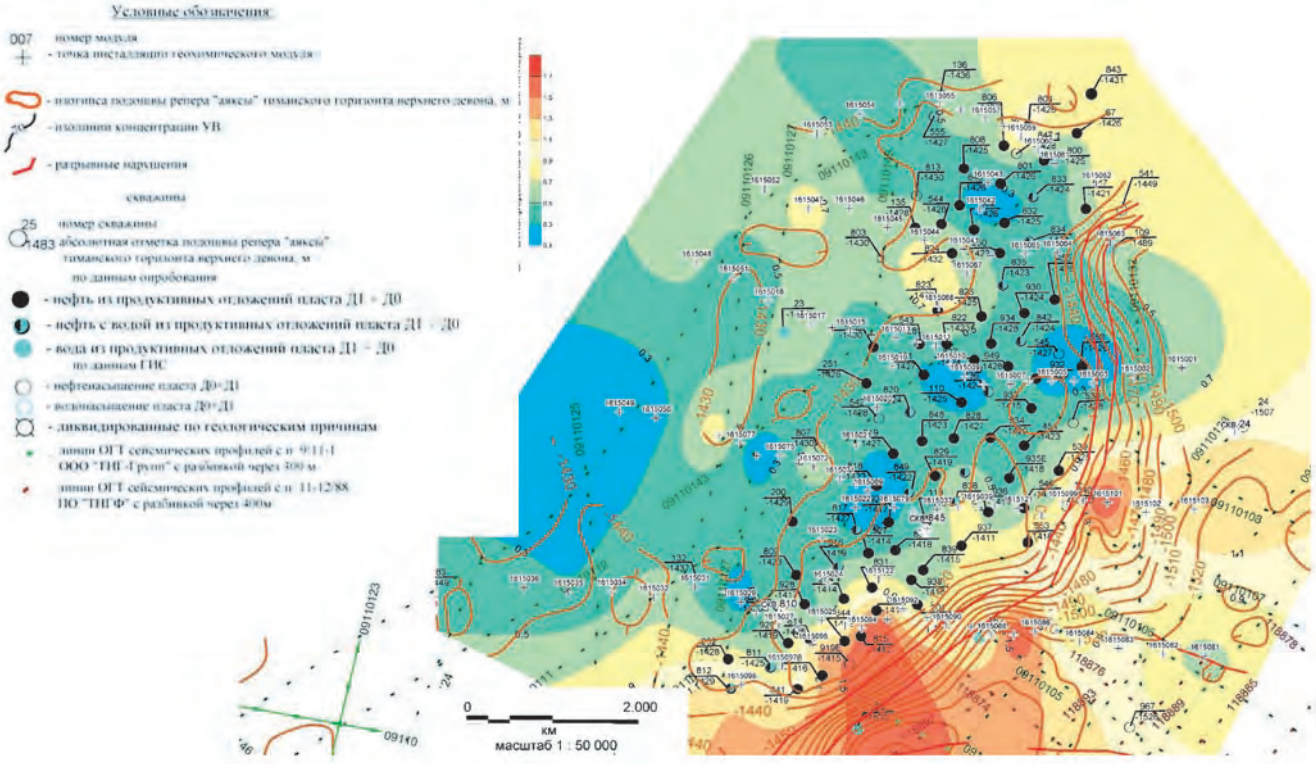


Рис. 5. Карта распределения УВ из ряда С2-С4.

– установлено, что по одним лишь повышенным концентрациям тех или иных параметров, без учета реальных геолого-геохимических условий, возможны ошибочные прогнозные оценки нефтеносности (рис.6).

Проведены статистический анализ и моделирование по комплексу геоэлектрохимических, геомагнитных и газо-геохимических признаков изучаемого объекта, установленных от возможного взаимодействия миграционных углеводородов с окружающей средой, т.е. образованных предположительно от углеводородной залежи, а именно определение значимых корреляционных зависимостей между характером распределения значений вышеперечисленных полей в многомерном пространстве (рис.7).

Статистический анализ позволил отсеять переменные, которые плохо коррелируются между собой или интерпретируются как сходные признаки (рис.8).

Весь набор геофизических и геохимических значений с помощью дискриминантного анализа был разделен на 2 класса: класс углеводородов, принадлежащего к образу нефтяной скважины и класс пустой скважины (рис.9). Количественная вероятность при классификации наблюденных значений определялся с помощью расстояния Махаланобиса (мерой расстояния в многомерном пространстве). Для каждой точки исследования вычисляется расстояние между наблюдением и центром класса нефтяной скважины и пустой скважины.

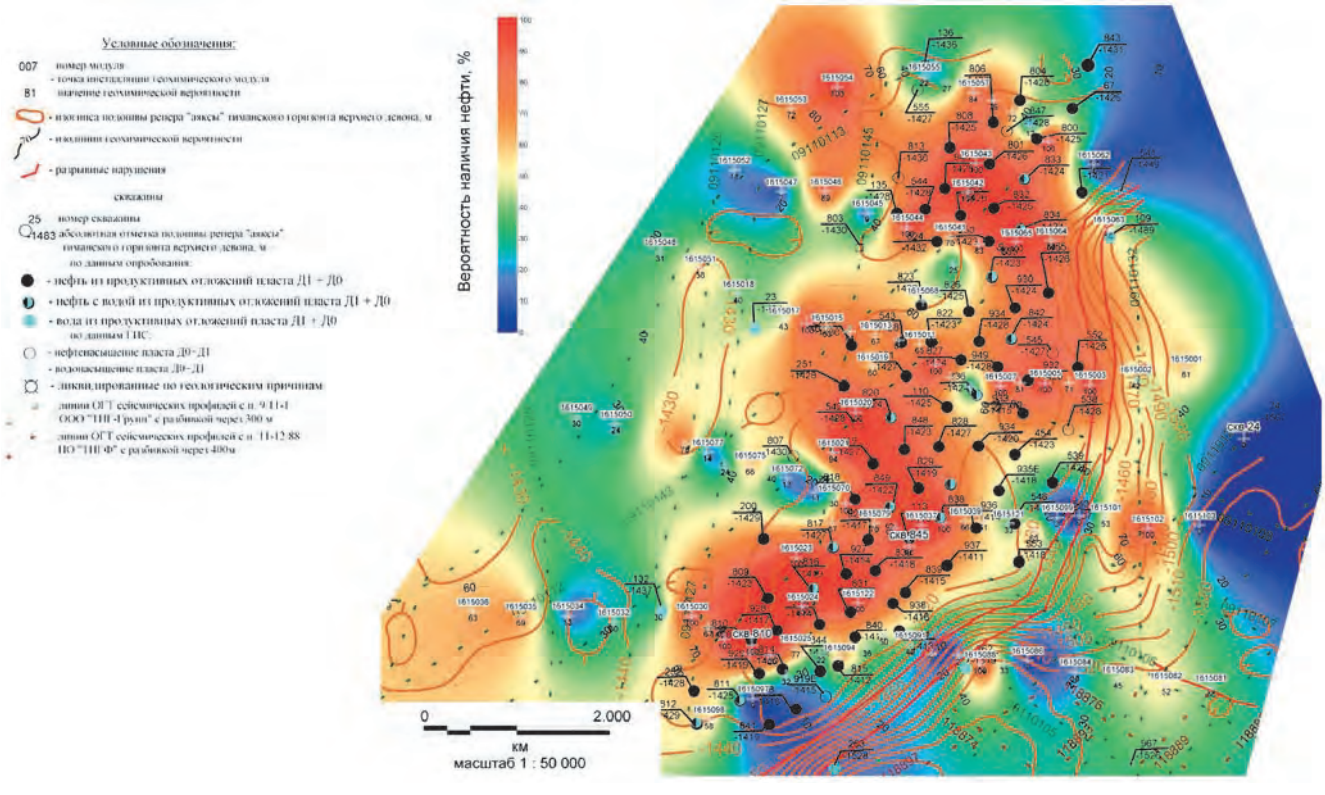


Рис. 6. Карта распределения геохимической вероятности наличия углеводородов по типу скв № 810.

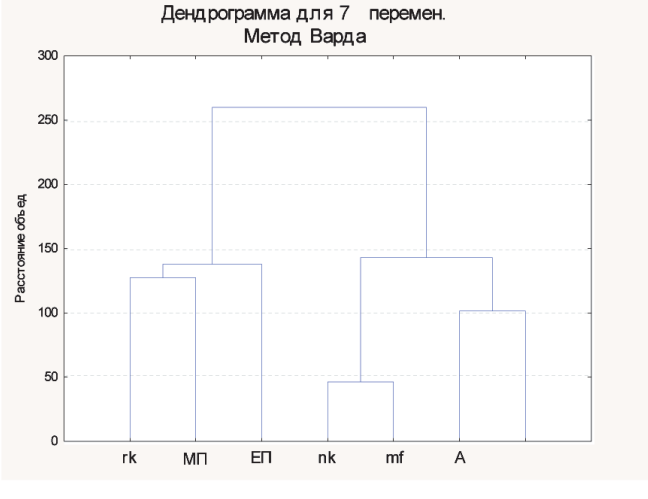


Рис. 7. Диаграмма классификации признаков

Рис.8. Проекция переменных на факторную плоскость

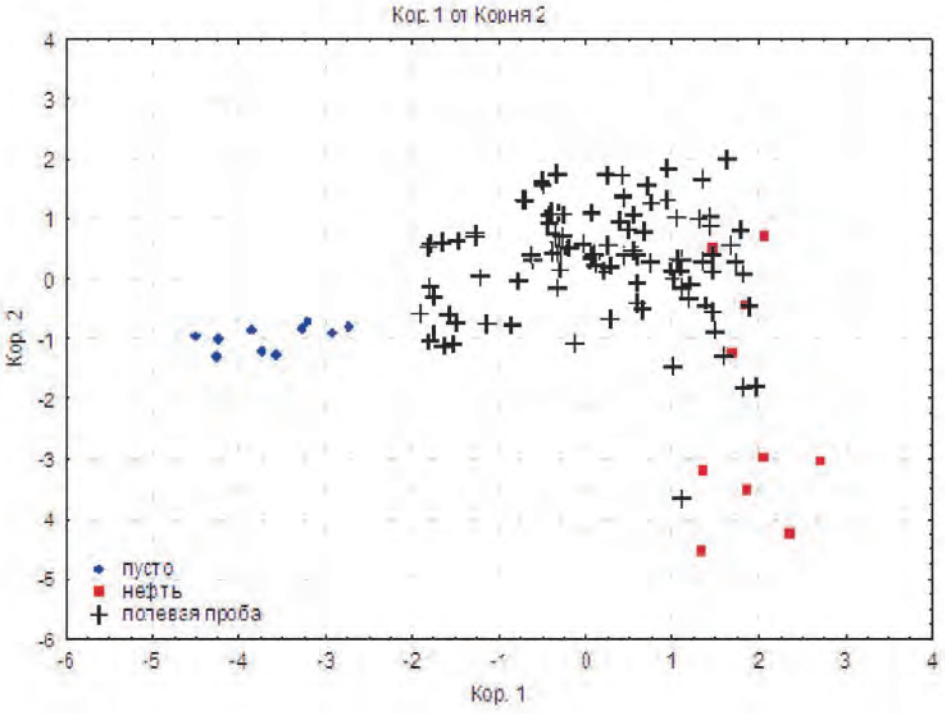


Рис. 9. Распределение исследуемых точек относительно классов «нефть – пусто».

Построена карта вероятности комплексного параметра нефтеносности тимано-пашийских терригенных отложений с выделением контура нефтеносности (водо-нефтяного контакта) (рис. 10).

По карте комплексного параметра вероятности достаточно четко выделяется аномальная область в центральной части изучаемого участка (75–100% вероятности КПВ), имеющая схожий контур с границами тимано-пашийской залежи. Аномалия размерами 7 х 2,5 км простирается с юга на запад в субмеридианальном направлении. В контуре аномалии расположены нефтяные скважины с доказанной нефтеносностью. В областях с низкими значениями вероятности комплексного параметра приурочены скважины, в которых получен приток воды.

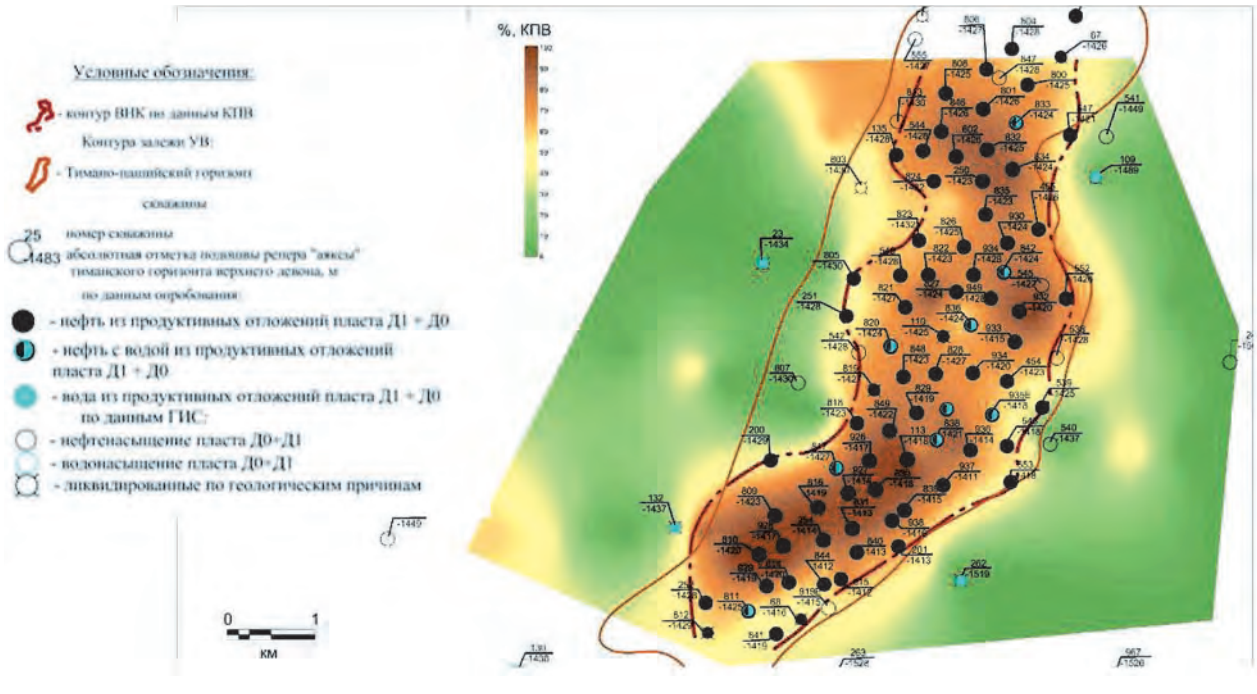


Рис. 10. Карта комплексного параметра вероятности (КПВ) нефтеносности тимано-пашийского горизонта верхнего девона Елабужского месторождения.

Раздел 2

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Нетрадиционные залежи

СКВАЖИННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

А.А. Абдрашитов, Я.И. Кравцов, Е.А. Марфин
ФГБУН Казанский научный центр РАН, г. Казань, abdary@mail.ru

Сформировавшийся тренд к ухудшению структуры запасов во всем мире заставляет современную науку сфокусироваться как на технологиях повышения нефтеотдачи, так и на вовлечении в разработку нетрадиционных источников углеводородов. Однако в настоящее время добыча таких углеводородов в России пока убыточна. Учитывая долговременную тенденцию снижения объема и качества приращиваемых запасов углеводородных ресурсов, потребуются совершенно другие технологии и оборудование для добычи – более наукоемкие, экономичные, мобильные и нестандартные.

Для интенсификации добычи нефти, и, в первую очередь, трудноизвлекаемых запасов, используются различные методы воздействия на нефтеносный пласт. Наибольший эффект при решении проблемы интенсификации добычи может быть достигнут при оптимальном сочетании нескольких перспективных методов воздействия на продуктивные пласты. Многолетний опыт исследования и разработки новых решений, направленных на создание методов и средств интенсификации процесса добычи и повышения отдачи нефтяных и битумных пластов, проведенных учеными Казанского научного центра РАН, свидетельствует о том, что наиболее перспективным направлением повышения отдачи продуктивных пластов является применение интегрированного воздействия на пласт [1]. Сущность такой технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличении нефтеотдачи с воздействием физическими полями, в частности – полем упругих колебаний. С помощью этого метода в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума на Мордово-Кармальском месторождении ОАО «Татнефть». Проведенными исследованиями показана возможность достижения синергетического эффекта и кратного улучшения определяющих показателей процесса добычи [2].

Важной проблемой промышленного внедрения такого метода является создание эффективных технических средств, предназначенных для возбуждения в пласте упругих волн. В основном воздействие упругими волнами осуществляется двумя способами: 1) виброисточниками, передающими сейсмическую энергию на нефтяной пласт с земной поверхности через толщу вышележащих горных пород; 2) воздействие через призабойную зону скважины скважинными виброисточниками или поверхностными с передачей энергии на призабойную зону через волноводы. По принципу действия виброисточники можно разделить на электромеханические, гидравлические, гидроимпульсные, газодинамические электрогидравлические, электромагнитные, магнитострикционные, пьезокерамические [3].

Рассматриваемые в настоящей работе скважинные генераторы упругих колебаний отличаются от применяемых устройств следующим. Во-первых, для их работы не требуется подвод дополнительной энергии (механической, электрической и др.). В основе генерации колебаний давления лежит принцип преобразования части потенциальной и кинетической энергии потока рабочего агента, нагнетаемого в пласт, в энергию упругих колебаний. Во-вторых, конструкция устройств исключает движущиеся элементы, приводящие к генерации колебаний, например, таких как ротор в гидродинамических сиренах, что повышает надежность устройства. В-третьих, скважинные генераторы относятся к устройствам длительного воздействия, а не как применяемые излучатели для разовой обработки призабойной зоны скважины. Четвертое, и наиболее важное, это то, что стабильность генерации колебаний при изменении условий окружающей среды (забойного давления, приемистости нагнетательной скважины и др.) обеспечивается техническими решениями, защищенными патентами на изобретения [4–6].

В основу конструкции разработанных устройств положен струйный резонатор Гельмгольца (СРГ), представляющий собой полую цилиндрическую камеру с плоскими днищами, в переднем днище которой размещают входное сопло, а в заднем днище – выходное отверстие с острыми кромками. Он выступает в виде двуединого устройства, объединяющего конструктивно в одном корпусе два самостоятельных устройства: струйный генератор колебаний давления в прокачиваемой жидкости и акустический резонатор. Акустический резонатор представляет собой обечайку, в форме полого цилиндра, с двумя параллельными днищами. В переднем (по направлению потока) днище установлено питающее сопло, представляющее собой втулку, через которую внутрь резонатора подается жидкость.

В выходном днище выполнено выпускное отверстие с острыми краями, через которое жидкость удаляется из резонатора. Питающее сопло и выпускное отверстие расположены на оси обечайки резонатора. Такой комплекс, состоящий из «сопла – струи – отверстия», и есть струйный генератор. Струйный генератор формирует локальные возмущения давления в области острой кромки выходного отверстия вне зависимости от наличия резонатора в окружающем пространстве. Столб жидкости, заключенный в резонаторе, отвечает за преобразование частотного спектра распространяющихся в нем акустических волн, с усилением гармоники, соответствующей частоте собственных колебаний столба, значение которой может быть определено по формуле, полученной в работе [7]:

$$f_0 = \frac{c_0}{2\pi D}\sqrt{\frac{1}{L}\left(\frac{d_1^2}{l_{1eff}} + \frac{d_2^3}{l_{2eff}}\right)} \qquad (1)$$

где c_0 – скорость звука в рабочей среде, м/с; D – внутренний диаметр камеры резонатора, м; L – длина камеры резонатора, м; d_1,d_2 – диаметры входного и выходного отверстия, м; l_{1eff}, l_{2eff} – эффективные длины входного и выходного отверстия. Эффективная длина отверстия связана с его фактической длиной соотношением: $l_{eff}=l+0.25\pi d$.

Процесс генерации колебаний заключается в следующем: струя жидкости, сформированная во входном сопле, при вытекании из камеры резонатора задевает своей периферией острые кромки выпускного отверстия. При этом генерируются локальные возмущения давления, распространяющиеся во все стороны в виде акустических волн многих частот. Т.е. происходит генерация так называемого тона отверстия. Если частота этих локальных возмущений совпадает с частотой собственных колебаний резонатора, то наступает резонанс, и амплитуда генерации увеличивается многократно.

Частота тона отверстия прямо пропорциональна скорости струи W и обратно пропорциональна расстоянию между входным соплом и выпускным отверстием L: $f \sim W/L$. Если расстояние между ними L неизменно, то скорость струи W должна быть строго определенной, иначе резонанс невозможен. Из этого следует, что существует некоторый интервал величины скорости потока, определяемый добротностью резонатора, внутри которого наступает резонанс (рис.1). Наибольшее усиление амплитуды тона отверстия происходит на частоте собственных колебаний резонатора, но при отклонении скорости струи на допустимую величину, амплитуда колебаний все равно увеличивается, правда с меньшим коэффициентом усиления.

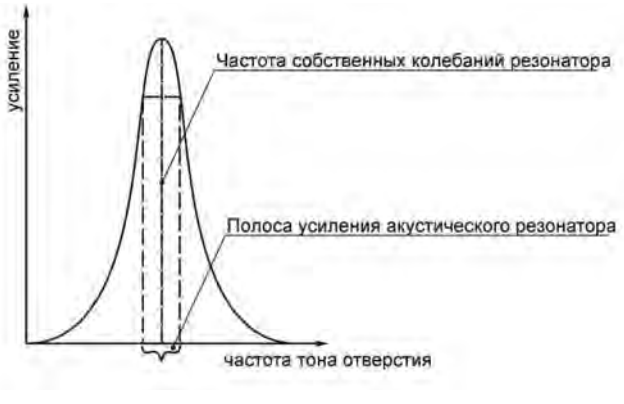


Рис. 1. К пояснению резонансного усиления тона отверстия.

Практика использования проточных генераторов колебаний давления свидетельствует о том, что с течением времени пластовые условия и режим работы скважины могут меняться. Это может происходить как вследствие акустического воздействия на пласт (меняется приемистость нагнетательной скважины и др.), так и в результате изменения работы насосно-компрессорного оборудования. При этом важно, чтобы процесс генерации не менялся, а скважинные устройства возбуждали интенсивные колебания. В результате научных изысканий были предложены соответствующие технические решения. На рис. 2 представлены разработанные схемы устройств, позволяющие автоматически поддерживать необходимый режим генерации колебаний.

Устройство с автоматической настройкой резонансного режима генерации (рис.2 а) работает следующим образом. Жидкость подается под определенным давлением по насосно-компрессорной трубе (НКТ) на забой скважины, где в трубе установлен СРГ. На расчетном режиме механизм генерации представлен выше. При повышении величины противодавления за СРГ, перепад давления на устройстве уменьшится, что приведет к уменьшению скорости струи и уменьшению частоты тона отверстия. При этом увеличение давления внутри НКТ за СРГ заставит переместиться поршень заднего гидроцилиндра дальше от СРГ и потащить за собой заднее днище СРГ, что приведет к увеличению объема резонатора и соответственно уменьшению частоты его собственных колебаний. СРГ станет снова работать в согласованном режиме с максимальным коэффициентом усиления.

При уменьшении величины противодавления за СРГ все произойдет наоборот: скорость струи увеличится, частота тона отверстия тоже увеличится, но уменьшение давления за СРГ заставит перемещаться поршень гидроцилиндра в сторону резонатора и сближать заднее днище с передним. Это приведет к увеличению частоты собственных колебания столба жидкости в резонаторе и настроит его работу с максимальным коэффициентом усиления на большей частоте.

Способ генерирования волнового поля на забое нагнетающей скважины и настройки струйного резонатора на поддержание постоянной частоты колебаний давления в потоке жидкости, нагнетаемой в пласт, при изменении расхода жидкости, заключается в автоматической подстройке расстояния между входным соплом и выпускным отверстием (рис.2 б). Новым является размещение в заднем днище струйного резонатора Гельмгольца (СРГ) подвижной втулки с выпускным отверстием, через которую жидкость вытекает из резонатора, и гидроприводом, обеспечивающим автоматическое перемещение втулки при изменении перепада давления на устройстве.

При повышении величины противодавления за струйным резонатором, перепад давления на устройстве

уменьшается, что приводит к уменьшению скорости струи и уменьшению частоты тона отверстия. При этом увеличение давления внутри НКТ за струйным резонатором заставит переместиться поршень заднего гидроцилиндра ближе к струйному резонатору и толкнуть втулку ближе к соплу, что приведет к уменьшению расстояния между ними и соответственно увеличению частоты тона отверстия до величины, соответствующей частоте собственных колебаний резонатора. При уменьшении величины противодавления за струйным резонатором все произойдет наоборот: скорость струи увеличится, частота тона отверстия тоже увеличится, но уменьшение давления за струйным резонатором заставит переместиться поршень гидроцилиндра от резонатора и отодвинуть втулку от сопла. Это приведет к увеличению расстояния между ними и соответственно уменьшению частоты тона отверстия до величины, соответствующей частоте собственных колебаний резонатора. Таким способом устройство настраивается на работу с максимальным коэффициентом усиления.

Способ автоматического регулирования площади проходного сечения выходного отверстия в соответствии с изменением пластового давления реализуется установкой в выходном отверстии СРГ подвижного конического золотника с гидроприводом, обеспечивающим автоматическое перемещение золотника при изменении перепада давления на устройстве (рис.2 в). При повышении величины противодавления за струйным резонатором, перепад давления на устройстве уменьшается, что приводит к уменьшению скорости струи и уменьшению частоты тона отверстия. При этом увеличение давления внутри НКТ за струйным резонатором заставит переместиться поршень

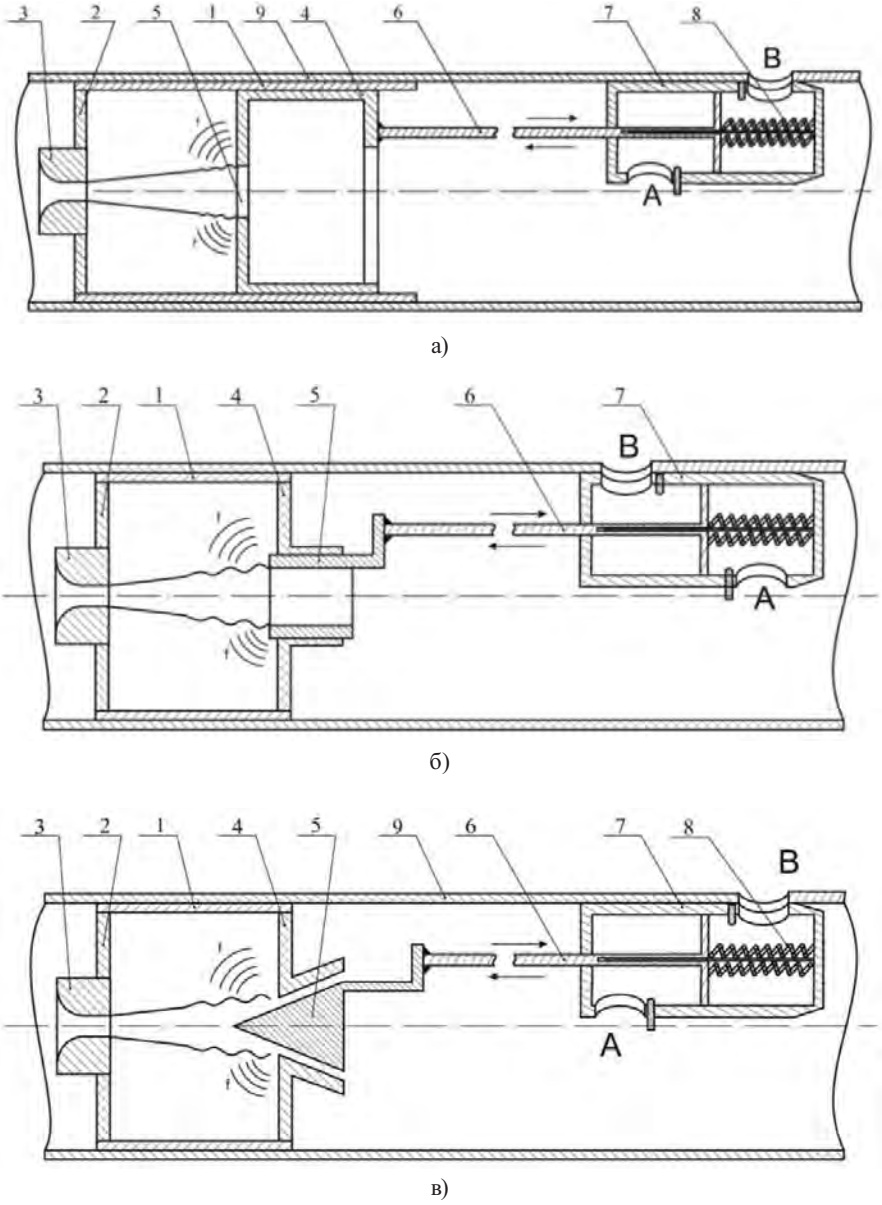


Рис.2. Схемы струйного резонатора с автоматической подстройкой и гидроприводом:
а) с автоматической настройкой резонансного режима генерации; б) с автоматической настройкой постоянной частоты генерации; в) с постоянной частотой генерации при изменяющемся пластовом давлении.
1 – обечайка, 2 – днище переднее, 3 – сопло, 4 – днище заднее, 5 – выходное сопло (золотник), 6 – штанга, 7 – гидроцилиндр, 8 – пружина, 9 – НКТ.

гидроцилиндра в направлении от струйного резонатора и вытолкнуть золотник из отверстия, что приведет к увеличению площади выходного отверстия и соответственно, увеличению скорости струи и далее – частоты тона отверстия до величины, соответствующей частоте собственных колебаний резонатора. Струйный резонатор станет снова работать в согласованном режиме с максимальным коэффициентом усиления. При уменьшении величины противодавления за струйным резонатором все произойдет наоборот: скорость струи увеличится, частота тона отверстия тоже увеличится, но уменьшение давления за струйным резонатором заставит переместиться поршень гидроцилиндра ближе к резонатору и задвинуть золотник в выходное отверстие. Это приведет к уменьшению площади выходного отверстия и увеличению местного гидравлического сопротивления и соответственно уменьшению скорости струи и уменьшению частоты тона отверстия до величины, соответствующей частоте собственных колебаний резонатора и настроит его работу с максимальным коэффициентом усиления.

Для промышленного внедрения предлагаемых в статье устройств необходимо разработать их опытные образцы и провести исследования их работоспособности в условиях, близких к промысловым. Оценки эффективности показывают, что внедрение разработанных схем устройств на нефтедобывающих предприятиях позволит увеличить добычу нефти более, чем на 1,5 т/сут, что позволит отказаться от импортных дорогостоящих технологий увеличения нефтеотдачи.

* Публикация материалов докладов осуществлена при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Республики Татарстан в рамках научного проекта № 15-48-02212.

Литература

1. *Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Волновое воздействие на продуктивные пласты как универсальный способ повышения эффективности добычи тяжелых нефтей и природных битумов // Георесурсы. – 2011. – № 3(39). – С. 17–18.

2. *Marfin E.A., Kravtsov Y.I., Abdrashitov A.A., Gataullin R.N. and Galimzyanova A.R.* Elastic-Wave Effect on Oil Production by In Situ Combustion: Field Results. PetroleumScienceandTechnology, 2015, 33(15-16), pp. 1526–1532.

3. *Дыбленко В.П.* Волновые методы воздействия на нефтяные пласты с трудноизвлекаемыми запасами. Обзор и классификация. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – 80 с.

4. Способ и устройство для генерирования волнового поля на забое нагнетательной скважины с постоянной частотой генерации при изменяющемся пластовом давлении: пат. 2540746 Рос. Федерация. № 2013114341/03; заявл. 29.03.13; опубл.20.08.02. Бюл. № 4.

5. Способ и устройство для генерирования волнового поля на забое нагнетательной скважины с автоматической настройкой резонансного режима генерации: пат.2544200 Рос. Федерация. № 2013101083/03; заявл. 09.01.13; опубл. 10.03.15. Бюл. № 7.

6. Способ и устройство для генерирования волнового поля на забое нагнетательной скважины с автоматической настройкой постоянной частоты генерации: пат.2540746 Рос. Федерация. № 2013101085/03; заявл. 09.01.13; опубл. 10.03.15. Бюл. № 7.

7. *Кравцов Я.И., Марфин Е.А.* Автоколебания в струйном излучателе. Математическая модель // Труды Академэнерго. – 2006. – № 1. – С. 201–205.

