

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Геологический факультет
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

 **НОВЫЕ ИДЕИ**
В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА
25 – 26 мая 2017 года

седьмая международная
научно-практическая конференция

СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ ПО МАТЕРИАЛАМ КОНФЕРЕНЦИИ



www.oilgasideas.ru
www.oilmsu.ru

**МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ М.В. ЛОМОНОСОВА
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ
КАФЕДРА ГЕОЛОГИИ И ГЕОХИМИИ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ**

Н В В Ы Е И Д Е И В Г Е О Л О Г И И Н Е Ф Т И И Г А З А

**Сборник научных трудов
(по материалам Международной научно-практической конференции)
25-26 мая 2017**

Москва 2017

УДК 553

ББК 26.343

Н76 НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА – 2017: сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции)/отв. ред. А.В. Ступакова; МГУ имени М.В. Ломоносова геологический факультет кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых – Москва: Издательство «Перо», 2017. – 435 с.: ил. [Электронное издание]

ISBN 978-5-906961-62-4

Материалы Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017» состоявшейся 25-26 мая 2017 года на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова.

Издание адресовано геологам-нефтяникам, геохимикам, геофизикам и геологам широко профиля.

УДК 553

ББК 26.343

Печатается по решению учёного совета геологического факультета

Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова

Редколлегия: А.В. Ступакова – отв. редактор, академик Д.Ю. Пущаровский,

академик А.Э. Конторович, А.А. Сулова, Р.С. Сауткин

ISBN 978-5-906961-62-4

© Московский государственный
университет, 2017

Приветствие всем участникам и гостям международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017»

Позвольте от имени профессоров и преподавателей геологического факультета приветствовать участников 7-ой международной конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017». Особо хотел бы поблагодарить за участие представителей более чем 70 научных центров из ближнего и дальнего зарубежья, из других городов России, которые нашли время и возможность приехать к нам в гости и обогатить содержательными выступлениями программу нашего совещания. Топливо-энергетический комплекс – основа экономики нашей страны. Он определяет устойчивое развитие и промышленную безопасность России. Поэтому совещание выходит за рамки простого академического собрания.

Традиция проведения совещаний под названием «Новые идеи в геологии нефти и газа» зародилась ровно 20 лет назад в 1997 г. по инициативе чл.-корр. Б.А.Соколова. Совещание этого года посвящено памяти двух наших выдающихся профессоров Игнатия Осиповича Брода и Николая Брониславовича Вассоевича. Они – ровесники, и в этом году мы отмечаем 115 лет со дня их рождения. На протяжении многих лет оба исследователя входили в число лидеров отечественной Геологии нефти и газа, возглавляя одну из основных школ по подготовке специалистов в этой области. В значительной степени благодаря им уже 70 лет изучение нефти, газа и угля остается одним из приоритетных направлений развития в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова.

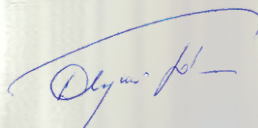
МГУ – центр передовой российской фундаментальной науки. В программе совещания – ряд обобщающих докладов, которые развивают идеи основоположников университетской кафедры – И.О.Брода и Н.Б.Вассоевича. В XXI веке расширяется география поиска нефти и газа, и главными объектами и приоритетными задачами поисков, разведки и разработки месторождений нефти будут являться (1) осадочные бассейны российского шельфа Северного Ледовитого океана, (2) слабо изученные провинции на суше (Лено-Тунгусская, Енисей-Хатангская), (3) уникальные ресурсы нефти нетрадиционных источников (баженовская и доманиковская свиты, сырье для получения «синтетической» нефти), (4) аккуратное использование остаточных запасов уникальных и крупных месторождений, (5) поиски, разведка и разработка в зрелых нефтегазоносных бассейнах мелких и мельчайших месторождений.

С целью решения этих проблем в последние годы появились новые подходы к оценке потенциала осадочных бассейнов и отдельных регионов, прежде всего, в Западной и Восточной Сибири. Кафедральные работы способствовали расширению сферы поисково-осадочных работ на нефть и газ в других регионах и, прежде всего, на Арктическом шельфе, а также совершенствованию технологии добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Совещание проводится в седьмой раз. В жизни университета и факультета – это важное событие, поскольку факультетская школа геологов-нефтяников во все времена и особенно сейчас занимает центральное место в подготовке наших выпускников. Со времени последнего совещания наши профессора и преподаватели создали уникальный модульный курс повышения квалификации для специалистов нефтегазовой отрасли, который предполагает занятия не только в аудиториях, но и практику инженерно-геофизических изысканий на Белом море.

Позвольте поблагодарить спонсоров совещания, всех гостей и участников, которые активно помогали в его подготовке. Убежден, что совещание будет способствовать конструктивному обмену идеями между всеми участниками, и что оно, как всегда, окажется полезным и продуктивным.

Академик
Декан геологического факультета
Московского государственного университета
имени М.В. Ломоносова



Дмитрий Юрьевич Пуцаровский

Приветствие Международной научно-практической конференции «Новые идеи в Геологии Нефти и Газы – 2017»

От имени Федерального агентства по недропользованию приветствую организаторов, участников и гостей Международной научно-практической конференции «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газы – 2017».

Проблемы и задачи, возникающие во время поисково-разведочных работ на углеводородное сырьё, требуют пристального изучения специалистами нефтегазовой отрасли и обсуждения идей их решения на подобных конференциях. Топливо-энергетический комплекс является фундаментом российской экономики, и во многом обуславливает устойчивое развитие и промышленную безопасность нашего государства. Для долгосрочной стабильности в России необходимо решить задачи по оценке нефтегазового ресурсного потенциала в слабоизученных отдаленных районах страны, выявить новые зоны нефтегазоаккумуляции и новые нефтегазоносные горизонты в изученных добывающих районах, подготовить фонд месторождений на малоизученных территориях, а также создать условия для привлечения инвесторов для их разработки.

Конференция «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газы – 2017» предоставляет уникальную возможность специалистам нефтегазовой отрасли обменяться опытом, а также установить взаимовыгодные связи.

Желаю участникам и делегатам Международной научно-практической конференции «Новые Идеи в Геологии Нефти и Газы – 2017» конструктивных дискуссий, плодотворной работы и полезных контактов.

*Заместитель Министра природных ресурсов
и экологии Российской Федерации – руководитель
Федерального агентства по недропользованию*

Евгений Аркадьевич Киселев

~~~~~

### Глубокоуважаемые участники и гости конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа»!

Разрешите поблагодарить вас за ваш вклад в развитие новых идей в геологии нефти, газа и угля, без которых поиск месторождений углеводородов в настоящее время не принесет ожидаемых результатов. Только новые идеи, новые подходы к изучению нефтегазоносности недр могут помочь оценить ресурсный потенциал Арктики, недоизученных районов и новых горизонтов суши, понять объемы трудноизвлекаемых углеводородов и зоны их максимальной концентрации. Геологи МГУ имени М.В. Ломоносова организовали научную площадку для обмена мнениями, идеями и предложениями, чтобы развивать нефтегазогеологическую науку, основной задачей которой является выбор стратегических направлений поисково-разведочных работ на нефть и газ для топливо-энергетической индустрии. Только объединив общие усилия фундаментальной науки и производства возможно достичь желаемых результатов.

Конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» имеет исторические корни. В середине мая 1997 года геологический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова под руководством председателя оргкомитета члена корреспондента РАН, профессора Б.А. Соколова, организовал и провел первую Международную конференцию под названием «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», ставшую впоследствии популярным и важным ежегодным научным событием, собиравшим сотни геологов и геохимиков не только из нашей страны, но и из-за рубежа. Конференция была посвящена 95-летию со дня рождения двух выдающихся ученых советской школы геологов-нефтяников профессора Николая Брониславовича Вассоевича и Игнатия Осиповича Брода. Брод И.О. является основателем учения о нефтегазоносных бассейнах и основоположником кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых в МГУ имени М.В. Ломоносова. Н.Б. Вассоевич, сменивший И.О. Брода на его посту как руководителя кафедры, разработал осадочно-миграционную теорию нефтегазообразования. Эти учения до сих пор являются основополагающими при оценке ресурсного потенциала нефти, газа и угля. Организация конференции в то время была продиктована необходимостью обобщения новых идей в нефтяной и угольной геологии и воссоздания профессиональной площадки обмена мнениями научного сообщества после 15 летнего перерыва знаменитых «Вассоевичских» всесоюзных совещаний «Органическая геохимия осадочных бассейнов». В первой конференции приняли участие академики РАН Э.М. Галимов, А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, В.Е. Хаин, члены-корреспонденты РАН, профессора, многие видные геологи страны и мира. Выступали и молодые ученые, которые в настоящее время стали выдающимися учеными и активными работниками нефтегазовой отрасли.

Мы надеемся, что в 2017 году конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» сохранит свой высокий статус и будет широкой площадкой для обсуждения вопросов поиска и разведки нефти и газа. В рамках конференции будут обсуждаться проблемы и задачи поисково-разведочных работ в разных регионах РФ, включая Восточно-Европейский сектор РФ, Западную и Восточную Сибирь, Дальний Восток и акватории Арктики. Надеюсь, что дискуссии будут интересными, а результаты полезными для развития индустрии нефти, газа и угля.

*Профессор  
Заведующий кафедрой  
геологии и геохимии горючих ископаемых*

*Антонина Васильевна Ступакова*



## АКТУАЛЬНОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР)

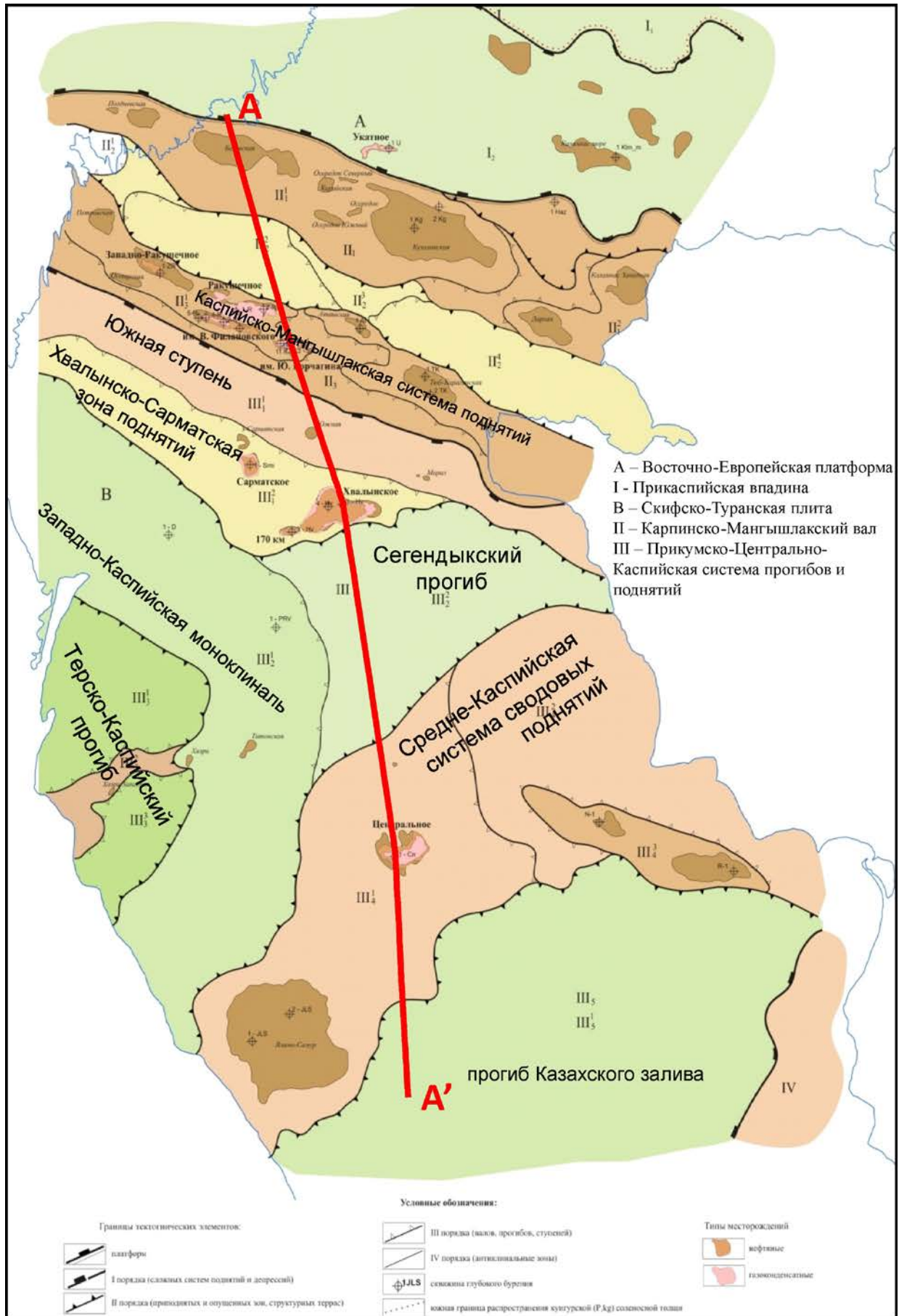
*Агапитов И.Д.\* (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», МГУ имени М.В.Ломоносова), Косова С.С. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Шилкин С.Г. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Белова А.А. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Горбань А.В. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»), Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)*

Акватория Среднего Каспия является одной из немногих областей российского шельфа, в пределах которых не только обоснована и доказана продуктивность нефтегазоносных комплексов, но и идут активные работы по разработке уже разведанных месторождений. За период 1995-2017 гг. компанией "ЛУКОЙЛ" в акватории Каспийского моря открыто 9 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами УВС по категориям С1+С2 - 1,16 млрд ТУТ., шесть из которых являются крупными многопластовыми (месторождения им. В. Филановского, им. Ю.Корчагина, Ракушечное, им. Ю.Кувыкина, Хвалынское, 170 км) [по данным ПАО "ЛУКОЙЛ"].

В тектоническом отношении акватория Среднего Каспия относится к эпигерцинской Скифско-Туранской плите (рис.1). В пределах района исследований в структуре юрско-миоценового комплекса выделяются тектонические элементы 1-го порядка - Карпинско-Мангышлакский вал и Прикумско-Центрально-Каспийская система прогибов и поднятий (ПЦКСП) [5].

Основными нефтегазоносными комплексами в акватории Среднего Каспия являются юрский и нижнемеловой. В пределах суши продуктивность также приурочена к триасовым и верхнемеловым-палеогеновым отложениям. На западном побережье залежи УВ приурочены к нефтекумской свите нижнего триаса. С карбонатными толщами верхнего мела и палеогена связаны залежи в районе Дагестана. На восточном обрамлении залежи открыты в терригенно-карбонатных отложениях на территории Южного Мангышлака. Помимо мезозойских комплексов, выделяется также и палеогеновый (палеоцен-эоценовый), преимущественно газоносный комплекс, присутствующий на месторождении им. Ю.Корчагина. В Ракушечно-Широтной зоне, расположенной в пределах Карпинско-Мангышлакского вала, выделяются три нефтегазоносных комплекса: юрский, нижнемеловой и палеогеновый, причем наиболее перспективными являются нижнемеловые отложения, на долю которых приходится до 97 % всех запасов зоны поднятий. На сегодняшний день здесь ведётся активная разработка месторождений им. В. Филановского и им. Ю.Корчагина. В пределах Сарматско-Хвалынской приподнятой зоны, входящей в состав Прикумско-Центрально-Каспийской системы прогибов и поднятий, выделяются два нефтегазоносных комплекса: юрский и меловой, причем к юрским отложениям приурочены около 88 % всех запасов данной зоны [по данным ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"].

Структурный план региона Среднего Каспия изучен достаточно полно для выявления средних и крупных антиклинальных поднятий. В будущем для обеспечения прироста ресурсов УВ потребуются выявление более сложных структурно-тектонических либо неантиклинальных ловушек (НАЛ). Высокие перспективы нефтегазоносности исследователи связывают с Центрально-Каспийской моноклиной ПЦКСП, наименее изученной бурением. Данные предположения обусловлены расположением моноклинали в непосредственной близости от основного очага генерации УВ – Терско-Каспийского прогиба [6] и открытием в сопредельных районах акватории крупных нефтегазовых и газоконденсатных месторождений на Хвалынской структурной террасе и на Центральном поднятии. Отсутствие крупных антиклинальных ловушек в пределах Центрально-Каспийской моноклинали приводит к необходимости выполнения детального анализа всей имеющейся информации на предмет поиска как структурных, так и неантиклинальных ловушек. Широкое распространение террас, структурных носов и одиночных поднятий на большей части исследуемой площади, в целом, благоприятствует поискам и подготовке локальных структур амплитудой около 30 м. Сложная история развития региона в юрско-меловое время позволяет предполагать широкое развитие ловушек неструктурного типа на склонах приподнятых зон. Наличие скоплений УВ в пределах Центрально-Каспийской моноклинали в 2017 г. было подтверждено открытием месторождения Хазри [по данным ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»].



**Рисунок 1.** Схема тектонического районирования юрско-миоценового комплекса отложений акватории Северного и Среднего Каспия [5]

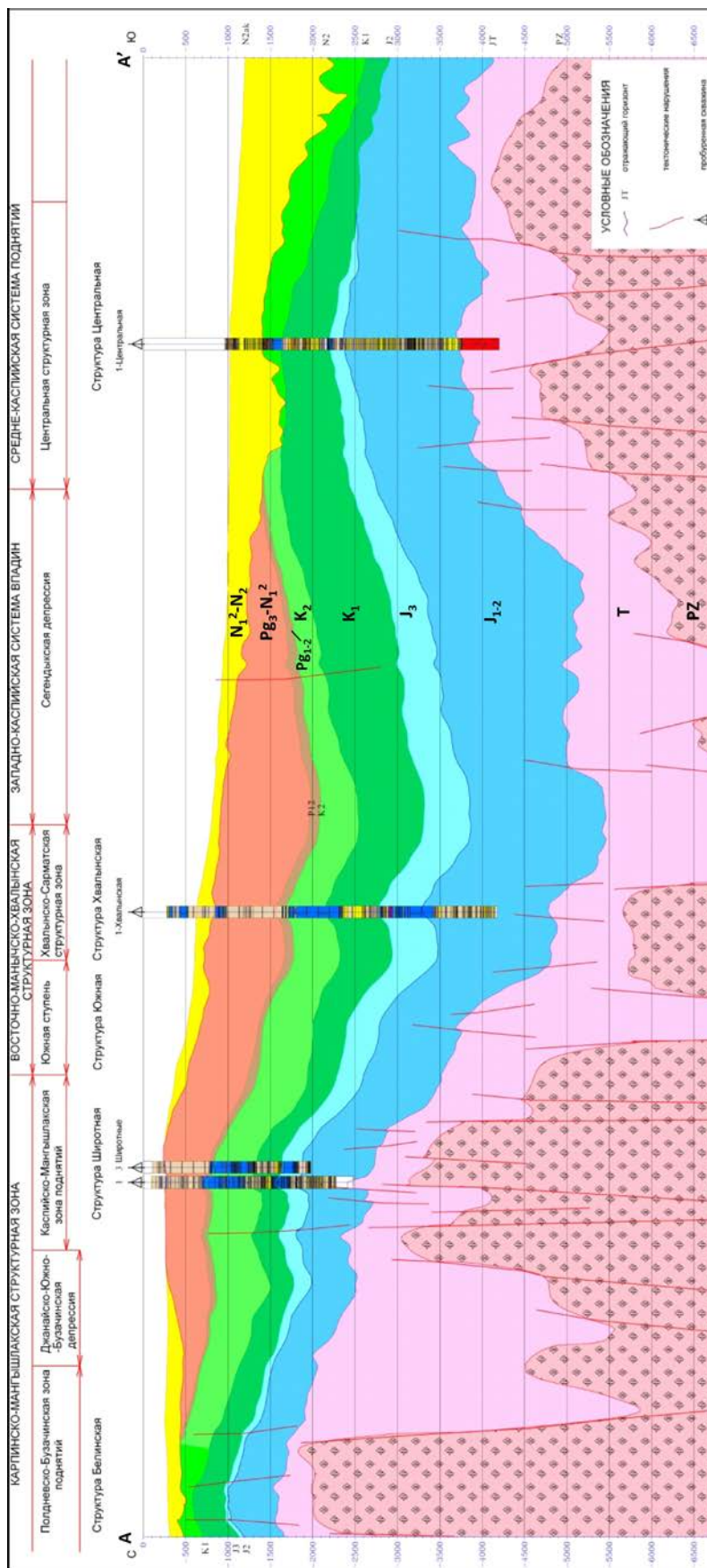
Юрский нефтегазоносный комплекс включает два подкомплекса, различающихся литологическими особенностями коллекторов. К его отложениям приурочены месторождения им. Ю.Кувыкина, Хвалынское, 170 км, Центральное и Хазри. Нижний (среднеюрский) подкомплекс представлен песчано-алевролитовыми-коллекторами с глинистыми покрывками. Региональной покрывкой служат глинистые известняки и мергели нижней части оксфордского яруса. Продуктивны в среднеюрском подкомплексе отложения ааленского (в Предкавказье), байосского, батского и келловейского ярусов. Наиболее полный разрез нижнесреднеюрских отложений (1400 м) вскрыт скважиной Центральная-1 (рис.2). Верхний (верхнеюрский) подкомплекс распространен не повсеместно. Отложения подкомплекса в пределах отдельных тектонических структур отличаются различной стратиграфической полнотой, а иногда отсутствуют. Коллекторы приурочены к оксфордским и кимеридж-титонским отложениям. Продуктивная толща оксфордского яруса представляет собой неравномерное переслаивание трещиноватых скрытозернистых известняков и мергелей. Коллекторы кимеридж-титонских отложений сложены порово-каверновыми, поровыми, в различной степени трещиноватыми доломитами и известняками. Вышележащая толща ангидритов, перекрытая непроницаемыми глинами нижней части неокомского надъяруса является достаточно надежной покрывкой [по данным ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»]. Многие исследователи [1, 2, 4, 8 и др.] указывают на необходимость построения надёжной схемы стратификации юрского разреза для Среднего Каспия. Традиционная стратиграфия очень слабо расчленяет нижнесреднеюрские отложения. В основном, кроме кровли и подошвы выделяется еще одна граница – поверхность нерасчлененных бат-байосских отложений. Данная ситуация обусловлена как низкой разбуренностью в регионе этой части разреза, так и значительной латеральной изменчивостью литологии осадочных комплексов.

Наряду с хорошей сейсмической изученностью территории отмечается неравномерное распределение по площади пробуренных скважин, часто разделенных большими расстояниями (до  $n \cdot 10$  км). Корреляция в межскважинном пространстве осложняется значительной литофациальной изменчивостью юрских отложений, что определяет необходимость выполнения сиквенс-стратиграфического анализа, включающего сейсмические, стратиграфические и седиментологические исследования [7, 9, 10]. Выделение секвенций по данным ГИС и материалам сейсморазведки, прослеживание их по площади, привлечение дополненных литолого-фациальных, палеонтологических скважинных данных, позволяют создать детальную корреляционную схему, определить последовательную смену латеральной изменчивости фаций и представить достоверную модель развития осадочного бассейна или его частей с высокой прогнозной способностью.

По результатам многолетних исследований, проводимых сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и СК «Петроальянс», в разрезе Среднего Каспия была выделена одна осадочная секвенция первого порядка - Мезо-Кайнозойская, охватывающая период от среднего триаса по современное время продолжительностью около 225 млн. лет. В её составе выделяется семь секвенций второго порядка (раннесреднеюрская, позднеюрская, раннемеловая, позднемеловая, палеоцен-эоценовая, олигоцен-миоценовая и плиоцен-четвертичная). На протяжении юрского периода отмечается тренд повышения глобального уровня моря. Иными словами, юрские отложения формировались в трансгрессивный период развития Мезо-Кайнозойской секвенции 1-го порядка. В кровле и подошве рассматриваемый комплекс ограничивается поверхностями несогласий – предъюрским (SB J1) и предмеловым (SB J3). Внутрикмплексное предпозднеюрское несогласие (SB J2) разделяет юрский комплекс на две секвенции 2-го порядка: раннесреднеюрскую и позднеюрскую. В целом нижнесреднеюрские отложения формировались в условиях трансгрессии моря от Центрального поднятия к Ракушечно-Широтному валу [3].

Согласно принципиальной сиквенс-стратиграфической модели строения терригенных секвенций [9] наиболее перспективным с позиции поиска НАЛ является тракт низкого стояния (LST). Эта система представляет собой седиментационную последовательность налегающих друг на друга мелких проградационных конусов, в совокупности создающих более крупную лопасть конуса выноса. Помимо этого при понижении уровня моря и выхода поверхности в зону эрозии в поверхности подстилающей секвенции могут формироваться палеоврезы. Перекрывающие их отложения трансгрессивного системного тракта представлены преимущественно глинистыми разностями, слагающими флюидупор для перспективных НАЛ. В системных трактах высокого стояния поиски





**Рисунок 2.** Геолого-геофизический разрез акватории Среднего Каспия по линии А-А'. Линия разреза показана на рис.1 [данные ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»]

НАЛ возможны в кровле секвенций в областях развития русловых врезов, формирующихся при понижении уровня моря.

Дальнейшая разработка детальной сиквенс-стратиграфической модели нижнесреднеюрского интервала разреза в Среднем Каспии может продемонстрировать зоны развития неантиклинальных ловушек. Важной задачей является выявление в нижнесреднеюрском разрезе наиболее песчаных интервалов, формировавшихся в LST и HST трактах. Отдельного внимания заслуживает вопрос смены терригенной седиментации на карбонатную на рубеже средне- и позднеюрской эпох, а также пространственное распределение и фациальное районирование карбонатных и эвапоритовых отложений поднеюрского бассейна. Для решения приведённых задач необходимо:

- 1) Провести детальный сиквенс-стратиграфический анализ юрских отложений акватории Среднего Каспия с учётом обновления геолого-геофизической информации;