ЯМК – СРЕДСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СВН

Т. Р. Абдуллин, Т. В. Шипунов, К. М. Мусин

ООО «НТЦ Татнефть», TAbdullin@ntc-tatneft. ru

Предполагается, что для залежей тяжелой нефти характерна анизотропия вязкости насыщающего флюида как по глубине, так и по простиранию залежи, причем значение вязкости может изменяться в диапазоне нескольких порядков величин. В то же время залежи тяжелой нефти обладают высокими показателями пористости и проницаемости. Таким образом, информация о вязкости нефти, об ее значениях в определенных точках пласта, а также об анизотропии вязкости в коллекторе является критически важной при выборе технологии и параметров разработки. Наличие информации о вязкости позволяет принимать правильные, с точки зрения рентабельности разработки, управленческие решения.

Получить информацию о вязкости тяжелой нефти возможно, используя два принципиально разных подхода: прямые измерения вязкости экстрагированной из породы нефти и косвенные измерения, основанные на связи подвижности нефти с другими ее характеристиками.

При определении вязкости тяжелой нефти путем прямого измерения проблемным является получение чистой пробы нефти, не подверженной каким-либо термическим, водным или химическим воздействиям. Для решения данной задачи разработан и апробирован метод высокоскоростного центрифугирования. Данный метод позволяет получать представительные пробы тяжелой нефти, на 95% отражающие реальный фракционный и элементный состав присутствующего в породе флюида. Однако прямые измерения вязкости при своей высокой точности обладают рядом недостатков: трудозатраты, большие затраты времени, необходимость наличия специализированного и дорогостоящего оборудования для измерения вязкости тяжелой нефти при реальных условиях залегания.

В качестве косвенного метода определения вязкости лучше всего зарекомендовал себя метод ядерного магнитного резонанса, позволяющий получать уникальные данные о молекулярной подвижности флюида. В корреляциях, связывающих ЯМР характеристики и вязкость нефти, полученных ранее, рассматривались легкие нефти, а потому предлагаемые методики дают неудовлетворительный результат при попытке определить вязкость нефти свыше 1000 мПа·с. Разработан новый метод, позволяющий с высокой степенью точности определять вязкость нефти в диапазоне 1000 мПа·с – 300 000 мПа·с на основании измерения ЯМР характеристик. Данный метод показал высокую точность как при определении вязкости на лабораторном ЯМР оборудовании, так и при проведении ядерного магнитного каротажа.

Используя комплексный подход, основанный как на прямых измерениях вязкости, так и на определении вязкости методом ЯМР, проведена обширная работа по определению анизотропии вязкости как в пределах одного месторождения, так и на «макроуровне» – более двух десятков месторождений. Показано, что даже на соседних, с точки зрения месторасположения месторождения, средняя вязкость может отличаться на полтора порядка. Также установлено, что в рамках одного коллектора вязкость изменяется как по глубине залегания, так и по простиранию залежи, причем максимальная вязкость относится к минимальной как 30:1.

Для обоснования необходимости проведения подобных исследований была рассчитан экономический эффект от использования данных о вязкости при моделировании и последующем управлении разработкой месторождения тяжелой нефти при использовании технологии парогравитационного дренирования. Показано, что использование информации об анизотропии вязкости в коллекторе позволяет получить значительный экономический эффект, выраженный как в уменьшении затрат на нагнетание пара, так и в накопленной добыче.

ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ СВН И ПБ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ю.М. Арефьев, Б.В. Успенский, Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, С.Е. Валеева
Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, ssalun@mail.ru

Пристальное внимание к запасам и ресурсам сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) в Республике Татарстан стимулируется двумя главными причинами. Первая – это естественное падение добычи нефти на месторождениях, которые давно и успешно разрабатываются. Вторая – необходимость вовлечения в промышленный оборот тех литолого-стратиграфических этажей осадочной толщи, которые обладают достаточно весомыми признаками нефтеносности, но в силу, прежде всего, экономических факторов не стали объектом нефтеразработки. Одним из таких литолого-стратиграфических этажей являются отложения пермской системы, представленные в разном объеме и в разных литофациях на всей территории Республики Татарстан.

Выходы битумоносных пород на поверхность, жидкие нефтеподобные потеки, радужные «масляные» пятна на поверхности некоторых речек, ручьев и болот уже несколько веков привлекали к себе внимание людей. Систематическое изучение их началось практически в 30-х годах прошлого века, когда территория РТ стала покрываться разномасштабной структурно-геологической съемкой. Мощным импульсом к изучению всех аспектов битумоскоплений и битумопроявлений в пермских отложениях послужило целенаправленное изучение недр с целью поисков нефтяных месторождений в девонских, а затем и каменноугольных толщах разреза. На первом этапе планомерных поисков, начавшихся со структурного бурения, когда в массовом порядке отбирался керн из проходившихся пермских пород, был получен огромный каменный материал. Всестороннее научно-практическое его изучение в лабораторных условиях, проводившееся во ВНИГРИ, КГУ, КГЭ, ГПК, ТатНИПИнефти, в столичных научных центрах с несомненностью доказало высокую перспективность различных по вещественному составу, структурно-текстурным и генетическим признакам пород на поиски в них залежей и месторождений СВН и ПБ, располагающихся практически над всеми месторождениями с залежами в девонских и каменноугольных интервалах. Отличие залежей СВН и ПБ от нефтяных заключалось не столько в особенностях их геологического строения, хотя полной аналогии между ними нет, сколько в различных способах извлечения из них углеводородов (УВ).

Изучение всех аспектов геологического строения, геолого-геофизической характеристики, гидрологических и геохимических особенностей залежей СВН и ПБ, выявленных в разных тектонических зонах Урало-Поволжья в целом и РТ в частности, позволило произвести как качественную, так и количественную оценку заключенных в них запасов и ресурсов УВ. Оценка эта для РТ производилась неоднократно, с использованием разных методик и разными группами исследователей – как ученым сообществом, так и специалистами-практиками (КГУ, ТатНИПИнефть, ТГРУ и др.). Хотя эти оценки в числовом выражении различались даже на порядок, но все, занимавшиеся проблемой, были единодушны в том, что недра Татарстана содержат весьма значительные запасы ПБ и являются огромным резервом нефтедобычи на перспективу.

На 01.01.2016 выявлено около 450 залежей СВН и ПБ. Одним из крупнейших месторождений СВН является Ашальчинское месторождение, располагающееся в тектоническом отношении на западном склоне Южно-Татарского свода. Залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта открыта в 1972 г. В 1989 г. начаты опытно-промышленные работы по применению паротеплового воздействия согласно проектным документам 1975 г. и 1987 г. С 2008 г. месторождение разрабатывается скважинным методом с использованием парогравитационной технологии. Добыча на нем на 2016 г. составила более 1 млн т.

Весь имеющийся фактический материал по месторождениям и залежам СВН и ПБ позволяет с большей или меньшей детальностью – в зависимости от полноты его для конкретного объекта – построить их геологические модели.

Принципы моделирования следует отрабатывать, а в дальнейшем дополнять и совершенствовать на базе основных особенностей строения залежей СВН и ПБ, отличающих их от залежей нефти.

К числу основных особенностей относятся следующие:

1. Стратиграфически залежи и месторождения СВН и ПБ приурочены к пермским отложениям, причем основное их количество сосредоточено в нижнем и среднем интервалах разреза. Выделяются следующие природные резервуары вверх по разрезу: сакмаро-артинский карбонатный, уфимско-нижнеказанский терригенный и казанский карбонатно-терригенный. Типизация строения залежей для них определяется различными условиями седиментогенеза заключающих залежи пород.

2. Большинство залежей СВН и ПБ располагается над месторождениями нефти в каменноугольных и/или девонских продуктивных пластах-коллекторах.

3. Залежи СВН и ПБ контролируются положительными структурными формами, которые прослеживаются на маркирующих горизонтах пермской и каменноугольной систем с разной степенью выраженности. Некоторые из залежей – их меньшинство – выявлены на склонах поднятий и в прогибах, их разделяющих.

4. Вмещающими залежи породами являются карбонатные толщи и песчано-алевролитовые пласты с различными показателями пористости, проницаемости и насыщенности как по вертикали, так и по латерали.

5. Покрышками для продуктивных пластов служат плотные породы различной толщины (от 3 до 28 и более м) – сульфаты, глины, глинистые и уплотненные известняки и доломиты.

6. Пористость вмещающих пород колеблется в широких пределах от 6 до 40% и определяется как литологическим составом пород, так и характером их пустотного пространства, в значительной степени являющегося результатом вторичных процессов, протекавших в уже сформированной породе (перекристаллизация, карст, растворение форменных остатков и др.) под действием подземных вод.

7. Битумонасыщенность коллекторов, как и пористость, весьма изменчива и колеблется от единиц до 18% к массе породы. В первую очередь, она зависит от литологического состава породы-коллектора: выше в хорошо отсортированных песчаниках и кавернозно-оолитовых известняках, снижается с увеличением цементирующей массы в глинистых песчаниках и алевролитах и перекристаллизованных известняках. Как правило, насыщенность резко – до 2–3% масс. – уменьшается к подошве залежи и к поверхности водо-битумного контакта, а также к бортам преднеогеновых врезов. На ряде залежей прослеживается тенденция уменьшения фильтрационно-емкостных свойств с уменьшением толщины пласта-коллектора.

8. Толщина продуктивных пластов также подвержена резким колебаниям в пределах одной и той же залежи – от единиц метра до 40 метров в толщах песчаников и до 20–25 м в карбонатных породах. Терригенные продуктивные пласты залегают в виде более или менее протяженных в плане тел, выклинивающихся по горизонтали. Барообразные тела вообще характерны для уфимских пластов-коллекторов; количество таких тел, как их размеры и толщины, могут быть самыми разными. При этом некоторые из них могут располагаться в межскважинном пространстве и оказаться не вскрытыми, если размеры в поперечнике меньше расстояния между скважинами.

9. Подошва залежей не бывает, как правило, горизонтальной или близкой к горизонтальной. Она также может не совпадать с кровлей подстилающих пород, поднимаясь над нею в толщу пласта-коллектора. Перепад высоты подошвы в целом по залежи может достигать 5–25 м. В отличие от нефтяных залежей водо-битумный контакт (ВБК) также не является плоскогоризонтальным, а испытывает подъемы от минимальных его значений на несколько метров (до 15–20 м). При наличии нескольких пластов пород-коллекторов ВБК у каждой из них может быть индивидуальным.

10. Физико-химические свойства и состав битумов в залежах, приуроченных к терригенным породам-коллекторам, заметно отличаются от тех же показателей для битумных залежей в карбонатных пластах. СВН подвижны и залегают в терригенных породах-коллекторах, а ПБ – в карбонатных. В пределах залежи свойства и состав СВН и ПБ заметно изменяются (ухудшаются) в подошвенных ее частях, вблизи ВБК, а также в приконтактных с преднеогеновыми врезами зонах. При разработке залежей ПБ и СВН также происходит перераспределение добываемого продукта в зависимости от литопетрофизического характера коллектора. Тенденция этого изменения требует дополнительного изучения по мере вовлечения залежей в разработку и для выбора самой системы разработки.

Обоснование оптимального количества разведочных скважин при доразведке месторождений ПБ и СВН основывается на учете всех перечисленных выше особенностей строения залежей и выявлении аналогий в строении доразведываемых залежей и залежей, находящихся в разработке. Естественно, что, в первую очередь, количество скважин определяется площадью залежи и трендом изменения эффективных толщин на ней. Обоснование количества скважин для доразведки должно учитывать также возможный способ разработки каждой конкретной залежи. Без создания геологической модели залежи определить нужное количество скважин для доразведки практически невозможно. Только на моделях нескольких и разных по всем показателям залежей можно будет определить необходимую плотность разбуривания – количество скважин на один квадратный километр площади залежи, приняв его как кондиционный показатель.

НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Я.Г. Аухатов

ООО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань,
yan-89178823520@yandex. ru

Наиболее перспективными нетрадиционными коллекторами для углеводородов в Волго-Уральской области (ВУО) и Западной Сибири (ЗС) являются флюидоупоры доманикового типа (бажениты в Западной Сибири и доманиковые отложения в Волго-Уральской области). Для них характерна трещиноватость, которая усложняет их строение, при этом появляются нелинейные связи между коллекторскими и фильтрационными свойствами.

Р. Х. Муслимов [1] показал необходимость относить такие коллекторы к классу сложных по строению и нетрадиционных по методам подхода к их оценке, а в последующем – и к разработке в связи со сложностью строения их пустотно-порового пространства и его локализации в пространстве. Поэтому к изучению трещиноватости доманиковых отложений Волго-Уральской области и Западной Сибири уделяется довольно большое внимание.

Автором было установлено, что многочисленные срезы обсадных колонн в Западной Сибири и Волго-Уральской области приурочены к интервалам развития доманиковых отложений в результате тектонических подвижек надвигового характера [2]. В работе было показано, что «аномальные разрезы» баженовского горизонта ЗС и кыновского горизонта ВУО тесно связаны с надвиговыми движениями (рис. 1).

Кроме того, установлено, что в пределах развития «аномальных» разрезов баженовской свиты и кыновского горизонта наблюдается аномальное повышение температуры. На фоне незначительного регионального изменения мощности отложений кыновского горизонта имеются узкие, линейно-вытянутые зоны резкого увеличения (до нескольких десятков метров) мощности, которое происходит за счет внедрения песчаников. Происхождение «аномальных разрезов» кыновского горизонта М. А. Камалетдиновым, Ю. В. Казанцевым и Т. Т. Казанцевой рассматривается как результат надвиговых движений. К этим зонам приурочены температурные аномалии, нарушения обсадных колонн и очаги землетрясения (рис. 2).

Коллекторы с горизонтальной трещиноватостью в баженовской свите типа баженитов, из которых идет добыча нефти в Салымском районе, характеризуются повышенными пластовыми температурами. Надвиговые подвижки сопровождаются повышенной микросейсмичностью, а иногда и землетрясениями, как в Нефтеюганске. При этом надо отметить – эти подвижки работают как насосы для аккумуляции нефтяных углеводородов и можно полагать, что наблюдаемые сегодня подпитки нефтяных месторождений (Р. Х. Муслимов, В. А. Иктисанов, Н. П. Запивалов, И. А. Дьячук, М. А. Камалетдинов, Ю. В. Казанцев, Т. Т. Казанцева и др.) происходят при релаксации геодинамических напряжений.

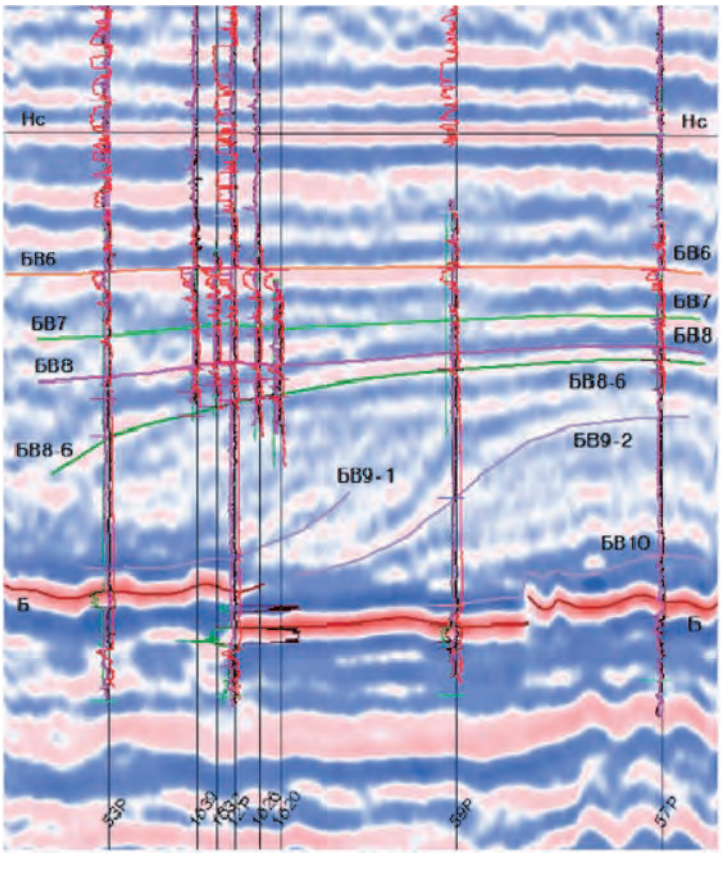


Рис. 1. Временной разрез по линии скважин 53Р-57Р (Ватьеганское месторождение ЗС).

Надвигово-сдвиговым движениям в Западной Сибири посвящены работы А. А. Трофимука, Ю. Н. Карагодина, М. А. Камалетдинова, Ю. В. Казанцева, Т. Т. Казанцевой, Б. С. Бочкарева, А. Р. Курчикова, Г. Н. Гогоненкова, А. И. Тимурзиева и других геологов. При этом необходимо отметить, что сдвиговые дислокации являются разрывами второго порядка по отношению к надвигам.

Согласно представлениям М. А. Камалетдинова, Ю. В. Казанцева и Т. Т. Казанцевой [3] образование трещин и нефтегазообразование происходило во время скольжения жестких массивов пород (песчаников) по пластичным тонкослоистым породам (аргиллитам, доманикоидам). Современной моделью образования нефтяных углеводородов в результате надвиговых движений является гора Янгантау в Республике Башкортостан. Уникальный памятник природы – «горячая» гора Янгантау расположена в южной части Юрюзано-Сылвинской впадины, в непосредственной близости к сопряженному с ней Каратаускому аллохтону. Здесь, в пределах вершинной части горы, известно пять площадок, где из недр просачивается горячий пар и газы, которые содержат в своем составе азотистые соединения, метан и некоторые более сложные углеводороды.

В строении горы Янгантау участвуют отложения янгантауской свиты (типа доманика), представленные в

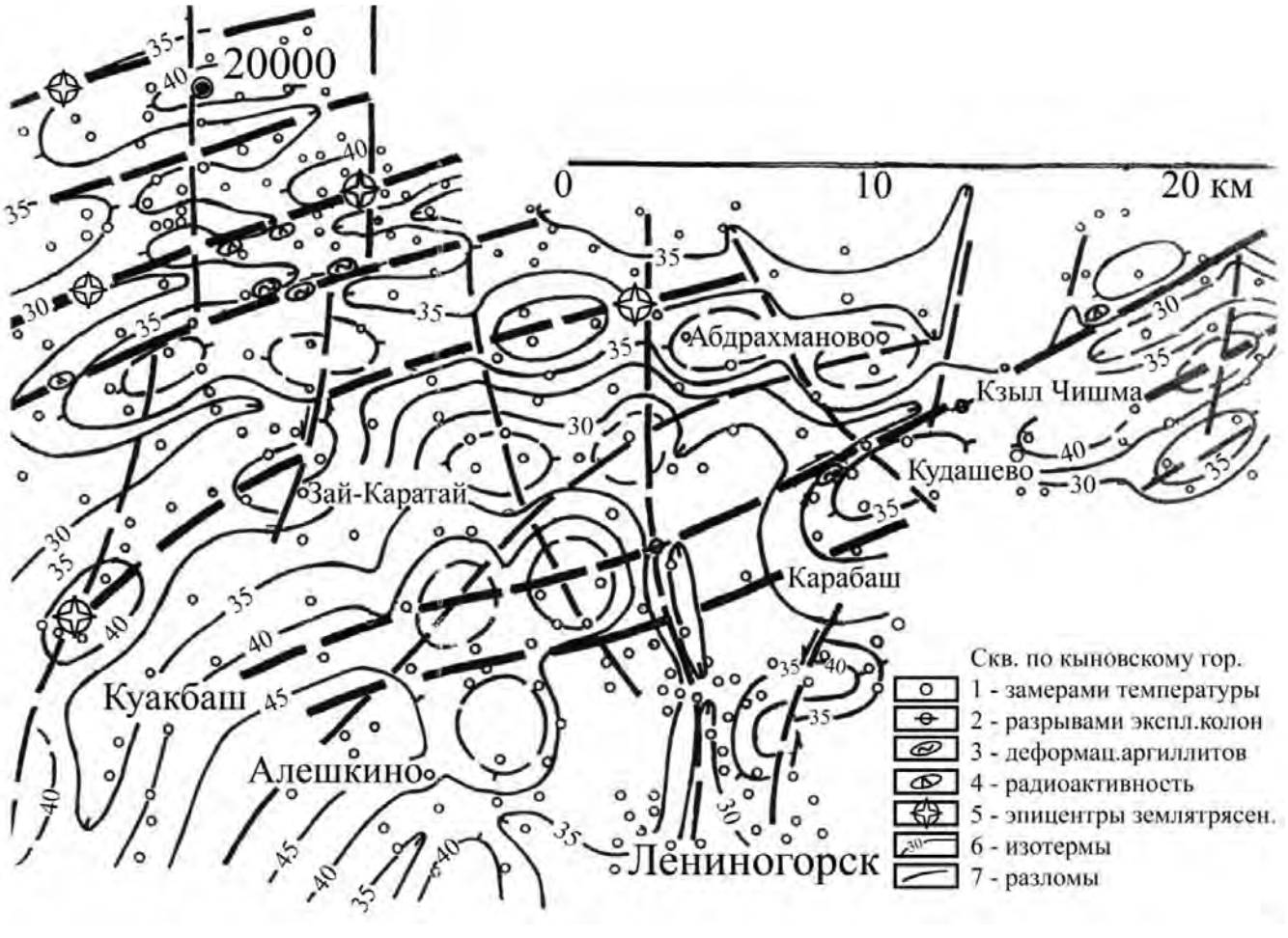


Рис. 2. Изотермы и деформаций кыновского горизонта Южно-Татарского свода
(по материалам И. Х. Кавиева, переданных автору).

основном темно-серыми, почти черными, битуминозными мергелями. Такие отложения перспективны для поисков углеводородов и могут рассматриваться как нефтематеринские породы [4]. В наиболее битуминозных разностях количество органического вещества (ОВ) достигает 14,7%. Результаты бурения и исследования скважин и керна показывают, что феномен тепловых аномалий тесно связан с доманиковыми отложениями янгантауской свиты и тектоническми подвижками. Образование тектонических трещин по этим отложениям во время надвиговых движений, создавало условия для проникновения воздуха и воды в пласты, что способствовало окислению ОВ, сульфидов железа, а также переходу керогена в нефтяные углеводороды. Переход механических напряжений в тепловую в пределах горы Янгантау было показано башкирскими учеными, и были сделаны математическое расчеты [5, 6]. Сегодня такие условия создаются искусственно – закачкой воздуха и воды в баженовские отложения Надымском районе Западной Сибири для добычи сланцевой нефти.

По результатам изучения особенностей строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского и других месторождений ЗС было установлено присутствие трещиноватых аргиллитов в подошвенных частях баженовской и георгиевской свит, а также в пределах савуйской и чеускинской пачек, служащих флюидоупорами для нижележащих продуктивных пластов. Интервалы трещиноватости выделяются на каротажных диаграммах пониженными значениями кажущегося сопротивления (КС, БК, ИК) и по увеличению номинального диаметра скважин. По данным широкополосного акустического каротажа, эти интервалы характеризуются как разуплотненные и выделяются по снижению скорости упругих волн и аномально высокому поглощению их энергии. Широкое площадное развитие низкоомных аргиллитов позволяло использовать их как местные реперы для составления корреляционных схем, благодаря чему стало возможным предложить микроклиноформеное строение продуктивного пласта БС10 2–3 Тевлинско-Русскинского месторождения [7]. Формирование структур в ЗС происходило в результате надвиговых движений, и поэтому происхождение зон разуплотнения флюидоупоров тесно связано с тангенциальными напряжениями земной коры [3]. При этом скольжение происходит не только в кровельной части пласта, но и внутри его, что также приводит к трещиноватости аргиллитов.

Разуплотненные аргиллиты флюидоупоров, видимо, могут в ряде случаев служить вместилищами для углеводородов (УВ), о чем свидетельствуют газопроявления по показаниям, фиксируемым газокаротажем, а также факты получения притоков при испытании скважин (Ватъеганское месторождение, ЗС). Трещиноватость флюидоупоров приводит к рассеиванию газовой составляющей углеводородов и соответственно изменению физико-хи-

мических свойств пластовой нефти, вплоть до образования битумных прослоев в пласте и тем самым к снижению извлекаемых запасов жидких УВ. Когда к интервалам терщиноватости подтягиваются минерализованные воды, происходит отложение кальцитовых минералов в трещинах.

При этом надо отметить, что во время эксплуатационного разбуривания Южно-Ягунского, Повховского и других месторождений (Среднее Приобье, Западная Сибирь) мы столкнулись с проявлениями аномальных удельных электрических сопротивлений (УЭС). В одних случаях водоносные пласты имели высокие УЭС, присущие нефтенасыщенным коллекторам, а в других, – наоборот, пониженные УЭС, которые интерпретируются нередко как водоносные (Ю. Ягун).

Согласно О. Г. Зарипову и В. П. Соничу [8] одной из причин понижения электрического сопротивления полимиктовых песчаных продуктивных пластов Западной Сибири является повышенное содержание крустифицированного хлорита (около 10–15% объема межзерновых пустот), при котором резко увеличивается водоудерживающая способность коллекторов. По их мнению, в таких породах крустификационные листочки хлорита толщиной до 10 мкм обволакивают стенки межзерновых пор. В участках с крустификационно-хлоритовой цементацией зерна со всех сторон окаймляются тонкой пленкой воды, которая, соприкасаясь с подобной пленочной водой соседних зерен, образует непрерывную токопроводящую (ионопроводящую) систему в нефтенасыщенном коллекторе.

Нефтеносность доманиковой формации тесно связана с коллекторами трещиноватого типа, формирование которых, по мнению автора, связано с гидроразрывами во время надвиговых движений. Современные методы получения сланцевой нефти предполагают бурение горизонтальных скважин с последующими множественными гидроразрывами пласта. Часто необходимо проводить термический или химический разогрев пласта.

Поэтому вопросы испытания и разработки доманиковых отложений требуют использования технологии для трещиноватых коллекторов. Во время испытания и разработки необходимо подобрать такую депрессию на пласт, чтобы трещины не сомкнулись [9]. Несмотря на отработанность этого метода, во время испытаний возникают определенные трудности по согласованию их проведения на разных депрессиях, что связано с осложнением ствола скважины (опыт проведенных испытаний на «аномальных разрезах» баженовской свиты, трещиноватые коллекторы Бухаровского месторождения Сылвенской впадины и т. д.). Испытания доманиковых отложений не всегда выполняются корректно. Для старого фонда скважин можно предложить испытание доманиковых отложений гидроразрывом, методом имплозии. Это даст возможность изучить нефтеносность доманиковой формации по площади и разрезу малыми средствами и подготовить участки для бурения дорогостоящей горизонтальной скважины с последующим многократным гидроразрывом пласта.

Доманиковые отложения приурочены к областям опускания некомпенсированного типа и поэтому прогнозирование нетрадиционных коллекторов в нефтегазоносных бассейнах должно базироваться на умении выделить этапы некомпенсированного и компенсированного осадконакопления. Базируясь на этих представлениях, автор выделил инфрабажен (янская пачка) в васюганской свите [10] и прогнозирует развитие систем областей опускания некомпенсированного типа верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста в осадочных отложениях фундамента ЗС.

Для разработки залежей УВ в доманиковых коллекторах можно предложить новую технологию по увеличению нефтеотдачи пласта на основе создания вакуума в коллекторах. Для закачки агентов можно считать рентабельным метод имплозии, применяемый для увеличения дебита и приемистости скважин

Для мониторингового изучения геотермальных полей во время термогазового воздействия на пласт наиболее перспективным является использование технологии метода видеотепловизионной генерализации Мухамедиарова [11].

Литература

1. *Муслимов Р. Х.* Новая геолого-промысловая классификация залежей нефти с учетом нетрадиционных источников// Материалы междунар. научно-практ. -конф. «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». – Казань.: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 231–233.

2. *Аухатов Я. Г.* Тектонические условия среза обсадных колонн в нефтегазодобывающих районах // Тезисы докладов 15 Губкинских чтений. «Перспективные направления, методы и технологии комплексного изучения нефтегазоносности недр». – М.: 1999. – С. 9.

3. *Камалетдинов М. А., Казанцев Ю. В., Казанцева Т. Т.* Происхождение нефтегазоносных платформенных структур. – Уфа, 1979. – 63 с. (Препринт).

4. *Исмагилов Р. А.* Янгантауская свита – основной перспективный нефтегазогенерирующий объект // Материалы междунар. научно-практ. конф. «Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углводородов: опыт и прогнозы». – Казань.: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 231–233.

5. *Нигматуллин Р. И., Казанцева Т. Т., Камалетдинов М. А., Казанцев Ю. В.* Происхождение тепловых аномалий горы Янгантау на Южном Урале // Геология. Известия Отделения наук о Земле АН РБ. – № 3. Уфа.: Гилем. – 1998. – С. 24–43.

6. *Казанцева Т. Т.* О происхождении и сохранении феномена горы Янгантау // Вестник Академии наук РБ. 2014. – Т. 19. – № 3. – С. 16–28.

7. *Аухатов Я. Г.* Влияние надвиговых движений на характер строения продуктивных пластов Тевлинско-Русскинского месторождения (Среднее Приобье, Западная Сибирь) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО, четвертая научно-практическая конференция. – Ханты-Мансийск: «Путиведь». – 2001. – С 399–401.

8. *Запивалов Я. Г., Аухатов Я. Г.* Градиенты депрессии на продуктивный пласт в процессе разработки нефтяных месторождений // Сб. тр. Международ. научн.-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений». – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2013. – С. 62–65.

9. *Зарипов О. Г., Сонич В. П.* Влияние литологии пород коллекторов на удельное электрическое сопротивление пластов // Геология и геологоразведочные работы. 2001. – № 9. – С. 18–21.

10. *Аухатов Я. Г., Бурлева О. В., Вакуленко Л. Г., Николенко О. Д., Шурыгин Б. Н., Ян П. А.* Янская пачка (келловей нижняя часть нижнего оксфорда) в васюганском горизонте Западно-Сибирского осадочного бассейна // Первое Всероссийское совещание «Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии». – М.: ГИН РАН, 2005. – С. 36–39.

11. *Мухамедиаров Р. Д.* Метод тепловизионной генерализации и полупрозрачности глубинных структур земли // Материалы междунар. научно-практ. конф. «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа». – Казань.: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – С. 312–317.

ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН

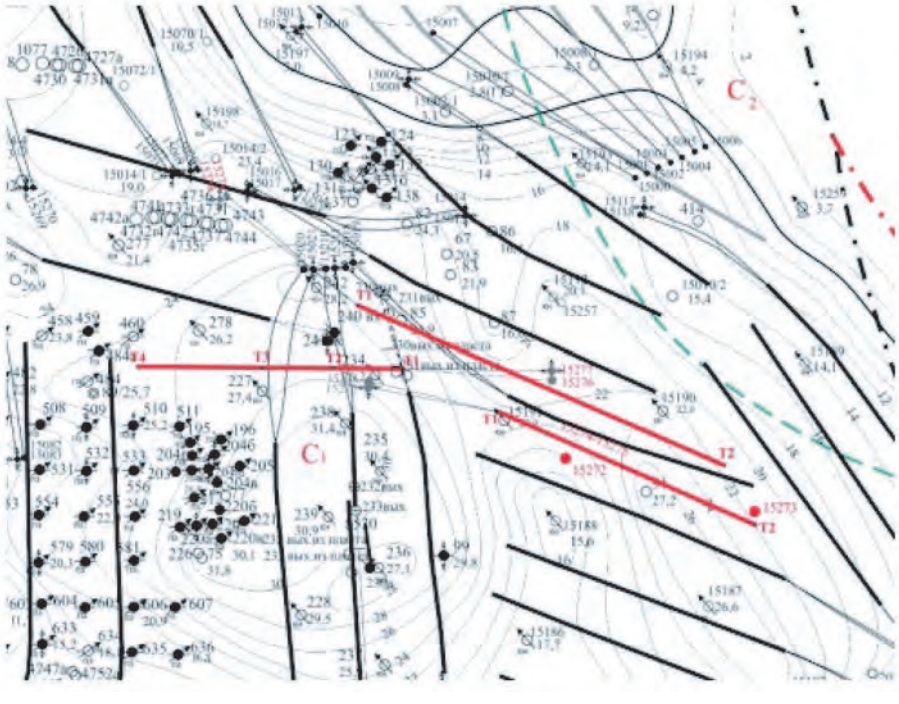
Ф. М. Ахметзянов, М. И. Амерханов

ПАО «Татнефть»

Компанией ПАО «Татнефть» продолжаются работы по проекту добычи СВН на территории Республики Татарстан. Со дня запуска в работу первой пары скважин на Ашальчинском месторождении прошло 10 лет. За это время компанией был накоплен значительный опыт в технике и технологии добычи СВН, однако многие вопросы остаются открытыми и в настоящее время. В докладе представлены текущие вызовы в области геологии и разработки месторождений СВН и рассмотрены предлагаемые пути по предупреждению или снижению влияния данных рисков.