- 2) Составить прогнозные литофациальные карты, основанные на детальном анализе данных бурения скважин и результатов палеотектонического и палеогеоморфологического анализов;
- 3) На основе анализа сейсмических данных и полученных результатов представится возможным выделить зоны развития неантиклинальных ловушек и конкретные поисковые объекты в пределах участков, изученных 3Д сейсмическими исследованиями.

## Список литературы

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А. Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". 2004. 342 с.
2. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press. 2009. 409 с.
3. Керусов И.Н., Косова С.С., Шилкин С.Г., Горбань А.В., Белова А.А. Секвенсная стратиграфия юрско-нижнемеловых отложений Ракушечно-Широтной структурной зоны / Принципы и методы изучения нефтегазовых месторождений: Сб.статей Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгограНИПИморнефть» в г.Волгограде. Волгоград. 2015. вып. 73.
4. Киричкова А.И. Литология и фациальные особенности среднеюрских отложений Средне-Каспийского нефтегазосного бассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т.7. №4. С.1-16.
5. Медведев П.В., Попович С. В., Куклинский А.Я. Тектоническое строение и некоторые вопросы нефтегазогеологического районирования платформенного чехла акватории Северного и Среднего Каспия (в пределах Скифско-Туранской платформы). / Вопросы геологии и перспективы нефтегазоносности Нижнего Поволжья и Каспийского моря: Сб. науч. тр. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгограНИПИморнефть». Волгоград. 2008. вып. 67.
6. Мурзин Ш.М., Никишин А.М., Паньков С.Ю., Поляков А.А. Хроностратиграфия и история формирования углеводородных систем юрско-меловых отложений акватории Среднего Каспия // Геология нефти и газа. 2010. №1. С.41-50.
7. Позаментьер Г., Аллен Дж. П. Секвенсная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2014. 436 с.
8. Улановская Т.Е., Зеленщиков Г.В., Шилин А.В. Юра и нижний мел российского сектора Каспийского моря. Новочеркасск: ООО НПО «Темп». 2006. 60 с.
9. Шерифф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р. и др. Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. 846 с.
10. Siliciclastic Sequence Stratigraphy in Well Logs, Cores and Outcrops. J.C. Wagoner, R.M. Mitchum, K.M. Campion, V.D. Rahmanian. AAPG Methods in Exploration Series, №7, 1990.

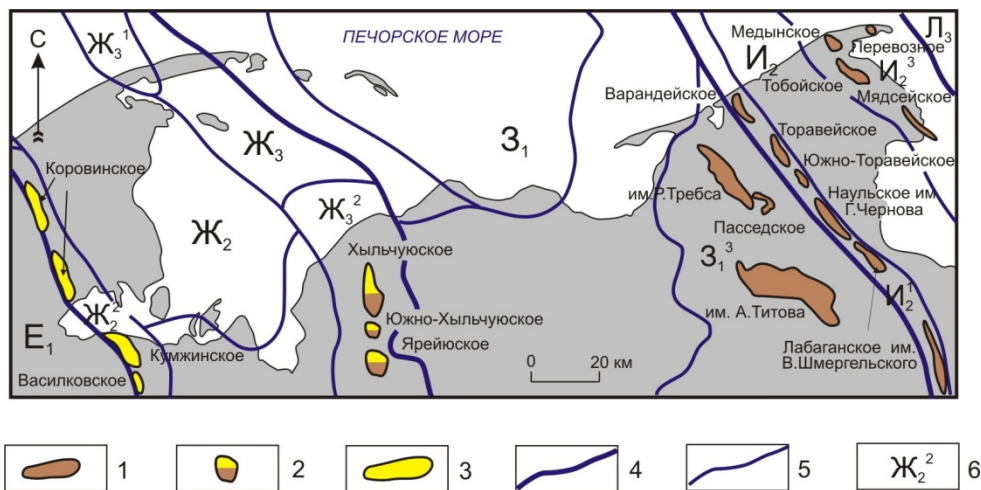


## ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ – ПЛАЦДАРМ ДЛЯ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ

Антоновская Т.В. \*, Зуйкова О.Н., Бабич Т.Ю. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология», СПб)

Перспективы нефтегазоносности Баренцевоморского шельфа в настоящий момент в основном связаны с мезозойскими отложениями триаса и юры, в связи с наличием углеводородных месторождений в акватории Баренцева моря (Штокмановское, Мурманское и др.) и осторожно – с палеозойскими нефтегазоносными комплексами [1]. Месторождения нефти и газа в палеозойских отложениях Тимано-Печорской провинции (ТПП) высокопродуктивны и поэтому могут быть надёжным плацдармом для поисков залежей УВ в Арктическом шельфе России.

В работе представлены месторождения нефти и газа прибрежной части ТПП (рис. 1, 2), в которых присутствуют залежи углеводородов (УВ) в палеозойских отложениях от силурийских до верхнепермских включительно. Результаты анализа данных месторождений с учётом сейсмических материалов в дальнейшем помогут прогнозировать залежи нефти и газа в палеозойских отложениях восточной части шельфа Баренцева моря, как акваториального продолжения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.



Месторождения: 1 - нефтяные, 2 - нефтегазоконденсатные, 3 - газоконденсатные; границы тектонических элементов: 4 - I порядка: Е<sub>1</sub> - Малоземельско-Колгуевская моноклинал, Ж<sub>2</sub> - Денисовский прогиб Печоро-Колвинского авлакогена, Ж<sub>3</sub> - Колвинский мегавал Печоро-Колвинского авлакогена, З<sub>1</sub> - Хорейверская впадина, Л<sub>3</sub> - Кортаихинская впадина; 5 - II порядка: Ж<sub>2</sub><sup>2</sup> - Шапкина-Юрьяхинский вал, Ж<sub>3</sub><sup>1</sup> - Поморский вал, Ж<sub>3</sub><sup>2</sup> - Ярейюский вал, З<sub>3</sub><sup>3</sup> - Садагинская ступень, И<sub>2</sub><sup>1</sup> - вал Сорокина, И<sub>2</sub><sup>3</sup> - Сорембой-Леккейягинский вал; 6 - индексы тектонических элементов.

**Рисунок 1.** Месторождения нефти и газа прибрежной части Тимано-Печорской провинции

В палеозойском разрезе ТПП выделяется восемь нефтегазоносных комплексов (НГК), семь из которых промышленно-нефтегазопродуктивны [2]. Практически все стратиграфические подразделения палеозоя осадочного чехла, исключая ордовик, в прибрежной части ТПП содержат залежи УВ. Месторождения сконцентрированы в пределах Варандей-Адзвинской структурно-тектонической зоны, Хорейверской впадины и Печоро-Колвинского авлакогена.

Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК содержит девять залежей нефти, которые в районе исследований находятся в пределах ВАСЗ и Садагинской ступени Хорейверской впадины в интервале глубин 3800-4200 м в верхнесилурийских и нижнедевонских отложениях. Открытая пористость коллекторов изменяется от 1,5 до 12 %, проницаемость – 0,1-0,3 мД (0,01-0,03 мкм<sup>2</sup>).

| Тектоническая зона                 | Стратиграфия | Эратема | Стратиграфические подразделения | Нефтегазные комплексы (НГК)      | Месторождения | Варандей-Адзвинская структурно-тектоническая зона |              |               |              |                 | Хорейверская впадина |                     |                             | Печоро-Колвинский авлакоген       |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
|------------------------------------|--------------|---------|---------------------------------|----------------------------------|---------------|---------------------------------------------------|--------------|---------------|--------------|-----------------|----------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------------------|------------------|------------------|----------------------|---------------|-----------------|----------------|------------------|----|----|----|----|--|-----------|--|
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | Сарембой-Лёккеейгинский вал                       |              | Вал Сорокина  |              |                 | Садаягинская ступень |                     |                             | Колвинский мегавал                |                  | Шапкина-Юрьянский вал |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | Перевозное, н                                     | Медынское, н | Мядсейское, н | Тобойское, н | Варандейское, н | Торавейское, н       | Южно-Торавейское, н | Наульское им. Г. Чернова, н | Лабанское им. В. Шмергельского, н | им. Р. Требса, н | Пасседское, н         | им. А. Титова, н | Хыльчужское, нГК | Южно-Хыльчужское, гН | Ярейское, нГК | Коровинское, гК | Кумжинское, гК | Василковское, гК |    |    |    |    |  |           |  |
| Палеозойская - PZ                  |              |         | P <sub>2-3</sub>                | Нижне-верхнепермский терригенный |               |                                                   |              |               |              |                 | 12                   |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      | 21-27         | 17              |                | 16-20            |    |    |    |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | P <sub>1u</sub>                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  | 25                    | 27               |                  |                      |               |                 | 17-18          | 18-19            |    | 17 | 16 |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | P <sub>1k</sub>                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       | 31               | 25               |                      |               |                 |                | 17               | 17 |    | 17 |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | P <sub>1a-s</sub>                                 |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   | 15-17            | 16                    | 19               | 25               | 22                   |               |                 |                |                  |    |    | 15 |    |  | 16,3-19,7 |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>3</sub>                                    |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       | риф.             | риф.             |                      |               |                 |                |                  |    |    | 13 |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>2</sub>                                    |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    | 16 |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>1</sub>                                    |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  | 18,5      |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>1v2-s</sub>                                |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>1v1,2</sub>                                |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
|                                    |              |         |                                 |                                  |               | C <sub>1t</sub>                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3dm</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3f3</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3fm</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3dm - C<sub>1t</sub></sub>  |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3sr</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>3f1</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>2</sub>                     |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>2 - D<sub>3f1,2</sub></sub> |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| D <sub>1</sub>                     |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| S <sub>2</sub>                     |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| S <sub>1</sub>                     |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| O <sub>2-3</sub>                   |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |
| O <sub>2-D<sub>1</sub></sub>       |              |         |                                 |                                  |               |                                                   |              |               |              |                 |                      |                     |                             |                                   |                  |                       |                  |                  |                      |               |                 |                |                  |    |    |    |    |  |           |  |

Залежи: нефти - ●, нефтегазоконденсатные - ●, конденсатного газа - ●; 14 - пористость открытая, %; 3 - проницаемость, мД

**Рисунок 2.** Нефтегазоносность и коллекторские свойства палеозойских отложений прибрежной части Тимано-Печорской провинции

Среднедевонско-франский терригенный НГК продуктивен только в пределах Сарембой-Лёккеейгинского вала ВАСЗ, содержит шесть залежей нефти, которые находятся в интервале глубин 2910-3220 м в среднедевонских эйфельских и верхнедевонских тиманских песчаных коллекторах. Открытая пористость коллекторов 8-14 %.

Доманиково-турнейский карбонатный НГК включает 13 залежей нефти в доманиковых, верхнефранских, фаменских и турнейских отложениях, в пределах Сарембой-Лёккеейгинского вала (1920-2750 м) и вала Сорокина (2270-2500 м) ВАСЗ, и Садаыгинской ступени (3600-3910 м)

Хорейверской впадины, где данный НГК наиболее погружен. Открытая пористость коллекторов 7-14 %, проницаемость – 0,02-38 мД.

Нижне-верхневизейский терригенный НГК включает две залежи нефти в пределах вала Сорокина ВАСЗ на глубинах 2300-2400 м. Открытая пористость коллекторов 14-20 %, проницаемость – до 8,64 мД.

Верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК содержит шестнадцать залежей УВ, в том числе: семь залежей нефти в пределах вала Сорокина ВАСЗ в интервале глубин 1400-1680 м; две нефтяные залежи и три нефтегазоконденсатные на глубинах 1900-2400 м в пределах Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена (ПКА); четыре газоконденсатные залежи на глубинах 2200-2450 м Шапкина-Юрьяхинского вала ПКА. Открытая пористость коллекторов 10-25 %, проницаемость – 0,03-2,5 мД.

Нижнепермский галогенно-терригенный НГК включает в прибрежной части ТПП в районах исследуемых месторождений только терригенные кунгурские образования. Данный НГК содержит две залежи нефти в ВАСЗ (вал Сорокина) на глубинах 1150-1300 м и пять залежей УВ (нефть, конденсатный газ) в пределах ПКА Колвинского мегавала и Шапкина-Юрьяхинского вала в интервале глубин 1760-2030 м. Открытая пористость коллекторов 17-31 %, проницаемость – 0,07-5,23 мД.

Нижне-верхнепермский терригенный НГК (ранее – верхнепермский НГК, переименованный в связи с тем, что уфимские терригенные отложения по современной стратификации являются нижнепермскими), включает уфимские, казанские и татарские отложения. Данный НГК содержит три залежи нефти в пределах вала Сорокина ВАСЗ на глубинах 1120-1380 м, и в ПКА одну залежь нефти (1640-1740 м, Колвинский мегавал) и шесть газоконденсатных залежей в интервале глубин 1540-1900 м. Открытая пористость коллекторов 16-27 %, проницаемость – 0,01-9 мД.