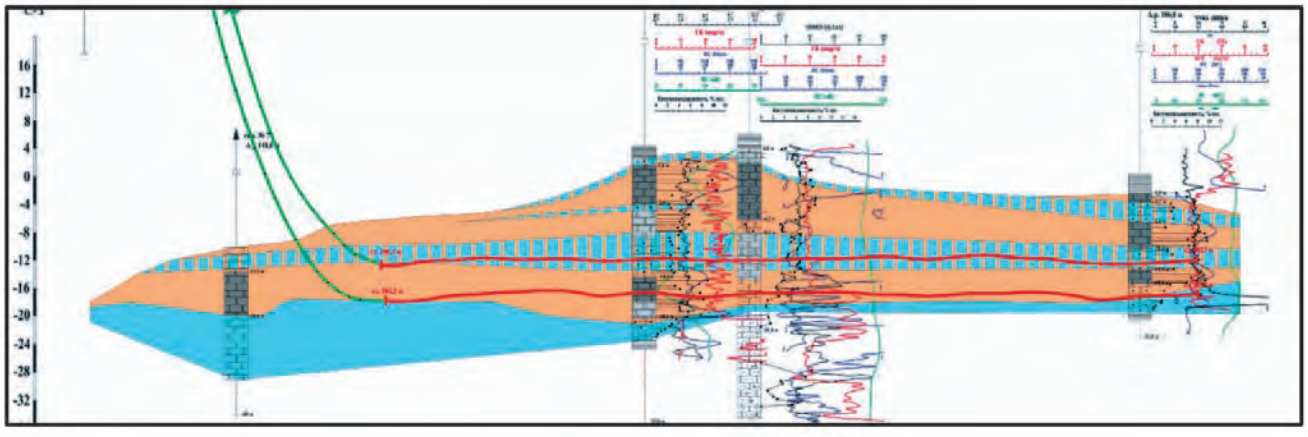
Одним из рисков, связанных с недостижением показателей по добыче СВН, является наличие зон, неохваченных процессом разработки. По показанию контрольных скважин прогрев в данных зонах практически отсутствует, что свидетельствует о наличии застойных запасов СВН. Решением данной проблемы является проведение работ по уплотнению сетки скважин.

На разрабатываемом Ашальчинском поднятии запланировано бурение трех уплотняющих пар скважин (выделенных красным цветом) для максимально полного вовлечения в разработку запасов СВН.



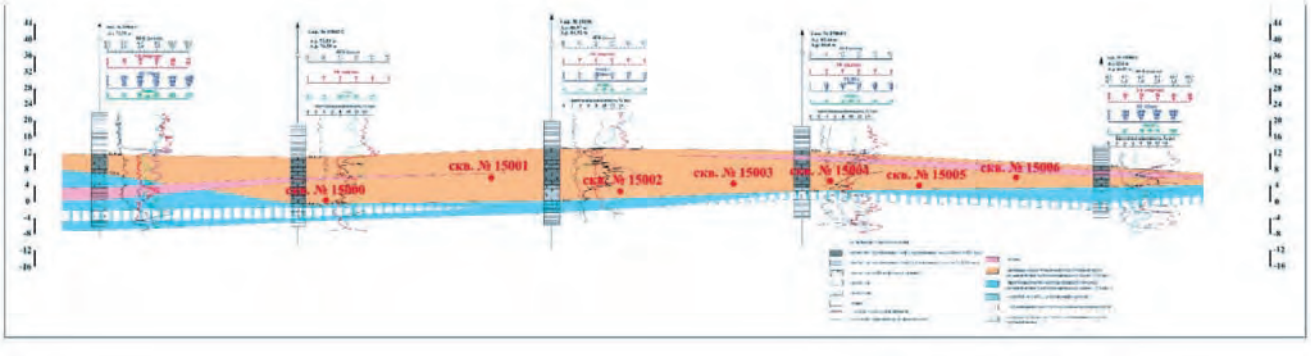
Однако существуют определенные сложности в бурении, связанные с возможными зонами с повышенной температурой при проводке горизонтального ствола.

Другим вызовом является разработка участков залежи с низконефтенасыщенными линзами. Существуют участки месторождения с наличием в вертикальном разрезе низконефтенасыщенных линз.



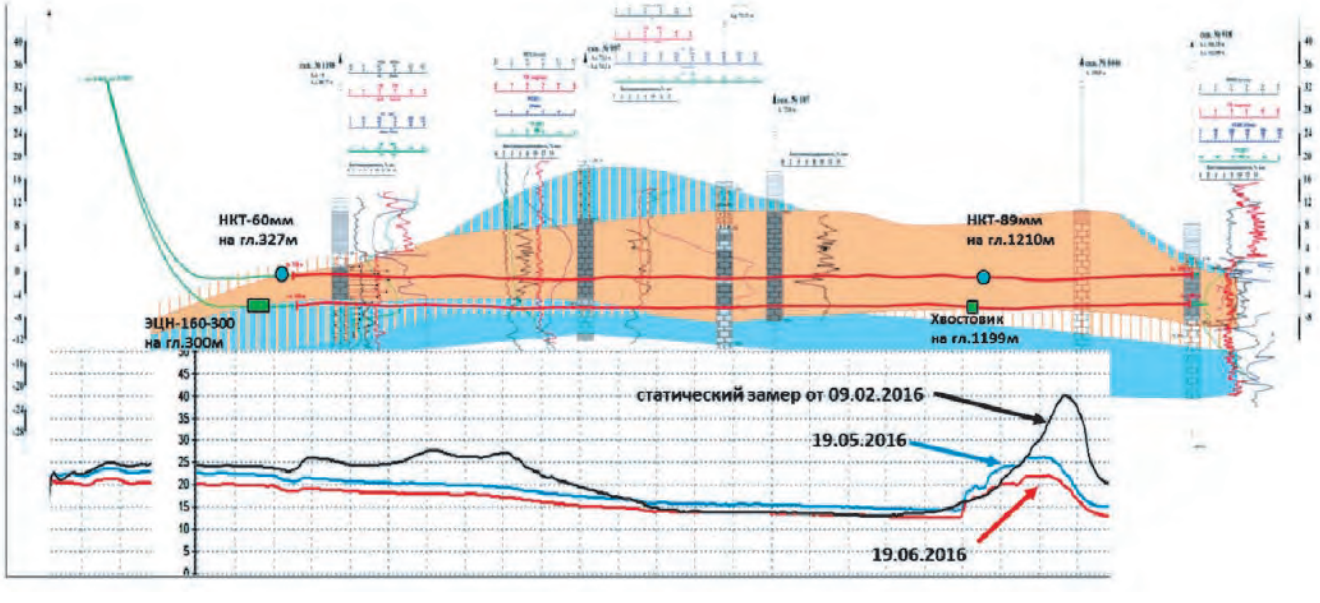
Освоение скважин, пробуренных на данных участках, в этом случае затягивается, идут непроизводительные потери тепла, начальные дебиты по нефти низкие. Основной выход из сложившегося положения – интенсификация закачки пара и отбора жидкости для прогрева межскважинного пространства и вызова притока СВН.

Разработка залежей с малыми толщинами. В краевых участках залежей СВН нефтенасыщенная толщина пласта менее 10 м. В основном в данных геологических условиях используются пароциклические скважины, однако эффективность их эксплуатации низкая, достаточно быстро иссякает пластовая энергия, вследствие малых глубин существуют ограничения по максимальному давлению закачки пара.



Компания ведет опытно-промышленную эксплуатацию участка, состоящего из нагнетательной вертикальной скважиной, размещенной у носка добывающей горизонтальной скважиной. В данном случае вертикальная скважина служит для поддержания давления в паровой камере. В настоящее время идет процесс установления термогидродинамической связи между скважинами.

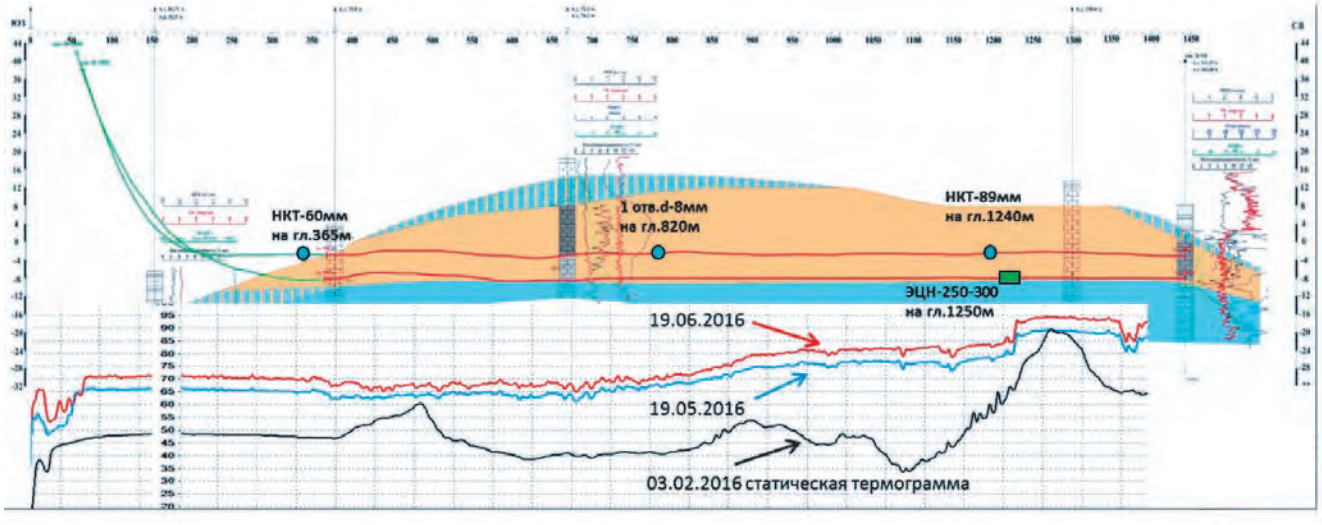
Еще одним вызовом является сложность освоения скважин, вскрывших водонасыщенные пропластки. Подток пластовой воды снижает прогрев добывающих скважин, увеличивает время освоения за счет непроизводительных потерь тепла.



Для решения данной задачи нами используются термогелевые составы, однако для изоляции подтока в пятке скважин в настоящее время опробованных технологий нет. Прорабатывается вопрос применения ремонтых хвостовиков.

Регулирование объемов закачки пара по длине горизонтального ствола.

В скважинах с длиной горизонтальной части ствола более 700 м существует проблема равномерного прогрева фильтровой части. В настоящее время используется простое решение: установка дополнительной муфты с отверстиями на НКТ, спущенной в «носок» горизонтальной паронагнетательной скважины.



Однако в этом случае существует сложность регулирования пропорций закачки пара через муфту со спецотверстиями и носком НКТ. В рамках работы над выполнением Федеральной целевой программы совместно с К(П)ФУкомпанией ведется разработка установки по регулированию закачки пара в горизонтальном стволе скважины.

Одним из вызовов также является проблема солеотложения при добыче сверхвязкой нефти с применением технологии парогравитационного дренажа.

Отложения представляют собой карбонат кальция ($CaCO_3$), выпадающий из пластовой воды во время нагрева, поскольку вода имеет гидрокарбонатно-натриевый тип. Выпадение карбонатов активно начинается уже при температуре выше 60°С, поэтому существует вероятность отложений карбонатов как в самой скважине, так и в пласте и прифильтровой зоне.

Химическое удаление отложений солей проводится с помощью соляной кислоты, ингибированной с дозировкой реагента для снижения коррозионной активности кислотного состава. Обработка производится поинтервально с помощью гибкой трубы. В настоящее время исследуется возможность применения термостойких ингибиторов солеотложения.

Таким образом, необходимо отметить, что разработка месторождений СВН является сложным процессом, каждый объект разработки имеет свои особенности, требующие индивидуального подхода. Решение данных проблем возможно только при комплексном подходе в тесном сотрудничестве производственных служб и научных организаций.

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ (СВН) ДЛЯ УСЛОВИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Р.Р. Биглов[1], А.Т. Зарипов[1], Д.К. Шайхутдинов[1,2]

[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, Rafael@tatnipi.ru

[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск

В связи с интенсивным развитием освоения залежей СВН Республики Татарстан возникает необходимость повышения качества моделирования, снижения рисков при проектировании горизонтальных скважин и повышения эффективности разработки залежей, что требует совершенствования методики построения геологических моделей залежей для условий шешминского горизонта.

Наличие большого количества оценочных скважин с исследованиями керна по всему разрезу, исследований ГИС, совместная работа геологов и гидродинамиков позволили разработать новый подход к построению геологических моделей залежей СВН шешминских отложений Республики Татарстан. Обновленная методика построения геологических моделей будет в дальнейшем использована при выполнении прогнозирования и оптимизации системы разработки залежей СВН.

Использование данных исследования керна, результатов интерпретации ГИС в комплексе позволяет повысить точность параметров пласта и уменьшить риски неверной геологической оценки строения залежей. Данные исследования керна и ГИС имеют различные преимущества и недостатки, поэтому при решении геологических задач требуется набор исходных данных, способных наиболее достоверно ответить на поставленные вопросы. При выделении литотипов целесообразно опираться на данные каротажных кривых в силу их непрерывной характеристики по всему разрезу скважины, так как при отборе керна может возникать погрешность привязки его к разрезу. Одна из причин состоит в том, что песчаная пачка породы-коллектора шешминского горизонта сложена слабосцементированными и рыхлыми, мелко- и среднезернистыми песками и песчаниками разной степени сцементированности, в которых зерна в основном скрепляются высоковязкой нефтью, в результате керн может быть разрушен при изъятии из керноприемника.

В шешминском горизонте уфимского яруса, содержащем основные запасы СВН, выделяются нижняя – песчано-глинистая ($P_2u_2^1$) и верхняя – песчаная пачки ($P_2u_2^2$). При построении геологической модели в процессе корреляции кровля уфимского яруса, по данным ГИС, проводится по подошве «лингуловых глин» казанского яруса (рис. 1). Основная продуктивная толща шешминского горизонта представлена рыхлым песчаником насыщенным и сцементированным битумом. Ниже отложения представлены переслаивающимися плотными глинами, алевролитами, песчаниками, известняками, мергелями. Для этих отложений характерны слабые нефтепроявления, не представляющие промышленного интереса, поэтому за нижнюю границу геологической модели принимается кровля нижней песчано-глинистой пачки шешминского горизонта уфимского яруса. В некоторых случаях нижняя пачка шешминского горизонта может выделяться как отдельная геологическая система.

На месторождениях СВН выявлена значительная изменчивость положения водонефтяного контакта (ВНК) на небольших расстояниях, что требует выделения отметок ВНК в каждой скважине. Определение положения ВНК с использованием только данных ГИС является недостаточно достоверным, ввиду наличия в пласте включений, ис-

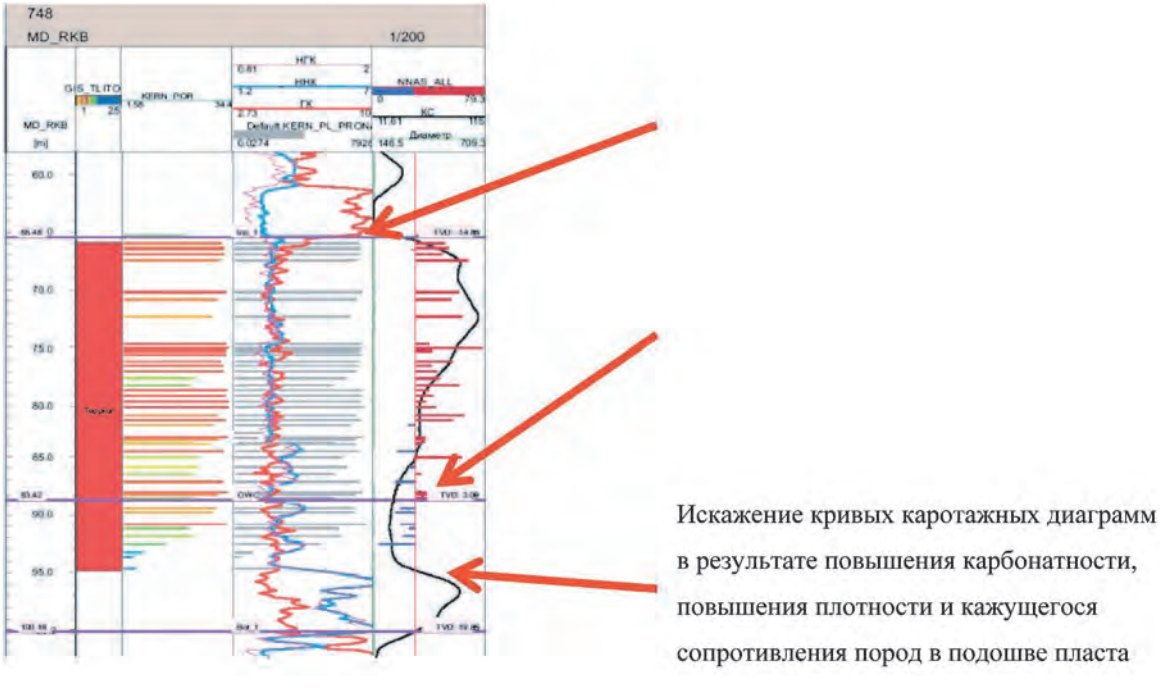


Рис. 1. Планшет скважины с набором данных ГИС и исследования керна.

кажающих значения КС. В методике данные ГИС и исследования керна рассматриваются в комплексе. Выделенный на основе данных керна ВНК на кривых ГИС выражается в повышении значений ННК и постепенном падении кривой КС, однако данная закономерность прослеживается неоднозначно. Используя параметры пористости и весовой нефтенасыщенности, расчетным путем определяются величины объемной нефтенасыщенности (Кн), позволяющие установить граничные значения для проведения ВНК. На рисунках 2, 3 представлены структурная карта кровли шешминского горизонта с линией разреза по линии скважин №№ 1443-762-792-802 и схема корреляции.

При построении геологических моделей залежей СВН необходимо уделять должное внимание направлению трехмерной сетки и ее размерности. Предпочтительным является расположение трехмерной сетки таким образом, чтобы при фильтрационном моделировании течение флюидов происходило преимущественно вдоль направления линий сетки. Такой подход к построению геологических моделей позволяет уменьшить время выполнения гидродинамических расчетов от 15 до 50%. В регионах, где расположение трехмерной сетки параллельно течению флюидов не является возможным, возникает необходимость в применении более мелкой трехмерной сетки и увеличения процессорного времени выполнения расчетов.

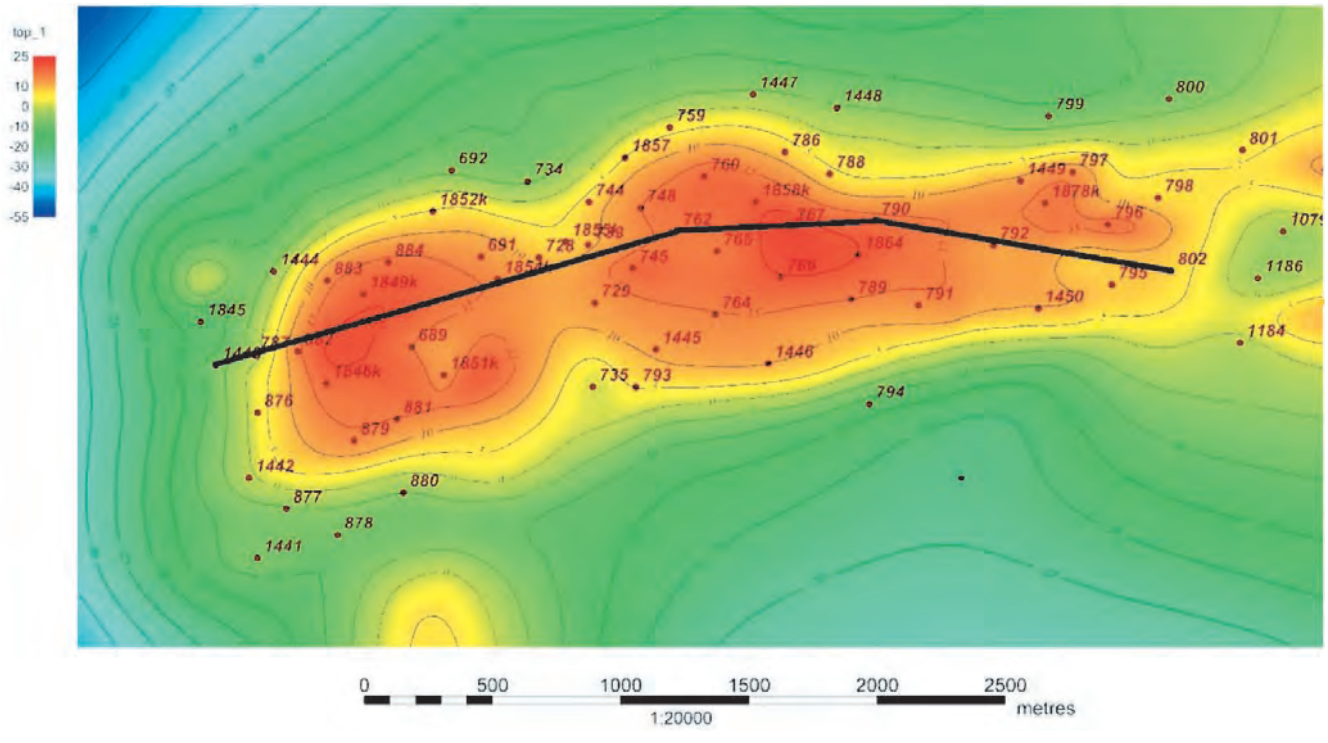


Рис. 2. Структурная карта кровли шешминского горизонта уфимского яруса по линии скважин №№ 1443-762-790-802.

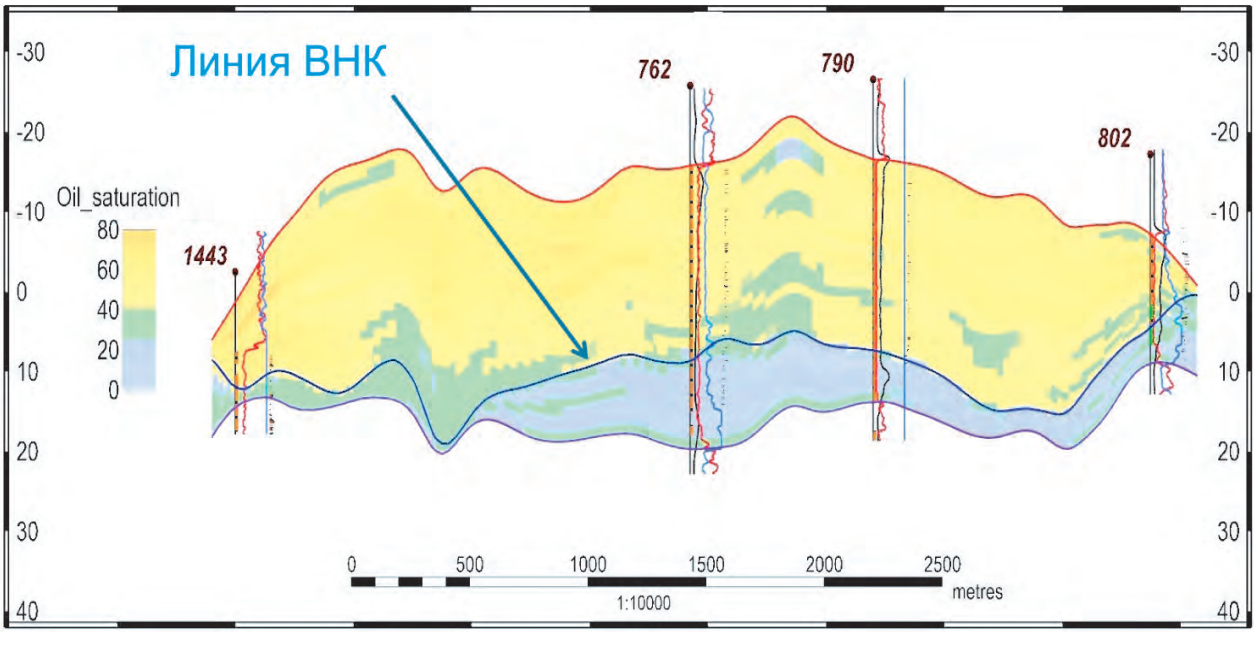


Рис. 3. Геологический профиль по параметру нефтенасыщенности по линии вертикальных скважин №№ 1443-762-790-802.

Рекомендовано строить сетку геологической модели так, чтобы грани ячеек располагались преимущественно параллельно траектории стволов скважин. Это особенно актуально при использовании горизонтальных скважин (рис 4 б), так как основное направление течения флюидов в пласте перпендикулярно расположению фильтровых участков горизонтальных скважин.

Однако в ряде случаев горизонтальные скважины могут иметь траектории ствола вразрез с основным направлением сетки построенной модели, пересекая грани ячеек фильтрационной модели под углом. В результате в гидродинамической модели для подобных скважин флюиды, перемещаясь к стволу скважины, будут двигаться не вдоль одной ячейки, а иметь «зигзагообразную» траекторию движения. В этом случае необходимо применять более мелкую трехмерную сетку, что увеличивает количество блоков участка модели, как минимум, в два раза (рис 4 а).

Разработка концептуальной модели осадконакопления казанских и уфимских отложений позволяет учитывать основные законы распределения свойств пласта по простиранию и по разрезу. В соответствии с концепцией барового происхождения залежей СВН шешминского горизонта при построении карт и выборе вариограмм в методике учитывается преимущественное распространение свойств залежей с Северо-Западного к Юго-Восточному направлению.

Апробация разработанной методики построения геологических моделей будет начата в текущем году, что позволит повысить качественный уровень анализа выработки запасов, прогнозирования распространения паровой камеры и оптимизации системы разработки залежей СВН.

Таким образом, при построении геологической модели залежей СВН границы продуктивного песчаного тела выделяются, по данным ГИС, по кривой ГК. В связи со значительной изменчивостью положения водонефтяного-контакта на небольших расстояниях, возникает необходимость выделения отметок ВНК в каждой скважине, что достигается путем определения граничных значений по объемной нефтенасыщенности. Объемная нефтенасыщенность, в свою очередь, получается расчетным путем, с использованием параметров пористости и весовой нефтенасыщенности по данным исследования керна. Так же при построении геологической модели предпочтительным является расположение трехмерной сетки таким образом, чтобы при фильтрационном моделировании течение флюидов происходило преимущественно вдоль направления линий сетки. В регионах, где расположение трехмерной сетки параллельно течению флюидов не является возможным, возникает необходимость в мелкой трехмерной сетки и увеличении процессорного времени выполнения расчетов. В соответствии с концепцией барового происхождения залежей СВН шешминского горизонта при построении карт и выборе вариограмм в методике учитывается преимущественное распространение свойств залежей с Северо-Западного к Юго-Восточному направлению.

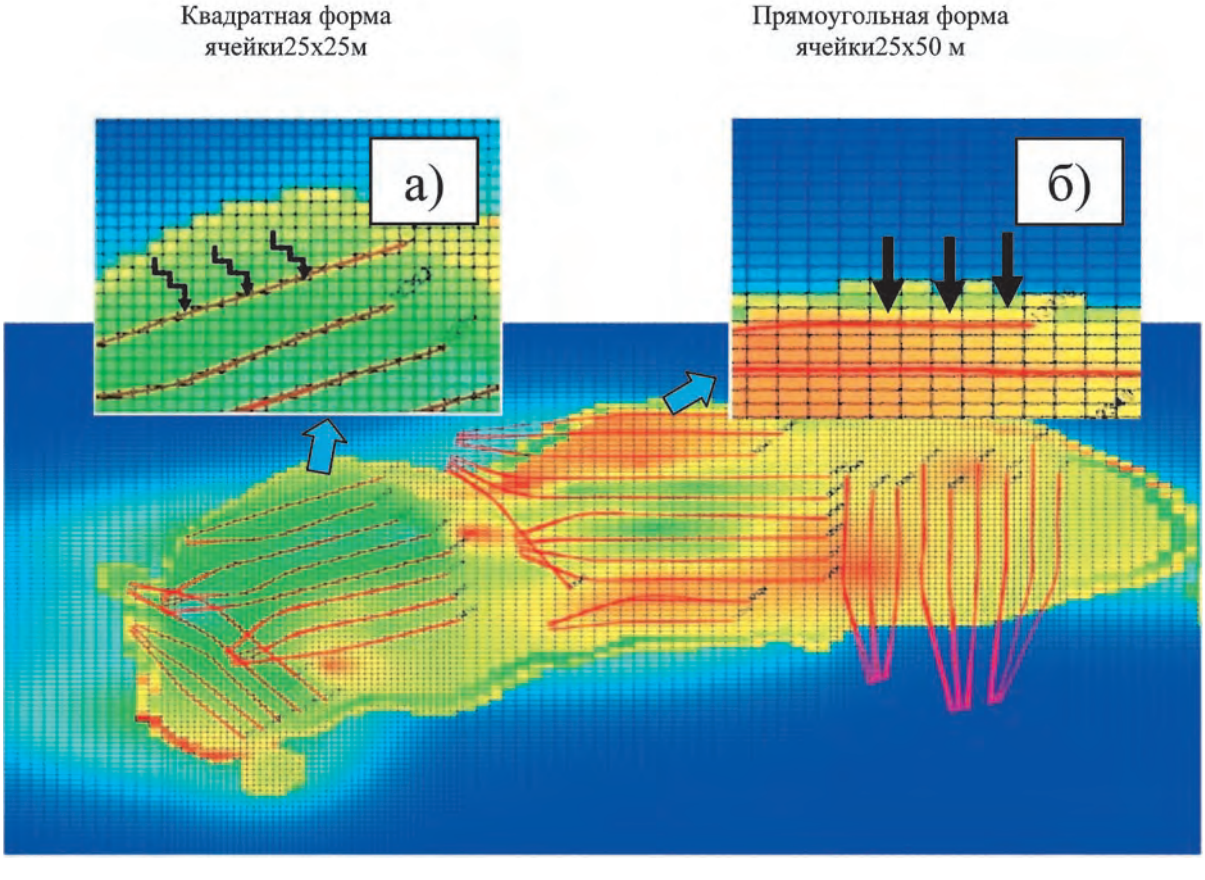


Рис. 4. Направление трехмерной сетки геологической модели в соответствии с основным направлением течения флюидов фильтрационной модели.

ОЦЕНКА ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ

А. А. Бондарь[1, 2], Т. А. Марютина[1, 2, 3], А. З. Попова[1, 2], Т. В. Мокочунина[1, 2], Е. Ю. Савонина[1, 2, 3]

[1]ООО «Инжиниринговый центр МФТИ», г. Москва,
bondar. aa@cet-mipt. ru, popova. az@cet-mipt. ru.
[2]МФТИ, г. Долгопрудный
[3]Институт геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского РАН, г. Москва.

В условиях значительной выработанности запасов нефти разрабатываемых месторождений в Российской Федерации, все большее внимание уделяется сверхвязким нефтям (СВН) и природным битумам (ПБ), которые, как правило, образуют не сплошные нефтеносные месторождения, а залегают в форме рассеянных локальных скоплений, а также месторождениям со сложным строением. СВН и ПБ в кратко- и среднесрочном периодах становятся одним из доступных энергоисточников, способных восполнить дефицит нефти и служить в течение длительного времени «энергетическим мостом» между традиционным нефтяным периодом и будущими принципиально новыми энергетическими технологиями [1, 2].

Ключевой составляющей проблемы низкой эффективности разработки и добычи сверхвязких нефтей и природных битумов являются высокие значения вязкости и плотности нефтей и битумов. С увеличением плотности и вязкости нефтей и битумов в них увеличивается содержание смолисто-асфальтеновых веществ, гетероатомов и металлов [3, 4]. Высокое содержание металлов, в частности ванадия и никеля, является также серьезной проблемой при переработке тяжелого нефтяного сырья (ТНС), так как приводит к необратимой дезактивации катализаторов в результате отложения металлов на активной поверхности, блокировки порового пространства и разрушения структуры катализатора [5]. При этом большинство металлов являются ценными попутными компонентами, содержание которых в тяжелых сверхвязких нефтях, битумах и остатках их переработки может быть сопоставимо или превышать их содержание и даже качество в рудных источниках [6, 7].

Однако, не имея четких представлений о составе и свойствах СВН и ПБ, невозможно развивать научные основы инновационных технологий разработки, добычи и переработки СВН и ПБ. В настоящее время в литературе имеется большое число публикаций, посвященных изучению микроэлементного состава нефтей и битумов. При этом методики, используемые авторами в своих работах для определения элементного состава объектов исследования, отличаются, что, в свою очередь, может обусловливать различия в определяемых значениях содержания металлов в тяжелых нефтях и природных битумах, добываемых на различных нефтегазоносных месторождениях РФ. Актуальной задачей при этом является создание универсального нормативного документа, регламентирующего определение содержания элементов, включая микрокомпоненты, в нефтяном сырье. Особое внимание должно уделяться разработке способов пробоподготовки нефти, позволяющих проводить концентрирование микроэлементов.

С целью установления единого подхода к определению микроэлементного состава тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов месторождений РФ разработан технический регламент контроля содержания элементов в тяжелых нефтях и природных битумах. Регламент устанавливает порядок действий, методы и методики, используемые при определении элементного состава нефтей, включая ее пробоподготовку. Подходы, описанные в техническом регламенте, позволяют расширить число определяемых в нефтяном сырье элементов до 45 (Li, Be, B, Al, P, Sc, Ti, V, Cr, Mn, Co, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Se, Rb, Sr, Y, Zr, Mo, Nb, Rh, Ag, Cd, In, Sn, Sb, Te, Cs, Ba, Hf, Ta, W, Re, Ir, Pt, Au, Hg, Tl, Pb, Bi, Th и U), а также определять редкоземельные элементы.

Комплексные исследования физико-химических свойств и полного элементного состава тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов, отобранных из наиболее перспективных месторождений РФ, с соблюдением специально разработанного для этих целей регламента контроля содержания элементов в нефтяном сырье позволили заложить основу для создания уникальной базы данных по полному элементному составу тяжелых нефтей и природных битумов различных месторождений РФ. Для создания базы данных были использованы собственные результаты лабораторных исследований полного элементного состава нефтей и битумов, отобранных из месторождений различных нефтегазовых бассейнов (НГБ) РФ, полученные следующими методами элементного анализа – атомно-эмиссионная спектрометрия с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-АЭС) и масс-спектрометрия с индуктивной связанной плазмой (ИСП-МС), согласно техническому регламенту.

Разработанная база данных содержит информацию о физико-химических свойствах и полном элементном составе образцов, а именно – плотность (кг/м^3), динамическая вязкость (сПз), содержание микроэлементов (г/т), включая редкие и редкоземельные металлы.

В базу вошли сведения о 71 образце тяжелых нефтей и природных битумов, из них:

– 56 образцов из месторождений Волго-Уральского НГБ;
– 8 образца из месторождений Тимано-Печерского НГБ;
– 5 образцов из месторождений Западно-Сибирского НГБ;
– 2 образца из месторождений Северно-Кавказско-Мангышлагского НГБ.

Стоит отметить, что в нашей стране отсутствуют аналогичные современные базы данных по полному эле-

ментному составу нефтей и битумов разрабатываемых на сегодняшний день месторождений (с применением высокопроизводительных и чувствительных приборов).

Таким образом, созданная база данных может представлять не только научный интерес в области химии и геохимии нефти, нефтехимии и нефтепереработки, но и технический интерес у компаний нефтегазовой отрасли, а именно, данные об элементном составе нефтей позволят более точно прогнозировать проведение антикоррозионных мер при транспортировке нефти.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы». Уникальный идентификатор прикладных научных исследований (проекта) – RFMEFI57614X0043.

Литература

1. *Малофеев В. В.* Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук, 25.00.12. – Москва, 2011. – 24 с.

2. *Яраханова Д. Г.* О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами // Георесурсы. – 2015. – № 3 (62). – Т. 1. – С. 53–56.

3. *Магомедов Р. Н., Попова А. З., Марютина Т. А., Кадиев Х. М., Хаджиев С. Н.* Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) / Нефтехимия. 2015. – № 4. – Т. 55. – С. 267–290.

4. *Banerjee D. K.,* Oil Sands, Heavy Oil & Bitumen – From Recovery to Refinery: Penn Well. XVII. 2012. p. 185.

5. *Ancheyta J.,* Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum: CRC Press, Taylor & Francis Group. XXIII. 2013. 524 p.

6. *Шпирт М. Я., Нукенов Д. Н., Пунанова С. А., Висалиев М. Я.* // Химия твердого топлива. – 2013. – № 2. – С. 3.

7. *Суханов А. А., Петрова Ю. Э.* // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 2. – С. 11.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН (ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ)

М.Я. Боровский[1], А.С. Борисов[2], Е.Г. Фахрутдинов[2], М.И. Залалиев[3], В.И. Богатов[1], В.Н. Филимонов[1]

[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru

[2]К(П)ФУ, г. Казань

[3]АО «НИИнефтепромхим», г. Казань

Наращивание ресурсной базы углеводородного сырья за счет верхней части геологического разреза осадочного чехла – фундаментальное положение для старых нефтедобывающих регионов. В Республике Татарстан это направление связано с изучением и обобщением общегеологических материалов, характеризующих особенности локализации и закономерности размещения месторождений природных битумов и тяжелых нефтей. Важнейшим аспектом служат целенаправленные геологоразведочные работы по воспроизводству сырьевой базы сверхвязких нефтей (природных битумов) и выявления территорий, перспективных на установление новых месторождений

Применение геофизических исследований обеспечивает [1–7] возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (параметрическое, структурное, специальное бурение) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья.

В Республике Татарстан в верхней толще осадочного чехла выделяются три нефтебитуминозных комплекса, связанных с пермскими образованиями:

казанский – терригенно-карбонатный (обладает наибольшими перспективами);

уфимский – терригенный (в ОАО «Татнефть» имеется опыт разработки скоплений сверхвязких нефтей – природных битумов);

нижнепермский – карбонатный (в юго-восточной части Татарстана свойства нижнепермских нафтидов близки к параметрам нижнекаменноугольных нефтей).

Установлены критерии перспектив нефтебитуминозности верхней части геологического разреза центральных районов Урало-Поволжья (Б.В. Успенский, 2005):

1. Наличие зон развития коллекторов.

2. Визуальные битумопроявления.

3. Нефтеносность нижележащих отложений.

4. Существование скоплений нефти (битума) в аналогичных геологических условиях в пределах идентичных тектонических элементов.

5. Присутствие тектонических нарушений.

6. Распространение палеоврезов.

7. Направленное геотектоническое развитие территории.

Опыт экспериментальных геофизических наблюдений на эталонных объектах показывает (М.Я. Боровский, 2001; Р.С.Хисамов и др., 2007) наличие аномальных геофизических эффектов над залежами сверхвязких нефтей (природных битумов). Это свидетельствует о возможности картирования скоплений интересующих полезных ископаемых. Наиболее четко отображение особенностей строения месторождений сверхвязких нефтей находит в аномальных полях вызванной поляризации ВП и зондирования становлением поля в ближней зоне ЗСБ (рис. 1).

Прогнозирование нефтебитуминозности верхней части геологического разреза платформенных территорий на базе специализированных геофизических и геохимических методов осуществляется [2, 3, 5, 7] на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса.

Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон нефтебитумонакопления и картирование всех перспективных на сверхвязкие нефти (природные битумы) участков. Предполагается полное опоискование земель с детальностью, обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади.

Технологический комплекс обусловливает поста-

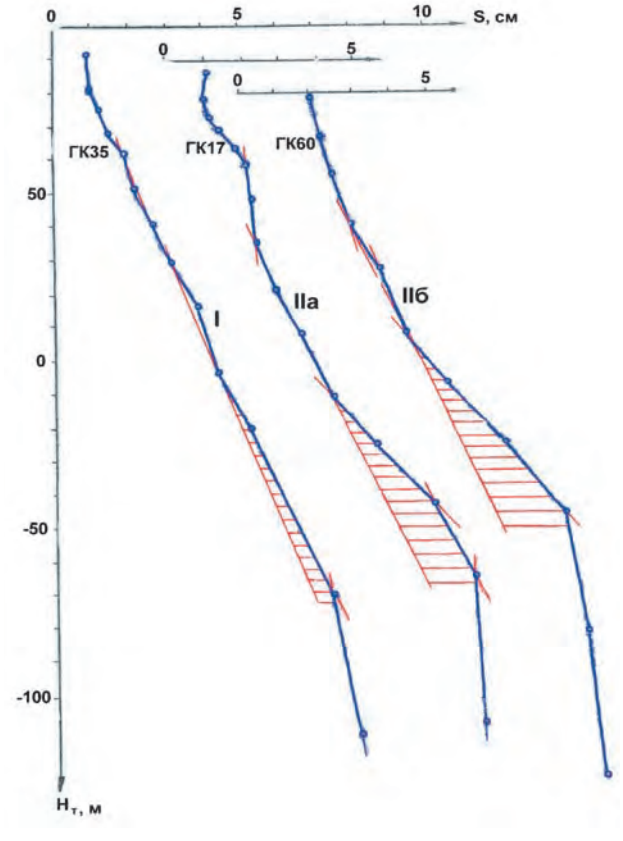


Рис.1. Аверьяновское месторождение сверхвязких нефтей (природных битумов). Типы кривых ЗСБЗ.

новку аэрогеофизических работ набором современных геофизических методов (имеется в виду: возросшая точность наблюдений, совершенные подходы в области обработки и интерпретации в выделении геофизических аномалий, вызванных особенностями строения верхней – 500-метровой части – разреза платформенных территорий). Существует опыт подобных работ: В.А.Мамаев. 1992; Ф.М. Каменецкий, В.А. Мамаев, 1996; В.Г. Мавричев и др, 2004; Р.С. Контарович, П.С. Бабаянц, Ю.И. Блох, 2006; и др.

Проведение аэрогеофизических наблюдений в рассматриваемом цикле геологоразведочных работ предполагает, на взгляд авторов доклада, широкий охват территории Татарстана или отдельных его регионов (Западное Закамье, Восточное Закамье, Предкамье, Предволжье) как единых объектов исследований.

Производится подготовка геолого-геофизической основы – сводных карт геофизических параметров (полей) и осуществление на их базе структурно-тектонического районирования с выделением структурных элементов. Здесь составляется структурный каркас разломной тектоники (определяются пути перетоков флюидов), трассируются палеодолины (как правило, в зонах размыва коренных пород продуктивные толщи отсутствуют либо имеют сокращенную мощность). На основе современных представлений о физико-геологической модели углеводородной залежи выявляются площади и участки, перспективные на сверхвязкие нефти.

Первые аэроэлектроразведочные работы были проведены в 1991–1992 гг. опытно-методической экспедицией ПГО Центргеофизика на шешминском участке методом переходных процессов (МПП) с целью оценки его эффективности при поисках месторождений битумов на территории РТ (В.А. Мамаев, 1992; [5]). Площадь исследований 812 км^2. Стоимость работ масштаба 1: 25 000 составила на 1.01.1991 150 руб./км^2. Возможность поиска битумов МПП основывалась на выявлении их ареалов, а также непосредственно залежей, залегающих на небольших глубинах (несколько десятков метров).

Революционные изменения в электронике и схемотехнике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обусловили актуальность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоемких наиболее информативных геофизических методов. К числу последних относятся и разработанные в последние годы аэрогеофизические технологии, значительно возрос уровень аппаратурно-методического обеспечения полевых геофизических измерений.

Целесообразна апробация для поисков и разведки скоплений природных битумов, в первую очередь, на площади Черемшанско-Бастрыкской нефтебитумоперспективной зоны, импульсного аэроэлектроразведочного комплекса. Аэроэлектроразведка методом переходных процессов (АМПП) является на сегодняшний день наиболее эффективной технологией прямого поиска твердых полезных ископаемых на этапе детальных поисково- разведочных работ (от 1: 25 000 до 1: 5 000 масштабов).

Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов электроразведки.

В последние годы производится [8, 9] оценка возможностей применения дипольного электрического зондирования с измерением вызванной поляризации для поиска и разведки мелкозалегающих залежей углеводородов на территории Республики Татарстан.

Применение разведочной геофизики на всех этапах геологоразведочного процесса при минимальных затратах средств и времени и отсутствии экологического ущерба способствует наращиванию ресурсов углеводородного сырья за счет верхней части геологического разреза районов длительно разрабатываемых месторождений традиционных нефтей.

Рис.2. Внешний вид системы Fugro HELIGEOTEM II, установленной на вертолете Ми-8Т [5].

Литература

1. Геолого-геофизическое доизучение месторождений поздней стадии разработки / М.Я. Боровский, И.Н. Файзуллин, В.Б. Либерман, П.С. Бабаянц // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию нача-

ла промышленной разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2008. – С.103–111.

2. Роль геофизической разведки в наращивании ресурсной базы углеводородного сырья Республики Татарстан за счет верхней части геологического разреза / М.Я. Боровский, И.Н. Файзуллин, Е.А. Тарасов, В.Б. Либерман // Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сб. докл. науч.-практич. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть». – Альметьевск. – 2010. – Ч. 1. – С.206–208.

3. *Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение Ромашкинского нефтяного месторождения на поздней стадии разработки: автореф. дисс. ... канд. геол.-минер. наук. – Уфа: ОАО НПФ «Геофизика», 2010. – 25 с.

4. *Хисамов Р.С.* Высокоэффективные технологии освоения нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 628 с.

5. *Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Н.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академии наук РТ, 2007. – 247 с.

6. *Хисамов Р.С.* ОАО «Татнефть»: повышение эффективности разработки месторождений нефти на поздней стадии//Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии: материалы расширенного заседания ЦКР Роснедра (нефтяная секция) 4–5 декабря 2007 года: сб. докладов. – М.: НП НАЭН, 2008. – С.107–115.

7. *Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н.* Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань: Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2011. – 228 с

8. *Хасанов Д.И., Бредников К.И., Червиков Б.Г.* Применение дипольного электрического зондирования с измерением вызванной для поиска и разведки залежей природных битумов и высоковязких нефтей на территории Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С.34–36.

9. Применение дипольного электрического зондирования на стадии разведки залежей природных битумов и высоковязких нефтей / *Д.И. Хасанов, К.И. Бредников, Б.Г. Червиков, К.М. Каримов //* Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С.97–99.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ

М.Я. Боровский[1], С.Е. Войтович[2], В.Б. Либерман[2], И.Н. Файзуллин[3], В.И. Богатов[1]

[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань,lilabor@mail.ru

[2]ТГРУ ОАО «Татнефть», г. Казань

[3]ЗАО ЦНИП МНК, г. Альметьевск

В настоящее время большое значение придается укреплению минерально-сырьевой базы за счет вовлечения в промышленный оборот в старых и вновь осваиваемых нефтедобывающих регионов альтернативных (дополнительных) источников углеводородного сырья. Выделяются (В.В. Семенович и др.,1987) вещества нефтяного и угольного ряда. К первым (нефть и газ) относятся ***углеводороды сланцевых отложений, сверхвязкие нефти (природные битумы), газогидраты.*** Вторые (твердые горючие ископаемые) включают ***уголь***, ***горючие сланцы, торф.*** Наметился и третий ряд, обусловленный техногенным формированием источников углеводородов – ***свалочный газ (биогаз), нефтепродукты.***

На всех этапах и стадиях геологоразведочных работ на эти горючие полезные ископаемые используются [1, 2] или могут применяться различные методы разведочной геофизики.

Нефть и газ.

Углеводороды сланцевых формаций. Широко применяется [1, 4, 5, 7, 10] сейсморазведка МОГТ в модификациях 3Д и 4Д. Имеются [11] примеры использования электрической разведки в сочетании с дистанционным зондированием Земли (ДЗЗ). Перспективно [6] внедрение аэрогеофизических исследований. Рекомендуется [1, 7] на площадях развития сланценосных толщ (семилукско-речицкие отложения), выявленных в региональном плане по геологическим данным, для разработки рациональной методики геофизических поисков и разведки в условиях Волго-Уральского региона:

– переобработка и переинтерпретация сейсмических материалов съемок 3Д и высокоточных гравиметрических работ на новом научно-методическом уровне;

– проведение целенаправленных (опытно-методических) комплексных геофизических (сейсморазведка МОГТ-3Д, высокоточная гравиразведка) исследований на опорных полигонах.

Концепция геофизического изучения сланцевых толщ предполагает и составление сводных карт тектонических нарушений по имеющимся данным (гравиразведка, магниторазведка, сейсморазведка, электроразведка). Критерии выделения проявлений диастрофизма земной коры являются общепринятыми [1, 2, 5, 16, 17]. Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, необходим [7, 10] как для регионального, так и детального масштаба интерпретации коллектора: разломы и разрывы могут динамически воздействовать на потенциал коллектора.

Сверхвязкие нефти (природные битумы). Прогнозирование нефтебитумоносности верхней части геоло-

гического разреза геофизическими методами осуществляется [1, 2, 9, 15, 17] на региональном, поисковом и разведочном этапах геологоразведочного процесса. Согласно целевой ориентации на региональном этапе производится выявление возможных зон битумонакопления путем заложения ряда региональных геофизических профилей. Технологический комплекс обуславливает постановку электроразведочных работ с шагом измерений по профилю 500 м. Поисковый этап геофизических исследований предполагает картирование и подготовку потенциально продуктивных локальных структур (ловушек) к поисковому бурению. Это полное опоискование земель с детальностью, обеспечивающей выявление всех экономически рентабельных объектов и исключающей неоднократный возврат на одни и те же площади. При поисковом прогнозировании полевые геофизические работы проводятся комплексом методов высокоразрешающей электроразведки в площадном варианте: шаг измерений по профилю 100 м, расстояние между профилями 100–150–200 м. На разведочном этапе геофизические методы применяются при составлении проектов и технологических схем промышленной разработки битумных месторождений. Целесообразен комплекс полевой геофизики, включающий высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений. Такой набор геофизических методов позволяет выделять зоны развития неогеновых долин, сопряженных с тектонически ослабленными зонами, и участки обводнения залежей. Для выделения тектонически ослабленных зон в пределах битумных месторождений необходимо проведение целенаправленных гравиметрических съемок с соотношением расстояний между точками измерений к профилям 1:2 – 3 (50х100–150 м).

Газогидраты. Используется [14] электроразведка методом становления поля для неполяризующихся сред. По материалам морских исследований выявлены поисковые признаки отображения газогидратов, базирующиеся на явлении индукционно вызванной поляризации (ИВП). Разработаны технология полевых (морских) наблюдений и методические приемы геологического истолкования данных высокоразрешающей электроразведки.

Твердые горючие ископаемые.

Угли. Приурочены к верхним и средним звеньям осадочного покрова. В верхней части разреза для поисков залежей угля в пермских и неогеновых отложениях необходима информация об областях глубокого размыва коренных пород. Палеореки выделяются по данным ВЭЗ и высокоточной гравиразведки. Зоны развития нижнекаменноугольных врезов, контролируют размещение угольных пластов, которые вытянуты (Р.З. Мухаметшин, 1981,2015) вдоль палеорусел, а к бортам палеодолин выклиниваются [12] сообразно особенностям строения аллювиальных толщ. Выявление и трассирование древних речных систем осуществляется [8, 12, 13, 16] электроразведкой ЗСБЗ и сейсморазведкой МОГТ.

Торф. В последние годы для картирования торфяных залежей широко применяется (Зверев Е.О., Клепикова С.М., Монахов В.В) георадиолокационная разведка. По данным ООО «**НПЦГеоТех**» (2005) выявлены картировочные признаки торфяных залежей:

1. При сравнительно высоких коэффициентах затухания и низких значениях УЭС отражающая граница, соответствующая подошве торфяной залежи, хорошо коррелируема за счет высокого значения Котр.

2. Частотная характеристика отражающей границы имеет центральную частоту в 2–3 раза меньшую, нежели центральная частота всей записи.

3. По рисунку записи подошва торфяных отложений характеризуется наличием большого количества точек дифракции, что свойственно речным и озерным отложениям; по геометрии подошва торфа имеет сильно изрезанную форму.

Горючие сланцы. Залегают, как правило [16], в виде горизонтальных пластов, среди которых, развиты прослои керогена. Основные типы месторождений выделяются с учетом специфики строения залегания в преимущественно глинистых, песчанистых и карбонатных породах, а также приуроченности сланцевых толщ к закарстованным и (или) к практически не затронутым карстовыми процессами карбонатным разрезам. Продуктивные образования обычно представлены глинисто-песчанистыми и известняковыми породами, в которых до 56–65% их объема занимают продукты разных степеней разложения и преобразования органического вещества.

Задачи, решаемые геофизическими методами (по П.В. Вишневскому, 1996):

– уточнение геологического строения и структурно-тектонических особенностей территории (района, площади, участка) установленной и (или) потенциальной сланценосности (используется электроразведка ВЭЗ, СЭП, ДЭЗ и др., малоглубинная сейсморазведка);

– выявление зон повышенной трещиноватости (раздробленности), обводненности, и закарстованности продуктивных и вмещающих толщ (высокоточная гравиразведка, геотермия, «полярные» (крестовые и круговые) исследования методами электроразведки и сейсморазведки);

– изучение гидрогеологических особенностей разреза сланценосных площадей (электроразведка ЕП, ВЭЗ, СЭП и др., сейсморазведка МПВ).

Литература к первой части доклада – источники УВ нефтяного и угольного ряда

1. *Боровский М.Я.* Геофизическое изучение нетрадиционных источников углеводородного сырья / М.Я. Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 42-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Пермь, 26–30 января 2015 г. – Пермь: Горный ин-т УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. – С. 23–26.

2. *Боровский М. Я.* Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов: автореф. дисс. … канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 / Боровский Михаил Яковлевич. – Казань: КГУ, 2001. – 23 с.

3. *Боровский М.Я.* Свалочный газ: эколого-геофизические аспекты / М.Я. Боровский // Материалы IX Межрегиональной научно-практической конференции «Промышленная экология и безопасность». – Журнал ЭиПБ. – № 1–2. – 2014. – С. 9–12.

4. *Боровский М.Я.* Эколого-геофизические аспекты процессов освоения углеводородов сланцевых формаций / М.Я. Боровский // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей: Материалы 41-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, 27–31 января 2014 г. – Екатеринбург: ИГФУрО РАН, 2014. – С. 52–53.

5. *Боровский М.Я.* К вопросу о применении геофизической разведки на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский // Труды XIVМеждунар. симп. «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан», Казань, 18–20 марта 2014 г. – Казань: Изд-во ООО «ТаГраф», 2014. – С. 132–135.

6. *Боровский М.Я.* Аэрогеофизическая разведка на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский, П.С. Бабаянц, А.А. Трусов // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 6. – С. 16–19.

7. *Боровский М.Я.* Возможности разведочной геофизики при поисках и разведке углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, И.Н. Плотникова, И.В. Успенский // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во ФЭН АН РТ, 2014. – С.173–176.

8. *Боровский М.Я.* Разведочная геофизика при изучении угленосных толщ Татарстана / М.Я. Боровский, Р.З. Мухаметшин, В.И. Богатов // Геологическое изучение земных недр Республики Татарстан. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2002. – С.138–139.

9. *Боровский, М.Я.* Геофизические методы подготовки и контроля процессов эксплуатации природных битумов / М.Я. Боровский, Э.К. Швыдкин, Р.З. Мухаметшин, Ю.Э. Халабуда, Б.В. Успенский. – М.: Геос, 2000. – 170 с.

10. *Гошевский С.В.* Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа / С.В. Гошевский, П.Т. Сиротенко // Збірник наукових працьУкрДГРІ. – 2012. – № 1. – С.9–32.

11. *Левашов С. П.* Обнаружение и картирование скоплений газа в сланцевых породах мобильными геофизическими методами / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: Материалы 39-й сессии Международного научного семинара имени Д.Г. Успенского, Воронеж, 30 января – 2 февраля 2012 г. – Воронеж, 2012. – С. 162–165.

12. *Мухаметшин Р.З.* Эрозионные врезы Татарстана: нефте- и угленосность, методы изучения / Р.З. Мухаметшин, М.Я. Боровский, В.А. Трофимов // Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона :докл. засед. «Круглого стола» 10–11 ноября 1998 г. – Казань: Мастер Лайн, 2000. – С. 102–110.

13. *Мухаметшин Р.З.* Прогнозирование угленосных толщ Татарстана по геофизическим данным / Р.З. Мухаметшин, М.Я. Боровский, Г.Е. Кузнецов, Ю.Б. Антонов // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: Тез. докл. Второго междунар. симпозиума 23–27 июня 1997 г., С.-Петербург. – СПб: ВНИГРИ, 1997. – С.125–126.

14. *Небрат А.Г.* Электроразведка методом становления поля для неполяризующихся сред / А.Г. Небрат, В.В. Сочельников // Геофизика. – 1998. – № 6. – С.27–30.

15. *Хисамов Р.С.* Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский, Н.С. Гатиятуллин. – Казань: Изд-во ФЭН АН РТ, 2007. – 247 с.

16. *Шабалин Н.Я.* Сохранение энергетической независимости субъектов федерации: своевременный поиск альтернативных источников углеводородного сырья (на примере Республики Татарстан) / Н.Я. Шабалин, М.Я. Боровский, Б.В. Успенский, Р.З. Мухаметшин, Ю.Б. Антонов, А.С. Якимов // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений: Тр. научн.-практич. конфер. VI междунар. специализир. выставки «Нефть, газ–99» 8–9 сентября 1999 г., г. Казань. – Т. II. – Казань: Экоцентр, 1999. – С.148–155.

17. *Швыдкин Э.К.* Техногенные и естественные электрические поля в проблемах освоения ресурсов природных битумов (контроль за разработкой, разведка, экология): автореф. дисс. … докт. геол.-мин. наук: 04.00.12 / Швыдкин Эдуард Кузьмич. – М.: ВНИИГеосистем, 1996. – 30 с.

18. *Боровский М.Я.* Геофизическая разведка для выявления углеводородов в сланцевых толщах на территории Республики Татарстан /М.Я.Боровский, А.С.Борисов, И.Н.Плотникова, Б.В.Успенский // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С.94–96

19. *Боровский М.Я.* Разведочная геофизика на нетрадиционные источники углеводородного сырья / М.Я.Боровский, А.С.Борисов, В.И.Богатов, В.И.Филимонов, И.В.Успенский // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно- практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – С.131–133.

Техногенные источники углеводородов

Свалочный газ (биогаз). 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 (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 гибельное 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 $+30^0$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 влияния 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 [5].

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 биодеградации поллютантов: 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 биодеградации. 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 электрозондирование, 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 электрозондирования 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 биодеградации 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, сейсмозондирование 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 этого, 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°С. 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.

Технологии геофизической разведки обеспечивают возможность снижения объемов капиталоемких видов затрат (прежде всего бурения) на различных этапах и стадиях геологоразведочных работ на трудноизвлекаемые и нетрадиционные источники углеводородного сырья.

Литература ко второй части доклада – техногенные источники УВ

1. *Гелетуха Г.Г.* 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 научно-практической конференции «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, геокриология. – 2002. – № 2. – С. 182–191.

5. *Шакуро С.В.* 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.

8. *Боровский М.Я.* Геофизическое изучение техногенных источников углеводородного сырья / М.Я.Боровский, С.В. Шакуро, А.С. Борисов, В.И. Филимонов, В.И. Богатов, И.В. Успенский // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: материалы Международной научно- практической конференции. – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015. – С. 128 –130.

ПРОГРЕССИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ УГЛЕРОДНО-КИСЛОРОДНОГО (С/О) КАРОТАЖА

Н.Г. Веденина[2], Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], В.В. Гарифуллина[2], Н.П. Зиганшина[2]

[1]ПАО «Танефть», г. Альметьевск,

[2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г.Казань, vedenina_tgru@mail.ru

Выработанность запасов из традиционных коллекторов по большинству месторождений увеличивается, подходя к критическому уровню. Для поддержания уровня ресурсной базы и уровня добычи перед геологами ставится новая цель – поиск залежей нефти в нетрадиционных коллекторах. Проблема изучения и освоения залежей нефти и газа в нетрадиционных коллекторах относится к числу сложных и наукоемких. В Татарстане к таким отложениям отнесены карбонатные отложения среднефранско-верхнефаменского возраста (от саргаевского горизонта до заволжского надгоризонта).

Существует ряд проблем при оценке запасов нефти доманиковых отложений:

1. Отсутствие апробированной методики подсчета запасов нефти в доманиковых отложениях в России.

2. Отсутствие достаточного количества керна из карбонатных отложений среднефранско-верхнефаменского возраста, его лабораторного анализа.

3. Отсутствие достаточно обоснованных зависимостей для определения пористости и нефтенасыщенности доманиковых отложений.

4. Условность в обосновании граничных значений пористости и нефтенасыщенности.

5. Важной отличительной особенностью скоплений нефти доманиковых отложений является то, что они образуют так называемые залежи непрерывного типа. Они не контролируются структурными, стратиграфическими, литологическими и прочими традиционными факторами. Чаще всего отсутствует и непосредственный контроль залежи флюидоупором сверху, а также не фиксируется ограничивающий подошву залежи водонефтяной контакт.

6. Не совсем понятно, по каким принципам ограничивать залежи доманиковых отложений: по лицензионным границам, по горным отводам, в разведочных зонах, где в одной поисково-разведочной скважине вскрыты залежи нефти доманиковых отложений.

7. Отсутствие в скважинах подсчитываемых месторождений ГРП как основного доказывающего метода присутствия нетрадиционного резервуара скопления нефти.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

1. Определить основные отличия и особенности строения нетрадиционных коллекторов, признаки их нефтенасыщенности.

2. Определить стратиграфическую принадлежность и литологический состав нетрадиционных коллекторов.

3. Определить, какие методы ГИС, помимо общепринятых, позволят выделить нефтесодержащие интервалы в толще с нетрадиционными коллекторами.

4. Выбрать методы расчета кондиционных значений ФЕС для нетрадиционных коллекторов.

5. Проводить в скважинах на месторождениях в доманиковых отложениях ГРП.

6. Выбрать принципы и приемы оконтуривания залежей в нетрадиционных коллекторах.

Примером нефтеносности нетрадиционного коллектора служат доманиковые отложения среднефранско-верхнефаменского возраста Бавлинского, Бухараевского, Матросовского, Баллаевского поднятия Ново-Елховского, Сабанчинского месторождений. Запасы на месторождениях были посчитаны и поставлены на баланс в 2014 г. и в 2015 г. (рис.1, 2) [1, 5, 6, 7].

Доманиковые отложения на месторождениях представлены глинисто-карбонатными породами, обогащенными органическим веществом, с низкой пористостью и проницаемостью. В основу их изучения легли результаты, полученные при ГРП, проведенного в скважине № 1144 в 2013 году на Бавлинском месторождении. По его данным, высота трещин в отложениях достигала 22,8 м при западно-восточном направлении. Дебит нефти составил 10,6 т/сут.

Общепринятые методы ГИС позволяют выделять нефтесодержащие интервалы в толще с нетрадиционными коллекторами в идеальной среде, но в природе таковой не бывает. Кроме стандартных методов ГИС, нефтенасыщенные интервалы выделяются по данным ИННК, ИНГК-С (С/О-каротаж), который является наиболее эффективным геофизическим методом для выявления пропущенных нефтеносных горизонтов и контроля за разработкой продуктивных пластов в обсаженных колонной скважинах.

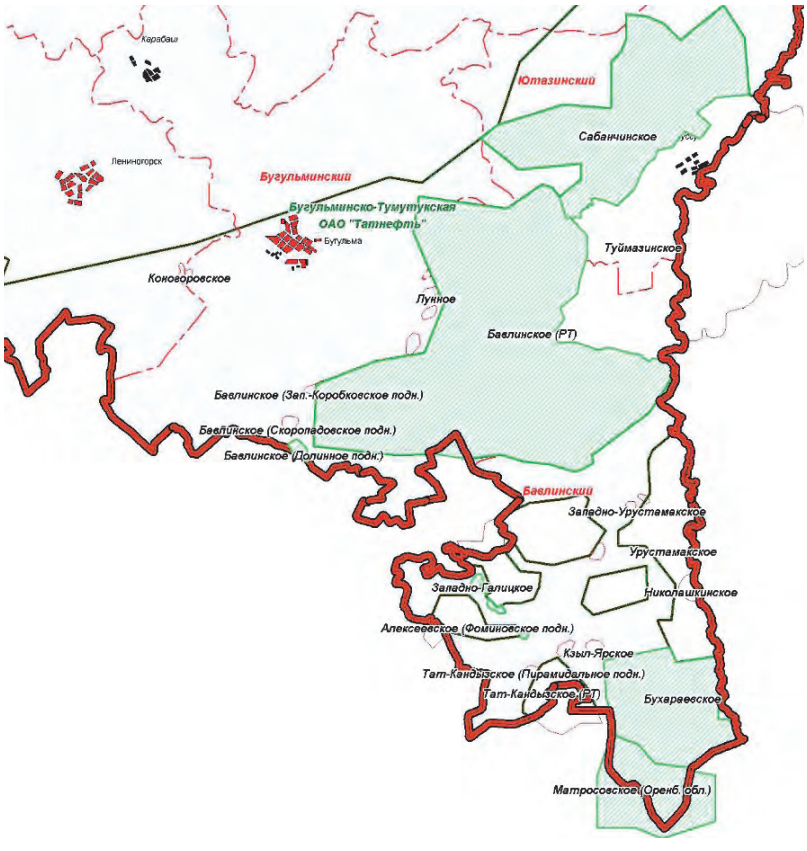


Рис.1. Фрагмент обзорной карты месторождений нефти Республики Татарстан.