Наиболее тяжёлые нефти (890-920 кг/м<sup>3</sup>) приурочены к гипсометрически высоким горизонтам, наиболее лёгкие (830-860 кг/м<sup>3</sup>) расположены в более глубокозалегающих коллекторах. Конденсатный газ концентрируется в пределах ПКА: к Колвинскому мегавалу приурочены нефтяные, нефтегазоконденсатные и газовые залежи, к Шапкина-Юрьяхинскому валу – только газоконденсатные.

Как видно из вышеприведённого материала, практически весь палеозойский осадочный чехол на побережье ТПП нефтегазопродуктивен с неплохими фильтрационно-емкостными характеристиками. Развитие территории ТПП и её морского продолжения в палеозое происходило субпараллельно Уральско-Пайхойско-Новоземельской складчатой системе, поэтому не исключено наличие залежей УВ в палеозойских отложениях шельфа Баренцева моря (возможно, и севера Карского моря) с аналогичными геолого-геофизическими и геохимическими условиями [3]. Там, где отсутствуют скважины (большая часть акватории Баренцева моря), представленные результаты исследований в комплексе с региональными и детальными сейсмическими данными позволят выделить локальные объекты с более точными углеводородными характеристиками прогнозируемых залежей нефти и/или газа.

## Список литературы

1. Каминский В.Д. и др. Карбонаты – первоочередной объект для поисков залежей нефти и газа в палеозойских отложениях Арктического шельфа России / В.Д. Каминский, А.К. Алексеева, Т.В. Антоновская, О.Н. Зуйкова, А.А. Черных. *Neftegaz.RU*. № 1, 2017. С. 85-90.
2. Теплов Е.Л. и др. Природные резервуары нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской провинции / Е.Л. Теплов, П.К. Костыгова, З.В. Ларионова и др. М-во природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Коми, ГУП РК ТПНИЦ. СПб: ООО «Реноме», 2011. 286 с.
3. Данилов В.Н. и др. Сравнительный анализ онтогенеза углеводородов в Печорском и других осадочных бассейнах мира / В.Н. Данилов, Н.А. Малышев, В.А. Скоробогатов и др. М.: Изд-во Академии горных наук, 1999. 400 с.



## ПЕРСПЕКТИВЫ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННЫХ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ И ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА НА ШЕЛЬФЕ САХАЛИНА

*Астафьев Д.А. \*, Толстиков А.В., Калита М.А., Наумова Л.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»),  
Игнатова В.А. (ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Методологической основой прогнозирования новых залежей углеводородов (УВ) и в целом зон нефтегазоаккумуляции на шельфе Сахалина является современная концепция бассейногенеза, учитывающая значительную роль окраинно-континентального рифтогенеза и в целом деструктивного процесса в консолидированной коре современных и палеоконтинентальных окраин континентов на ранних этапах формирования осадочного чехла нефтегазоносных бассейнов (НГБ), а также последующего формирования крупных надрифтовых депрессий [1, 2.]. Именно эти геодинамические процессы формируют внутренний структурно-тектонический каркас осадочных и НГБ, состоящий из гипсометрически приподнятых и погруженных меж- и внутририфтовых блоков преимущественно в их осевых частях, а в краевых частях – приразломных и межразломных приподнятых блоков, контролирующих размещение наиболее крупных зон нефтегазоаккумуляции [3]. Деструктивно-рифтогенный процесс обеспечивает также интенсивную дегазацию недр Земли, поступление глубинного водорода, ускоряющего синтез УВ как в консолидированных породах фундамента и переходного комплекса, но главным образом в осадочном чехле.

Важно отметить, что условиями формирования залежей УВ в осадочном чехле и породах фундамента является необходимость куполообразного перекрытия их пластами-флюидоупорами. Чем больше амплитуда структур осадочного чехла и выступов пород фундамента, при условии куполообразного перекрытия их флюидоупорами, тем выше вероятность того, что породы-коллекторы будут насыщены УВ.

Залежи в осадочном чехле и породах фундамента могут формироваться как за счет УВ, мигрирующих из более глубокозалегающих интервалов пород переходных толщ и консолидированных пород фундамента, так и нижних интервалов пород осадочного чехла, которые перекрывают выступы и заполняют смежные прогибы и впадины. При этом заполнение ловушки УВ происходит по мере концентрации их под сводами флюидоупоров в процессе латеральной и вертикальной миграции и понижения контакта залежей с пластовой водой в процессе ее вытеснения из емкостного пространства ловушки через критическую седловину.

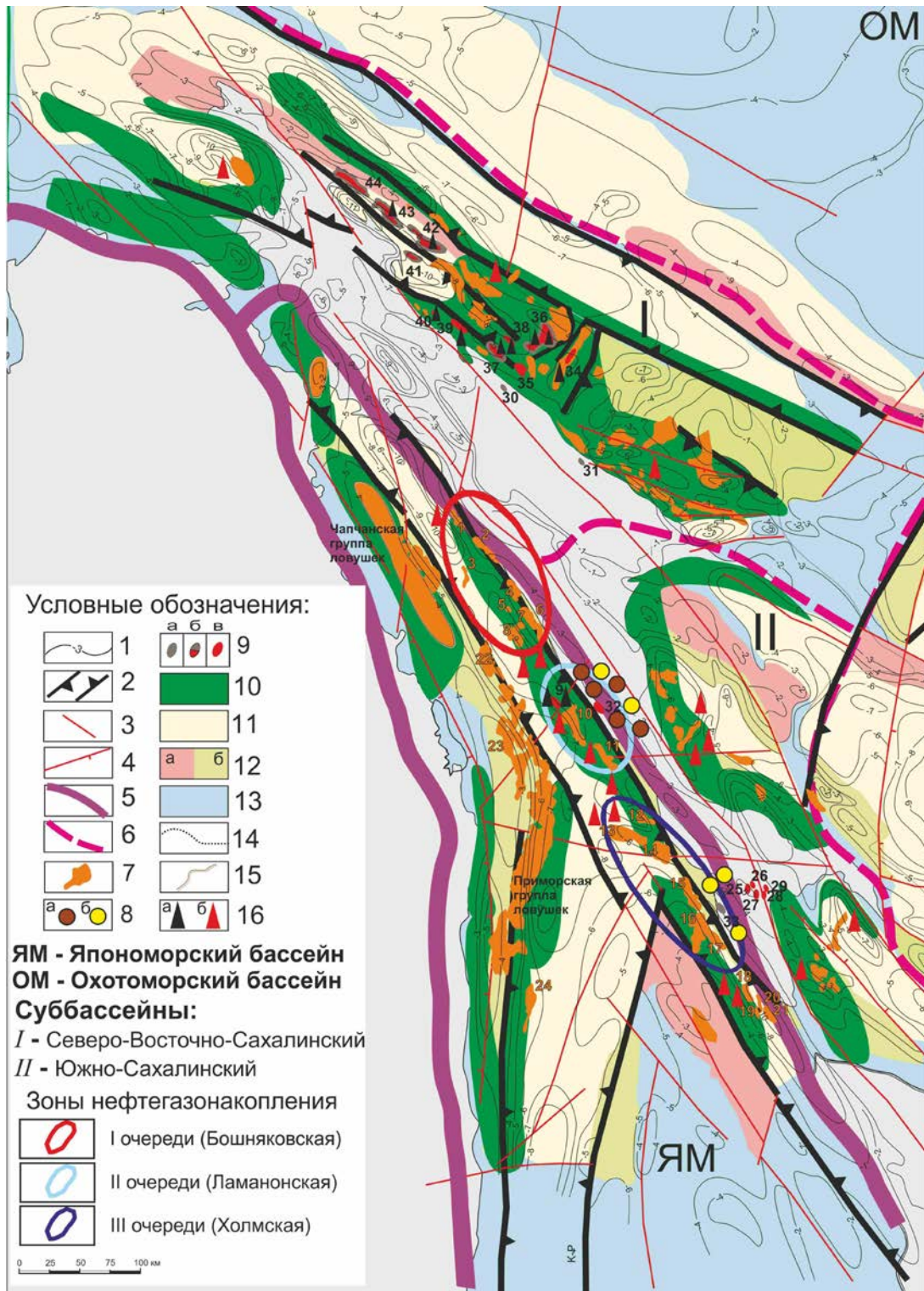
Остров Сахалин разделяет два крупных морских НГБ: Охотоморский на востоке и Япономорский на западе. Восточный шельф Сахалина является наиболее перспективной областью Охотоморского (НГБ), где, как и прогнозировалось ранее, по ряду главнейших критериев, имеются предпосылки продолжения открытий крупных по запасам месторождений и залежей углеводородов (УВ). В настоящее время здесь завершается разведка газоконденсатно-нефтяной залежи в отложениях дагинского горизонта Южно-Кириного месторождения. Не исключено также наличие газоконденсатных или газоконденсатно-нефтяных залежей в отложениях дагинского горизонта на восточных куполах Южно-Кириного и Мынгинского месторождений. Практически не изученными бурением остаются низезалегающие отложения палеогена и пород фундамента. Новые прогнозируемые месторождения УВ на многочисленных выявленных и подготовленных к бурению структурах, как и ранее открытые, будут приурочены к меж- внутририфтовым, межразломным и приразломным структурам в ореолах распространения пластов-коллекторов и флюидоупоров в прибрежных зонах шельфа, палеоделты и конусов выноса обломочного материала (рис. 1).

Кроме того, в настоящее время появились дополнительные геологические и геофизические данные, позволяющие обосновать возможность целенаправленных поисков резервуаров УВ в коллекторах трещинного и трещинно-порового типа, связанных с мезозойским акустическим фундаментом и вышележащими отложениями палеогена.

Ранее акустический фундамент был изучен параметрическим бурением на прилегающей суше Северного Сахалина (Катангли, Сев. Баури). Породы фундамента представлены в нижней части вскрытой толщи окремненными аргиллитами и плотными алевролитами. Верхнюю вулканогенно-терригенную толщу слагают песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями туффитов.

На восточном шельфе Сахалина палеогеновый комплекс, сложенный возрастными аналогами мачигарско-даехуриинского горизонта позднеэоцен(?)–олигоценевого возраста развит не только в

прогибах, но и перекрывает своды межрифтовых Южно-Киринского, Мынгинского и других поднятий.



**Рисунок 1.** Схематическая карта размещения прогнозируемых зон на шельфе Сахалина  
 1 - изогипсы акустического фундамента, км, 2 - рифты, 3 - разломы, 4 сбросы, 5 - границы бассейнов, 6 - границы суббассейнов, 7 - структуры, выявленные ОАО «ДМНГ», 8 – проявления: а – нефти, б – газа, 9 - месторождения: а – нефтяные, б – нефтегазоконденсатные, в – газоконденсатные и газовые, 10 - зоны развития пластов коллекторов терригенного типа с открытыми и прогнозируемыми месторождениями углеводородов, 11 - очаги генерации углеводородов, 12 - другие зоны нефтегазонакопления: а) - более вероятные, б) - менее вероятные, 13



– участки акватории с неопределенными перспективами нефтегазоносности, 14 – изобата 500м, 15 – береговая линия, 16 – скважины: а) – продуктивные, б) – непродуктивные.

**Западный шельф.** Структуры: 1 - Владимировская, 2 - Первореченская, 3 - Китоусинская, 4 - Пильвинская, 5 - Белкинская, 6 - Бошняковская, 7 - Западно-Бошняковская, 8 - Августовская, 10 - Ламанонская, 11 - Красногорская, 12 - Сергеевская, 13 - Яблонева, 14 - Чеховская, 15 - Холмская, 16 - Ясноморская, 17 - Зырянская, 18 - Северо-Кузнецовская, 19 - Южно-Кузнецовская, 20 - Шестоманская, 21 - Замирайловская, 22 - Тумнинская, 23 - Иннокентьевская, 24 – Самаргинская. Месторождения: 9 - Изъльметьевское, 25 - Благовещенское, 26 - Заречное, 27 - Золоторьбное, 28 - Южно-Луговское, 29 - Восточно-Луговское, 30 – Полярнинское, 31 – Окружное, 32 – поле Шахты Углегорская, 33 – Георгиевское. **Восточный шельф.** Месторождения: 34 – Мынгинское, 35 – Южно-Лунское, 36 – Южно-Кириновское, 37 – Лунское, 38 – Кириновское, 39 – Венинское, 40 – Северо-Венинское, 41 – Чайво, 42 – Аркутун-Дагинское, 43 – Пильтун-Астохское, 44 – Одоптинское

С целью прогноза развития зон коллекторов в палеогеновом комплексе отложений Южно-Кириновского, Мынгинского поднятий в программном комплексе Petrel выполнен анализ поля атрибутов сейсмической записи. Наиболее информативными параметрами этого района исследований оказались мгновенная частота (Instantaneous Frequency), относительный акустический импеданс (Relative Acoustic Impedance), амплитуда огибающей сейсмической трассы (Envelope) и мгновенная фаза (Instantaneous Phase).

Палеогеновый комплекс отложений в пределах Южно-Кириновской и Мынгинской структур характеризуется пониженными значениями параметра «Мгновенная частота», вероятно, связанными с развитием зон трещинно-поровых коллекторов.

Пониженные значения относительного акустического импеданса обычно связаны с развитием коллекторов, характеризующихся уменьшением плотности и скорости распространения сейсмических волн, а также с наличием залежей УВ. Наиболее низкие значения относительного акустического импеданса характерны для базальной части сеймокомплекса палеогеновых отложений в пределах Мынгинского поднятия, что связано, по-видимому, с наличием залежи УВ в этом комплексе.

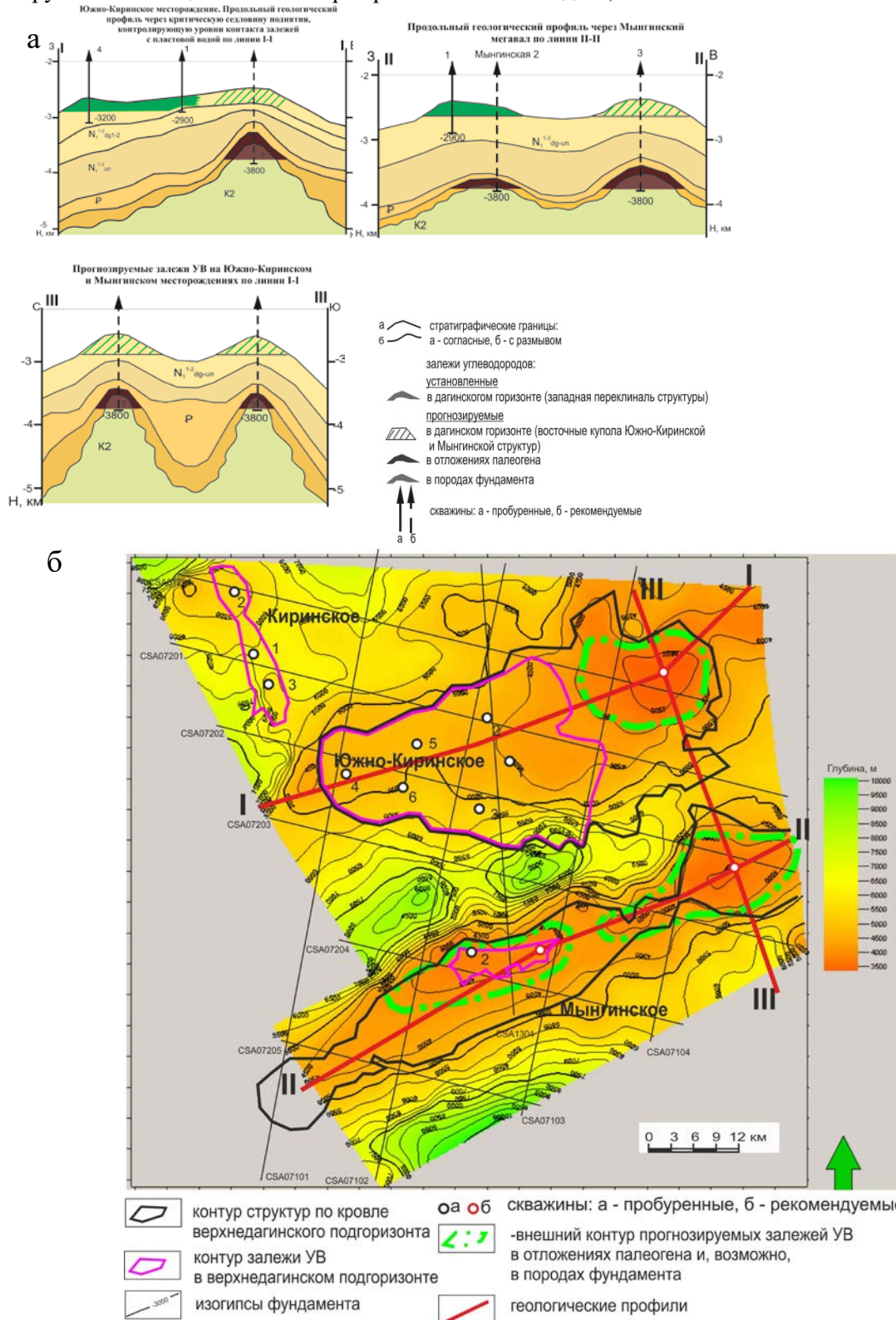
По результатам анализа интервальных скоростей и атрибутов сейсмической записи по материалам сейсморазведки 2-D кратностью 84-120 выделяются следующие зоны, характеризующиеся пониженными значениями интервальных скоростей, благоприятные для формирования ловушек и залежей УВ: восточный купол Южно-Кириновской структуры, центральный и восточный купола Мынгинского поднятия. На рис. 2 приведены геологические профили I-I, II-II и III через прогнозируемые залежи и карта интервальных скоростей в нерасчленном комплексе отложений палеогена с нанесенными линиями геологических профилей и прогнозируемыми залежами УВ. Прогнозируемые залежи в трещинных и трещинно-поровых коллекторах мезозойского акустического фундамента – массивные, вероятно гидродинамически связаны с залежами в отложениях палеогена.

Все контакты залежей с пластовой водой определены на абсолютной отметке около минус 3800 м, так как они контролируются гипсометрическим уровнем подошвы верхнепалеогенового флюидоупора в критической седловине, расположенной к северо-востоку от восточного купола Южно-Кириновской структуры. Положение подошвы верхнепалеогенового флюидоупора на участке критической седловины восточного купола Южно-Кириновской структуры контролирует уровень контакта залежей с пластовой водой также и для Мынгинской структуры, так как гипсометрический уровень разделяющей их седловины практически совпадает с таковым для критической седловины восточного купола Южно-Кириновской структуры. Таким образом, на Южно-Кириновской и Мынгинской структурах прогнозируемые залежи УВ (вероятно, газоконденсатно-нефтяные) в дагинском горизонте неогена, палеогеновых отложениях и, возможно, в породах акустического фундамента образовали единую зону газонефтенакопления. Аналогичные зоны нефтегазонакопления с залежами УВ в нижних горизонтах осадочного чехла возможны для групп локальных поднятий в пределах Пограничного прогиба, расположенного к югу от Мынгинского месторождения, и для Восточно-Одоптинской группы поднятий, расположенной севернее (рис. 1).

Аналогичные исследования выполнены для западно-сахалинского шельфа, где пока открыто только одно мелкое по запасам газа Изъльметьевское месторождение с залежами в маруямской свите верхнего миоцена. Бурение на других структурах оказалось безуспешным по причине неточного заложения поисковых скважин. Вместе с тем, в разрезе осадочного чехла вдоль всего западного

шельфа Сахалина обнаруживается наличие пластов-коллекторов и флюидоупоров не только в маруямской толще, но и практически в каждом нижележащем литолого-стратиграфическом комплексе, включая нижние горизонты палеогенового комплекса и породы верхнемелового акустического фундамента [4] (рис. 3).

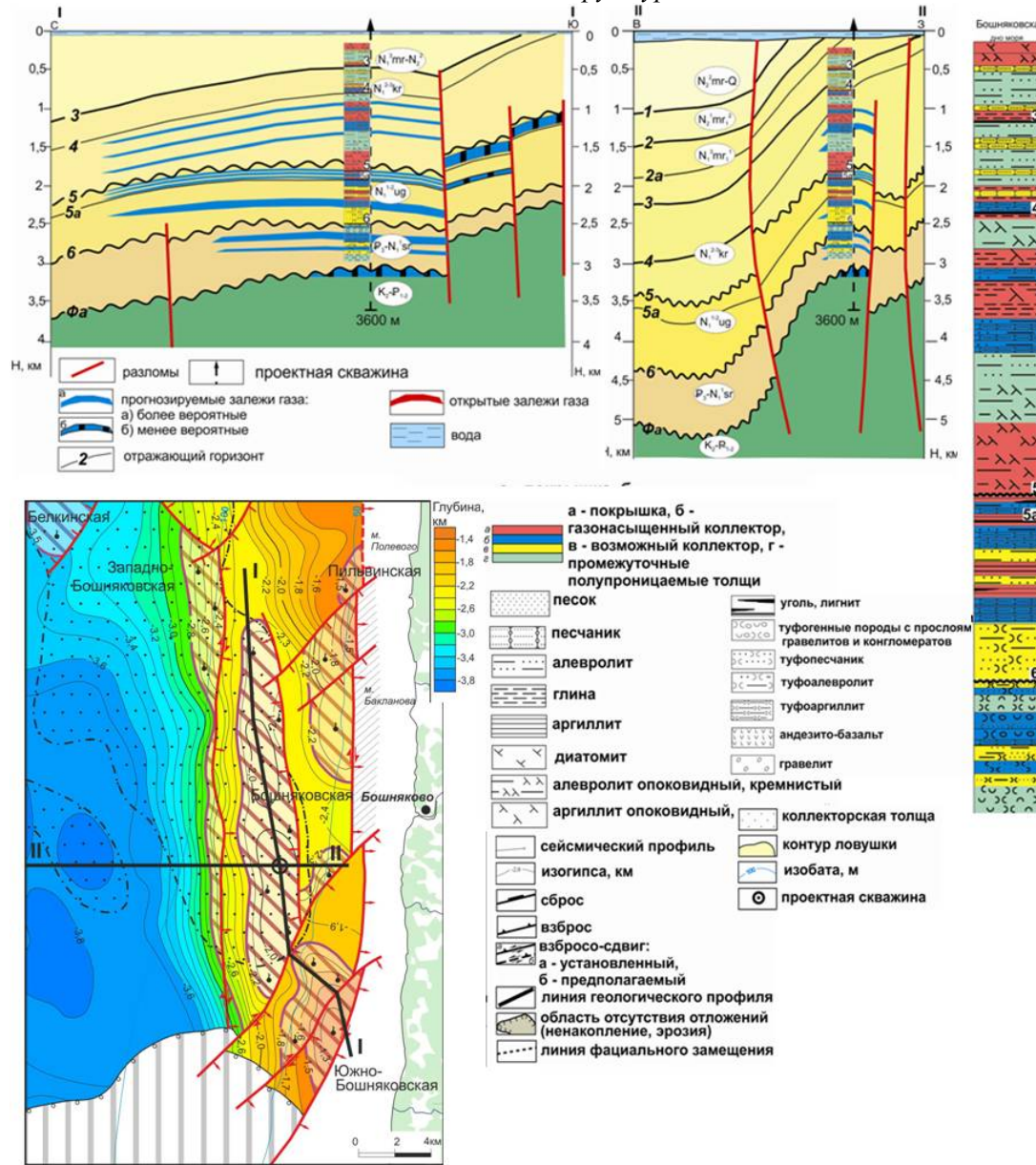
Причем, судя по морфологии ловушек, залежи в них могут быть существенно больше, чем в маруямской толще неогена. Формирование залежей здесь, как и на восточно-сахалинском шельфе,



**Рисунок 2.** Южно-Кириновская зона нефтегазонакопления на восточно-сахалинском шельфе:  
а) - Геологические профили через прогнозируемые залежи УВ в отложениях палеогена и, возможно,



фундамента в пределах Южно-Киринской и Мынгинской структур, б) – структурная карта по поверхности фундамента с нанесенными линиями геологических профилей через прогнозируемые залежи УВ в отложениях палеогена и, возможно, фундамента в пределах Южно-Киринской и Мынгинской структур



**Рисунок 3.** Бошняковская зона нефтегазонакопления на западно-сахалинском шельфе. Структурная карта кровли чеховского подкомплекса (СГ 5а)

происходило за счет поступления преимущественно метана из пород мелового комплекса и прилегающих к ловушкам пород осадочного чехла, испытывающих вплоть до настоящего времени воздействие водородсодержащих флюидов. Подобные модели месторождений прогнозируются и для других структурных зон вдоль западного шельфа Сахалина – Ламанонской и Холмской.

## Список литературы

1. Астафьев Д.А. Механизмы подъема мантийного вещества, флюидодинамики, глубинные уровни генезиса и аккумуляции углеводородов в земной коре. Ж."Глубинная нефть". Том 2. №4. 2014. с.527-541. URL: [http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-4-2014/2\\_Astafiev\\_2-4-2014.pdf](http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-4-2014/2_Astafiev_2-4-2014.pdf)