В 2014 и в 2015 годах, как эксперимент, для подтверждения характера насыщения пластов- коллекторов в ряде скважин старого фонда на месторождениях был проведен углеродно-кислородный каротаж (С/О-каротаж) (скв. №№ 115, 277, 299, 411, 1144, 2691, 3917) (рис.3, 4).

Метод основан на регистрации гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов, генерируемых высокочастотным излучателем быстрых нейтронов. В модификации углеродно-кислородного каротажа используемый генератор излучает импульсы нейтронов 14 МэВ с некоторой фиксированной частотой (~10 кГц). Анализ спектров ГИНР и ГИРЗ, в силу индивидуальных их особенностей для элементов, составляющих породу, позволяет определять массовые содержания углерода, кислорода, кальция, кремния и ряда других элементов в породе, обеспечивая тем самым решения задач оценки пористости, литологического состава, нефтенасыщенности.

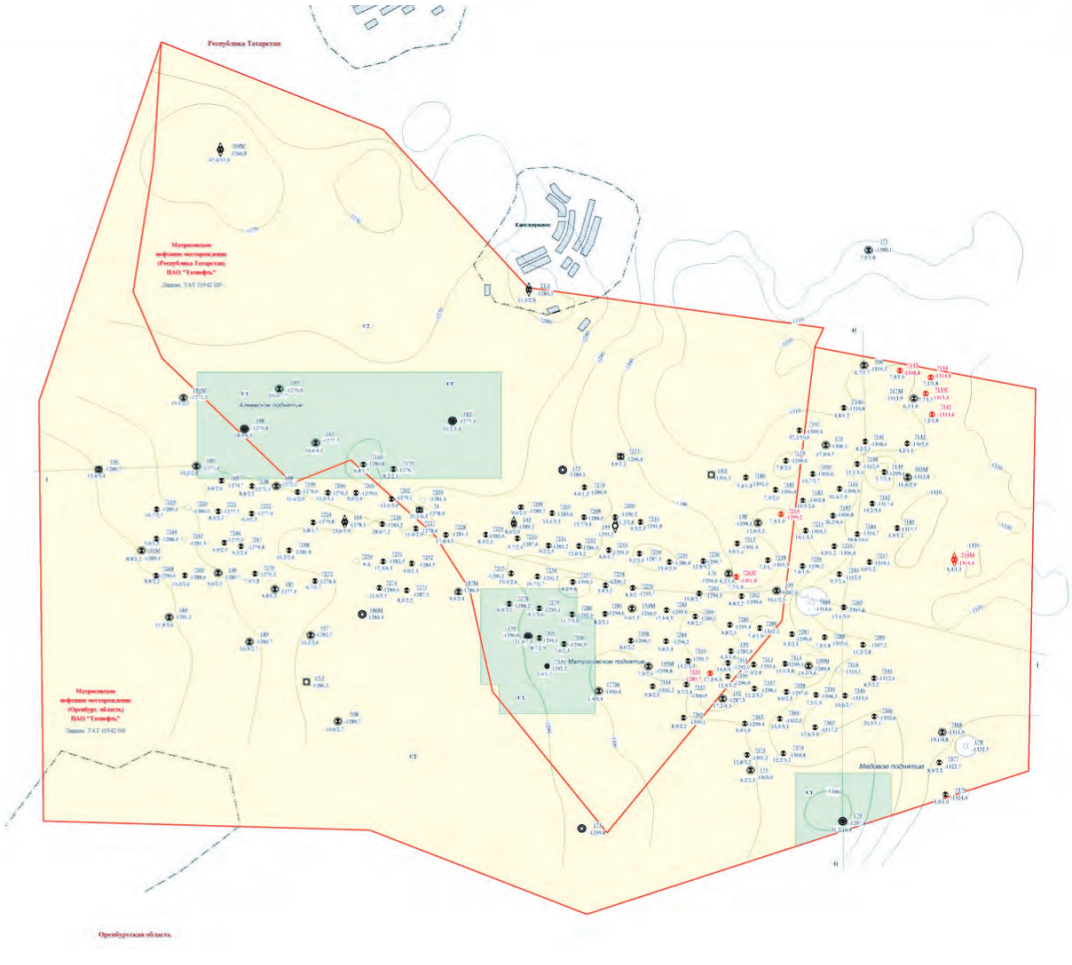


Рис.2. Структурная карта по кровле доманиковых отложений Матросовского месторождения.

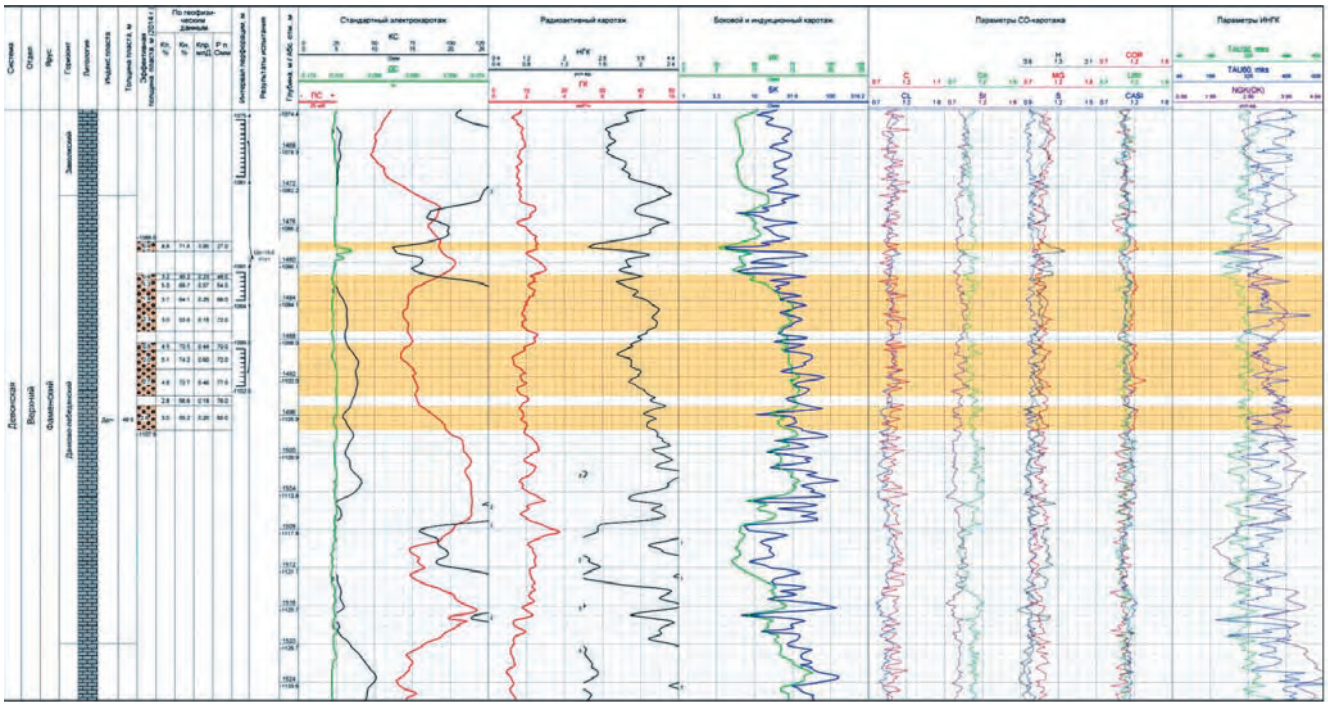


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез доманиковых отложений верхнего девона. Скважина № 1144.

При С/О-каротаже определяется параметр (COR), характеризующий распространенность в породе углерода (С) по отношению к кислороду (О). Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений. Продуктивные пласты характеризуются избыточным содержанием углерода по сравнению с водонасыщенными пластами. Для коррекции отношения С/О за влияние вещественного состава пород рассчитываются аналогичные отношения Ca/SI (CaSI, LIRI), которые отражают содержание кальция (карбонат) и кремния (песчаник) в породе.

Качественно нефтенасыщенность коллекторов отражается положительными эффектами на кривых отношений С/О каротажа, т.е. превышением показаний COR (отношение параметров С/О) над CASI (отношение параметров Ca/SI) и пониженным хлоросодержанием в пластовом флюиде по сравнению с хлоросодержанием водонасыщенных и глинистых пластов (кривая по хлору и углероду из спектров ИНГК-С) [3].

При подсчете запасов доманиковых отложений пересматривался весь геолого-геофизический материал по всему фонду скважин (описание керна и шлама, ФЕС, опробование, стандартный комплекс ГИС, газовый каротаж) и с учетом данных по С/О-каротажу выделялись нефтеносные интервалы – их границы и толщины, значения коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности.

Расчет кондиционных значений ФЕС для нетрадиционных коллекторов

Количественно нефтенасыщенность, пористость и проницаемость пластов определялась как по образцам керна в лабораторных условиях, так и по комплексу ГИС по общепринятой методике [2].

В таблице 1 представлено сравнение кондиционных значений $К_п^{гр}$, $К_{пр}^{гр}$ и $К_н^{гр}$ для традиционных и нетрадиционных пластов-коллекторов Бавлинского, Бухараевского, Матросовского, Сабанчинского и Баллаевского поднятия Ново-Елховского месторождений.

Таблица 1

Нижние кондиционные значения пористости, проницаемости и нефтенасыщенности для традиционных и нетрадиционных коллекторов доманиковых отложений

Коллектор	Пористость %	Проницаемость млД	Нефтенасыщенность %
традиционный	4,0	1,0	55,0
нетрадиционный	3,0	0,1	40,0

Корреляция разрезов скважин, наличие газовых аномалий в интервалах доманиковых отложений, сейсмические данные, петрофизический анализ материалов керновых данных позволяют утверждать, что продуктивные отложения доманиковой толщи являются резервуаром, широко развитым по площади изучаемого района.

Оконтуривание залежей доманиковых отложений

Условной границей развития продуктивных доманиковых отложений приняты зоны, в которых в пробуренных скважинах по стандартному, радиактивному и газовому каротажу не отмечены интервалы, перспективные на нефть. На Бавлинском месторождении и Баллаевском поднятии Ново-Елховского месторождения залежи нефти

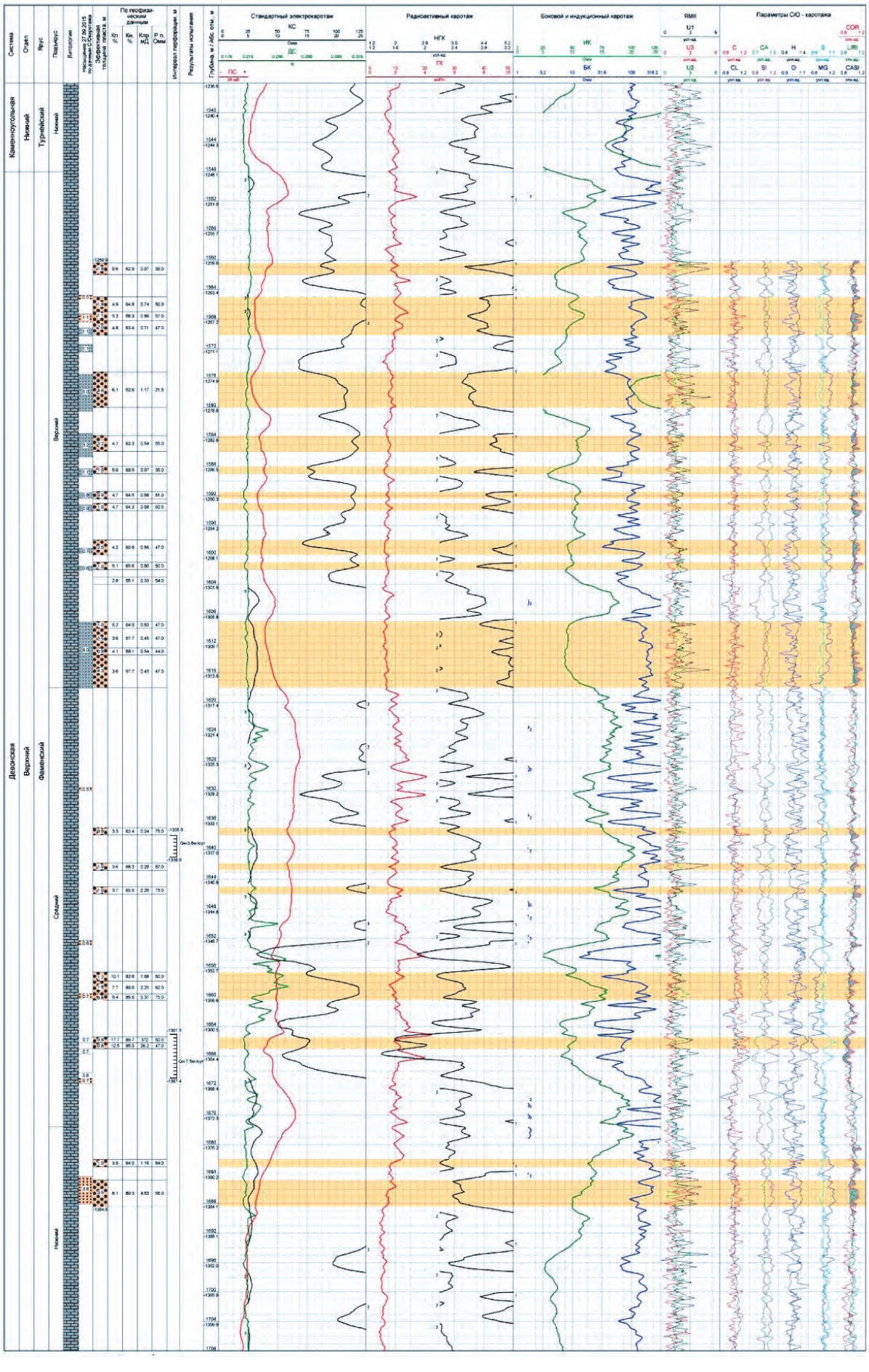


Рис. 4. Геолого-геофизический разрез доманиковых отложений верхнего девона. Скважина № 411.

доманиковых отложений ограничены линиями отсутствия коллекторов. На Бухараевском месторождении залежь нефти доманиковых отложений условно ограничена границами горного отвода, на Матросовском месторождении залежь нефти условно ограничена лицензионными границами месторождения, поскольку в скважинах, находящихся за пределами месторождений, по данным ГИС и описания керна в доманиковых отложениях имеются нефтепроявления.

Выводы

Работы по изучению нетрадиционных коллекторов находятся в стадии становления и совершенствования.

Корреляция разрезов скважин доманиковых продуктивных отложений среднефранско-верхнефаменского возраста, сейсмических данных, данных С/О каротажа и петрофизических анализов кернового материала позволяют утверждать, что доманиковые отложения являются протяженным в пространстве резервуаром.

Залежи в доманиковых отложениях не контролируются формами и параметрами структурных ловушек и не ограничиваются ни подошвенными, ни краевыми водами (отсутствие ВНК).

Границами залежей по горизонтали и вертикали служат зоны плотных пород, которые выделяются по С/О-каротажу.

Для более точного представления о размерах залежи необходимо проведение методов ГИС ИНГК-С и лабораторные исследования керна.

Литература

1. *Ахманова Т.П., Бугульминская Л.С. и др.* Пересчет запасов продуктивных отложений данково-лебедянского горизонта Бавлинского нефтяного месторождения. – Казань, 2014. – 182 с.

2. Стандарт организации. Интерпретация ГИС, алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан. ПАО «Татнефть», Альметьевск, 2013. – 33 с.

3. *В.И. Петерсилье, Г. Г. Яценко* Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах. – М. – Тверь, 2006. – 39 с.

4. *Фадеева. Н.П. Ступакова. А.В.* Обработка и интерпретация результатов исследования керна (11 образцов) с целью определения петрофизических и геохимических свойств пород. МГУ им. М.В. Ломоносова. – М., 2013. – 159 с.

5. *Веденина Н.Г., Зиганшина Н.П.* Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Бухараевского месторождения. – Казань, 2015. – 208 с.

6. *Веденина Н.Г., Зиганшина Н.П.* Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Матросовского месторождения. – Казань, 2015. – 256 с.

7. *Веденина Н.Г., Зиганшина Н.П.* Оперативный подсчет запасов нефти фаменского яруса Баллаевского поднятия Ново-Елховского месторождения. – Казань, 2015. – 87 с.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЕРМСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

[1]Р.Ф. Вафин, [1]Б.В. Успенский, [2]М.Я. Боровский

[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, borvadus@rambler.ru

[2]ООО «Геофизсервис»

Большинство выявленных месторождений природных битумов относится к Мелекесской впадине и склонам обрамляющих ее сводовых поднятий. Резерв наращивания ресурсов полезных ископаемых – изучение земель с невыясненными перспективами. К последним относятся территории Северо-Татарского (СТС) и восточного склона Токмовского сводов, Казанско-Кировского прогиба, юго-восточного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) и др. В сложившейся ситуации назрела необходимость глубоко и всесторонне проанализировать весь накопленный научно-производственный материал и на этой основе дать оценку перспектив для обоснования направлений здесь специальных поисково-разведочных работ на природные битумы при одновременной подготовке территории к глубокому нефтепоисковому бурению.

Авторами проанализированы геолого-геофизические данные более 7000 разрезов скважин структурного бурения по малоизученным землям Татарстана и прилегающим территориям Самарской и Оренбургской областей на площади свыше 55000 км^2:

Северо-Татарский свод

Битуминозность верхнепермских отложений СТС оценивалась различными исследователями неоднозначно. По мнению ряда ученых (И.М. Акишев, Ф.С. Гилязова, П.А. Шалин, 1983, 1987, 1992) земли СТС перспективны на поиски природных битумов. Однако, если на восточном борту Мелекесской впадины, западном,

юго-западном и южном склонах ЮТС зоны распространения скоплений природных битумов оконтурены и находятся в стадии детальной разведки и пробной эксплуатации, то вопрос о битуминозности отложений уфимскою и казанского ярусов СТС оставался открытым.

Территория исследования (19000 км^2) ограничена с востока р. Вяткой, запада – р. Волгой, юга – р. Камой и севера административной границей РТ (Арский, Высокогорский, Балтасинский, Кукморский, Пестречинский, Лаишевский, Рыбно-Слободской, Мамадышский районы). Рассмотрено свыше 3000 геолого-геофизических разрезов структурных скважин, из которых в 160 имеется керновый материал по уфимским и казанским отложениям.

Уфимско-нижнеказанский природный резервуар.

По кровле отложений уфимского яруса СТС как структура 1 порядка вырисовывается менее отчетливо, чем по поверхности кристаллического фундамента или терригенных отложений девона. Выделяются Ковалинское и Кукморское сводовые поднятия и фрагмент Елабужско-Бондюжской структурной зоны (по данным Е.Д. Войтовича и Н.С. Гатиятуллина) схемы тектонического районирования кристаллического фундамента. Структурный план уфимской поверхности Северо-Татарского свода подтверждает унаследованность его развития и имеет более сглаженные очертания, сохраняя свое местоположение и границы.

Строение песчаниковой пачки, здесь, характеризуется следующими особенностями. Наблюдаются постепенное уменьшение мощности, исчезновение явно выраженных линейных полос, и на фоне широкого поля отсутствия пород песчаниковой пачки сохраняются лишь отдельные ее пятна. В исследуемом районе, область распространения песчаников прослеживается на северо-запад, где, не достигнув северной границы Татарстана, заканчивает свое развитие.

Ширина зоны от 50–60 км на юго-востоке до 10–20 км на северо-западе. Мощность отдельных раздувов песчаниковой пачки не превышает 15–17 м, конфигурация песчаных линз различная. В отличие от аналогичных отложений западного склона ЮТС, на СТС преимущественное развитие получили породы более тонкого гранулометрического состава. Песчаники, как правило, тонко- и мелкозернистые, глинистые чередуются с прослоями алевролитов и глин. Это позволяет отнести зону распространения песчаниковой пачки здесь к дистальной (краевой) части авандельты. Далее на север и западнее от выделенной зоны простирается узкая полоса развития относительно глубоководных фаций, представленных глинистыми темно-серыми доломитами, зеленовато-серыми глинами, мергелями, зеленовато-серыми песчаниками. Отложения уфимского яруса трансгрессивно перекрываются «лингуловыми» глинами нижнеказанского подъяруса, образуя природный резервуар дискретного типа.

Битумопроявления в песчаниковой пачке отмечены (по керну) в скважинах: 1, 3, 9, 71 Алан-Полянской и Прикамской, 390 Берсутской, Арташской, 704 Тукаевской, 1 бис, 2 бис, 3, 3 бис Змиевской площадей. В песчано-глинистой пачке в скв. 275 Мамадышской и скв. 10 Змиевской площадей. В скважинах 1 бис, 2 бис, 3, 3 бис, мощность битуминозного песчаника колеблется от 7 до 10 м. Большинство битумопроявлений расположено на юге территории, в зоне, примыкающей к битумным полям бассейна р. Шешмы. Песчаниковая пачка в исследуемом районе резко сокращается в мощности, развита не повсеместно, а лишь отдельными изолированными пятнами. Наличие значительных скоплений природных битумов в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса маловероятно.

Казанский природный резервуар. СТС по кровле казанских отложений вырисовывается менее отчетливо, чем по поверхности нижележащих отложений. Выделяются очертания, изрезанных современной овражной сетью, Ковалинского и Кукморского сводовых поднятий и фрагмент Елабужско-Бондюжской структурной зоны.

Казанские отложения Татарстана и прилежащих к нему с юга Самарской и Оренбургской областей характеризуются весьма неоднородным литологическим составомслагающих их пород. Особый интерес представляет средняя (терригенная) часть казанского яруса. Этот интервал разреза, сложенный чередующимися песчаными, алевролитовыми, глинистыми и изредка карбонатными породами, относится частично к кровле нижнеказанского, сериям «ядреный камень» и «слоистый камень» верхнеказанского подъярусов. Данный комплекс отложений выделяется в особую катергинскую свиту(Г.В. Виноходова, С.С. Эллерн), возраст которой является переходным ранне-позднеказанским. С наиболее опесчаненным разрезом катергинской свиты, связаны скопления битумов в казанских отложениях центральной части Чистопольского Закамья.

Полоса развития свиты, прослеживается с юго-востока (Самарская, Оренбургская области) на северо-запад Татарстана. На территории СТС катергинская свита представлена в основном глинистыми породами с маломощными прослоями песчано-алевритового материала. На участках расширения песчаный материал встречается в наибольшем количестве. Он приурочен, главным образом к отложениям средней части казанского яруса, где выражен серией относительно выдержанных в пространстве «пластов», разделенных глинистыми породами. Иногда эти пласты сливаются друг с другом и образуют достаточно мощные (до 20 м) песчаные тела своеобразной формы. Будучи разделенными и ограниченными сверху и снизу глинистыми и глинисто-алевролитовыми породами, песчаные тела формируют отдельные природные резервуары, с которыми связаны системы ловушек и, вероятно, приуроченные к ним скопления битумов. Мощность осадочных тел варьирует от нуля на западе и востоке территории до 18,5 м на юге. Полоса распространения песчаных пород, шириной до 120 км на юге, имеет субмеридиональное направление, на севере сужается до 13 км.

Битумопроявления выявлены в двух скважинах: в центральной (скв. 96 Масловской площади) и южной части района (скв. 2бис Змиевской площади). Несмотря на сравнительно небольшую толщину пород-коллек-

торов катергинской свиты, на СТС имеются определенные перспективы на выявление битумных скоплений в казанском ярусе.

Восточный склон Токмовского свода, западный борт Мелекесской впадины и южная оконечность Казанско-Кировского прогиба.

Западный Татарстан в тектоническом отношении занимает специфическое положение, распространяясь на сочленении нескольких крупных структурных элементов – восточного склона Токмовского свода, западного склона СТС, южной оконечности Казанско-Кировского прогиба и северной части западного борта Мелекесской впадины. В административном отношении территория (24 000 км^2) охватывает Апастовский, Буинский, Верхнеуслонский, Дрожановский, Зеленодольский, Камско-Устьинский и Тетюшский районы Татарстана.

Авторами по материалам более 1500 скважин рассмотрены геологическое строение и условия образования сероцветных формаций нижней и верхней перми.

Исследуемый район в ранней перми располагался в области относительно изолированного участка эпиконтинентального бассейна. Особенности разреза выражаются в повторяемости карбонатных, в основном доломитовых пород в низах и доломитово-сульфатных – в верхней его части. Имели место процессы усиленного сульфатонакопления и как следствие – отсутствие выдержанных пластов-коллекторов.

Сакмарский природный резервуар.

Эродированная поверхность сакмарских отложений характеризуется довольно расчлененным, дифференцированным рельефом. Большая часть территории приурочена к Казанско-Кировскому прогибу, осложненному многочисленными локальными структурными формами. Амплитуда поднятий колеблется от 88 м на Казакларском до 15,5 м на Юртушском, размеры меняютсяот 1,5х3 км до 3,5х7 км.

Восточный склон Токмовского склона и западный борт Мелекесской впадины представлены поднятиями от 5х5,5км до 4,0х16 км (Урмарское); амплитуда структурных форм до 34 м (Кайбицкое).

Битумопроявления в отложениях сакмарского яруса нижнего отдела пермской системы не зафиксированы.

Казанский природный резервуар.

В современном плане кровля рассматриваемых образований, представляет дифференцированную структуру, повторяет структурно-тектонические и эрозионные формы поверхности сакмарского яруса и условно соответствует Казанско-Кировскому прогибу и склонам Северо-Татарского и Токмовского сводов. Структурно-тектонический план казанских отложений находится в прямом соотношении с современным рельефом региона.

Казанско-Кировский прогиб, занимает доминирующее положение. По пермским слоям фиксируется инверсионная структура – Вятский вал, осложненный небольшими положительными и отрицательными формами. По кровле отложений казанского яруса размеры локальных поднятий значительны (от 4х7,5 км до 6х12,5 км), амплитуда достигает 37–50 м (Атабаевское, Камско-Устьинское, Каратаевское).

Казанские породы непосредственно налегают на размытую поверхность сакмарских. Палеорельеф последней оказал значительное влияние на очертания, амплитуду и размеры локальных поднятий вышележащих отложений. Долины доплиоценовых рек не только повлияли на структурный план образований казанского яруса, но и сказались на условиях современного размещения углеводородных скоплений верхнепермского битуминозного комплекса.

Определение масштабов битуминозности территории Западного Татарстана, осуществлено на основе анализа изменений суммарной битумонасыщенной мощности казанских отложений. Суммировались толщины битумонасыщенных пропластков выше и ниже серии «подбой». Общие мощности продуктивных слоев варьируют от нуля на севере и западе территории, до 44,4 м на Старо-Майнинской площади.

Количественная оценка запасов битуминозных пород проведена по Сюкеевскому месторождению, где мощность битуминозной части нижнего комплекса по данным 15 скважин с керном из этих отложений колеблется от 4 м (в скв. 1 Апастовской площади) до 22 м (скв. 415), составляя в среднем 8,6 м. Мощность битуминозной части верхнего комплекса по данным 11 скважин изменяется от 3 м (скв. 322) до 10,3 м (скв.1 Апастовской площади), равняясь в среднем 6,8 м. Содержание битума по массе породы в верхнем и нижнем битуминозных пластах варьирует от 0,1–0.2% до 10–14%. Средняя концентрация битума в породах верхнего пласта от 4,58 до 4,96% (масс), нижнего – от 1,82 до 3,86% (масс).

Восточный борт Мелекесской впадины.

Верхнепермский терригенно-карбонатный битуминозный комплекс восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС в объеме уфимского и казанского ярусов изучен достаточно хорошо. В работе значительное внимание уделяется нижнепермскому нефтебитуминозному комплексу.

Сакмарский природный резервуар.

Для оценки ресурсной базы природных битумов изучены (по керну) поля распространения битумопроявлений и проанализированы вариации мощности пород сакмарского яруса центральной части восточного борта Мелекесской впадины. В структурных скважинах, для картирования ОМГ в кровле ассельских отложений, керн поднимался только из нижней части сакмарского яруса. Учитывая, что керном охарактеризован далеко не весь интервал разреза нижней перми, битумопроявления предполагаются на значительно большей территории. Общая площадь битуминозных полей в пределах региона 870 км^2.

Реальные площади распространения битумов могут увеличиться за счет районов расположения скважин без выноса керна из сакмарского яруса.

На ряде участков выявлены жидкие нефти, вязкость которых близка к таковой в разрабатываемых пластах среднего и нижнего карбона. Наличие нефтепроявлений в сакмарских образованиях освоенных месторождений существенно повышает интерес к этой части разреза.

Прогнозные ресурсы природных битумов сакмарских отложений восточного борта Мелекесской впадины и западного склона ЮТС значительны.

Юго-восточный склон ЮТС.

Выявление природных резервуаров нижнепермских отложений юго-востока Республики Татарстан представляет особый интерес. Во-первых, природные резервуары содержат скопления природных битумов, во-вторых, высоковязких нефтей, что подтверждается данными бурения на Сулинской (Татарстан), Кулбаевской, Чатбашевской (Башкортостан) и др. площадей.

Изучена территория (12200 кв. км) в пределах Азнакаевского, Бавлинского, Бугульминского и др. районов Республики Татарстан и северной части Самарской и Оренбургской областей. Проанализировано более 1800 разрезов структурных скважин.

Среди нижнепермских природных резервуаров наибольшее внимание заслуживают те, которые приурочены к верхней части разреза сакмарских отложений.

Сакмаро-артинский природный резервуар. На структурно-эрозионной поверхности образований сакмарского яруса ЮТС вырисовывается менее отчетливо, чем по кристаллическому фундаменту или терригенным отложениям девона. Пермские породы гипсометрически приподняты в сравнении с соседними районами. На этом фоне они образуют ряд валообразных поднятий северо-западного и северо-восточного простирания. К прогибам северо-западного простирания приурочены долины рек Шешмы, Степного Зая, Ика. Склоны поднятий и прогибы характеризуются повышенной трещиноватостью. В юго-восточной части Татарстана и прилегающих к ней районов Башкортостана, Оренбургской и Самарской областей установлены две основные крупные, морфологически резко выраженные структуры II-го порядка – валы: Сокско-Шешминский на западе и Туймазинско-Бавлинский на востоке, разделенные Бугульминским прогибом.

Поверхность сакмарских образований в значительной степени эродирована допозднепермским перерывом в осадконакоплении. Верхняя часть разреза представлена обширными зонами развития пород-коллекторов, сформировавшихся в результате процессов карстования, выщелачивания, трещиноватости. При картировании природных резервуаров нижнепермского карбонатного нефтебитуминозного комплекса использованы показатели: мощность сакмарского яруса, литологический состав, современный структурный план. Гипсометрия пространственного положения отложений сакмарского яруса характеризует распределение брекчиевидных толщ (склоны положительных структурных форм, речные долины, палеоврезы), с которыми связаны наиболее емкие коллекторы. С запада на восток происходит довольно резкое увеличение мощностей от 50-60 м на Урмышлинской площади до 190 м на Сабанчинской. Склоны структур II-го порядка осложнены более мелкими локальными участками повышенных и сокращенных мощностей, в формировании которых участвовали эрозионные и карстовые процессы, протекавшие в поздне- и послесакмарское время. Установлено, чем больше мощность сакмарских отложений, тем больше вероятность обнаружения в них зон развития коллекторов. Это подтверждается распределением нефте- и битумопроявлений в карбонатной толще.

Многочисленные исследования, выполненные в Татарстане и Башкортостане показывают широкое распространение в нижнепермских (сакмарско-кунгурских) отложениях нафтидов, характеризующихся фазовым состоянием – отгазообразного до твердого. Содержатся они в карбонатных и сульфатно-карбонатных коллекторах. Насыщенность пород битумами неравномерная, как по площади, так и по разрезу, обусловленная различными факторами. Количество битуминозных прослоев от одного до восьми, суммарная мощность достигает 41 м (Лазурная структура). Основное поле битумопроявлений приурочено к южной части территории (Бугульминская, Сулинская, Шалтинская площади) – зонам развития повышенных мощностей. Интерес представляет Николашкинская залежь тяжелой сернистой нефти.

Битуминозность связана, в основном, со склонами структур второго порядка Сокско-Шешминским и Туймазинско-Бавлинским валами и контролируется отдельными зонами повышенной мощности сакмарских образований. Битумопроявления располагаются отдельными пятнами, оконтуренными по нескольким скважинам. Отсутствие связи между скоплениями природных битумов и локальными положительными структурами – следствие фациальных условий формирования природных резервуаров.

Основные скопления углеводородов приурочены к наиболее погруженным зонам распространения сакмарского яруса в интервале глубин от 250 до 400 м. В осевых частях положительных структур второго порядка битумопроявления не выявлены.

КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЕБИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Н. Гатауллин

Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru

Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти сопровождается многолетним снижением нефтеотдачи пластов: в недрах остается более 70% неизвлеченной нефти. В целом уже потеряно примерно 15 млрд тонн потенциально извлекаемых запасов нефти, то есть примерно столько, сколько добыто за всю историю развития нефтяной промышленности России.

За последние 15–20 лет средняя проектная величина коэффициента извлечения нефти снизилась в 1,8 раза – с 0,5 до 0,28. Это объясняется тем, что сырьевая база уже много лет пополняется в основном за счет трудноизвлекаемых запасов, а утвержденные проекты их разработки предусматривают, как правило, традиционно применение заводнения, влекущего за собой большие потери.

Необходимость в применении новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов и интенсификации добычи нефти обусловлена, прежде всего, тем, что после заводнения более половины запасов нефти остается в пласте. В связи с этим начали разрабатываться «вторичные» и «третичные» методы увеличения нефтеоотдачи пластов, совместимые с заводнением.

Современное состояние в области методов воздействия на продуктивный пласт обусловлено новым качеством располагаемых запасов нефти и, прежде всего, тем, что превалирующая доля их – трудноизвлекаемые запасы. И если раньше стояли задачи более эффективного освоения месторождений на ранних этапах, то в настоящее время возникла необходимость повышения эффективности их разработки на поздних стадиях.

Интенсификация процесса извлечения нефти обусловлена необходимостью прироста ее добычи на поздних стадиях разработки месторождений. В то же время освоение высоковязких и трудноизвлекаемых запасов углеводородов, составляющих около 70% всех располагаемых ресурсов нефти в Российской Федерации, влечет за собой значительные материальные и энергетические затраты. В связи с чем чрезвычайно актуальной задачей является применение энергосберегающих экологически безопасных технологий добычи. Перспективным направлением решения этой задачи является использование упругих волн для интенсификации процесса извлечения нефти. Для большинства углеводородных запасов в России (обводненные месторождения и низкопроницаемые коллекторы) необходимы технологии, которые не являются приоритетными для других стран. Значительный интерес представляет использование волнового воздействия как одной из составляющих – предлагаемый в данном проекте комбинированный метод воздействия на продуктивный пласт. При этом воздействии достигается: экологическая чистота, отсутствие вредного влияния на геологическую структуру пластов и химический состав извлекаемого продукта; техническая безопасность и относительная простота применения метода. В представленном проекте предложен метод комбинированного воздействия на продуктивный пласт с целью интенсификации процесса добычи нефти и повышения полноты извлечения ее из недр, в особенности – высоковязкой нефти и природных битумов. Применение метода обусловлено также необходимостью интенсификации внутрипластовых процессов и увеличения дебита скважин, в итоге – обеспечения рентабельности процесса добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Сущность предлагаемого комбинированного метода увеличения нефтеотдачи пластов заключается в формировании поля упругих колебаний внутри продуктивного пласта и в призабойной зоне скважины (рис.1). Волновое поле в пласте формируется с помощью излучателя колебаний – 1, присоединяемого к насосно-компрессорной трубе на забое скважины. Для возбуждения колебаний давления в потоке агента, нагнетаемого в пласт с целью вытеснения нефти, используются различные физические эффекты, реализуемые в излучателе. Колебания, распространяемые в пласте, формируют поле упругих колебаний. В качестве рабочих агентов могут быть использованы газы и жидкости. Физические явления, которые наблюдаются при этом, позволяют интенсифицировать процесс фильтрации флюидов, насыщающих пористые коллекторы. В итоге это способствует увеличению объема извлекаемого из недр углеводородного сырья и снижению энергетических затрат.

Сущность такой технологии состоит в совмещении применяемых методов увеличении нефтеотдачи с волновым воздействием [1]. С помощью этого метода в процессе промысловых испытаний впервые в отечественной практике нефтедобычи достигнута рентабельная скважинная добыча природного битума: кратно увеличился дебит скважин, снизилась обводненность извлекаемой продукции, уменьшились удельные энергетические затраты (Мордово-Кармальское и Первомайское месторождение ОАО «Татнефть») [2, 3]. При этом, как показано проведенными исследованиями, возможно достижение синергетического эффекта и кратное улучшение определяющих показателей качества процесса.

Эффективность применения волновых методов воздействия на нефтяные пласты изучается более 50 лет – как в нашей стране, так и за рубежом.

Вибрационные и акустические технологии повышения продуктивности скважин отличаются относительной простотой, экологической чистотой и малыми энергетическими и материальными затратами. В их основе лежат различные способы передачи энергии от поверхностных и скважинных источников в пласт. Под действием колебаний устраняется блокирующее влияние остаточных фаз газа, нефти и воды, инициируется фильтрация флюидов в низкопроницаемых пропластках и зонах и повышается охват пласта воздействием как по толщине, так

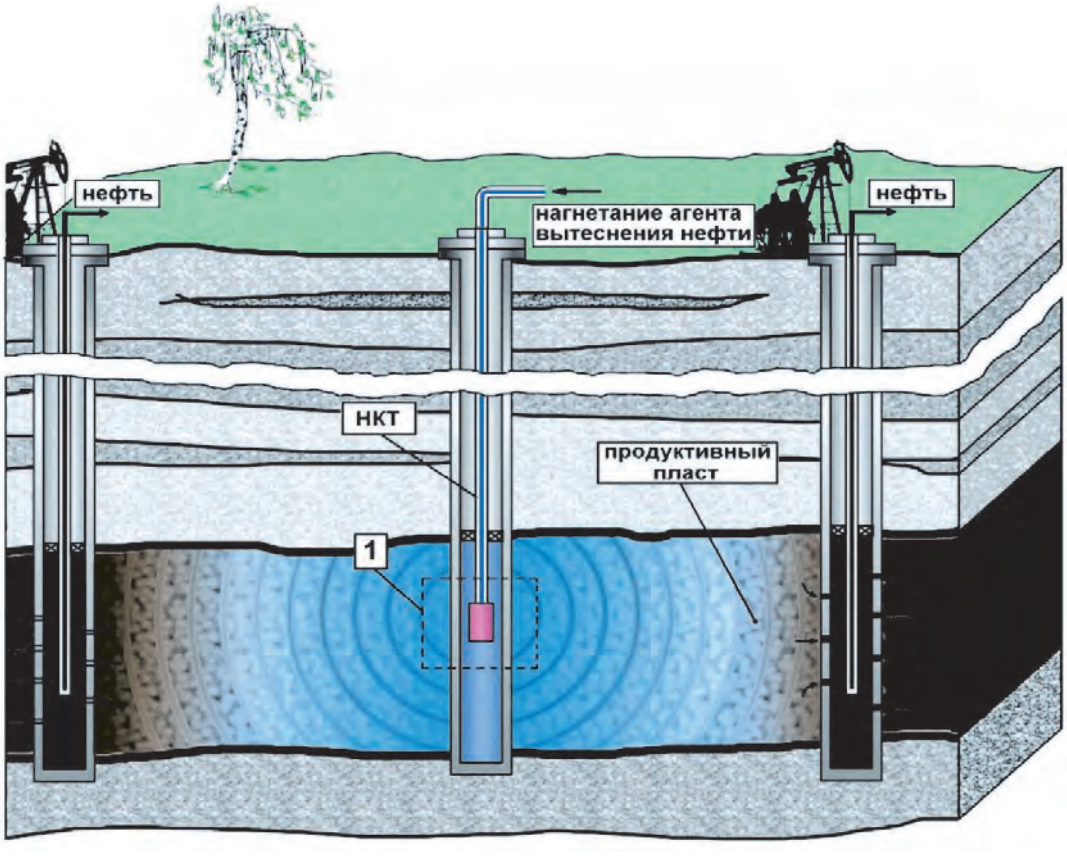


Рис. 1. Схема реализации технологии комбинированного воздействия.
1 – излучатель колебаний давления.

и по простиранию, а также снижается равновесная концентрация газа в жидкости и др. Кроме того, в малопроницаемых пластах при достижении достаточно высоких значений амплитуды колебания давления происходит еще и гидроразрыв пласта.

Акустические волны и эффект кавитации в призабойной зоне пласта приводят к разрушению поверхностного слоя стенок в призабойной зоне скважин, очистке закупоренных поровых каналов продуктивного пласта. Депрессия активизирует возникновение кавитации, ускоряет приток пластовой жидкости (нефти) к скважине, способствует удалению кольматантов из поровых каналов. Упругие волны на два-три порядка ускоряют процесс релаксации механических напряжений. В призабойной зоне пласта (ПЗП) это способствует уменьшению отрицательных последствий бурения и вскрытия пластов, обусловленных напряжениями в породах вблизи скважин и перфорационных каналов; это способствует восстановлению равновесия между ПЗП и проницаемостью коллектора.Кроме того, волновое поле существенно способствует снижению вязкости пластового флюида и увеличивает его приток к скважине [4].

Сейсмоакустическое воздействие основано на использовании упругих волн. Эффекты, возникающие при прохождении упругих волн через насыщенные пористые среды, сводятся к следующему [5]: увеличение относительных фазовых проницаемостей нефти в большей степени, чем воды; увеличение в 10 раз скорости и полноты капиллярного вытеснения нефти водой; изменение напряженного состояния пород коллектора и связанное с этим изменение структуры порового пространства.

Основным мотивом применения сейсмоакустического воздействия (САВ) является неоднородность продуктивных пластов по проницаемости. Объектом САВ следует считать также подвергнутые обработке объемы вышезалегающих или нижезалегающих пластов на расстоянии 20–50 метров. Предельное значение радиуса воздействия достигает 2000 метров от скважины.

Виброволновое воздействие на низких и средних частотах охватывает влиянием области призабойной зоны пласта (ПЗП) и более глубокие зоны пластов. С существенно меньшей интенсивностью замечено влияние упругих колебаний на фильтрационные процессы в насыщенных пористых средах; на структурно-механическое состояние матрицы скелета и насыщающие компоненты при напряжениях и градиентах внутрипорового давления.

Влияние акустического поля на насыщенную пористую среду обусловленно особенностями воздействия на жидкость, газ и сплошное тело. Это вызвано, во-первых, наличием двух типов продольных волн и, во-вторых, присутствием развитой поверхности раздела твердой и жидкой фаз.С увеличением интенсивности акустического поля относительный прирост температуры повышается. Полученные результаты свидетельствуют также об интенсивности внутрипорового тепло- и массопереноса между твердой фазой коллектора и фильтрующейся жидкостью [6].

Анализ результатов применения технологии добычи битумов при помощи горизонтальных скважин (ГС) [7, 8] показал, что наиболее эффективным является использование двух горизонтальных скважин, расположенных одна над другой. Верхняя служит для нагнетания теплоносителя, нижняя – для отбора битума – так называемая технология SAGD (SteamAssistedGravityDrainage).

При добыче высоковязких нефтей и природного битума с применением термоволнового воздействия на пласт целесообразно принять именно эту технологию, когда пар подается через излучатель колебаний давления в верхнюю горизонтальную скважину (рис.2). При этом формируется волновое поле, воздействующее совместно с температурой на пласт, а из нижней горизонтальной скважины отбирается нефть или битум. Этот вариант тепловолнового воздействия является наиболее эффективным для условий на месторождениях Западной Сибири, Республики Татарстан и т.д.

Из прогретой зоны нефть (битум) и конденсат стекают к нижней перфорированной горизонтальной трубе. В случае неперфорированной верхней горизонтальной скважины прогрев пласта происходит за счет теплопроводности длительное время. Поэтому верхняя труба перфорируется. Делается, это также для эффективного прохождения волнового поля из скважины в пласт. Благодаря этому осуществляется напорный режим добычи. При этом регулируется режим закачки пара, чтобы не допустить большое паро-нефтяное соотношение. Процесс может быть реализован на залежах практически любой вязкости углеводородов.

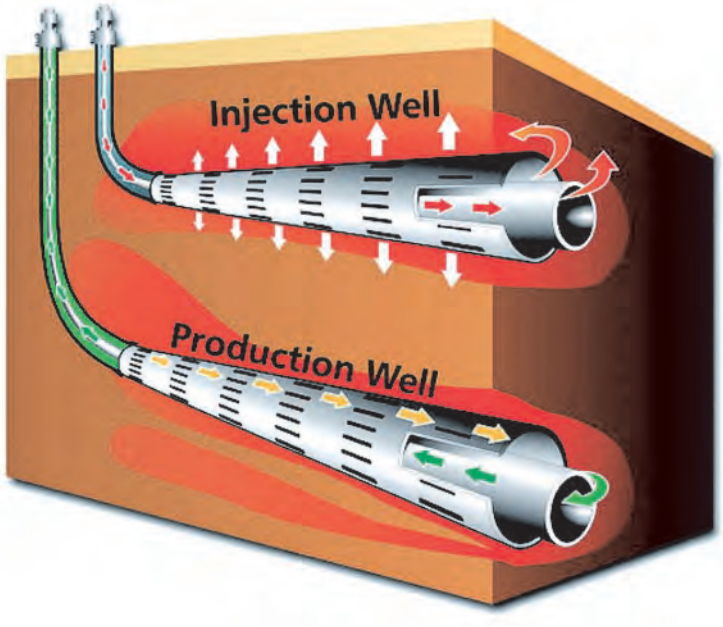


Рис. 2. Схемы разработки продуктивного пласта с помощью горизонтальных скважин: нагнетательной (сверху) и добывающей.

Применение тепловолнового воздействия на продуктивный пласт рентабельно также с точки зрения очистки призабойной зоны пласта, поскольку при эксплуатации пласта в ствол добывающей скважины совместно с нефтью выносятся парафины, асфальто-смолистые вещества, механические примеси, вода и др. Пониженные значения температуры и давления приводят к интенсивным отложениям парафинов. Температуры плавления многих парафинов лежат в пределах 40–80°С. Тепловое поле должно обеспечить плавление парафина в призабойной зоне пласта и вынос его при последующей эксплуатации скважины на земную поверхность.

В связи с увеличением теплопроводности насыщенных горных пород в упругом поле повышается эффективность совместного применения термического и волнового воздействия. В этом случае, изменяя интенсивность и частоту акустического поля, можно увеличить или уменьшить радиус прогрева приствольного массива.

Для реализации волнового воздействия на пласт необходимы соответствующие технические средства – излучатели или генераторы упругих волн.

Рассматриваемые ниже технические средства генерации колебаний давления в основном связаны с волновыми методами воздействия. Их классификация выглядит следующим образом [9, 10]: 1) устройство для возбуждения ударных гидроимпульсов, вызываемых механическим путем, что влечет за собой образование в призабойной зоне пласта искусственных трещин. Основным недостатком этих средств является их трудоемкость, энергоемкость и малая прочность; 2) устройства для возбуждения в призабойной зоне пласта различного рода механических колебаний. Эти устройства, как правило, механического типа с передвижными элементами и узлами. В ряде случаев для обеспечения их работы на забой скважины подается электропитание. В связи с чем осложняется их эксплуатация, снижается их надежность и работоспособность; 3) устройства для осуществления воздействия на пласт направленной импульсной струей рабочего тела; они же, как правило, обеспечивают генерацию колебаний давления низкой частоты; 4) устройства, обеспечивающие воздействие на пласт упругими волнами давления в жидкости в режиме периодической срывной кавитации, вихревых эффектов и т.д. Для генерации колебаний с помощью этих устройств используется, как правило, энергия собственно потока агента воздействия или рабочего тела. В этом их преимущество.

Следует отметить, что разрабатываемые технические устройства (излучатели колебаний), применяемые прикомбинированном воздействии на пласт, имеют ряд своих особенностей и преимуществ: использование в качестве источника энергии для формирования волнового поля преобразованной части энергии нагнетаемого в пласт потока агента; отсутствие в излучателе подвижных элементов конструкции; возможность регулирования в широких пределах режима воздействия – частоты и амплитуды генерируемых колебаний. Все это позволяет

исключить необходимость в дополнительном источнике энергии, повысить ресурс работы излучателя, расширить область эффективного применения технологии, упростить и снизить стоимость технических средств.

Практическое применение подобные системы нашли при широкомасштабной апробации в условиях разработки Мордово-Кармальского месторождения природных битумов: при нагнетании пара в пласт [2], а также при нагнетании воздуха в условиях внутрипластового горения [3].

Поскольку наблюдаемая в процессе добычи тенденция характеризуется снижением нефтеотдачи – основного показателя рационального использования сырьевой базы, то выходом из сложившейся ситуации является наращивание добычи нефти рассматриваемыми методами воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми углеводородами.

Литература

1. *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.

2. *Гатауллин Р.Н.* Моделирование процесса тепловолнового воздействия на продуктивный пласт в условиях горизонтальных скважин: дисс. ... канд. техн. наук. – Казань. 2009. – 150 с.

3. *Marfin E.A., Kravtsov Y.I., Abdrashitov A.A., Gataullin R.N. &Galimzyanova A.R.* Elastic-Wave Effect on Oil Production by In Situ Combustion: Field Results // Petroleum Science and Technology. – Vol. 33. – Issue 15–16. – 2015. – P. 1526–1532.

4. *Муслимов Р.Х.* Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. – Казань: Фэн АН РТ, 2014. – 750 с.

5. *Pant A.* Johnson. Seismic stimulation of oil production in depleted reservoirs. Proposal summary // GeoEngineering Group Los Alamos National Laboratory. pp. 1–5 1995.

6. *Кузнецов О.Л., Ефимова С.А.* Применение ультразвука в нефтяной промышленности. – М.: Недра, 1983. – 192 с.

7. *Гатауллин Р.Н., Галимзянова А.Р.* Определение протяженности горизонтального участка скважины для интегрированного воздействия на пласт // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 4 (99). – С. 44–48.

8. *Butler R.M.* The potential for horizontal wells for petroleum production // JCPT. – 1989. – № 3. – P.39–47.

9. *Муфазалов Р.Ш., Гимаев Р.Н., Арсланов И.Г., Зарипов Р.К.* Акустические генераторы, разработанные для интенсификации технологических процессов добычи и переработки нефти // Труды научно-практической конференции VI международной специализированной выставки «Нефть, газ – 99». Казань, 8–9 сентября 1999 г. – Т. 2. – С. 329–335.

10. *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.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ И МИКРОГЕЛЕВЫХ СОСТАВОВ

Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Е. И. Варламова

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, gsk@tatnipi. ru

Физико-химические свойства нефтяных пластов и насыщающих их флюидов определяют начальное распределение нефти и воды в пласте, формирование остаточных запасов нефти при вытеснении нефти водой, а также выбор оптимальных рабочих агентов для МУН.

Нефтяные пласты месторождений ПАО «Татнефть» характеризуются высокой неоднородностью строения пластов: высокими значениями расчлененности и песчанистости, а также различными значениями проницаемости прослоев и зон пласта. Содержащаяся в терригенных пластах нефть имеет различные значения динамической вязкости (от двух до десятков тысяч мПа·с) в зависимости от содержания в нефти асфальтенов, смол, парафина и растворенного газа, значений температуры и давления пласта.

По данным экспертных оценок остаточные запасы нефти по видам распределяются следующим образом [1, с. 19]:

1. Нефть, остающаяся в слабопроницаемых прослоях и участках, не охваченных заводнением;
2. Нефть в застойных зонах пластов;
3. Нефть, остающаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами;
4. Капиллярно-удержанная и пленочная нефть.

Остаточная нефть, указанная в пунктах 1–3, не охвачена процессом заводнения вследствие высокой макронеоднородности разрабатываемых пластов и образования застойных зон. Для увеличения извлечения этой части нефти применяются совершенствование существующих систем и технологий разработки, гидродинамические методы увеличения нефтеизвлечения (изменение направления движения закачки воды с помощью нестационарного заводнения, одновременно-раздельная эксплуатация пластов и т. д.) и физико-химические методы увеличения охвата пласта заводнением. Капиллярно-удержанная и пленочная нефть извлекается с помощью физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения (тепловых методов, закачки растворителей, ПАВ, полимеров и т. д.).

Для извлечения остаточных запасов нефти из пластов с проницаемостью более 0,1 мкм^2 и вязкостью нефти до 300 мПа·с в институте «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» в 2014 году на основании лабораторных исследований разработана технология закачки гелеобразующих и микрогелевых составов (технология МГС-К). Технология заключается в приготовлении и закачке в нефтяной пласт через нагнетательную скважину гелеобразующих и микрогелевых составов, образующихся при смешивании раствора анионного полиакриламида (ПАА) с растворами солей хрома и алюминия. Для увеличения коэффициента вытеснения нефти в микрогелевый состав добавляется ПАВ.

Закачка гелеобразующего состава предназначена для выравнивания профиля приемистости скважины и применяется перед закачкой микрогелевой системы.

Закачка микрогелевого состава, представляющего собой дисперсную систему из закачиваемой воды, ПАВ и микрогелевых полимерных частиц размером 0,1–5 мкм, предназначена для увеличения охвата пластов заводнением и извлечения капиллярно-удержанной и пленочной нефти.

Микрогелевый состав по сравнению с раствором ПАА при равной массовой доле ПАА имеет более высокие вязкоупругие свойства. Это способствует увеличению сопротивления при проталкивании микрогелевых частиц в сужениях пор. В результате увеличивается движение закачиваемой воды в поровых каналах с капиллярно-удержанной нефтью и обеспечивается частичное вытеснение этой нефти к реагирующим добывающим скважинам. Вытеснению капиллярно-удержанной нефти способствует также адсорбция микрогелевых частиц на поверхности поровых каналов, закупоривание сужений пор микрогелевыми частицами и снижение поверхностного натяжения на границе нефти с водой с помощью ПАВ.

Блокирование поровых каналов микрогелевыми частицами в высокопроницаемых прослоях приводит к увеличению вытеснения нефти закачиваемой водой в низкопроницаемых нефтенасыщенных прослоях и зонах пласта.

Преимуществами технологии МГС-К являются высокая эффективность технологии при использовании низких концентраций полиакриламида и сшивателя, применение недорогих и экологически безопасных сшивателей отечественного производства, получение гелеобразующих и микрогелевых композиций при использовании воды любой минерализации, отсутствие периода гелеобразования после закачки в пласт гелеобразующей композиции, всесезонность технологии в результате применения ПАВ с низкой температурой застывания.

Преимуществом также является низкая динамическая вязкость полимерных составов, обеспечивающая низкие гидравлические сопротивления в трубопроводах при закачке полимерных составов от установки их приготовления до забоя скважины.

Необходимо также отметить, что микрогелевые составы способствуют разрушению добываемой водонефтяной эмульсии, снижают коррозию скважинного оборудования, обладают агрегативной стабильностью и высокой устойчивостью к механической деструкции при движении через насосы, устьевую арматуру, задвижки, насосно-компрессорные трубы и перфорационные отверстия.

Следует отметить, что в пластовых условиях, в течение одного года, происходит разрушение полимерных составов [2, с. 34]. Это обеспечивает восстановление приемистости нагнетательных скважин для последующего извлечения остаточной нефти.

В 2015 г. технология МГС-К применена на участках 146 нагнетательных скважин с использованием передвижных и стационарных установок для приготовления и закачки химреагентов. Объем закачки полимерных составов в скважину изменялся от 500 до 1000 м^3 в зависимости от приемистости скважин.

По состоянию на 01.07.16 в результате применения в 2015 г. технологии МГС-К на участках 146 нагнетательных скважин дополнительно добыто 179,5 тыс. т нефти. Дополнительная добыча нефти от применения технологии в одну скважину составила, в среднем, 1230 т. Технологический эффект от применения технологии продолжается.

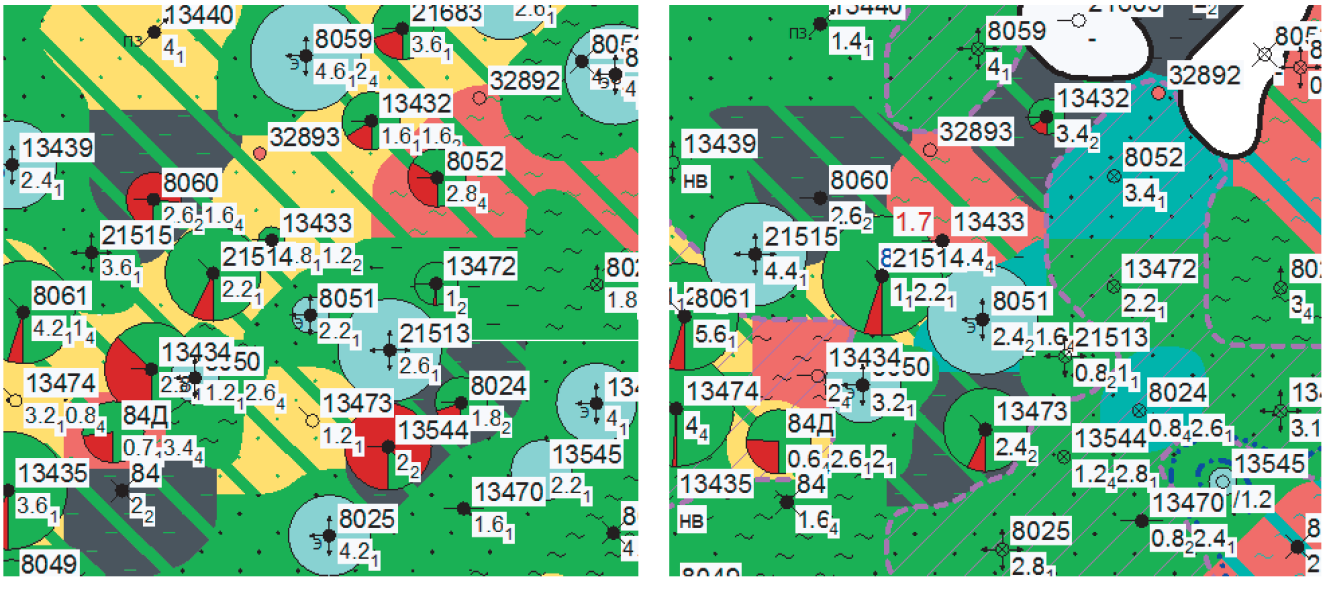
Для примера ниже приведены результаты применения технологии МГС-К на участках нагнетательной скважины № 8051 кыновского и пашийского горизонтов Березовской площади.

С 1995 года через скважину № 8051 проводится закачка пресной воды в пласты «До» и «$Д_{1-}$а» кыновского и пашийского горизонтов девонских отложений. Пласты сложены высоко- и низкопроницаемыми прослоями, что привело к неравномерной их выработке и необходимости применения метода увеличения охвата пластов заводнением для увеличения добычи нефти. Карты разработки участков скважины № 8051 по пластам «До» и «$Д_{1-}$а» приведены на рис. 1.

В августе 2015 года в скважину № 8051 проведена закачка гелеобразующего состава в объеме 300 м^3 и последующая закачкой микрогелевого состава с ПАВ в объеме 300 м^3. При закачке полимерных составов отмечалось увеличение давления на устье скважины с 4,4 до 8,0 МПа вследствие снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев и вовлечения в разработку низкопроницаемых прослоев.

Для нагнетательной скважины № 8051 реагирующими добывающими скважинами являются скважины № 8052, 13433, 13472, 13473 и 21514. Динамика суммарной месячной добычи нефти и обводненности реагирующих скважин до и после применения технологии МГС-К в скважине № 8051 приведена на рис. 2.

После применения технологии МГС-К месячная добыча нефти на участках нагнетательной скважины № 8051 увеличилась с 470 т/мес. в августе 2015 г. до 895 т/мес. в октябре 2015 г. при снижении обводненности с 94 до 89%. В результате применения технологии добыто 1400 т дополнительной нефти.



Пласт «До» Пласт «$Д_{1-}$а»

Рис. 1. Карты разработки участков скважины № 8051 по пластам «До» и «$Д_{1-}$а».

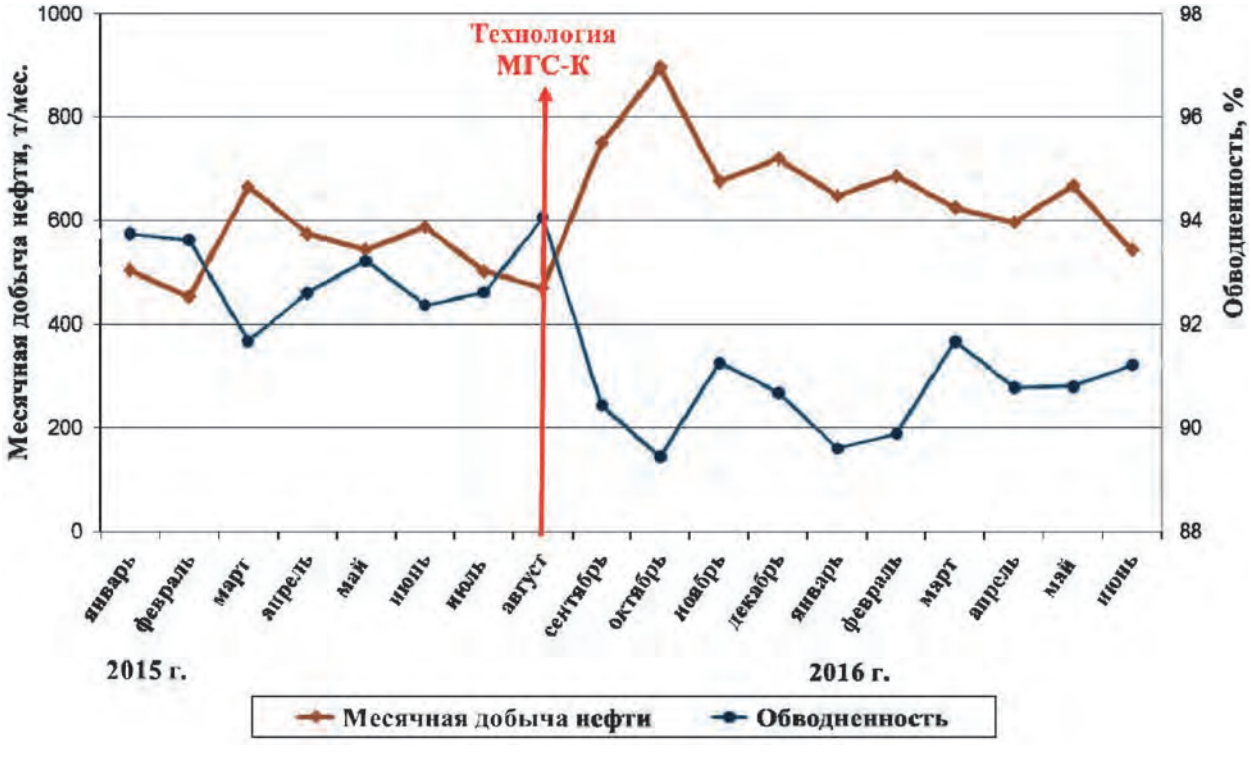


Рис. 2. Динамика месячной добычи нефти и обводненности реагирующих скважин до и после применения технологии МГС-К в нагнетательной скважине № 8051.

Литература

1. *Сургучев М. Л., Горбунов А. Т., Забродин Д. П. и др.* Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 347 с.

2. *Ибатуллин Р. Р., Подымов Е. Д., Васильев Э. П. и др.* О совместимости методов увеличения нефтеотдачи пластов, применяемых на месторождениях ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 34–38.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА БИТУМНЫХ ПОДНЯТИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Е.Г. Грунис

Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань, evgeshkin81@mail.ru

Возрастающий спрос на энергоносители ставит перед геологами и нефтяниками все новые задачи. Для поиска решения необходимы революционно научные идеи, передовые технологии и принципиально новые подходы. Одним из таких направлений является объемное геомоделирование, в основе которого лежит математическое прогнозирование геологических структур, то есть моделирование свойств горных пород в промежутке между скважинами, в которых проведены измерения, или, говоря языком геостатистики, проведение интерполяции. В 2013 году компанией Schlumberger, на протяжении 80 лет являющейся технологическим лидером в мировой нефтегазовой индустрии, был разработан программный комплекс для трехмерного геомоделирования – Petrel 2013, позволяющий сохранить в своей структуре геологические, геофизические и гидродинамические данные об исследуемой геологической структуре.

Предмет исследования проведенной работы состоял в следующем: разработать и проанализировать алгоритм интерполяции геологической структуры (на примере поднятия сверхвязкой нефти), с нерегулярной (неравномерной) сеткой (когда расстояние между скважинами неодинаковое) пробуренных на этой структуре скважин используя современные геоинформационные системы и технологии, в качестве которых выступает вышеупомянутый программный комплекс компании Schlumberger.

Объектом исследования является поднятие СВН, расположенное на территории Республики Татарстан (более подробно описать поднятие не представляется возможным по причине коммерческой тайны). Отложения уфимского яруса (P_1u) в районе исследований представлены шешминским горизонтом (P_1ss), в котором выделяются две пачки: нижняя – песчано-глинистая (старокувакская – P_1ss_1) и верхняя – песчаная (ашальчинская – P_1ss_2), на данном поднятии эта пачка является базовым горизонтом для залежей СВН уфимского нефтегазоносного комплекса. Покрышкой битумоносных пород уфимского яруса является нижняя пачка байтуганского горизонта (P_2bt_1) казанского яруса. Сложена покрышка глинами серыми, пепельно-серыми, известковистыми, крепкими, плотными, мергелевидными, аргиллитоподобными, с прослойками алевролита, иногда песчанистыми, с оскольчатым или с раковистым изломами, слоистыми по плоскостям наслоения, с раковинами лингул, с кристаллами пирита (МГ «лингуловые глины»).