2. Д.А.Астафьев. Современные тенденции в решении фундаментальных проблем бассейногенеза и нефтегазонасности. ROGTEC. [http://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue32\\_lowres](http://issuu.com/rogtecmagazine/docs/issue32_lowres). Март 2013. С.24-43.
3. Харахинов В.В. Нефтегазовая геология Сахалинского региона. - М.: Научный мир, 2010. - 276 с.



# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



4. Шейн В.С., Игнатова В.А. "Геодинамика и перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов Дальнего Востока". – М.: ВНИГНИ, 2007. – 296 с.

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ

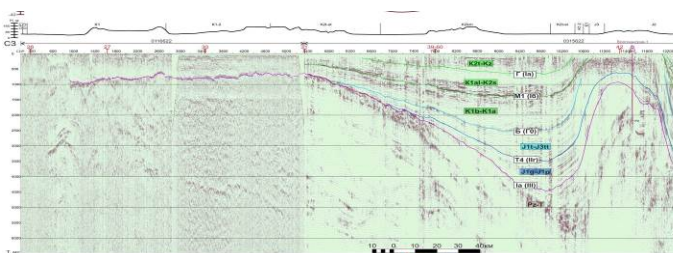
Афанасенков А.П. \* (ФГБУ «ВНИГНИ»)

На примере крупного научного проекта по геологическому изучению северного обрамления Сибирской платформы показана новая методика геолого-геофизического комплексного регионального изучения крупных территорий. Появление новых геофизических технологий и методов научного анализа позволили провести современную комплексную интерпретацию данных сейсморазведки, потенциальных полей, ГИС, стратиграфических, лито-фациальных, палеогеографических, геохимических и других материалов [1, 2, 3, 5]. Данные глубинного сейсмического зондирования в комплексе с материалами по гравитационному и магнитному полям послужили основой для обоснования рифтовой модели и создания новых карт глубин фундамента региона, нефтегеологического районирования по палеозойскому комплексу. Особо следует отметить результаты электроразведочных работ (МТЗ) в которых показана их эффективность в выявлении подмерзлотных скоплений УВ, прогноза региональных литологических особенностей, а также развития коллекторов и флюидоупоров. Поэтому комплексирование этих методов, позволяет многократно увеличить геологическую результативность геофизических работ (рис.1).

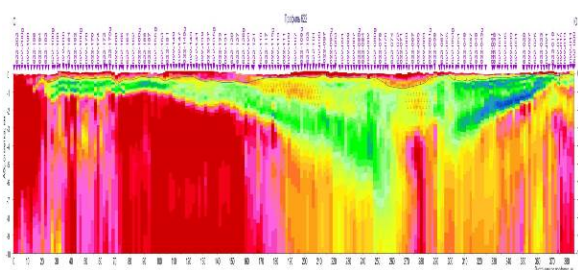
Карта аномального поля силы тяжести Гыдано-Ленской зоны и прилегающих территорий



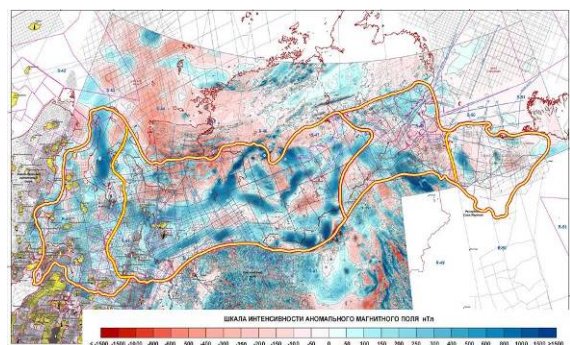
Временной сейсмогеологический разрез по линии 20 (0116622-0315622)



Геоэлектрический разрез по линии 20 (0116622-0315622)



Карта аномального магнитного поля Гыдано-Ленской зоны и прилегающих территорий



Профиль ГСЗ

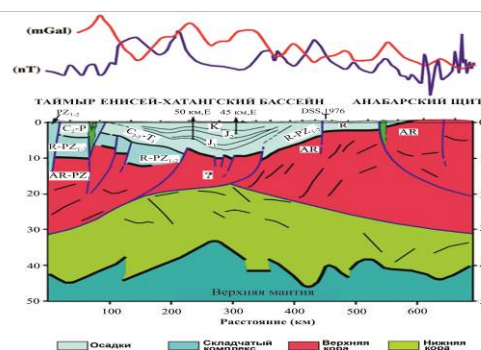
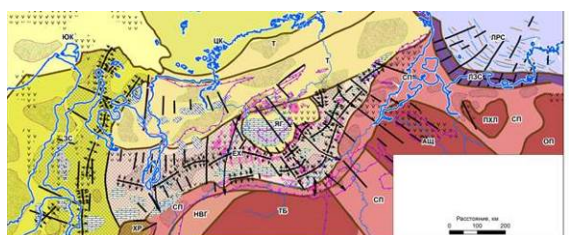
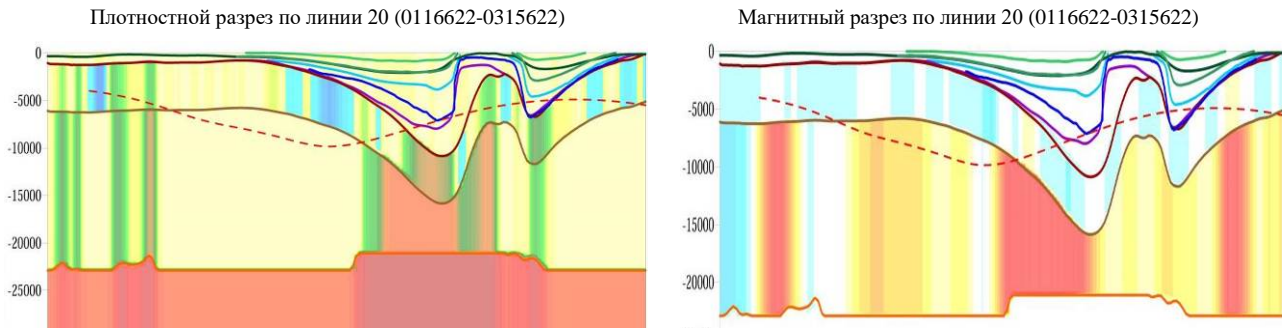


Схема строения фундамента Енисей-Хатангского региона по результатам комплексной интерпретации





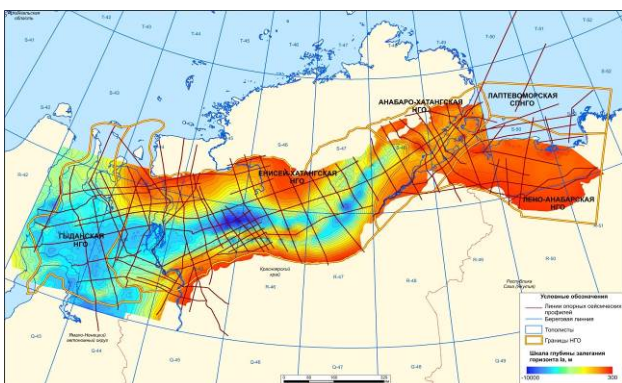
**Рисунок 1.** Элементы комплексирования геолого-геофизических материалов

Метод МТЗ позволил выявить зоны выклинивания песчаников на крыльях крупноамплитудных валов, антиклинальные ловушки в триасовых и, возможно, палеозойских отложениях, своды которых существенно смещены относительно сводов структур по юрско-меловым отложениям. Большой поисковый интерес представляют также ловушки нефти и газа, связанные с покровно-надвиговыми структурами внешней периферической зоны Таймырского складчатого сооружения. В целом можно рекомендовать включение метода МТЗ в стандартный комплекс регионального изучения недр[3].

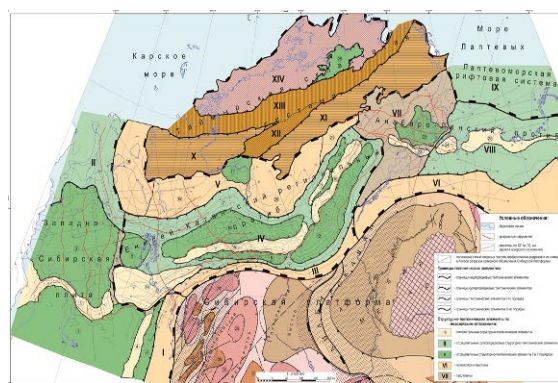
Геолого-структурная интерпретация потенциальных полей построена на интеграции данных: исходный структурный каркас по результатам сейморазведочных работ и данные о плотностях и магнитных свойствах (с учетом новой информации по ГИС) использованы для создания модели нулевого приближения при решении обратной задачи грави- и магниторазведки методом подбора в 2D и 3D вариантах.

Основным методом из комплекса геофизических исследований остается сейморазведка МОГТ-2D. На основании полученных результирующих материалов сейморазведочных работ в рамках настоящих исследований были выделены перспективные объекты антиклинального и неантиклинального типа по различным перспективным уровням юрско-мелового интервала разреза. Особенно полезными являются специальные методы обработки сейсмических материалов. Построены сейсмогеологические региональные объёмные модели с выделением и локализацией по ним перспективных зон и объектов - сиквенс-стратиграфический Гыдано-Енисейский куб по методике «Регион Сейс 3D» площадью 433,2 тыс. кв. км; выполнен СВАН-атрибутивный анализ материалов по кубу и скважинным данным; построены кубы прогнозных подсчётных параметров исследуемых коллекторских интервалов разреза (кубы пористости и эффективной мощности), а также проведены исследования по технологии ОТДИ (Оптимизационная Технология Динамической Интерпретации), позволяющей прогнозировать резервуары на региональной стадии по специальному способу пластовой акустической инверсии [6, 7, 8]. Результатом этой работы стала толстослоистая структурно-тектоническая модель строения Енисей-Хатангского регионального прогиба (в комплексе «Регион Сейс 3D»), Анабаро-Хатангской седловины и Лено-Анабарского мегапрогиба (рис.2).

Структурная карта по отражающему горизонту Ia (подошва юрских отложений) (А.А. Чикишев, К.Х. Козьмина, В.Б. Бурдин, 2016г.)

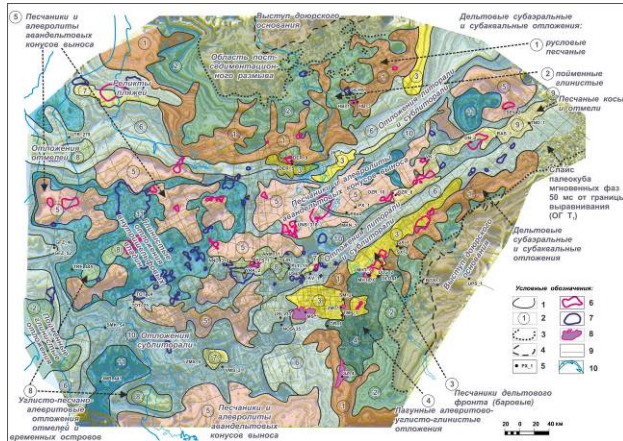


Структурно-тектоническая карта северного обрамления Сибирской платформы (А.П. Афанасенков, А.Н. Обухов, А.А. Чикишев, Любаев Р.Р., ФГБУ «ВНИГНИ» 2016г.)

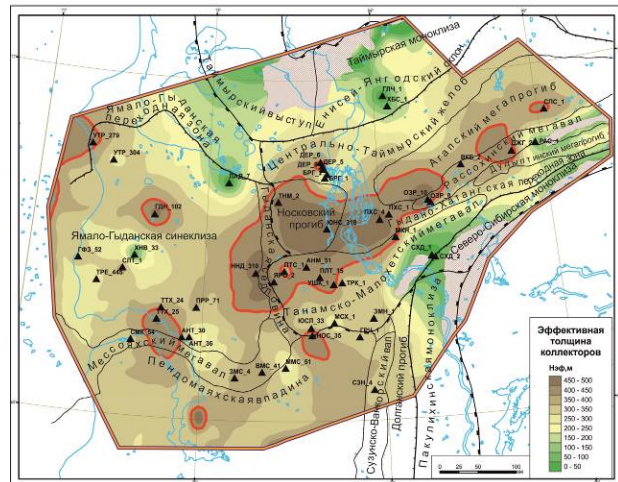




Карта седиментационных зон малышевского горизонта западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и сопредельной территории Гыданской НГО на основе слайса палеокуба мгновенных фаз



Карта эффективной толщины коллекторов по методике КССП



**Рисунок 2.** Компоненты толстослойной структурно-тектонической модели строения Енисей-Хатангского регионального прогиба

Итоговые карты по технологии Комплексного спектрально-скоростного прогноза (КССП) и легли в основу уточнения количественной оценки ресурсного потенциала углеводородов западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и позволили существенно уточнить прогностические параметры для определения коэффициента аналогии между выделенными расчетными и эталонными участками при осуществлении оценки ресурсного потенциала методом внутренних геологических аналогий.

Важными элементами комплексирования являются седиментационно-ёмкостное моделирование палеозойских и мезозойских формаций и геохимические исследования органического вещества и углеводородных флюидов в этих толщах (рис.2). Получены важные данные при полевых маршрутных работах с отбором образцов для различных исследований.

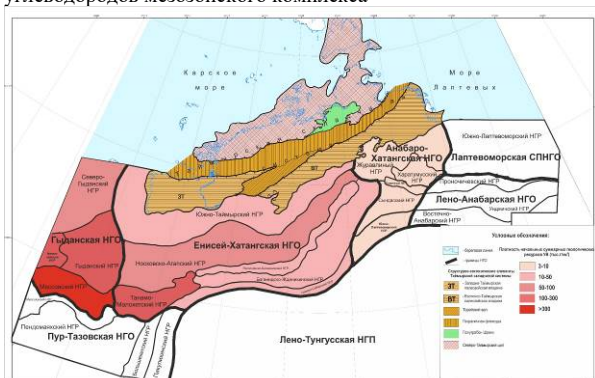
Выполнено бассейновое моделирование по трём блокам - Гыдано-Усть-Енисейскому, Балахнинско-Анабаро-Хатангскому и Лено-Анабарскому. Основным результатом можно считать полученные карты генерации и аккумуляции УВ по нефтегазоносным комплексам. В целом на моделируемой территории объём генерации составляет 1 323 млрд. т.у.т., объём аккумуляции – 295 млрд. т.у.т., что говорит о высоких перспективах изучаемого объекта.

Результатом работы стала оценка ресурсного потенциала по мезозойским и палеозойским комплексам. Количественная оценка ресурсов УВ произведена отдельно для каждой НГО и нефтегазоносным комплексам в их пределах. В Гыданской и Енисей-Хатангской НГО наибольшими перспективами и ресурсным потенциалом характеризуются отложения апт-сеноманского комплекса и неокома. В Анабаро-Хатангской НГО максимальные НСР УВ отвечают верхнепермско-нижнетриасовому НГК, в Лено-Анабарской максимум НСР УВ относится к пермскому НГК (рис.3).

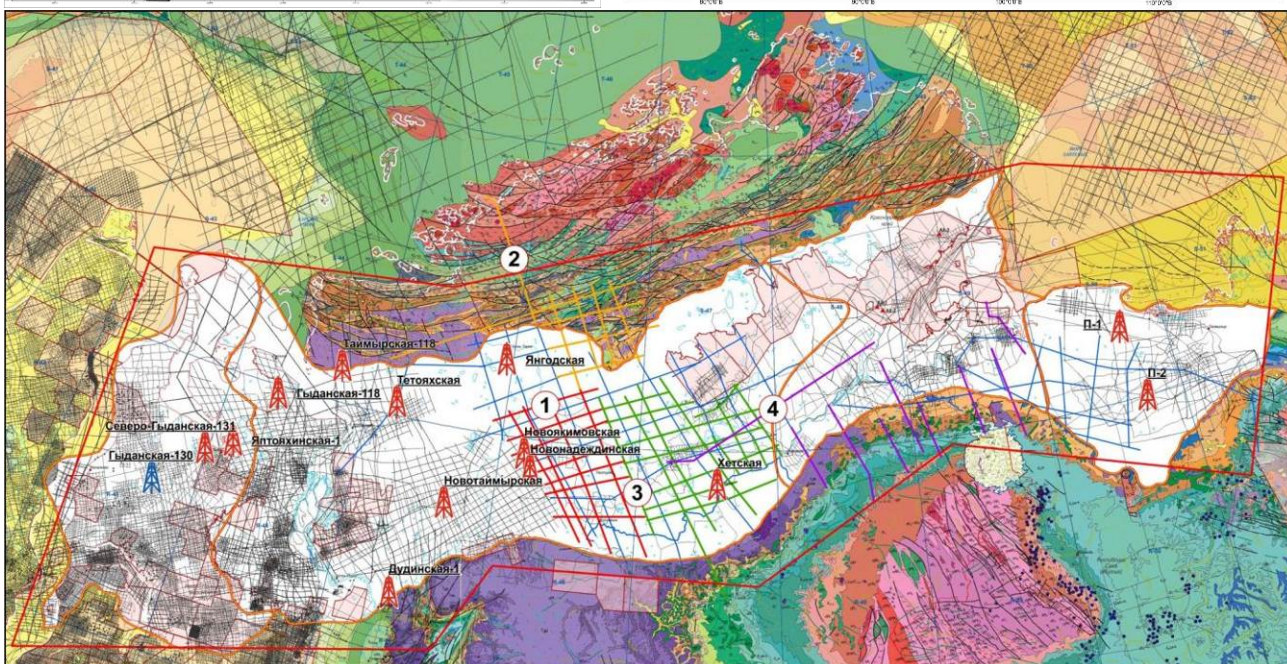
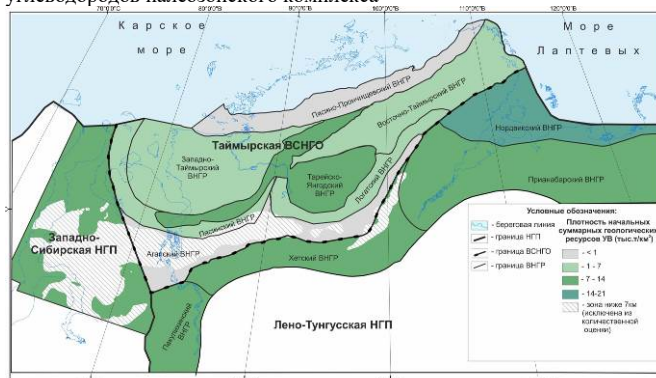
По результатам геолого-геофизического комплексирования разработаны рекомендации по дальнейшему геологическому изучению региона. На рис. 3 приведены рекомендуемые параметрические скважины для территорий Енисей-Хатангской, Гыданской НГО и Лено-Анабарской НГО. Скважины Новоякимовская и Новонадеждинская [3]. расположены на северо-восточном окончании Агапского прогиба, но в несколько разных условиях залегания отложений нижнего мела и юры и являются зависимыми. Альтернативными скважинами также являются Тетояхская-1 и Таймырская-118. Скважина Гыданская-130, начата бурением в 2013 году и ее проектная глубина пока не достигнута.



Карта плотности начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов мезозойского комплекса



Карта плотности начальных суммарных геологических ресурсов углеводородов палеозойского комплекса



**Рисунок 3.** *Карты плотности начальных суммарных геологических ресурсов УВ, программа сейсморазведочных работ и параметрического бурения*

В восточной части Енисей-Хатангской НГО предлагается к бурению скважина Хетская-1 с забоем в нижнеюрских отложениях. Основные перспективы в этой скважине связываются с впервые выявленным в Боганидо-Жданихинском мегапрогибе неокомским клиноформным комплексом. Юрские отложения здесь имеют значительную мощность и содержат нефтематеринские толщи.

В бортовых зонах Енисей-Хатангской НГО предлагается бурение параметрических скважин на палеозойские комплексы. Местоположение скважины Янгодской-1 на северном борту ЕХРП предстоит уточнить после получения результатов обработки новых сейсмических профилей сезона 2016 г., а Дудинской параметрической скважины (Северо-Сибирская моноклиза, район г. Дудинка) после проведения полевых электроразведочных работ. В Дудинской параметрической скважине №1 необходимо вскрытие рифейского комплекса, с которым связаны существенные перспективы нефтегазоносности, подтвержденные на всей территории Сибирской платформы [7,9].

На территории Западно-Таймырского ВПНГР к параметрическому бурению предлагаются две зависимые скважины: Таймырская-118 и Тетояхская-1. Задачи, решаемые данными скважинами аналогичные: детальное изучение верхне и среднепалеозойских комплексов с целью оценки перспектив нефтегазоносности целого ряда выделенных крупных антиклинальных объектов.

На основании комплекса проведенных исследований можно сделать вывод о необходимости ускоренного проведения поисково-разведочных работ на нефть и газ в пределах северного обрамления Сибирской платформы. Эти работы, несомненно, принесут значительный прирост запасов нефти и газа. При проведении этих работ рекомендуется комплексирование современных видов геолого-геофизических исследований с широким применением электроразведочных работ.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А..В., «Мезо-кайнозойская история развития севера западной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Усть-Енисейский район)», Геология нефти и газа, 2017, №1, 34-46.
2. Афанасенков А.П., Бондаренко М.Т., Киссин Ю.М., и др. О выявлении перспективных нефтегазоносных объектов под глубокое бурение по результатам региональных сейсмических исследований Енисей-Хатангского прогиба. М., Геология нефти и газа 2016 г., вып. 3, с. 44-54.
3. Афанасенков А.П., Волков Р.П., Яковлев Д.В. Аномалии повышенного электрического сопротивления под слоем многолетнемерзлых пород – новый поисковой признак залежей углеводородов. Геология нефти и газа, № 6, 2015, с. 40-53.
4. Балдин В.А., Адиев Р.Я., Мунасыпов Н.З. Западная Сибирь: основные направления ГРП и перспективы развития в XXI веке/ III International Geoscience Conf., Тюмень, 2013.
5. Казаис В.И. Комплексная интерпретация региональных геолого-геофизических данных по области сочленения Западно-Сибирского осадочного бассейна с Сибирской платформой (полуостров Таймыр) // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна. Новосибирск. 2010.
6. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Бондаренко М.Т., Лапина Е.В. Эффективность прогнозирования коллекторов способами динамической интерпретации в Восточной Сибири. М., Технологии сейсморазведки, вып. 4, 2010, с. 26-34.
7. Конторович В.А, Конторович А.Э, Губин И.А. и др. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны. Вып. №8. «Геология и геофизика». Том 54, Новосибирск, 2013, с.1253-1274.
8. Копилевич Е.А., Мушин И.А., Давыдова Е.А., Афанасьев М.Л., Комплексное спектрально-скоростное прогнозирование типов геологического разреза и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов», ОАО «НК «Роснефть», серия «Библиотека нефтяного инжиниринга», АНО «Ижевский институт компьютерных исследований», Ижевск, 2010, с.248
9. Старосельцев В.С. Проблема выделения рифтогенных прогибов — перспективных тектонических элементов активного нефтегазообразов



## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КАК ИНСТРУМЕНТ ВЫДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В СРЕДНЕЮРСКОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ

*Баклан М.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Валющева А.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Малышева Е.О. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никишин В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Голованов Д.Ю. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никитина В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»)*

### Введение

В настоящей работе, основываясь на принципах секвенсной стратиграфии, по результатам комплексирования скважинных и сейсмических данных были выполнены реконструкции палеогеографических обстановок в пределах среднеюрского интервала разреза, позволившие выделить и закартировать зоны распространения аккумулятивных тел различного генезиса - потенциальных резервуаров.

Представляемая работа проводилась на основе геолого-геофизических исследований, комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных с учетом ранее выполненных работ в рамках проекта «Региональная геологическая модель акватории Западно-Арктических морей 2016».

Целью настоящего исследования было выделение перспективных объектов, снижение рисков и определение направления дальнейших ГРП в акватории Баренцева моря.