С целью комплексного изучения терригенных пород коллекторов уфимских отложений была сформирована сетка, состоящая из 61 пробуренной скважины глубиной от 151,0 до 214,0 метров. Бурение скважин велось долотами диаметром от 125,0 до 152,4 мм, в продуктивном интервале – с отбором керна колонковыми наборами КС-108 и УКС-У-109/67. После бурения долотом и с отбором керна в скважинах был проведен полный комплекс геофизических исследований, включающий следующие методы: БК, кавернометрию, ГГКп, ГК, БКЗ, ИК, ННКб и ННКм, НГК, резистивиметрию, ЯМК. Отобранный в процессе бурения керн был отправлен в лабораторию, для определения следующих параметров: типа насыщения; открытой пористости; объемной плотности; связанного и подвижного водосодержания; весового и объемного битумосодержания; эффективной пористости; эквивалентного диаметра пор и каналов; проницаемости по газу; кажущейся минералогической плотности; определения гранулометрического состава и общей карбонатности.

После получения всех результатов вышеупомянутых методик для данного поднятия в программе Petrel 2013 была построена трехмерная модель, состоящая из геофизической (построенной по данным геофизических исследований скважин) (рис. 1) и геологической (построенной по геологическим журналам, составленным в процессе отбора и последующего описания керна) (рис. 2) моделей.

На этапе построения моделей были проведены детальные исследования по выявлению алгоритма интерполяции, дающего наиболее точный результат при построении геологической структуры с неровной сеткой наблюдения. Методика исследования состояла в следующем:

1) построений объемных моделей по нерегулярной сетке, состоящей из 61 скважины (рис. 1 и 2);

2) проведений кросс-валидации, т.е. сравнений результатов, полученных в результате различных методик интерполяции с реальными данными, когда нерегулярная сетка разбуривания поднятия, состоящая из 61 пробуренной скважины (рис. 3), была преобразована в сетку из 30 скважин (рис. 4) путем исключения скважин на плане поднятия в шахматном порядке;

3) построений трехмерных геофизических и геологических моделей для оставшихся 30 скважин (рис. 4), методами предлагаемыми программой Petrel 2013: most of; minimum; median; maximum; Arithmetic; Mid point pic; Random pic; Zone specifi. При последующей интерполяции осредненных значений были задействованы методы:

а) Indicatorkriging (индикаторный кригинг) – это обычный кригинг (особенностью обычного кригинга является постоянство среднего значения), выполненный для индикаторов.

Основой проведения индикаторного преобразования явилось определение типа горной породы для одного набора пороговых значений геофизических и геологических параметров, рассчитанных по каротажным геофизическим кривым и по данным описания керна;

б) Sequential indicator simulation (Порядковое индикаторное моделирование). Данный метод базируется на последовательном принципы, в отличие от Гауссова моделирования, не предполагает существования определен-

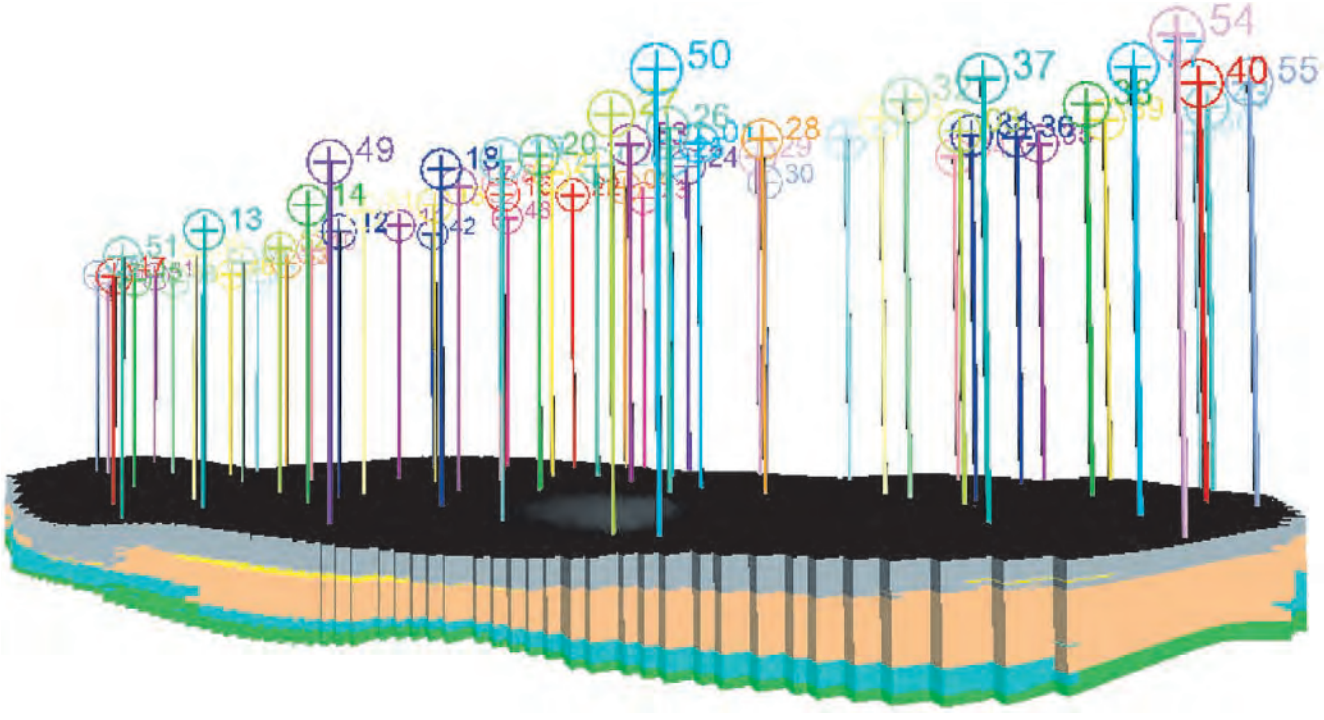


Рис. 1. Объемная геофизическая модель поднятия.

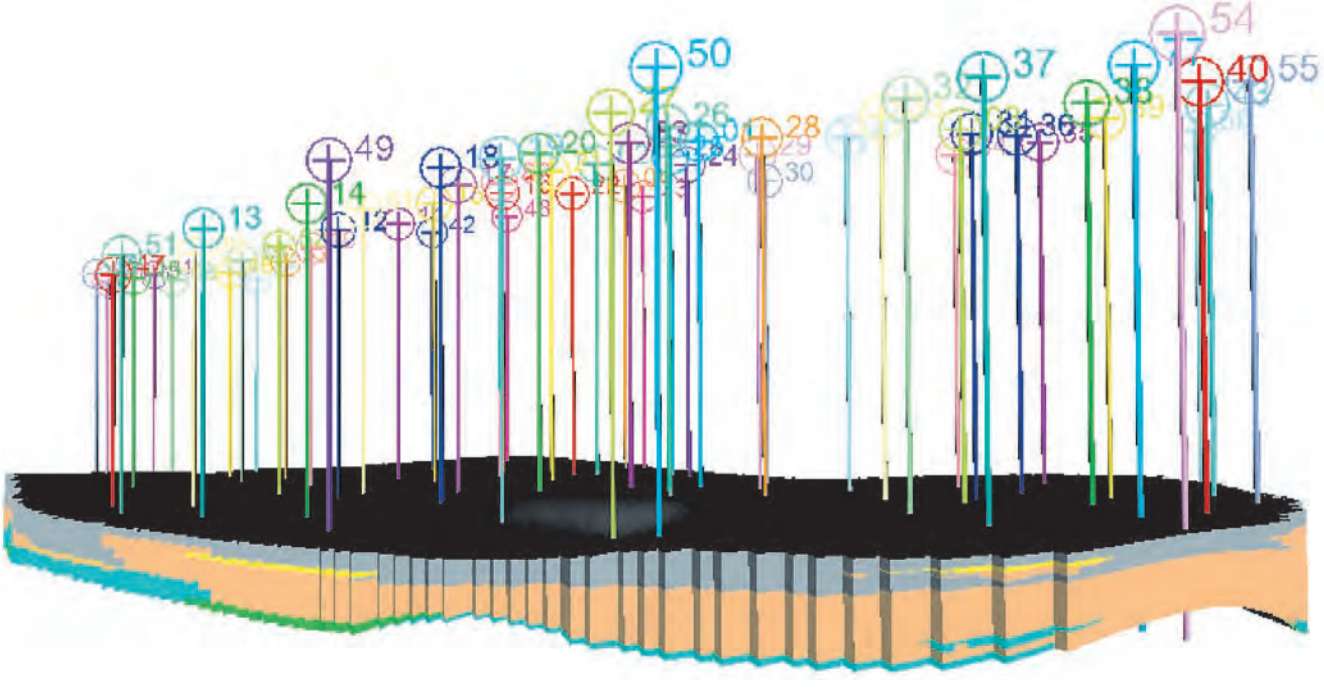


Рис. 2. Объемная геологическая модель поднятия.

ной аналитической формы локального распределения. Вместо этого локальная функция распределения плотности вероятности оценивается при помощи индикаторного кригинга. Индикаторный подход заключается в моделировании бинарных индикаторных переменных, которые принимают значения либо 1, либо 0 в зависимости от присутствия или отсутствия свойства в данной точке.

в) Truncated Gaussian simulation (сокращенное Гауссово моделирование) является модификацией последовательного Гауссова моделирования для разрывных и категориальных переменных.

4) После построения моделей был проведен анализ сходимости реальных результатов для исключенных скважин и результатов по этим скважинам, полученным моделированием (кросс-валидация методом «складного ножа»). Анализировались мощность продуктивного горизонта и отметки глубины кровли уфимской толщи.

Результаты проведенной методики по геофизическим данным представлены в таблицах 1 и 2, по геологическим данным – в таблицах 3 и 4 (таблицы представлены на слайдах презентации).

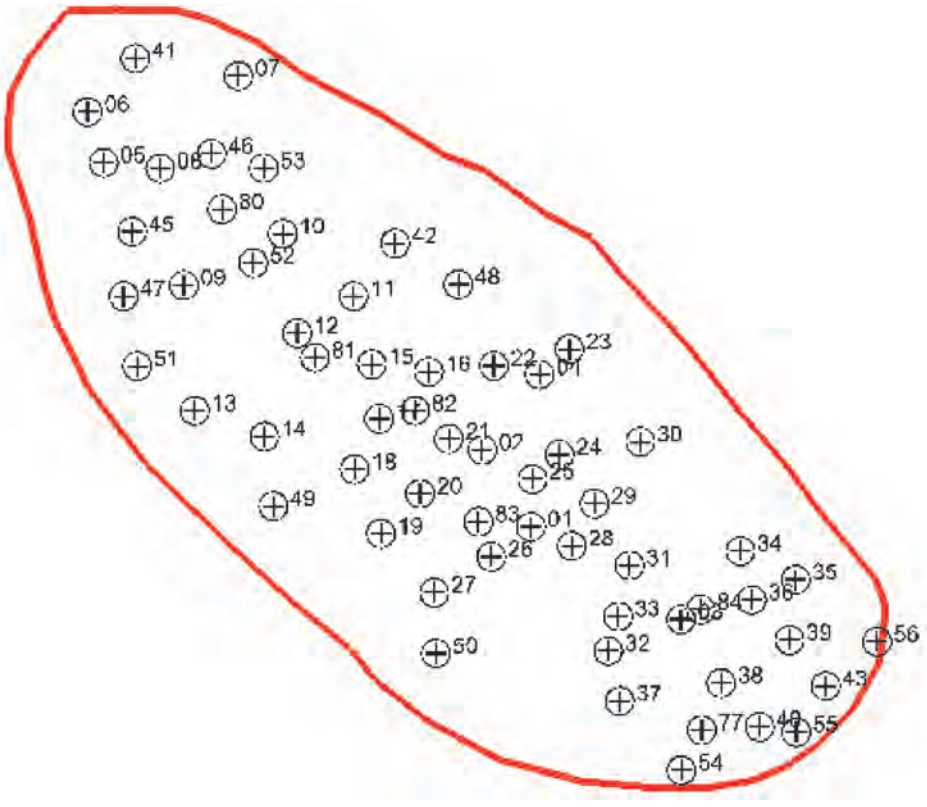


Рис. 3. План разбуривания поднятия для 61 скважины.

По представленным в таблицах 1–4 значениям мощностей и глубин кровли продуктивного пласта были построены графики сходимости результатов (графики есть на слайдах презентации). По данным графикам была определена величина достоверности аппроксимации, составившая 91,3% по мощности продуктивного пласта и 97,9% по глубине кровли продуктивного пласта по геофизическим данным; 90,0% по мощности продуктивного пласта 96,5% по глубине кровли продуктивного пласта по геологическим данным.

5) Построение полигонов Вороного, или разбиение Тиссена, ячейки Дирихле, или области влияния скважин,

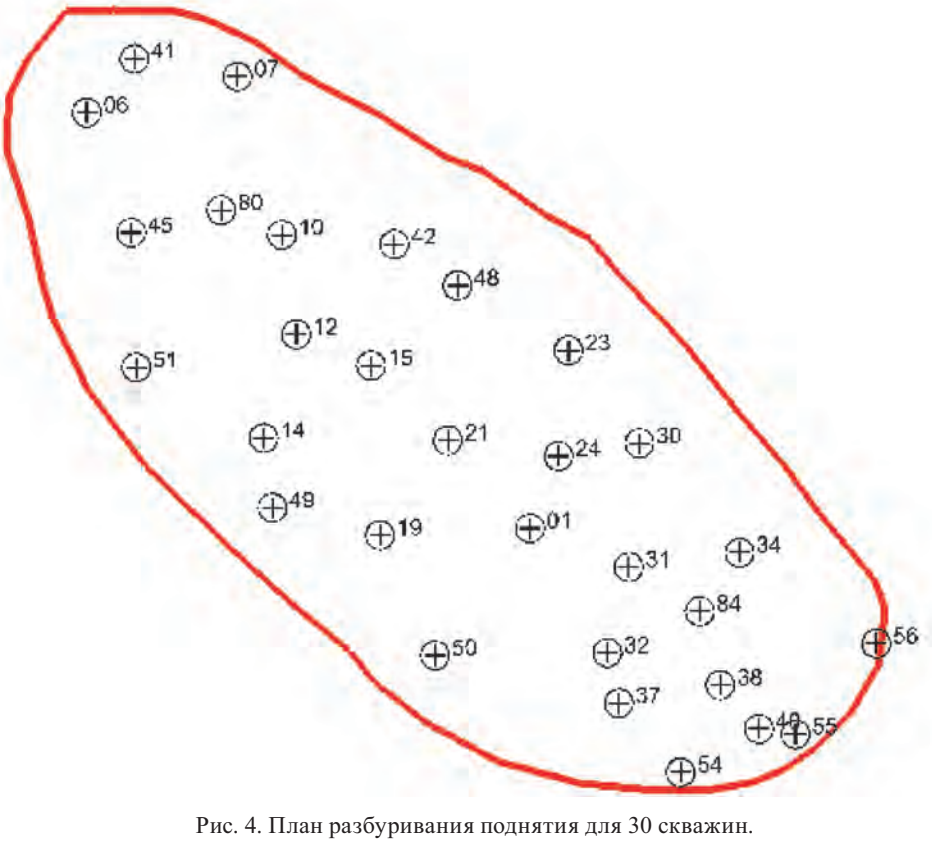


Рис. 4. План разбуривания поднятия для 30 скважин.

исключенных при повторном построении моделей из проведения кросс-валидации (рис. 5). Полигон Вороного P_i, построенный для точки измерений $\mathbf{x}_i$ (скважина), характеризуется тем, что содержит те точки, расстояние от которых до точки $\mathbf{x}_i$ меньше или равно расстоянию до любой другой точки измерений $\mathbf{x}_j$ (до другой скважины). Таким образом, представленное поднятие было разделено на 31 область. Территория каждого полигона характеризуется определенной методикой интерполяции, являющейся наиболее подходящей для скважины, вокруг которой он был построен, например, разрез по линии скважин №№ 8-81-25-3, представленный на рис. 5 синей линией. Данный разрез пересекает границы 10 полигонов – соответственно он бы построен в результате применения 10 методик интерполяции (вертикальный разрез представлен на слайде презентации).

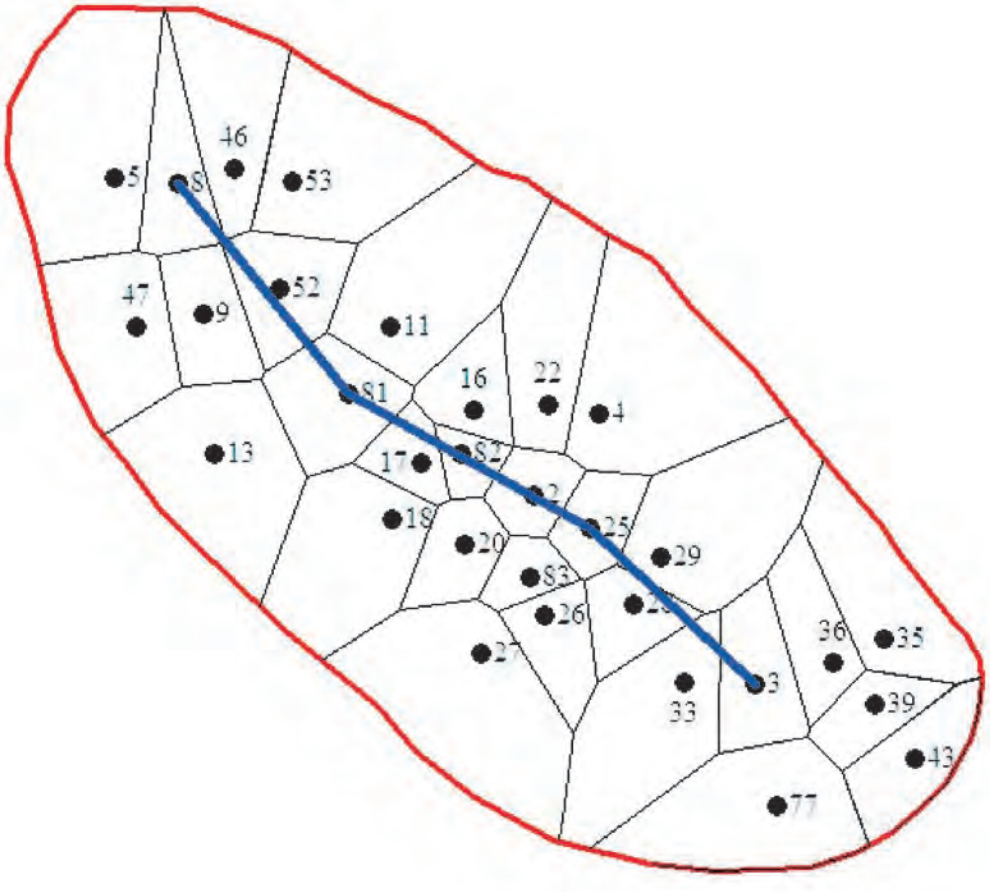


Рис. 5. Полигоны Вороного, построенные на площади поднятия СВН для каждой скважины, исключенной из повторного построения модели для проведения кросс-валидации.

Выводы

1. Эффективность комплексного технологического подхода к изучению терригенных пород коллекторов уфимского яруса была подтверждена результатами бурения на поднятии сверхвязкой нефти.

2. Специальная методика осреднения и интерполяции геофизических и геологических методов может применяться для получения достоверной информации о пространственном положении продуктивных отложений.

3. Показана эффективность анализа данных и пространственного моделирования при построении различных трехмерных геологических и геофизических моделей, согласующихся с имеющимися данными.

4. Для построения точной трехмерной модели поднятия с нерегулярной сеткой наблюдения (множества точечных значений, логически никак не связанных между собой) недостаточно одного сочетания метода осреднения и интерполяции. Необходимо комплексное применение методов для каждой исследуемой скважины в отдельности, так как неравномерность задания опорных точек усложняет определение координат для других точек поверхности, которые не совпадают с опорными точками.

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РТ

В. В. Емельянов
ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть»
e-mail: zgeo_pn@tatneft. ru

Ключевой стратегической целью деятельности компании является поддержание и наращивание объемов добычи нефти как основного условия обеспечения финансово-экономической стабильности. В условиях значительной выработанности основных крупных месторождений и значительного пробуренного фонда скважин, одной из актуальных задач является увеличение ресурсной базы углеводородного сырья, в том числе за счет нетрадиционных коллекторов, ранее классифицировавшимися как неколлекторы. Последнее решение руководства страны о создании на территории деятельности ПАО «Татнефть» полигона под названием «Доманик», по разработке доманиковых отложений, свидетельствует о том, что данные отложения, в том числе аналоги («бажениты» и т. п.), являются одними из наиболее перспективных для увеличения как ресурсной базы, так и наращивания объема добычи нефти в целом по стране.

Широкое применение в США гидравлического разрыва пласта и горизонтального бурения направлено на добычу нефти и природного газа из ранее недоступных сланцевых пластов. Этот процесс был назван «сланцевой революцией». Только за последние несколько лет, добыча нефти в США (традиционной нефти, добыча которой всего десять лет назад находилась в окончательном упадке) начала быстро расти и в значительной степени благодаря нефти, добытой из сланцевых пластов (tightoil).

Итак, какие на сегодняшний день существуют проблемы при разработке доманиковых отложений. Во-первых, практически полное отсутствие проницаемости доманиковых пород. Во-вторых, как следствие, низкие значения дебита и накопленной добычи. В-третьих, нет методики по поиску, разработке данных отложений, выделению по данным ГИС коллекторов.

До сих пор доманиковые отложения считались неколлекторами и внимание на себя обратили недавно, в связи со «сланцевым бумом». Несмотря на то что про нефтенасыщенность доманиковых пород было известно уже несколько десятилетий назад, однако нет практически никаких существенных наработок в данном направлении.

В принципе, доманиковые отложения похожи по составу со своими аналогами (рис. 1). Но существенное отличие, от которого зависит, в том числе и нефтеотдача, это пластовая температура и давление. Для бажена свойственны температуры порядка 100 град., наши отложения же имеют температуру 25–35 град. Этот фактор оказывает существенное влияние на генерацию УВ.

Рис. 1. Сравнение доманиковых отложений с аналогами в США и Западной Сибири.

Целью данной работы является попытка поиска закономерностей и ответов на вопросы образования и распространения залежей нефти доманиковых отложений на территории северо-востока РТ.

Основанием для проведения работы и анализа послужили полученные притоки нефти с саргаевского горизонта на двух разведочных скважинах, находящихся на значительном расстоянии друг от друга, а также ранее осуществлявшаяся добыча нефти из пород доманикового горизонта.

В рамках программы опытно-промышленных работ по выявлению и разработке залежей нефти доманиковых отложений ПАО «Татнефть», на скважинах проведены матричные большеобъемные кислотные обработки пласта-коллектора, где давление закачки не превышало давления разрыва породы. На стадии проектирования

БОПЗ совместно с институтом «ТатНИПИнефть» на образцах керна, проведен подбор оптимального кислотного состава, моделирование самого процесса и т. д. (рис. 2).

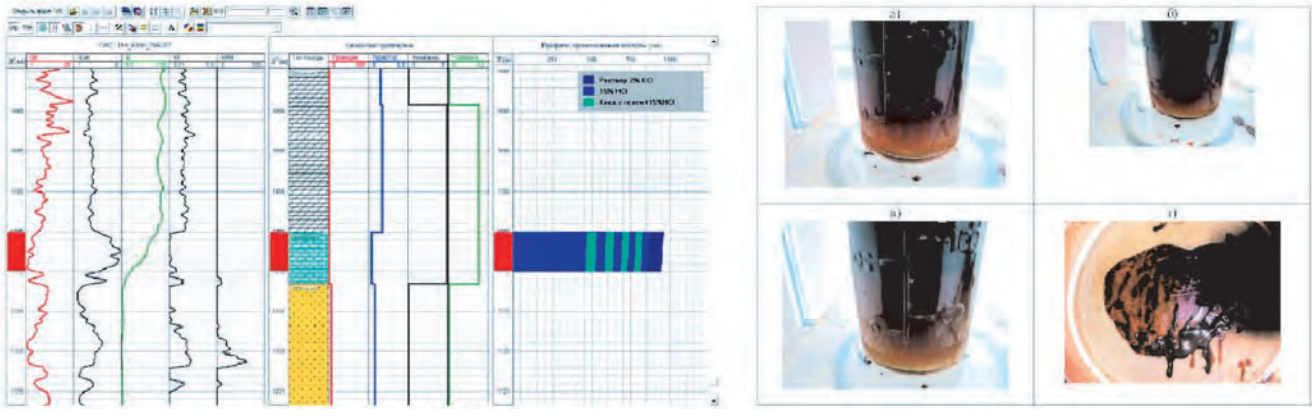


Рис. 2. Моделирование процесса БОПЗ. Результаты смешения кислотных составов с глубинными пробами нефти.

После проведения БОПЗ дебит на скважине увеличился в 10 раз. Произведен подсчет запасов нефти, которые составили НГЗ-172 тыс. т., НИЗ-34 тыс. т. На основании этого в 2015 г. произведены работы по доизучению сейсморазведкой 3D, а также заложена разведочная скважина в пределах поднятия.

Помимо отложений саргаевского горизонта, огромный интерес представляют коллекторы в мендымском и доманиковом горизонте (рис. 3).

НГДУ «Прикамнефть» имеет опыт разработки отложений мендымского и доманикового горизонтов и получены притоки нефти на некоторых месторождениях. В частности, наибольшее количество нефти добыто в пределах бортовой зоны ККСП, на Бастрыкском, Зычебашском, Елабужском, Бондюжском месторождениях (рис. 4).

На балансе НГДУ находится 217 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти, при накопленной добыче порядка 33 тыс. тонн. Однако период жизни данных скважин оказался недолгим: в связи с малой пластовой энергетикой наблюдается сильное падение дебитов как жидкости, так и нефти, следствие этого – полное истощение залежи. Поддержание пластовых давлений является актуальной проблемой, как в карбонатных коллекторах, где традиционные виды заводнения не работают, так и в доманиковых, в которых сосредоточена «недозревшая» нефть в виде керогена.

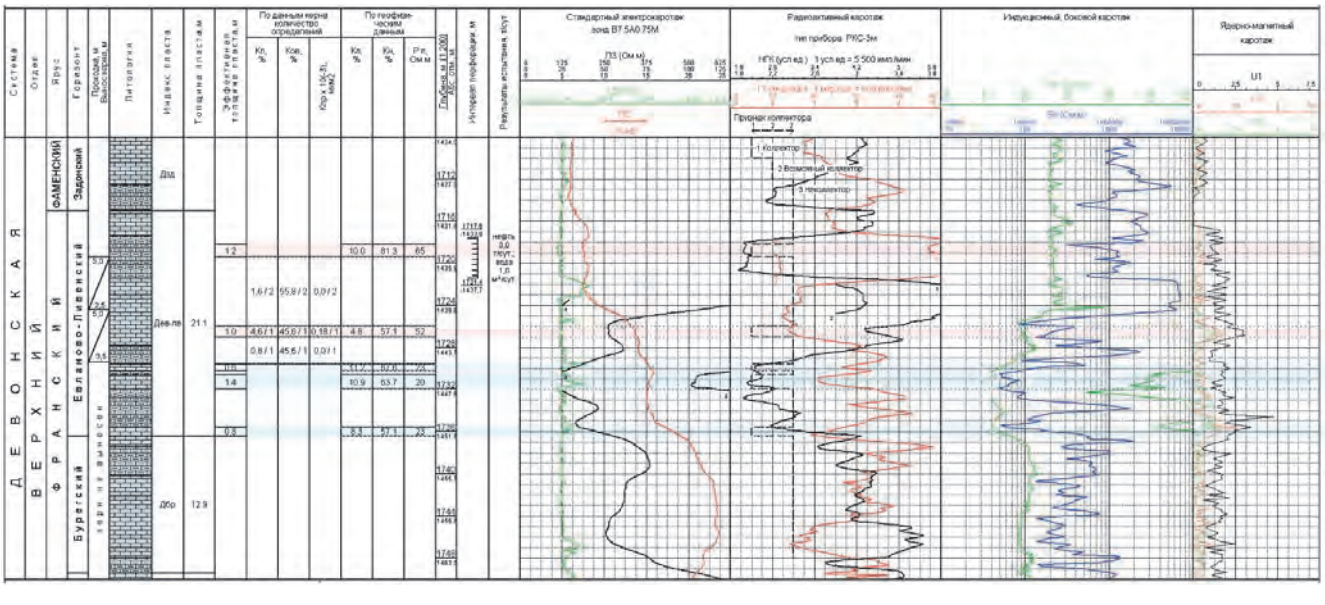


Рис. 3. Геолого-геофизический разрез продуктивных отложений верхнего девона.

Хотелось бы подробнее остановиться на Зычебашском месторождении. На каротажных диаграммах данные пласты однозначно не выделяются (рис. 5). И, проанализировав данные ГИС, нельзя однозначно сказать, продуктивна ли данная толща или нет. Продуктивные коллекторы проиндексированы как евлано-ливенские, однако проанализировав и скоррелировав ряд скважин, все-таки сделали вывод, что они относятся к доманиковому горизонту.

Построена структурная карта (рис. 6) и карта нефтенасыщенных толщин. Бытует мнение, что наиболее

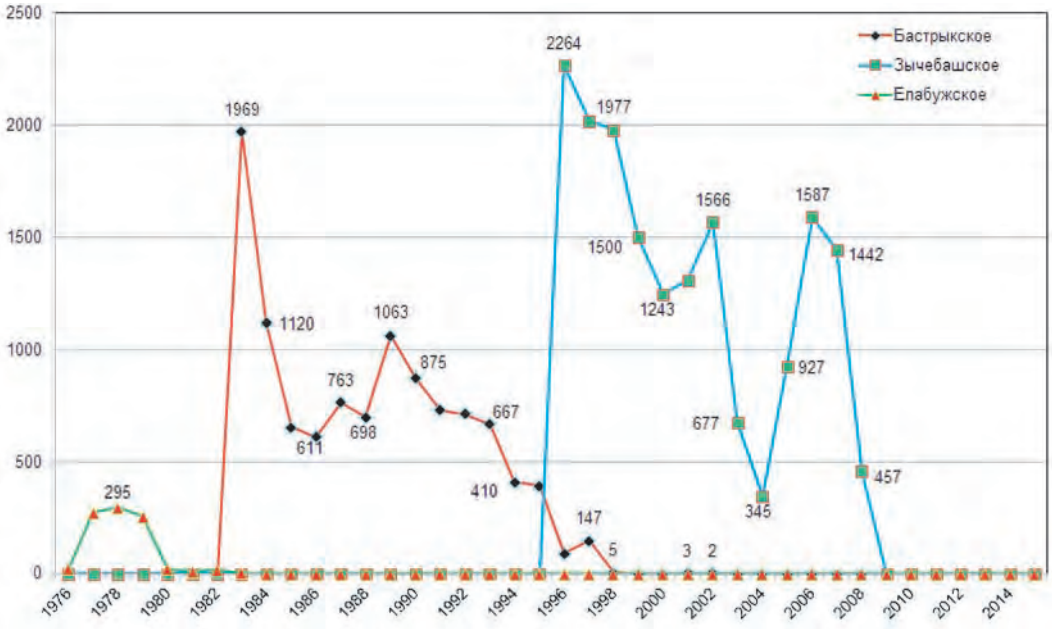


Рис. 4. Динамика добычи нефти с доманиковых отложений на месторождениях НГДУ «Прикамнефть».