Говоря об актуальности исследования, следует отметить, что изучаемый регион отличается низкой степенью изученности сейсмическими и скважинными данными. Тем не менее, в результате ранее выполненной интерпретации материалов сейсморазведки и данных бурения были открыты крупные антиклинальные структуры и месторождения газа и газа-конденсата (Штокмановское, Ледовое и т.д.). На данном этапе изученности встает вопрос о необходимости выделения дополнительных объектов или ловушек комбинированного типа. В связи с этим особую актуальность приобретают реконструкции палеогеографических обстановок как инструмент выделения и анализа распространения потенциальных резервуаров.

### Структура проекта

Восстановление палеогеографии подразделялось на два основных блока работ: первый - интерпретация сейсмических данных и второй - генетическое описание керна и интерпретация ГИС.

В результате проведенной интерпретации сейсмических данных, удалось выделить интервалы, наиболее благоприятные для сейсмо- и фациального анализа. Для выделенных интервалов впоследствии были построены карты толщин и выполнен атрибутный анализ. Одновременно было проведено детальное седиментационное описание керна и интерпретация данных ГИС с обоснованием различных обстановок осадконакопления.

### Фациальная диагностика разрезов скважин, разработка седиментационной модели

Генетическое описание керна было составлено по структурным и текстурным особенностям пород и ихнофациям. Выделенные обстановки осадконакопления по керну были сопоставлены с данными ГИС и распределены по скважинам где в соответствующих интервалах керн отсутствует. Таким образом, для каждого выделенного интервала разреза была разработана седиментационная модель.

Особое внимание заслуживает тот факт, что в рамках Региональных работ 2015-2016гг была собрана и обработана уникальная база данных. Работы по исследованию керна и интерпретации ГИС проводились по 15 скважинам, из них 5 скважин нераспределенного фонда.

Всего, специалистами региональной группы, было изучено и описано свыше 520 пог. км. керна скважин, для каждой из которых впоследствии были составлены планшеты, включающие всю актуальную информацию по изучаемой скважине: данные ГИС, интервалы отбора керна с описанием и фотографиями, интервалы опробования скважины, и, конечно, фации.

### Разработка секвенс-стратиграфической модели для юрского интервала разреза

Разработка секвенс-стратиграфической модели проводилась по результатам совместной интерпретации скважинных и сейсмических данных и включала в себя выделение основных хроностратиграфических поверхностей (границ секвенций, поверхностей максимального затопления), системны трактов (нижний + трансгрессивный и верхний) и, собственно, секвенции, соответствующие I и II порядкам. По результатам анализа характеристик волнового поля и

скважинных данных было проведено детальное расчленение юрского интервала разреза, что стало основой для проведения амплитудного анализа сейсмического волнового поля, построения карт толщин и, собственно, самих палеогеографических реконструкций в интервалах выделенных системных трактов и секвенций.

## Палеогеографические реконструкции для юрского интервала разреза

На основе результатов комплексирования всех вышеперечисленных методов были построены палеогеографические схемы для всего юрского интервала.

Для интервала нижней юры построены карты нижнего и верхнего системного тракта секвенции J1-1. Для нижнего системного тракта характерна эстуариевая модель, раскрывающаяся в северном направлении, визуально имеющая сходство с современной обской губой. Для верхнего системного тракта характерно наличие мелководного и глубоководного шельфа, дельтовых и баровых комплексов.

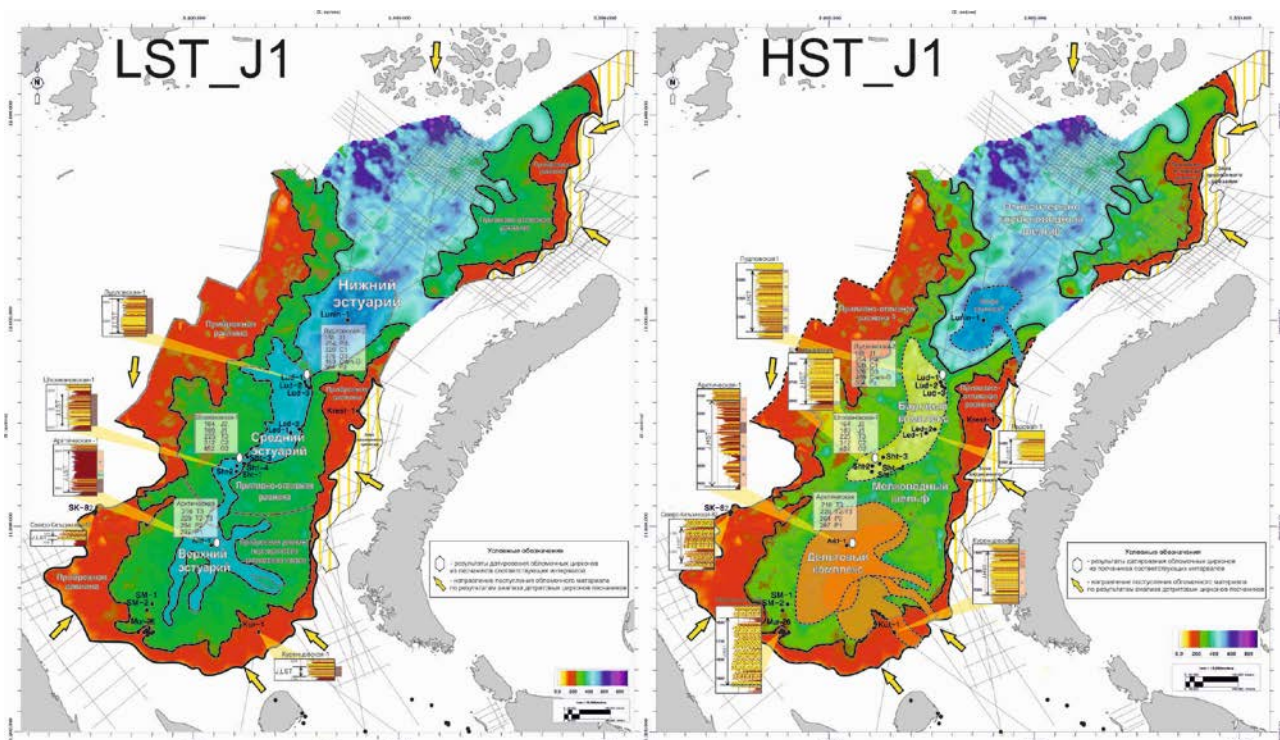


Рисунок 1. Палеогеографические реконструкции для нижнеюрского интервала разреза

Для среднеюрского интервала построены карты нижнего системного тракта секвенции J2-2 (J2a), нижнего и верхнего системных трактов секвенций J2-2 и J2-3 (J2b-J2bt), верхнего системного тракта секвенции J2-3 (J2k1) и нижнего системного тракта секвенции J3-4 (J2k2). В целом, интервал средней юры отличается широким развитием аккумулятивных тел различного генезиса - дельтовых и баровых комплексов, которые фиксируются как по скважинным данным, так и на картах толщин и картах атрибутов. Данные аккумулятивные тела, собственно, и являются потенциальными резервуарами.

Верхнеюрский интервал характеризуется обширной трансгрессией, склоновыми и донными фациями (Рисунок 2).



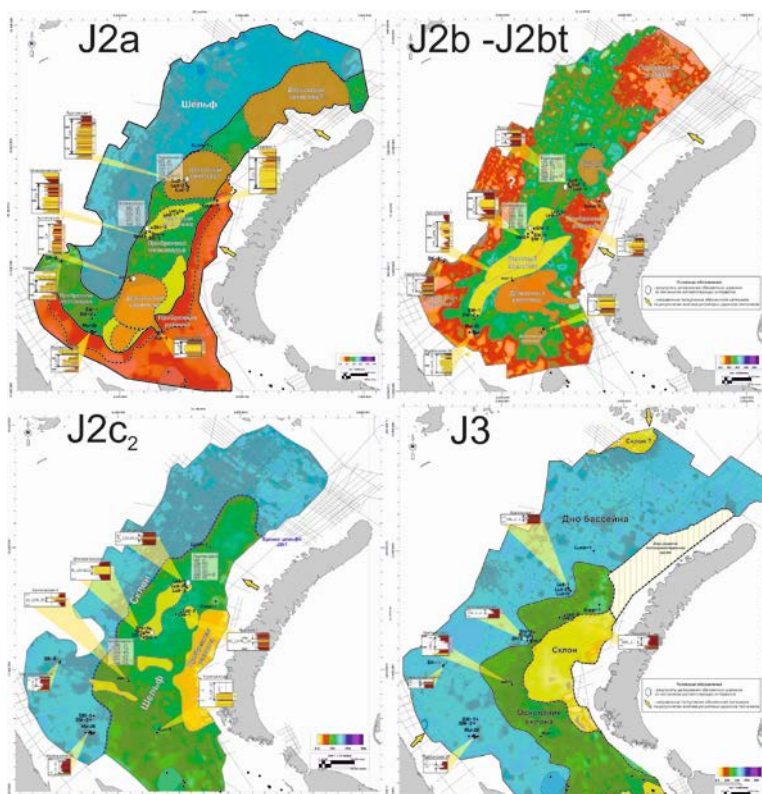


Рисунок 2. Палеогеографические реконструкции для средне- и верхнеюрского интервала разреза

Таким образом, на основе построенных палеогеографических схем для среднеюрского интервала разреза были выделены и закартированы аккумулятивные песчаные тела различного генезиса, являющиеся потенциальными коллекторами. Карта, отображающая пространственное распространение коллекторов представлена на рисунке 3.

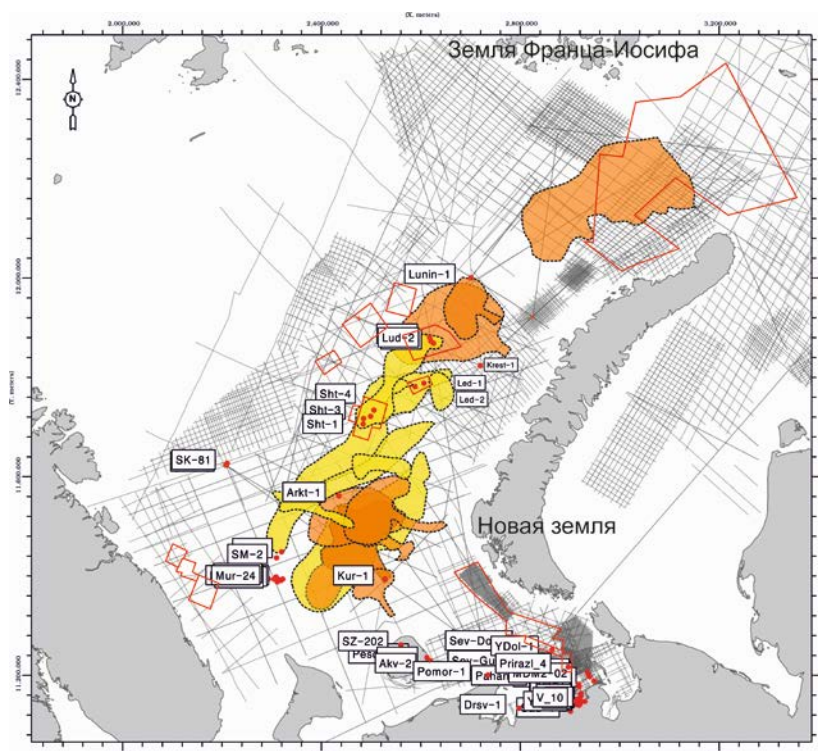


Рисунок 3. Карта пространственного распространения коллекторов для среднеюрского (J2) интервала разреза акватории Баренцева моря

Обоснованием петрофизической и интерпретационной модели коллекторов среднеюрского возраста являются также результаты моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС скважин Лудловская-1, Лудловская-3, Штокман-1 и Арктическая-1. Согласно данным моделирования в среднеюрском интервале разреза вышеперечисленных скважин четко отделяется водо- и газонасыщенный коллектор.

## Заключение

В рамках проводимых Компанией региональных работ (2015-2016гг.) на основе результатов комплексирования скважинных и сейсмических данных в пределах акватории Баренцева моря были выполнены палеогеографические реконструкции для всего юрского интервала разреза, отображающие физико-географические условия геологического прошлого, обстановки осадконакопления и пространственное изменение литологического состава.

На данных схемах нам удалось выделить и обосновать зоны распространения аккумулятивных песчаных тел различного генезиса – дельтовых и баровых комплексов, которые могут рассматриваться в качестве потенциальных резервуаров углеводородов.

На основе палеореконструкций была составлена карта площадного распространения коллекторов, позволяющая выделять наиболее перспективные зоны, с точки зрения наличия резервуаров углеводородов. На данной карте видно, что месторождения Штокмановское, Ледовое и Лудловское попадают в одну из перспективных зон – зону развития баровых тел.

## Список литературы

1. Асташкин Д.А., «Комплексное исследование керна ранее пробуренных скважин Печоро-Баренцевоморского региона». ООО «ВНИГНИ-2», Москва – 2016.
2. Борисов А.В., Коржик В.И., Матигоров А.А., Прокудина Л.П., Тронов Ю.А., Ягодин В.В. и др., «Уточнение геологических характеристик и подсчет запасов газа и конденсата Штокмановского месторождения», Мурманск – 1990 г.
3. Джалалов К.Э., «Проведение исследований керна ранее пробуренных скважин на Медынско-Варандейском лицензионном участке», ООО «НК «Роснефть» - НТЦ», Краснодар – 2015г.
4. Добрецов Н.Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): сибирские и эмейшаньские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды// Геология и геофизика, 2005, т. 46 (9), с. 870—890.
5. Дополнения к стратиграфическому кодексу России. Издательство ВСЕГЕИ, Санкт-Петербург, 2000. С.59-67.
6. Ларионова З.В., Богацкий В.И., Довжикова Е.Г., Галкина Л.В., Ермакова О.Л., Костыгова П.К., Каранова Т.И., Мартынов А.В., Москаленко К.А., Никонов Н.И., Шабанова Г.А., Тимано-Печорский седиментационный бассейн (Объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2002)/ – Ухта, Изд-во ТП НИЦ, 2002. – 122 с.
7. Позаментьер Г.В., Аллен Дж.П. Секвенная стратиграфия терригенных отложений. Основные принципы и применение. –М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 436 с.
8. Стрельченко В.В. и др., «Определение особенностей литологического строения, емкостных свойств и буримости триасовых и юрских отложений на шельфе Баренцева моря методами ЯМР, ИКС, спектрометрии естественной радиоактивности, объемной плотности, рентгеноструктурного и гранулометрического анализов», Москва – 1990г.
9. Справочник «Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин» под редакцией В.М. Добрынина, Москва «Недра» – 1988 г.
10. Andreichev V. L., Soboleva A. A., and Dovzhikova E. G. First U–Pb Data on Age of Granitoids in the Basement of the Pechora Basin. Doklady Earth Sciences, 2014, Vol. 458, Part 2, pp. 1207–1214. DOI: 10.1134/S1028334X14100146
11. Andreichev V.L., Soboleva A.A., Gehrels G. U–Pb Dating and Provenance of Detrital Zircons from the Upper Precambrian Deposits of North Timan Stratigraphy and Geological Correlation, 2014, Vol. 22, No. 2, pp. 147–159. DOI: 10.1134/S0869593814020026
12. Boggs Sam J.R. Principles of Sedimentology and Stratigraphy., 1995. 774 p



13. Nikishin A. M., Malyshev N. A., and Petrov E. I., 2014. Geological Structure and History of the Arctic Ocean, EAGE Publications bv, PO Box 59, 3990, DB HOUTEN, the Netherlands, 88 p.
14. Nikishin, A.M., Ziegler, P.A., Stephenson, R.A., Cloetingh, S.A.P.L., Furne, A.V., Fokin, P.A.,
15. Фондовая
16. Окончательный отчет по теме Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская). Книга 2. Скважина № 1-Крестовая. АМНГР. Отв. исп. Киреев Г.И. Мурманск – 2009.
17. Окончательный отчет по теме Комплексная обработка материалов бурения скважин Баренцевоморского региона (скважины № 1-Адмиралтейская, № 1-Крестовая, № 1-Арктическая, № 1-Ферсмановская). Книга 4. Скважина № 1-Ферсмановская. АМНГР. Отв. исп. Киреев Г.И. Мурманск – 2009.
18. Оценка перспектив нефтегазоносности Арктического шельфа России. Обоснование прогноза нефтегазоносности Чукотского и Баренцева морей. Отв. исп. Супруненко О.И. ВНИИОкеангеология, С-Пб, 2004

## ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ ВЕНДСКОМ ТЕРРИГЕННОМ ИНТЕРВАЛЕ НЕПСКОГО СВОДА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС

*Балагуров Максим Дмитриевич (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

На сегодняшний день территория Восточной Сибири является одним из важнейших направлений наращивания ресурсной базы ведущих нефтегазовых компаний. Строительство нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» активизировало деятельность нефтяных компаний на участках Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Основные лицензии были приобретены на аукционах крупными игроками, такими как «Газпром», «ТНК-ВР», «Роснефть», «Газпромнефть», «Иркутская Нефтяная Компания» и «Сургутнефтегаз». Лицензирование коснулось не только крупных и достаточно хорошо разбуренных месторождений, но и участков, продуктивность которых или не установлена, или подтверждена небольшим числом скважин. Поисковые участки имеют огромную площадь земель (в несколько тысяч квадратных километров) и крайне низкую степень изученности (не более 5-10 скважин, редкую сеть профилей сейсморазведки 2D). Для перехода от поисковой стадии к добыче необходим капиталоемкий объем геологоразведочных работ, что растягивает во времени программу ГРП и может сказаться на итоговой экономической рентабельности проекта. Оптимизация затрат по бурению за счет минимизации числа скважин и эффективности их размещения при таком раскладе является ключевой целью компаний [Воробьев В.С., 2016].

Промышленная нефтегазоносность установлена в пределах терригенных отложений верхнечонских продуктивных горизонтов вендской системы, которым в данной работе будет уделено основное внимание. Формирование залежей нефти и газа в этом интервале имеет ряд особенностей: границы залежей не контролируются структурным фактором в полном объеме, сложное строение коллекторов и высокая минерализация пластовых вод, приводящая к засолению порового пространства пород-коллекторов.

### **Верхнечонский II продуктивный горизонт**

Отложения распространены на большей части площади Непского свода, залегают на породах архейского фундамента или коры выветривания, общая толщина отложений (от 0 до 40 метров) сокращается в северо-западном направлении вплоть до полного выклинивания на локальных приподнятых участках фундамента.

Об условиях формирования отложений можно судить по их литологическому составу, их изменению по площади и по разрезу, которые свидетельствуют о том, что в ранненепское время территория участка располагалась на границе суши и прибрежной равнины мелкого моря, а в поздненепское время в результате развития вендской трансгрессии – в пределах обширной приливно-отливной равнины [Шемин Г.Г., 2007]. Таким образом, транспортировка и аккумуляция осадков происходили как в континентальных аллювиальных, так и в прибрежно-морских приливно-отливных обстановках осадконакопления.

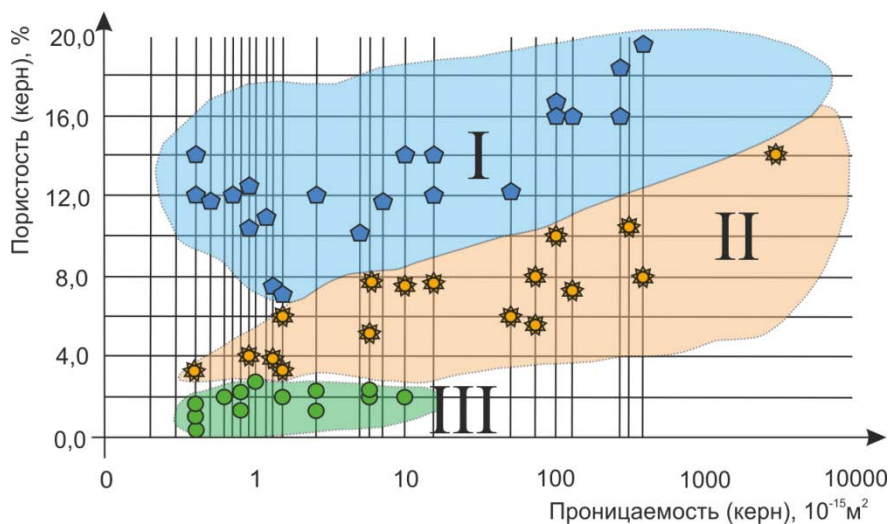
Отложения представлены переслаиванием песчаных, алевритовых и глинистых разностей, в разрезе встречаются достаточно мощные невыдержанные по площади песчаные отложения. Породы преимущественно с глинистым и карбонатно-ангидритовым цементом, иногда поровое пространство заполнено галитом. Согласно многим исследователям [Шемин Г.Г., 2004, Бузова И.А., 2001], обломочный материал поступал с запада и северо-запада территории исследований. Увеличение подвижности придонных вод в пределах исследуемой территории было значительным, что предопределило преобладание средне- и мелкозернистых песчаных фракций. Доля глинистой фракции, как правило, не превышает 10%. Текстуры пород разнообразны от преимущественно тонковолинистослоистых, и тонкогоризонтальнослоистых, до косо- и разнонаправленно косо-слоистых, массивные, отмечаются также линзовидные текстуры.