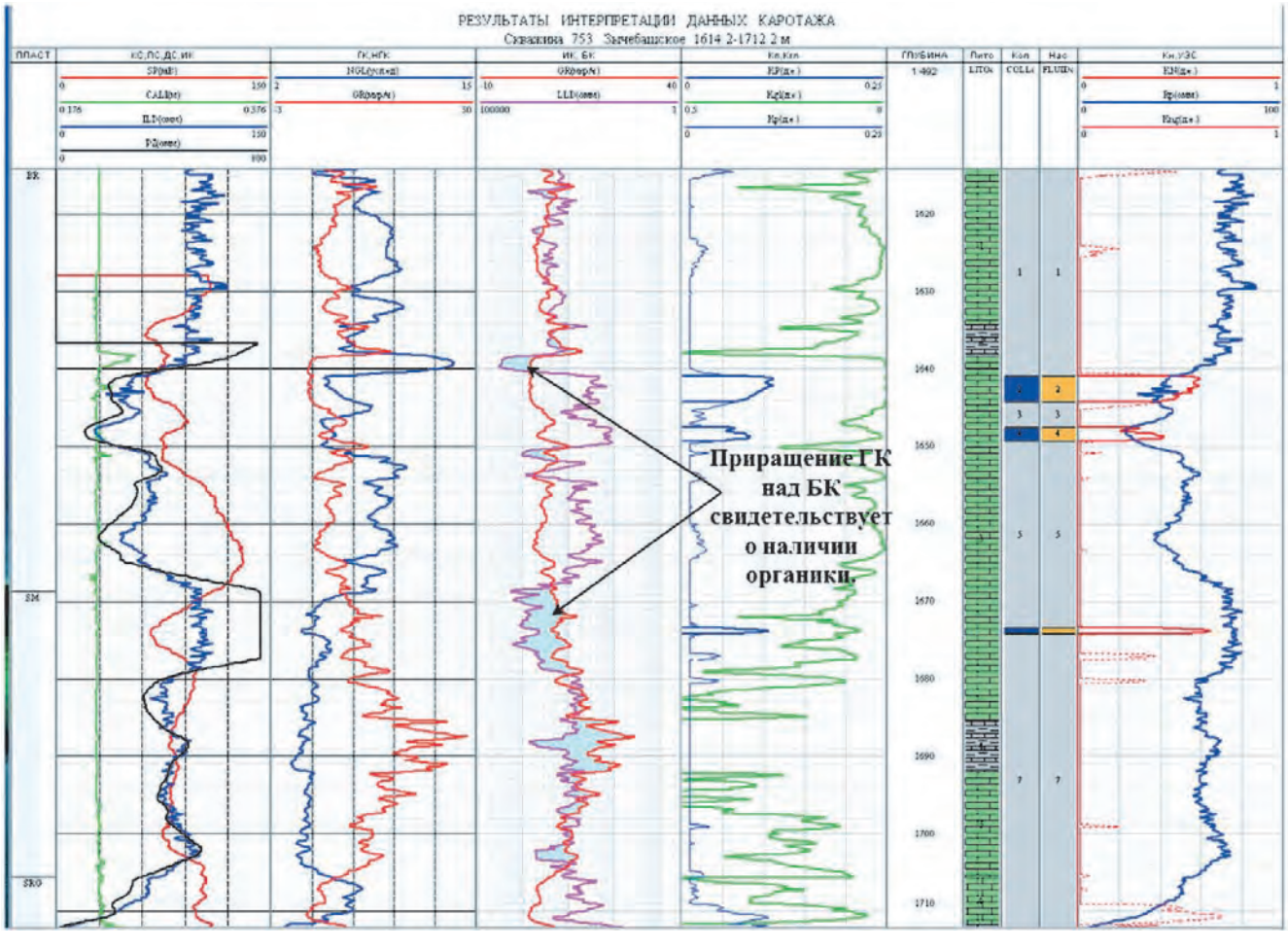


Рис. 5. Выделение коллекторов методом KennethA. Heslop.

перспективными будут участки, находящиеся вблизи различного рода тектонических нарушений. На данном поднятии это подтверждается, так как рассматриваемые скважины располагаются именно в таких областях, что подтверждается данными сейсморазведки. В 2015 г. произведены работы по доизучению сейсморазведкой 3D, по результатам заложены точки новых скважин, а также проектные ГС и БГС.

В 2017, 2018 годах планируется проведение опытно-промышленных работ – зарезка боковых горизонтальных стволов, с отбором керна/образцов СКМ.

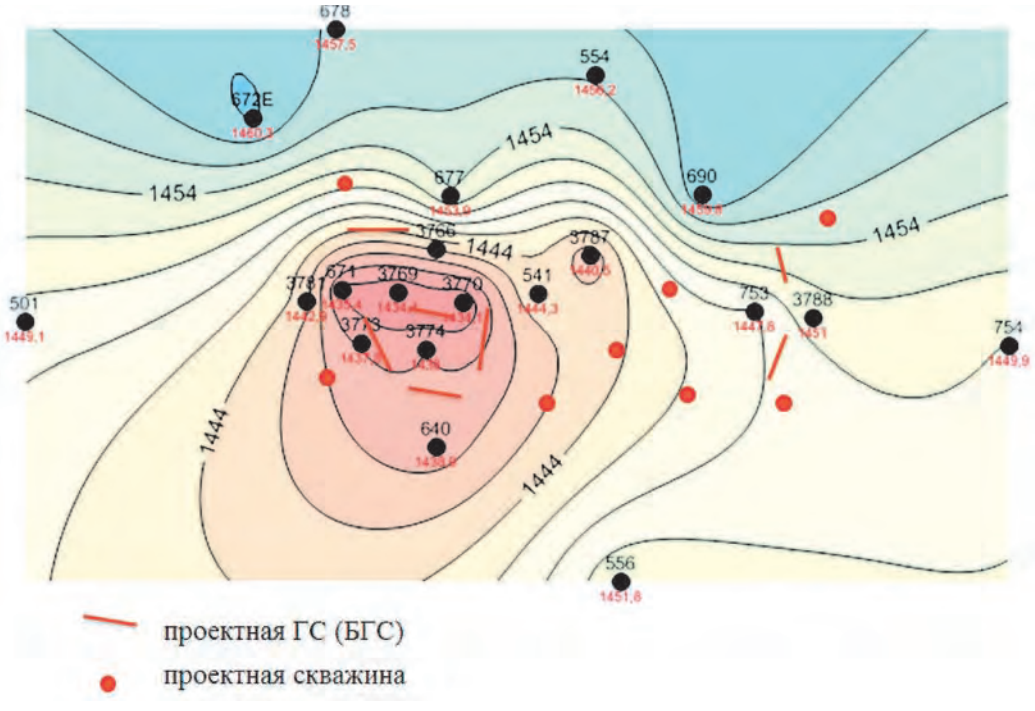


Рис. 6. Структурная карта по кровле доманикового горизонта Зычебашского месторождения.

На основании проведенной работы и анализов, сделаны выводы о перспективности разработки трудноизлекаемых карбонатных коллекторов верхнего девона на территории северо-востока РТ. Найдены некоторые закономерности формирования залежей нефти, выделены наиболее перспективные участки на месторождениях, требующих испытания, предложены ГТМ, позволяющие вести наиболее полную и оптимальную выработку запасов нефти.

За большой период изучения доманиковых отложений накоплен значительный фактический материал, обобщение и переинтерпретация которого на основе современных технологий и достижений геологической науки должны позволить понять природу феномена и перейти от этапа его хаотического разбуривания к высокоэффективному, научно-обоснованному прогнозированию, оконтуриванию и освоению продуктивных зон. Ожидаемые результаты позволят сконцентрировать ГРР на высокоперспективных участках, отличающихся улучшенными фильтрационными свойствами и соответственно повышенными добычными возможностями скважин. Кроме того, будут геологически обоснованы технологические решения к эффективному освоению нефтяного потенциала доманиковых отложений.

Доманиковый горизонт Волго-Уральской области распространен на площади около 400 тыс. км и при мощности около 30 м и среднем содержании органики 2–3% содержит в сумме около триллиона тонн органического вещества, что делает его нефтегенерирующие возможности практически неисчерпаемыми. Поэтому изучение доманикового горизонта важно, во-первых, для общего понимания проблем образования, миграции и накопления нефти, во-вторых, для решения вопроса нахождения промышленных залежей непосредственно в доманиковом горизонте и, в-третьих, для выявления перспектив вскрытия законсервированных в доманикитах запасов углеводородов при помощи современных технологий вторичной добычи.

Содержание

ПРИВЕТСТВИЕ ПРЕЗИДЕНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН Р.Н. МИННИХАНОВА УЧАСТНИКАМ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ «ИННОВАЦИИ В РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ», ПОСВЯЩЕННОЙ 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ В.Д. ШАШИНА**...**.....3

П Л Е Н А Р Н Ы Е Д О К Л А Д Ы

ВЫДАЮЩАЯСЯ РОЛЬ В.Д. ШАШИНА В РАЗВИТИИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР И РОССИИ
Р.Х. Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета, академик АН РТ, РАЕН и АГН
Казанский (Приволжский) федеральный университет, тел.: (843) 233-73-84, e-mail:davkaeva@mail.ru.....4

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОДОСТУПНЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ
Г.И. Шмаль
Союз нефтегазопромышленников России, г. Москва.....9

О НАПРАВЛЕНИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ПРАВИЛ И ПРОЦЕДУР, ОПРЕДЕЛЯЮЩИХ ПОДХОДЫ К ОСВОЕНИЮ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВЫХ РЕСУРСОВ
В.А. Крюков
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт экономики и организациипромышленного производства Сибирского Отделения Российской Академии наук (ИЭОПП СО РАН), г. Новосибирск, E-mail: valkryukov@mail.ru.....10

О НЕОБХОДИМОСТИ КОРРЕКТИРОВКИ ПЛАНОВ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РФ
А.Б. Золотухин[1], М.И. Левинбук[1]
[1]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва,anatoly.zolotukhin@gmail.com 14

ТЕХНОЛОГИЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ ДОБЫЧИ НА ИСТОЩЕННЫХ И НЕРЕНТАБЕЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
Е.Н. Александров, Е.Е. Низова
Институт биохимической физики им. Н.М.Эмануэля РАН, г. Москва, 28en1937@mail.ru 16

ФУНДАМЕНТАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ
Р.Х. Муслимов – *доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанского (Приволжского) федерального университета, г. Казань. Академик АН РТ, РАЕН и АГН* 19

У С Т Н Ы Е Д О К Л А Д Ы
Р а з д е л 1
Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Традиционные залежи

GEOMEHANICAL MODELING OF RESERVOIRS IN KRISHA-GODAVARI BASIN, INDIA
Rima Chatterjee
Dept. of Applied Geophysics, Indian School of Mines, Dhanbad-826004, India, rima_c_99@yahoo.com 24

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ В БАССЕЙНЕ КРИША-ГОДАВАРИ, ИНДИЯ
Rima Chatterjee
Dept. of Applied Geophysics, Indian School of Mines, Dhanbad-826004, India, rima_c_99@yahoo.com 25

POLYMER FLOODING TO IMPROVE VOLUMETRIC SWEEP EFFICIENCY IN WATERFLOODING PROCESSES
Gustavo-Adolfo Maya-Toro
Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petryleo (I.C.P.), A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia, e-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co 26

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В КОМПАНИИ ЭКОПЕТРОЛ (КОЛУМБИЯ): ОТ ИССЛЕДОВАНИЙ ДО ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ
Gustavo-Adolfo Maya-Toro
Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petryleo (I.C.P.), A.A. 4185 Bucaramanga, Santander, Colombia, e-mail: gustavo.maya@ecopetrol.com.co 28

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ
С.Н. Закиров, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, Д.П. Аникеев
Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), ezakirov@ogri.ru 30

СОСТОЯНИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РОССИИ И АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ НАУКИ
Е.Б. Грунис
ОАО «ИГиРГИ» 35

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕХОДА НА НОВУЮ КЛАССИФИКАЦИЮ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ
Н.И. Искрицкая, В.Н. Макаревич
Федеральное государственное унитарное предприятие «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), г. Санкт-Петербург, ins@vnigri.ru; nii@vnigri.ru 45

BALANCED CROSS SECTIONS AS AN AID TO HYDROCARBON EXPLORATION IN STRUCTURALLY COMPLEX PROVINCES
Dilip K Mukhopadhyay
Department of Earth Sciences, Indian Institute of Technology Roorkee, Roorkee 247667, India, dilipfes@gmail.com 49

DISCOVERING NEW OIL AND GAS PLAYS IN MATURED FIELDS – EXPERIENCE FROM ASSAM ARAKAN BASIN, INDIA
A.N. Borthakur
Oil India Limited, Duliajan-786602, India, E-mail: anborthakur@oilindia.in 52

ANTICIPATING OPERATIONAL ISSUES FOR THE FIELD PILOT TEST OF AIR INJECTION IN CHICHIMENE
Hugo Alejandro Garcna-Duarte, Eider Niz-Velбsquez
Colombian Petroleum Institute – Ecopetrol, ICP, Km 7 Vna Piedecuesta, Colombia 55

ПРОГНОЗ ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВОГО ИСПЫТАНИЯ НАГНЕТАНИЯ ВОЗДУХА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧИЧЕМЕН, КОЛУМБИЯ
Hugo Alejandro Garcna-Duarte, Eider Niz-Velбsquez
Colombian Petroleum Institute – Ecopetrol, ICP, Km 7 Vna Piedecuesta, Colombia, e-mail: hugo.garcia@ecopetrol.com.co 57

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
Н.М. Дмитриев[1], В.М. Максимов[2], М.Н. Кравченко[1], А.В. Мурадов[1]
[1] РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,nmdrgu@gmail.com, [2] Институт проблем нефти и газа РАН 60

АДРЕСНЫЙ ПОДБОР РЕАГЕНТОВ – ИННОВАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ВЫРАБОТКИ НЕФТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
Р.Х. Муслимов[1], О.В. Лукьянов[2], И.Н. Плотникова[1] В.П. Морозов[3], А.В. Семенов[2], М.П. Круглов[4], Р.К. Хайртдинов[4], Н.В. Пронин[3]
([1] – ИПИ АН РТ , [2] – АО «НИИНефтепромхим», [3] – К(П)ФУ , [4] – ЗАО «Кара-Алтын») 62

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ
В.А. Таипова
НГДУ «Азнакаевскнекфть» 66

О ТЕХНОЛОГИИ СОВМЕСТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ЭФФЕКТОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГРП
А.А. Пименов, Р.Д. Каневская
ООО «БашНИПИнефть», г. Москва, pimenov@bashneft.ru 74

ФОРМИРОВАНИЕ И СОВРЕМЕННОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ГЛУБОКОВОДНЫХ ВПАДИН СЕВЕРНОГО ЛЕДОВИТОГО ОКЕАНА (СЛО)
В.Л. Шустер
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, tshuster@mail.ru 77

НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ В СЕГМЕНТЕ ГРР И ТРИЗ
В.В. Береснев[1], М.А. Сулейманов[1], В.М. Горохов[1], А.С. Щербак[2]
[1] АО «НПФ ГЕОФИЗИКА», г. Уфа, beresnev@npf-geofizika. ru, [2]ОАО «Башнефтегеофизика», Уфа, ShcherbakAS@bngf. ru 80

ИННОВАЦИОННЫЕ БАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, СОЗДАННЫЕ ДЛЯ ТЭК РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Р.Ш. Муфазалов
ООО НПФ «Тимурнефтегаз», г. Октябрьский. tng41@inbox.ru 85

ЕМ-ТЕХНОЛОГИЯ ОБЪЕМНОЙ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ РЕКОНСТРУКЦИИ СРЕДЫ С ОЦЕНКОЙ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ УВ КОЛЛЕКТОРОВ
Е.В. Крупнов
ЗАО «Аэрогеофизическая разведка», г. Новосибирск, krupnov@sibgeotech.ru 88

ПРИМЕНЕНИЕ НЕСТАНДАРТНЫХ ПОДХОДОВ В ОБЛАСТИ ГРП НА ОБЪЕКТЕ $АВ_{1-3}$ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ОБВОДНЕННОСТИ И ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДЫ
Ф.С. Салимов[1], А.В. Бухаров[2], А.В. Родионов[2], Д.А. Астафьев[2]
[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», г. Когалым, Farid.Salimov@lukoil.com
[2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. г. Тюмень 91

SARA-ЯМР МЕТОД ГРУППОВОГО АНАЛИЗА НЕФТЕЙ IN SITU
В.Я. Волков[1], Б.В. Сахаров[2], Н.М. Хасанова[3]
[1]Московский технологический университет, г. Москва, volkovobolensk@mail.ru,
[2]ГНЦ прикладной микробиологии и биотехнологии, п.Оболенск,
[3]Казанский федеральный университет, г. Казань 97

НОВАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ ЗАПАСОВ И РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГОРЮЧИХ ГАЗОВ – ДВИЖЕНИЕ ВПЕРЕД ИЛИ ВСПЯТЬ?!
Р.Х. Муслимов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН 101

ПУТИ ПЕРЕХОДА ОТ РЕСУРСНО-СЫРЬЕВОГО К РЕСУРСНО-ИННОВАЦИОННОМУ РАЗВИТИЮ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ
Р.Х. Муслимов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН 106

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Р.Х. Муслимов
Казанский (Приволжский) федеральный университет, академик АН РТ, РАЕН и АГН 110

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ИННОВАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
[1]Эльдарханов А.С., Самсоненко Н.В, [2]Абрамов В.О., [1]Грозненский ГНТУ им. ак. М.Д. Миллионщикова; ООО «Вяжущее-Сервис», [2]ИОНХ РАН, chief@nomit/ru 117

УСТНЫЕ ДОКЛАДЫ

Раздел 2

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Нетрадиционные залежи

НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩАЯ КОМПОЗИЦИЯ ПАВ С РЕГУЛИРУЕМОЙ ВЯЗКОСТЬЮ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов, В.В. Козлов
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН), г. Томск, alk@ipc.tsc.ru 121

ОСОБЕННОСТИ ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МЕРЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ИСТОЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
И.А. Дьячук, Е.В. Князева
ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений» (ЗАО «СТЭМ», г. Уфа) 125

СИБИРСКАЯ НЕФТЬ БАЖЕНОМ ПРИРАСТАТЬ БУДЕТ
А.Т. Панарин, А.В. Фомин
АО «Русь-Ойл»г. Москва, a.panarin@Rus-Oil.com 133

СООТНОШЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И ВЕРТИКАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ТРЕЩИНОВАТОГО КОЛЛЕКТОРА ОРДОВИКСКОГО ВОЗРАСТА СВИТЫ ХАМРА (СЕВЕРНАЯ АФРИКА)
К.М. Зелинко
«GazpromInternational», г.Санкт-Петербург, k.zelinko@gazprom-international.com 136

НОВАЯ КОМПЛЕКСНАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВН
И.А. Титаренко, И.П. Соколова, А.В. Титаренко
Акционерное общество Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики (АО «НВНИИГГ»), г. Саратов, titarenko@nvniigg.san.ru 139

В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН
Р.Х. Муслимов, А.Н. Шакиров
Академия наук РТ 143

КАРБОНАТНЫЕ ПОРОДЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА КАК НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТИ
В.П. Морозов, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин, А.А. Ескин, Р.Х. Муслимов, А.Н.Шакиров
Казанский федеральный университет, Академия наук Республики Татарстан, Vladimir.Morozov@kpfu.ru 147

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ КЕРОГЕНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ НЕФТЕГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ
М. Н. Кравченко[1], Н. М. Дмитриев[1], А. В. Мурадов[1], Н. Н. Диева[1], В. В. Герасимов[1]
[1]Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, dep. ngipg@yandex. ru 151

ЗОНАЛЬНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ НЕФТЕНОСНОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СЛАНЦЕВОЙ ФОРМАЦИИ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
В.И. Исаев[1], Г.А. Лобова[1], А.Н. Фомин[2], Е.Н. Осипова[1]
[1]Томский политехнический университет, isaevvi@tpu.ru,
[2]Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН 155

ХАРАКТЕРНЫЕ ОСОБЕННОСТИ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ
С.А. Пунанова
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, punanova@mail.ru 159

ОРГАНИЗАЦИОННО-ПРАВОВЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОИСКА, РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Р. Н. Салиева
Институт проблем экологии недропользования Государственного научного бюджетного учреждения «Академия наук Республики Татарстан», sargus6@yandex. ru 161

ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКОЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЕ КЕРОГЕНА ДОМАНИКОВОЙ И БАЖЕНОВСКОЙ ФОРМАЦИЙ. ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАНОРАЗМЕРНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ МЕТАЛЛОВ ПЕРЕМЕННОЙ ВАЛЕНТНОСТИ
А.В. Вахин, Я.В. Онищенко, А.В. Галухин, М.Е. Гафуров, В.П. Морозов, М.А. Варфоломеев, В.Н. Агеенко, Д.А. Емельянов, Д.К. Нургалиев
ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет» 164

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАТАЛИЗАТОРОВ В ПРОЦЕССАХ ВНУТРИПЛАСТОВОЙ КОНВЕРСИИ НЕФТИ: СЛОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ
А.В. Галухин, А.В. Вахин, М.А. Хельхаль, С.А. Ситнов, М.А. Варфоломеев, И.Т. Ракипов, С.Б. Орлинский, Д.К. Нургалиев
ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет» 168

НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ ГЕНЕЗИСА БИТУМНЫХ И УРАНОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕСЧАНИКОВОГО ТИПА В СВЕТЕ МЕТОДА ВИДЕОТЕПЛОВИЗИОННОЙ ГЕНЕРАЛИЗАЦИИ
Р.Д. Мухамедяров
ЗАО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань, m.robert17@mail.ru 169

РОЛЬ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ФАКТОРА В ФОРМИРОВАНИИ СЛАНЦЕНОСНОЙ ТОЛЩИ СРЕДНЕВОЛЖСКОГО ПОДЪЯРУСА НА ЮГО-ВОСТОКЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ
В.С. Илясов[1], В.Н. Староверов[2]
[1]ООО «НьюТекСервисез» г. Москва; vilyasov@nt-serv. com
[2]АО «Нижневолжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики» г. Саратов; staroverovvn@gmail. com 176

ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ «СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ»
Л. М. Ситдикова Л. М., В. Г. Изотов, Л. Н. Бружес
Казанский федеральный университет, sitdikova8432@mail. ru 180

ИННОВАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ПРОБЛЕМЫ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ГОРИЗОНТАХ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП
В.А. Трофимов[1], Е.Ю. Горюнов[2]
[1]АО «ВНИИГеофизика», vatgeo@yandex.ru, [2]РГГРУ 181

ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКО – ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ И ОБРАЗОВАНИЙ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
В.Л.Шустер, С.А.Пунанова
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, tshuser@mail.ru 184

ГАЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ – НЕТРАДИЦИОННЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ
М.П. Юрова
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, mpyurova@mail.ru 187

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Раздел 1

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Традиционные залежи

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНАЯ КОМПАНОВКА И КОМПЛЕКТАЦИЯ ПАРОГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ВВН
Waldemar Linke – компания Linke Engineering, Knut Fellbaum – компания GekaKonus GmbH 191

ПРОГНОЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВАНИИ ВЕЙВЛЕТ-ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
Р.А. Алексеев[1], А.М. Чинарев[1], Р.С. Хисамов[2]
[1]Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», ralekseev@ya.ru, [2]ПАО «Татнефть», Asamstrasse 32, D-76646 Bruchsal, Tel.: +49 7251 5055-50, info@linke-engineering. eu, Siemensstrasse 10 D-76344 Eggenstein-Leop. Tel.: +49 721 94374-30, knut. fellbaum@gekakonus. net 198

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ГЕОРАДАРНОГО ИМПУЛЬСНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ
М.И. Амерханов[1], С.Е. Войтович, И.В. Дергунов, М.Г. Чернышова[2]
[1] ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, ami@tatneft.ru,
[2] ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, tgru@tatneft.ru 201

ЭКСПРЕСС-МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН
Е.А. Андаева
НГДУ «Ямашнефть», ПАО «Татнефть» 206

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ЗАВОДНЕНИЮ НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ: МИГРАЦИЯ ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ ПОД ДЕЙСТВИЕМ НИЗКОМИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ
В.В. Ахметгареев[1], Р.С. Хисамов[2], В.Г. Изотов[3]
[1]Институт ТатНИПИнефть, г. Бугульма, post02@tatnipi. ru, [2]ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, [3]КФУ, г. Казань 210

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ УВ НА ОСНОВЕ МЕТОДА ЧАСТИЦ
Д.В. Бережной, Н.Ф. Габсаликова, В.Г. Изотов, В.В. Михеев
ФГАОУ ВПО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», г. Казань, berezhnoi. dmitri@mail. ru 214

ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ РАЗВЕДКА – ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИННОВАЦИОННОГО ПОДХОДА ПРИ ОСВОЕНИИ НЕДР В СТАРЫХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ
М.Я. Боровский[1], И.Н. Файзуллин[2], А.С. Борисов[3], В.И. Богатов[1], В.Н. Филимонов[1]
[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru, [2]ЗАО ЦНИП МНК, г. Альметьевск, [3]К(П)ФУ, г. Казань 218

МЕТОД УЧЕТА ПАЛЕОНАКЛОНА СЛОЕВ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ
Д.В. Булыгин[1], Р.Г. Рамазанов[2], Р.Р. Ганиев[3]
[1]ООО «Актуальные технологии», г. Казань, buligindv1952@mail.ru, [2]ООО «Нефтегазовый НИЦ МГУ имени М.В. Ломоносова», г. Москва, [3]Казанский (Приволжский) федеральный университет, г. Казань 220

ФОРМУЛА ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ПЛОЩАДНОМ ЗАВОДНЕНИИ
В.Ф. Войкин[1], А.В. Насыбуллин[2]
[1]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина г. Бугульма, отдел развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, начальник отдела. e-mail: arslan@tatnipi.ru, [2]Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина г. Бугульма, отдел развития информационных технологий и моделирования пластовых систем, лаборатория проектирования и сопровождения АБД, инженер. e-mail: vadim_voykin@tatnipi.ru 224

АКУСТИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПРОДУКТИВНЫЙ ПЛАСТ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ И БИТУМНЫХМЕСТОРОЖДЕНИЙ
А.Р. Галимзянова, Р.Н. Гатауллин
Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), г. Казань, zagidullina_aliy@mail.ru 226

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «МОДЕЛЬ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ТЕРРИТОРИИ» КАК ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОДУКТ ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В ОСВОЕНИИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ
Р. Н. Гатиятуллин, В. Б. Либерман, Э. Р. Казаков, А. М. Нотариус
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань, tgru@tatneft. ru 229

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ОПТИЧЕСКИХ И МИКРОСКОПИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова, Д.Т. Ахметшина
Альметьевский государственный нефтяной институт, guskovaagni1@rambler.ru 233

ОСОБЕННОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ БОБРИКОВСКОГО ОБЪЕКТА УНИКАЛЬНОГ О НОВО-СУКСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
Д.С. Данилов[1], Р.Т. Шакирова[1],И.Н. Хакимзянов[1],А.М. Исхакова[2]
[1]Институт «ТатНИПИнефть», г. Бугульма, razrdds@tatnipi.ru, [2]ООО «Наука», г. Бугульма 235

РЕАЛИЗАЦИЯ ПОДХОДОВ АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ В ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ТЕЛЕМЕХАНИЗИРОВАННЫМ ФОНДОМ СКВАЖИН
[1]О.В. Денисов, [2]А.В. Насыбуллин, [3]А.А. Жильцов, [1]А.В. Кузьмина
[1]ООО «ТатАСУ», dorvgm@gmail.com,г. Альметьевск, [2]Институт «ТатНИПИнефть» г. Бугульма [3]ООО «Татинтек», г. Альметьевск 238

ИЗУЧЕНИЕ СУБВЕРТИКАЛЬНЫХ ЗОНАЛЬНО-КОЛЬЦЕВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ НАД РАЗРАБАТЫВАЕМЫМИ НЕФТЯНЫМИ ЗАЛЕЖАМИ НА ПРИМЕРЕ ЕЛАБУЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
А.М. Евдокимов[1], Р.И. Гатауллин, Ю.А. Гринько, М.Г. Чернышова[2]
[1] ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, evdokimov@tatneft.ru, [2] ТГРУ ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, tgru@tatneft.ru 241

СТЕНДОВЫЕ ДОКЛАДЫ

Раздел 2

Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Нетрадиционные залежи

СКВАЖИННЫЕ ГЕНЕРАТОРЫ УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
А.А. Абдрашитов, Я.И. Кравцов, Е.А. Марфин
ФГБУН Казанский научный центр РАН, г. Казань, abdary@mail.ru 246

ЯМК – СРЕДСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЯЗКОСТИ СВН
Т.Р. Абдуллин, Т.В. Шипунов, К.М. Мусин
ООО «НТЦ Татнефть», TAbdullin@ntc-tatneft. ru 249

ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ СВН И ПБ И ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ИХ МОДЕЛИРОВАНИЯ
Ю.М. Арефьев, Б.В. Успенский, Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, С.Е. Валеева
Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, ssalun@mail.ru 250

НЕТРАДИЦИОННЫЕ КОЛЛЕКТОРЫ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ И ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
Я.Г. Аухатов
ООО «Институт аэрокосмического приборостроения», г. Казань, yan-89178823520@yandex. ru 252

ОСНОВНЫЕ ВЫЗОВЫ В ОБЛАСТИ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН
Ф.М. Ахметзянов, М.И. Амерханов
ПАО «Татнефть» 255

НОВЫЙ ПОДХОД К ПОСТРОЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ (СВН) ДЛЯ УСЛОВИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Р.Р. Биглов[1], А.Т. Зарипов[1], Д.К. Шайхутдинов[1,2]
[1]Институт «ТатНИПИнефть», г.Бугульма, Rafael@tatnipi.ru,
[2]Альметьевский государственный нефтяной институт, г.Альметьевск 258

ОЦЕНКА ЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ
А. А. Бондарь[1, 2], Т. А. Марютина[1, 2, 3], А. З. Попова[1, 2], Т. В. Мокочунина[1, 2], Е. Ю. Савонина[1, 2, 3]
[1]ООО «Инжиниринговый центр МФТИ», г. Москва, bondar. aa@cet-mipt. ru, popova. az@cet-mipt. ru
[2]МФТИ, г. Долгопрудный, [3]Институт геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского РАН, г. Москва 261

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА СВЕРХВЯЗКИЕ НЕФТИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН (ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ)
М.Я. Боровский[1], А.С. Борисов[2], Е.Г. Фахрутдинов[2], М.И. Залалиев[3], В.И. Богатов[1], В.Н. Филимонов[1]
[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань, lilabor@mail.ru, [2]К(П)ФУ, г. Казань, [3]АО «НИИнефтепромхим», г. Казань 263

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ПОИСКИ И РАЗВЕДКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ И НЕТРАДИЦИОННЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ
М.Я. Боровский[1], С.Е. Войтович[2], В.Б. Либерман[2], И.Н. Файзуллин[3], В.И. Богатов[1]
[1]ООО «Геофизсервис», г. Казань,lilabor@mail.ru, [2]ТГРУОАО «Татнефть», г. Казань,
[3]ЗАОЦНИПМНК, г. Альметьевск 265

ПРОГРЕССИВНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЙ

УГЛЕРОДНО-КИСЛОРОДНОГО (С/О) КАРОТАЖА
Н.Г. Веденина[2], Р.С. Хисамов[1], Н.Р. Хайруллина[1], С.Е. Войтович[2], В.В. Гарифуллина[2], Н.П. Зиганшина[2]
[1]ПАО «Танефть», г. Альметьевск, [2]ТГРУ ПАО «Татнефть», г.Казань, vedenina_tgru@mail.ru 270

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ПЕРМСКИХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ МАЛОИЗУЧЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
[1]Р.Ф. Вафин, [1]Б.В. Успенский, [2]М.Я. Боровский
[1]Казанский (Приволжский) федеральный университет, borvadus@rambler.ru, [2]ООО «Геофизсервис» 274

КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТЕБИТУМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
Р.Н. Гатауллин
Казанский научный центр Российской академии наук (КазНЦ РАН), г. Казань, rustem.acadrome@mail.ru 278

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ И МИКРОГЕЛЕВЫХ СОСТАВОВ
Ш. К. Гаффаров, М. Р. Хисаметдинов, Е. И. Варламова
Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма, gsk@tatnipi. ru 281

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА БИТУМНЫХ ПОДНЯТИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН
Е.Г. Грунис
Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть», г. Казань, evgeshkin81@mail.ru 284

ПРИРОСТ ЗАПАСОВ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ В ОТЛОЖЕНИЯХ САРГАЕВСКОГО ГОРИЗОНТА. ПЕРСПЕКТИВЫ И ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕЙ РАЗРАБОТКИ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРО-ВОСТОКА РТ
В.В. Емельянов
ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть», e-mail: zgeo_pn@tatneft. ru 288

ISBN 978-5-906701-87-9

Научное издание

ИННОВАЦИИ В РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ:
МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
ПОСВЯЩЕННОЙ 100-ЛЕТИЮ СО ДНЯ РОЖДЕНИЯ В.Д. ШАШИНА

I ТОМ

Редактор *А.Г. Аксенова*
Корректор *Ф.К. Маликова*
Технический редактор *А.А. Низамиев*

Подписано в печать 22.08.2016. Формат 60×84 $^{1}/_{8}$. Бумага мелованная.
Гарнитура «Таймс». Объем 38,0 п.л.
Тираж 500 экз. Заказ К-77.

ООО «Ихлас»
420066, Казань, ул. Декабристов, 2

ООО полиграфическая компания «Астор и Я»
420021, г. Казань, ул. Ахтямова 4-3