Особенности накопления продуктивных отложений определили формирование песчано-алевролитовых линз, гидродинамическая сообщаемость между которыми в ряде случаев ограничена глинистыми отложениями. Это обстоятельство в определенной степени объясняет причины возможности формирования залежей неструктурного типа.

На строение коллекторов терригенных отложений продуктивного горизонта наряду с условиями седиментации также оказали существенное влияние постседиментационные преобразования.



В первую очередь речь идет о результатах воздействия на терригенные образования процессов, характерных для районов с активной тектонической деятельностью, а именно – уплотнение и трещинообразование. Также широкое распространение получили процессы вторичного минералообразования (преимущественно засоление, кальцитизация и сульфатизация). На это указывают как микро- и макро- описание керна, так и результаты петрофизических исследований образцов в лабораторных условиях. Пористость и проницаемость песчано-алевролитовых коллекторов верхнечонского II горизонта изменяется в широком диапазоне и делится на поровый, трещино-поровый и порово-трещинный типы коллектора (рисунок 1).



**Рисунок 1.** Петрофизические свойства песчано-алевролитовых пород верхнечонского II продуктивного горизонта:

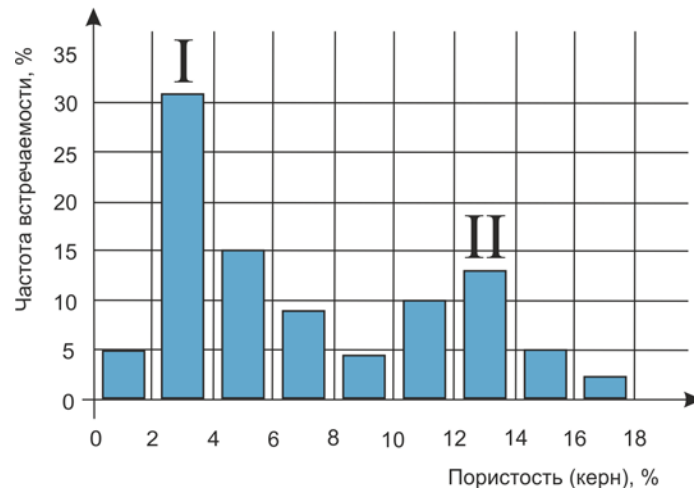
*I – поровый тип коллектора, II – трещино-поровый и порово-трещинный типы коллектора, III – трещиновый и порово-трещинный типы коллектора.*

## Верхнечонский I продуктивный горизонт

Отложения этого продуктивного горизонта перекрываются и подстилаются пластами аргиллитов, которые соответственно выполняют функции покрышки, формируя тем самым самостоятельные верхне- и нижненепские природные резервуары. Общая толщина отложений первого верхнечонского продуктивного горизонта варьирует от 0 до 25 метров и имеет тенденцию к увеличению в западном направлении. Принос кластогенного материала к месту захоронения осуществлялся преимущественно с северо-западных территорий. Аккумуляция песчаников горизонта происходила в обстановке относительно глубоководной части шельфа в периоды возобновления действия течений.

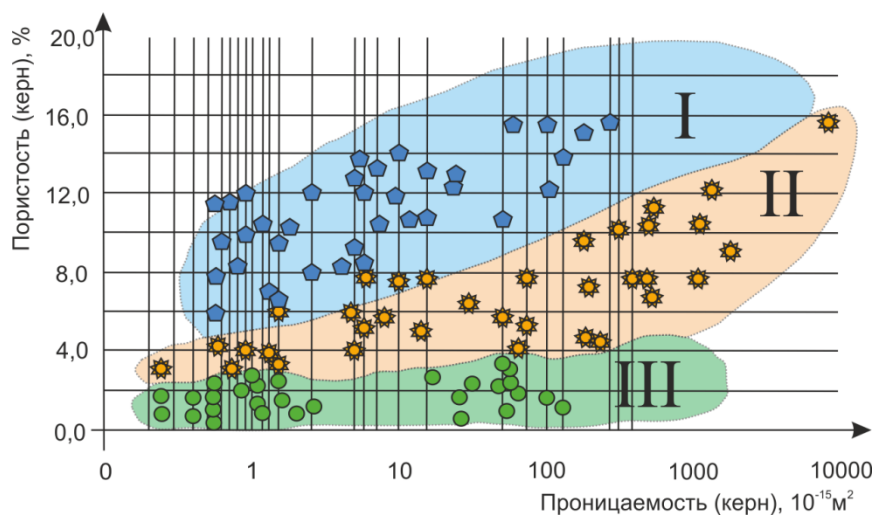
Отложения представлены неравномерным чередованием преимущественно средне- и мелкозернистых песчаников с алевролитами, аргиллитами, реже прослоями разномелкозернистых, крупно-, грубозернистых пород. Песчаники темно-серого и серого цветов, полевошпатово-кварцевые, мелко- и мелко-среднезернистые (иногда до гравелистых), хорошо отсортированные. Содержание цемента в песчаных разностях не превышает 10%. Цемент глинистый и ангидритовый. Тип цемента – поровый.

Пористость песчано-алевролитовых коллекторов, измеренная в лабораторных условиях, изменяется в интервале от 0,4 до 19,8% (среднее значение – 7,8%). Распределение данного параметра имеет бимодальный характер (рисунок 2).



**Рисунок 2.** Распределение пористости песчано-алевритовых пород верхнечонского I продуктивного горизонта

Выделяется два кластера. В первый попадают образцы с пористостью от 0 до 9%, во второй – с пористостью от 9 до 20%. Коллектора, в основном, порового и трещино-порового типа. Трещинного и порово-трещинного типа имеют подчиненное значение (рисунок 3).

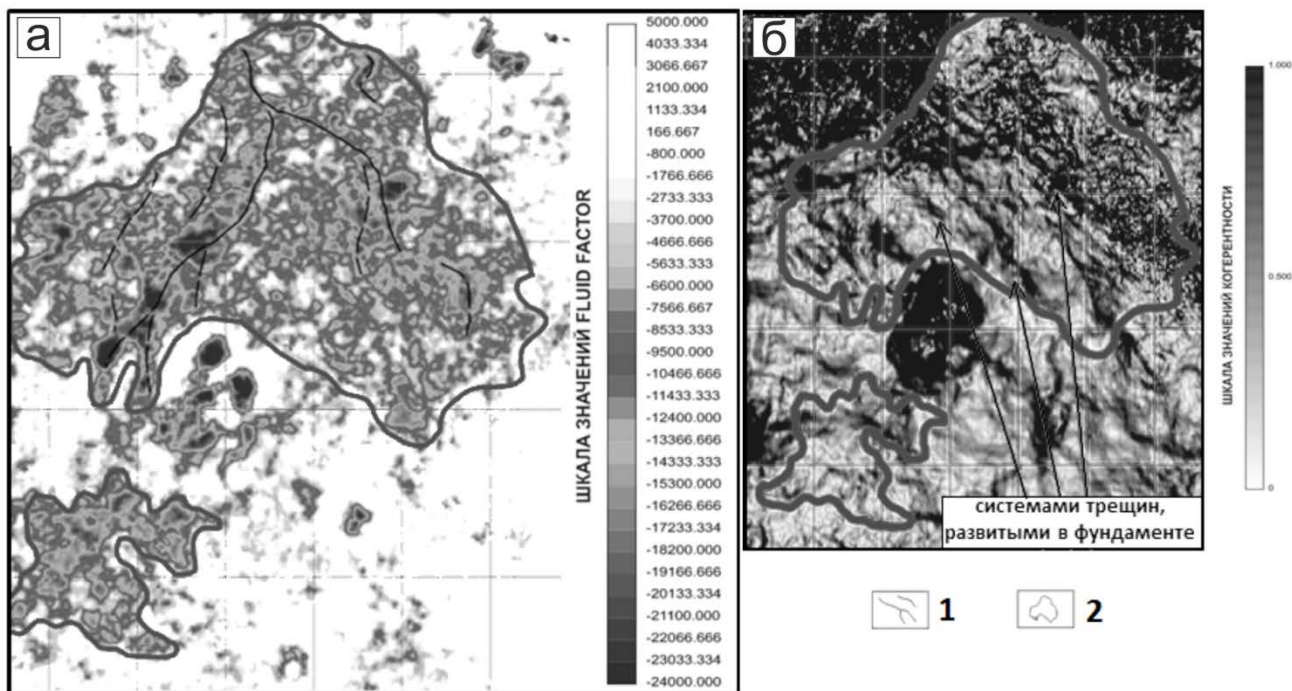


**Рисунок 3.** Петрофизические свойства песчано-алевритовых пород верхнечонского II продуктивного горизонта:

I – поровый тип коллектора, II – трещино-поровый и порово-трещинный типы коллектора, III – трещинный и порово-трещинный типы коллектора.

В силу сокращённой мощности отложений непской свиты в пределах юго-западной части Непско-Ботубинской антеклизы верхнечонские продуктивные горизонты могут формировать единый резервуар и единый нефтегазоносный комплекс.

Сейсморазведка 3Д позволяет определить геометрию песчаных тел, сформированных в условиях континентальных обстановок осадконакопления и являющиеся перспективными объектами для нахождения залежей углеводородов в интервале непского нефтегазоносного комплекса. Примером служат закартированные в районе исследований пролювиально-аллювиальные конуса выноса (рисунок 4а).



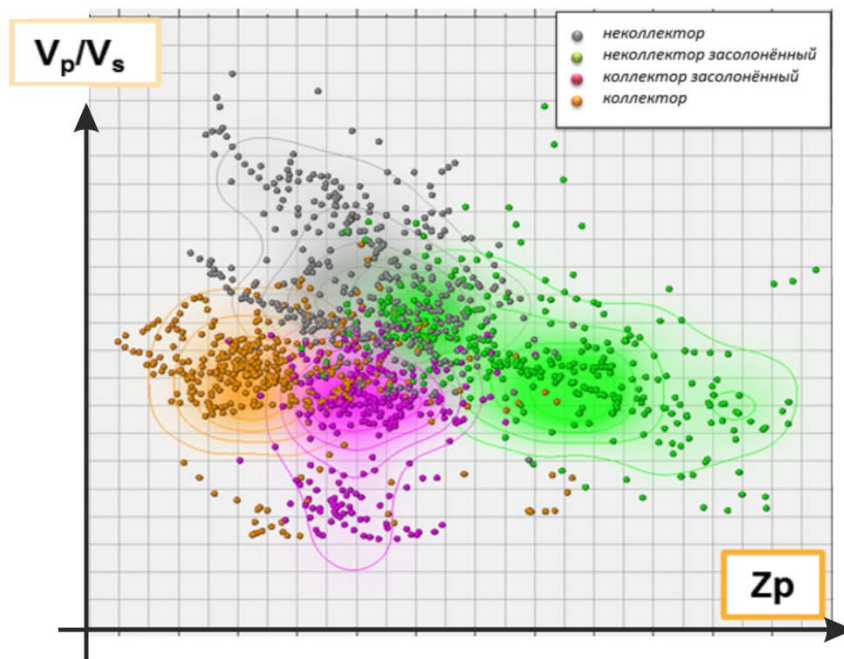
**Рисунок 4.** Результаты сейсмической интерпретации площади исследования: а) распределение атрибута fluid factor по результатам AVO-анализа; б) распределение атрибута когерентности в интервале непских отложений в пределах конуса выноса (атрибут dip of maximum similarity):

1 – Каналы, рукава временных потоков, сносимые осадочный материал; 2 – границы аллювиально-пролювиального конуса выноса, выделяемые по результатам AVO-анализа.

Судя по картам толщин непских отложений, область сноса осадочного материала (локальная суша) в непское время располагалась к западу – юго-западу от площади исследования. По результатам динамического анализа сейсмических данных 3Д в зоне увеличенных толщин терригенных отложений непской свиты выделяются тела пролювиально-аллювиальных конусов выноса, в пределах которых наблюдаются ярко выраженные распределительные каналы. Их северо-западное простирание в целом соответствует простиранию разломных зон, которые наблюдаются на картах когерентности в прикровельной части фундамента в районе картируемых конусов выноса (рисунок 4б). Таким образом, пути транспортировки осадочного материала по всей видимости определялись системами трещин, развитыми в фундаменте.

Выполненный на основе AVO-анализа прогноз насыщения показал, что в области закартированных конусов выноса наблюдаются повышенные значения фактора насыщения (увеличение вероятности УВ-насыщения), преимущественно приуроченные к распределительным каналам. Здесь же наблюдаются и пониженные значения акустического импеданса отражающие улучшение коллекторских свойств песчаных пород-коллекторов.

При интерпретации данных ГИС существует деление пород на коллектор и неколлектор в поле упругих параметров, что позволяет сделать вывод о возможности выполнения прогнозирования литологии, коллекторских свойств и насыщения по данным сейсмических инверсий (рисунок 5).



**Рисунок 5.** Кросс-плот между продольным импедансом ( $Z_p$ ) и отношения  $V_p/V_s$  в интервале второго верхнечонского пласта

Проведенные исследования показывают, что на площади исследования от сейсморазведки 3Д следует ожидать не только уточнения структурных планов и прослеживания дизъюнктивных нарушений, но и построения ряда прогнозных карт петрофизических параметров на основании проведения детального динамического анализа свойств волнового поля, а также возможность детализации геометрии сложно построенных песчаных тел непского нефтегазоносного комплекса.

## Список литературы

1. Бурова И.А. Закономерности распределения и прогноз коллекторов в венд-кембрийском галогенно-карбонатном комплексе Сибирской платформы (на примере Непско-Ботуобинской антеклизы). Дис.... канд. геолого-минералогических наук. ВНИГРИ, СПб, 2001.
2. Воробьев В.С. Прогноз насыщения залежей Чонской группы месторождений. Геобайкал-2016, 2016 г.
3. Шемин Г.Г. Прогноз нефтегазоносности отложений венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы. Геология и геофизика, 2004 г.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Рос.акад.наук, Сиб.отд-ние, Ин-т нефтегазовой геол. и геофиз. им. А.А.Трофимука. – Издательство СО РАН, 2007. – 467 с.



## ОБ УЧАСТИИ В НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД

*Баренбаум А.А. (ИПНГ РАН)*

Приведены доказательства, что в настоящее время в земной коре происходит интенсивный процесс нефтегазообразования, вызванный биосферным циклом круговорота углерода через поверхность Земли. В основе процесса лежит реакция поликонденсационного синтеза УВ из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , которая сопровождается разрушением огромных масс подземных вод и образованием больших количеств водорода. Данной реакцией можно объяснить происхождение «нефтяного окна», гидрологическую зональность континентальной гидросферы, явление дегазации недр, а также обогащение дейтерием сопутствующих вод нефтегазовых месторождений.

*Ключевые слова:* биосферная концепция нефтегазообразования, геохимический круговорот углерода, поликонденсационный синтез углеводородов.

**Введение.** До недавнего времени считалось, что подземные воды и нефтегазовые УВ являются субстанциями, существующими независимо. Подземные воды если и участвуют в образовании УВ, то лишь в качестве средства их транспортировки при формировании и разрушении залежей нефти и газа, или как фактор, влияющий на состав и емкостные свойства пород-коллекторов [17].

Эти взгляды, однако, ушли в прошлое, когда в нашей стране был обнаружен феномен пополнения залежей УВ в процессе разработки, и стало ясно, что образование нефти и газа – это современный процесс, зависящий от режимов эксплуатации месторождений [23].

К настоящему времени данное явление получило теоретическое обоснование и объяснение в биосферной концепции нефтегазообразования [1–7], рассматривающей месторождения нефти и газа как ловушки подвижного углерода, циркулирующего через земную поверхность в трех циклах круговорота. Среди них главную роль в процессах современного образования УВ играет биосферный цикл круговорота углерода, охватывающий биосферу целиком, включая ее подземную часть.

Создание биосферной концепции позволило впервые учесть в процессах нефтегазообразовании участие биосферного цикла углерода. Этот цикл обусловлен циркуляцией через земную поверхность метеогенных вод, вследствие чего он носит в основном региональный характер, а его характерное время близко к времени климатического круговорота вод, составляющего ~40 лет.

**Цель статьи.** Согласно биосферной концепции, метеогенная вода, проникая в земную кору на глубины в несколько километров [26], несет с собой значительное количество водорастворенного  $\text{CO}_2$ , который участвует в поликонденсационном синтезе УВ по реакции  $\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$ . При этом если  $\text{CO}_2$  в синтезе УВ выступает донором углерода, то сама вода, разлагаясь, служит донором водорода.

Сегодня накоплен большой фактический и экспериментальный материал, подтверждающий справедливость биосферной концепции. Один из наиболее важных ее выводов состоит в том [4–7], что образование УВ – это современное биосферное явление, которое сопровождается разложением большой массы подземных вод с образованием  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , дегазирующих в атмосферу.

Тем самым образование УВ, разложение подземных вод и дегазация недр – это разные стороны одного и того же природного явления, сопровождающего геохимический круговорот углерода и воды через земную поверхность. В этой связи важно подчеркнуть, что основная масса нефти и газа, извлекаемых сегодня из недр, поступает не с больших глубин (<http://journal.deepoil.ru>), а образуется в осадочном чехле земной коры при поликонденсационном синтезе УВ из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ .

Цель статьи состоит в обосновании этих представлений на основе выполненных экспериментов и анализа фактических данных, которые позволяют оценить современные масштабы данного явления.

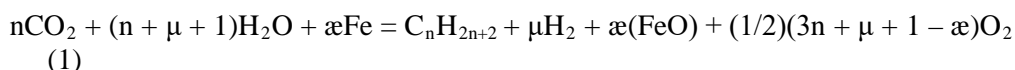
**История открытия явления.** На образование в земной коре водорода из воды одними из первых обратили внимание В.И. Вернадский и А.П. Виноградов (см. [19]). В 1960-е годы Н.Н. Семенов с сотрудниками обнаружили [21], что протекание в природе многих химических процессов определяют свободные радикалы, т.е. разорванные химические связи. Свободные радикалы могут генерироваться внутрикристаллическими дефектами в минералах. Диффундируя к поверхности минеральных зерен, эти дефекты создают энергонасыщенный слой, снижающий энергию Гиббса химических реакций. В результате реакции, термодинамически возможные при температурах  $\geq 500^\circ\text{C}$ , могут происходить в минеральных средах при «стандартных» условиях ( $T = 25^\circ\text{C}$  и  $P = 1$  атм.).

**Экспериментальное и теоретическое изучение явления.** К реакциям на свободных радикалах, как показано в работах В.И. Молчанова [20], Н.В. Черского и В.П. Царева [27, 28], относится

поликонденсационный синтез УВ с участием атомарного водорода, возникающего при разложении  $H_2O$ . Причем требуемый для синтеза УВ энергонасыщенный слой можно создать искусственно при механической активации углеродсодержащих минеральных сред в присутствии воды [20, 27]. Этот слой также возникает на поверхности минеральной матрицы пород в условиях их естественного залегания под действием тектонических, сейсмических и других природных процессов [28].

Авторы [27] установили, что при контакте морской воды с образцами углеродсодержащих пород, механически активированных трением, образуется широкий спектр УВ: предельных, непредельных и ароматических, как газообразных, так жидких и твердых. Молекулярно-массовые распределения образовавшихся в этих экспериментах н-алканов оказались практически идентичными н-алканам в нефтях и природных битумах [2], а также в продуктах синтеза Фишера-Тропша [13].

Важные результаты были получены нами с использованием специальной лабораторной установки [15]. Эксперименты проводились при комнатной температуре. Они показали, что синтез УВ из  $CO_2$  и  $H_2O$  сопровождается разрушением воды и приводит к образованию большого количества водорода. Применительно к синтезу н-алканов эта химическая реакция может быть представлена формулой:



где  $n$  – число атомов углерода в молекуле н-алканов,  $\mu$  и  $\alpha$  – стехиометрические коэффициенты.

Эксперименты, выполнявшиеся при комнатной температуре и атмосферном давлении, показали, что при достаточно полном удалении из системы кислорода синтез УВ по реакции (1) идет с высокой скоростью, разлагая большое количество воды. При этом скорость протекания реакции и выход  $H_2$  существенно зависят от количества содержащегося в воде  $CO_2$  [9].

Учет этой реакции в биосферной концепции позволяет не только объяснить феномен пополнения запасов месторождений УВ и тождественность молекулярно-массовых распределений УВ в нефтях и продуктах синтеза Фишера-Тропша, но и по-новому подойти к решению других важных вопросов.

**Биосферная концепция.** Данная концепция опирается на теоретическую модель [4], которая позволяет изучать геохимический круговорот на нашей планете углерода и воды. Из этой модели следует, что система геохимического круговорота вещества биосферы сегодня находится в состоянии близком к динамическому равновесия, при котором обеспечивается самоподдерживающийся баланс между «нисходящим» и «восходящим» потоками углерода при его круговороте через поверхность Земли. В данной модели в каждом из потоков учтены естественная и антропогенная компоненты.

На восходящей ветви круговорота естественная компонента представлена дегазацией  $CH_4$  и  $CO_2$ , а антропогенная компонента связана с современной добычей углеродных топлив. По данным [11] при дегазации в атмосферу из недр поступают  $CH_4$  и  $CO_2$  примерно в равных количествах  $\sim(2.5 \pm 0.2) \times 10^{14}$  г/год. По измерениям последних лет эта компонента может оказаться больше [12, 24]. Но и в этом случае, она уступает антропогенной компоненте, представленной нефтью, газом и углем, которые ежегодно извлекаются из недр. Эта компонента сегодня составляет  $\sim 7 \times 10^{15}$  г/год углерода [3].

Нисходящая ветвь круговорота углерода также состоит из 2-х компонент. Первая – естественная, связана с захоронением углерода (органического и неорганического) в процессах осадконакопления. По данным [11] в земную кору ежегодно поступает  $\sim 2 \times 10^{14}$  г углерода, состоящего на  $\sim 2/3$  из карбонатов и на  $\sim 1/3$  из отмершей органики. Вторая компонента – это  $CO_2$ , который извлекают из воздуха атмосферы и переносят под земную поверхность метеогенные воды [16]. Большая часть этого  $CO_2$  антропогена, поскольку образуется в результате сжигания человеком углеродных топлив.

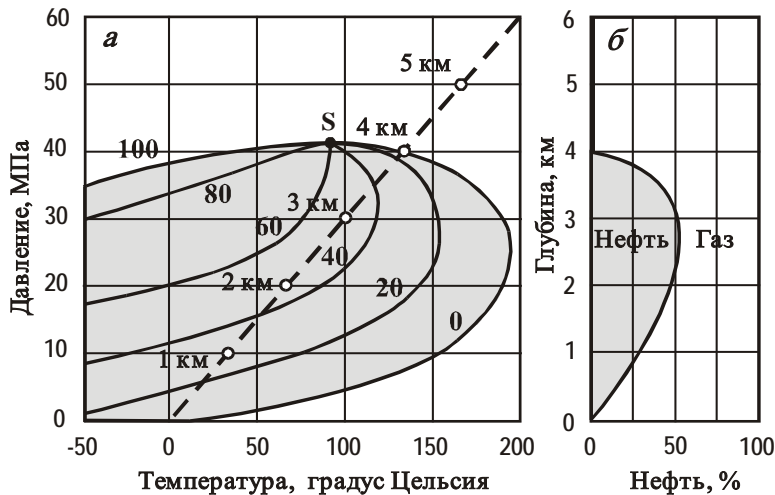
Из приведенных данных отчетливо видно, что главную роль в поддержании баланса углерода на нашей планете сегодня играет биосферный цикл с участием в переносе  $CO_2$  метеогенных вод.

**Дегазация недр.** Это явление заключается в поступлении из недр в атмосферу газов, среди которых доминируют  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO_2$  и  $N_2$  [10]. Наиболее интенсивно газы разгружаются через разломы в литосферных плитах, особенно, в зонах срединных океанических хребтов. Метан и другие газы, включаясь в круговорот, остаются на планете. Легкий же водород достигает стратосферы и частично уходит в космос, формируя вокруг Земли обширную водородную корону.

В биосферной концепции явление дегазации объясняется процессами нефтегазообразования по реакции (1), в результате которой в земной коре и, прежде всего, в ее осадочном чехле разлагается огромная масса вод и синтезируется большое количество УВ. При этом если  $O_2$  поглощается вмещающими породами, а нефтяные УВ, заполняя ловушки-месторождения, задерживаются там на длительное время, то  $H_2$  и большая часть  $CH_4$  вместе с захваченными водами  $N_2$  воздуха и не прореагировавшим  $CO_2$  дегазируют в атмосферу.

**Нефтяное окно.** Хорошо известно, что наиболее интенсивно процессы нефтегазообразования происходят в зоне так называемого «нефтяного окна» (рис. 1). Известно также, что на состав УВ в этой зоне определяющее влияние оказывают термобарические условия [10].

На рис. 1-а приведен расчет фазовой РТ-диаграммы типичной смеси УВ [8]. Расчет выполнен для температур и давлений, характерных для глубин до 6 км, где сосредоточены 95% всех разведанных запасов нефти и газа. Результаты такого расчета в виде кривой «нефтесодержания», отражающей изменение процентного содержания нефтяной фазы с глубиной, показаны на рис. 1-б.



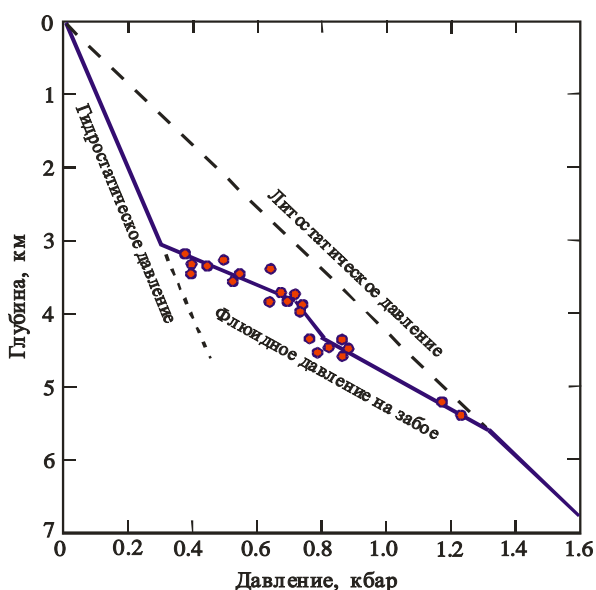
**Рисунок 1.** Фазовая диаграмма смеси УВ с изоплерами (а) и отвечающая диаграмме кривая нефтенасыщенности (б): наклонная пунктирная прямая шкала глубин, соответствующая типичному для континентского гидростатическому градиенту; S – критическая точка смеси. [8]

Кривая «нефтесодержания» очень хорошо объясняет характер наблюдаемого распределения нефтяных и газовых залежей по глубинам в разных нефтегазоносных бассейнах мира [22].

При изменении компонентного состава исходной смеси УВ происходит смещение двухфазной области на РТ-плоскости. В реальных условиях нижняя граница «нефтяного окна» может колебаться в пределах глубин от 8 до 2 км [18]. Данное обстоятельство несколько трансформирует кривую (рис. 1-б), однако, принципиально не меняет наших выводов.

**Зональность давлений в подземной коровой гидросфере.** В зонах интенсивной генерации УВ, вследствие разрушения воды и утечки в атмосферу образующихся  $H_2$ ,  $CH_4$  и других газов возникает пьезоминимум, который «засасывает» подземные воды [6]. В нефтегазоносных бассейнах эти воды поступают в зоны генерации УВ с разных глубин, но в первую очередь с земной поверхности.

Данный механизм обеспечивает быстрое поступление метеогенных вод в верхнюю часть земной коры, а также приводит к возникновению в подземной гидросфере нефтегазоносных бассейнов трех гидродинамических зон (рис. 2), различающихся характером пластовых давлений и поведением вод.



**Рисунок 2.** Типичное изменение пластовых давлений в осадочных бассейнах с глубиной, вызванное гидродинамической зональностью давлений в подземной коровой гидросфере (по [25] с изменениями).

Линиями отмечены три области глубин: зона гидростатического градиента давлений (0-3 км), зона промежуточных градиентов (3-5.5 км) и зона литостатических градиентов (>5.5 км)



Так, если на глубинах до ~3 км рост давлений с глубиной создают поверхностные (метеогенные) воды, которые заполняют поры и трещины пород, обеспечивающие гидравлическую связь подземных вод с поверхностью, то на глубинах > 5.5 км градиент давления определяется весом вышележащих пород. Породы этой зоны обладают низкой пористостью и трещиноватостью, и если содержат воду, то в химически связанном состоянии. Вопрос происхождения зоны промежуточных градиентов, где отсутствует четкая связь давления с глубиной, а сами давления испытывают резкие колебания, окончательно не решен. Полагают [14], что эта зона возникает за счет уплотнения и литологического преобразования осадочных пород вследствие роста с глубиной давления и температуры.

Согласно биосферной концепции, область переходных давлений в нефтегазоносных бассейнах может также возникнуть из-за интенсивного поглощения воды в зонах генерации УВ [6]. В пользу этого вывода наряду с графиками (рис. 1 и рис. 2) также говорят геохимические данные (рис. 3).

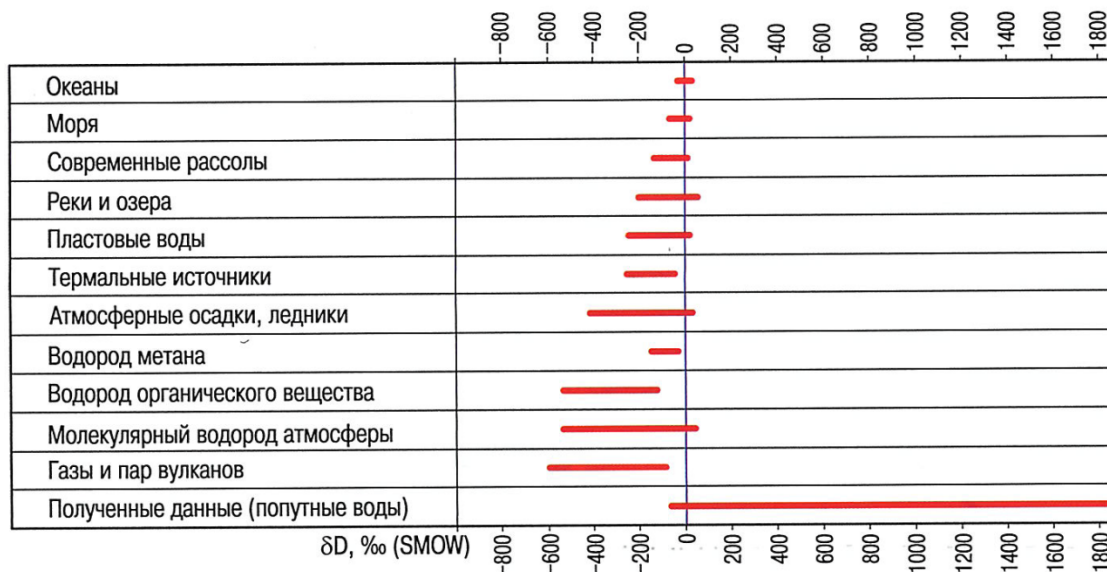


Рисунок 3. Вариации изотопного состава водорода в природных водах и объектах [16]

Дело в том, что участвующая в синтезе УВ вода меняет изотопный состав. Легкий изотоп ( $^1\text{H}$ ) переходит в  $\text{H}_2$  и  $\text{CH}_4$ , которые дегазируют в атмосферу, а тяжелый дейтерий ( $^2\text{H}$ ) остается в воде. Судя по разбросу содержаний дейтерия в попутных водах нефтегазовых месторождений, эти воды многократно участвуют в синтезе УВ, что и приводит к их аномальному обогащению дейтерием.

По нашим оценкам [7, 9] расход воды при нефтегазообразовании столь велик, что все свободные воды в осадочном чехле за время биосферного цикла могут быть испытать разложение на глубинах «нефтяного окна». Поэтому существование «нефтяного окна», гидродинамическая зональность подземной гидросферы и интенсивное поступление в атмосферу при дегазации  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2$  и  $\text{N}_2$ , вполне можно отнести к необходимым следствиям современного образования нефти и газа.

**Заключение.** Представленные в статье аргументы и факты позволяют констатировать, что в настоящее время в земной коре происходит интенсивный процесс нефтегазообразования, вызванный биосферным циклом круговорота углерода через поверхность Земли. В основе процесса лежит реакция поликонденсационного синтеза УВ из  $\text{CO}_2$  и  $\text{H}_2\text{O}$ , которая сопровождается разрушением огромных масс подземных вод и образованием больших количеств водорода. Этой реакцией можно объяснить появление «нефтяного окна», гидродинамическую зональность подземной гидросферы нефтегазоносных бассейнов, явление дегазации недр, а также обогащение дейтерием сопутствующих вод нефтегазовых месторождений.

## Список литературы

1. Баренбаум А.А. Механизм формирования месторождений нефти и газа // Доклады АН. 2004. Т.399. №6. С.802–805.
2. Баренбаум А.А. Изучение условий образования нефти с использованием теоретической модели Андерсона-Шульца-Флори // Вестник ОНЗ РАН - №1(25)2007:
3. Баренбаум А.А. Об исчерпании углеводородного потенциала недр // Энергетика Татарстана. 2012. №6. С.9–12.

4. Баренбаум А.А. Научная революция в проблеме происхождения нефти и газа. Новая нефтегазовая парадигма // Георесурсы. 2014. № 4(59). С.3–9.
5. Баренбаум А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере // Георесурсы, 2015. № 1(60). С.46–53.
6. Баренбаум А.А. К вопросу нисходящей фильтрации воды в нефтегазоносных осадочных бассейнах // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. Эл. журнал. [www.oilgasjournal.com](http://www.oilgasjournal.com). 2015. Вып. 2(12).
7. Баренбаум А.А. О происхождении и возрасте нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. Эл. журнал. [www.oilgasjournal.com](http://www.oilgasjournal.com). 2016. Вып. 3(15).
8. Баренбаум А.А., Баталин О.Ю. О фазовых преобразованиях углеводородов в процес-се глобального геохимического круговорота // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нетрадиционная геология в XXI веке. М.: МГУ. 2001. Ч.1. С.40–42.
9. Баренбаум А.А., Климов Д.С. Экспериментальное измерение скорости разрушения карбонизированной воды при геосинтезе // Труды ВЕСЭМПГ-2015. М.: ГЕОХИ РАН. С. 347–351.
10. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука. 2008. 248 с.
11. Войтов Г.И. Химизм и масштабы современного потока природных газов в различных геоструктурных зонах Земли // Ж. Всес. хим. о-ва им. Д.И. Менделеева. 1986. Т.31. №5. С.533–539.
12. Войтов Г.И. О холодной дегазации метана в тропосферу Земли // Теоретические и региональные проблемы геодинамики: Тр. ГИН РАН. М.: Наука, 1999. Вып. 515. С. 242–251.
13. Глебов Л.С., Клигер Г.А. Молекулярно-массовое распределение продуктов синтеза Фишера-Тропша // Успехи химии. 1994. Т.63. №2. С.192–202.
14. Добрынин В.М., Серебряков В.А. Геолого-геофизические методы прогнозирования аномальных пластовых давлений. М.: Недра. 1989. 287 с.
15. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Баренбаум А.А. и др. Природный геосинтез углеводородов и его следствия // Тр. IV Межд. научн. симп.: «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». Москва, ВНИИнефть. 18-19.10.2013. М., 2013. Т.1, С.130–135.
16. Зыкин Н.Н. Попутные воды нефтегазоконденсатных месторождений как нетрадиционное сырье для газохимического производства // Газовая промышленность. Спец. выпуск. Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. 2012. С.38–42.
17. Карцев А.А., Гаттенбергер Ю.П., Зорькин Л.М. Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии. М.: Недра. 1992. 208 с.
18. Лапшин В.И. Фазовые превращения газожидкостных систем // Газовая промышленность, 2000. №2. С. 11–13.
19. Молчанов В.И. Генерация водорода в литогенезе. Новосибирск: Наука, 1981. 142 с.
20. Молчанов В.И., Гонцов А.А. Моделирование нефтегазообразования. Новосибирск: ОИ ГГМ. 1992. 246 с.
21. Семенов Н.Н. Основные проблемы химической кинетики. М.: Изд-во АН СССР. 1959. 28 с.
22. Соколов Б.А., Абля Э.А. Флюидодинамическая модель нефтегазообразования. М: ГЕОС. 1999. 76 с.
23. Соколов Б.А., Гусева А.Н. О возможности быстрой современной генерации нефти и газа // Вестник МГУ. Сер. геол. 1993. №3. С. 48–56.
24. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: ООО «Геоинформцентр». 2002. 250 с.
25. Уолтер Дж., Вуд Б. Взаимодействие флюид-порода при метаморфизме. М.: Мир. 1989. 248 с.
26. Ферронский В.И., Поляков В.А. Изотопия гидросферы Земли. М.: Научный мир. 2009. 632 с.
27. Черский Н.В., В.П. Царев Механизмы синтеза углеводородов из неорганических соединений в верхних горизонтах земной коры, Доклады АН. 1984. Т.279. №3. С.730–735.
28. Черский Н.В., В.П. Царев, Т.И. Сороко, О.Л. Кузнецов Влияние тектоно-сейсмических процессов на образование и накопление углеводородов. Новосибирск: Наука. 1985. 224 с.

## ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА: ЭВОЛЮЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В КАТАГЕНЕЗЕ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА

Д.А. Бушнев (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Н.С.Бурдельная (ИГ Коми НЦ УрО РАН)

В основу данного исследования положена коллекция пород, типичных доманикитов, отобранных из обнажений стратотипических разрезов доманика рр. Чуть, Доманик, рр. Изъяель. Шарью, а также скважин Колвинская-4, 64, Харьягинская-1, Помолесьшор-41, Командиршор-12, Усинокушорская-1, Харутамылькская-1, Ижемская-1, Айювинская-1, Нядейюская-4, Восточно-Возейская-70, 250. Для ряда образцов содержащих незрелое органическое вещество были выполнены эксперименты по искусственному повышению зрелости при гидротермальном воздействии (Бушнев, Бурдельная, 2013).

Комплекс химико-аналитических методов включал в себя пиролиз Rock-Eval, выделение и элементный анализ керогена, выделение ХБА, его фракционирование, ГЖХ и ХМС анализ фракций битумоида. Определялся изотопный состав углерода керогена, битумоида и его фракций, индивидуальных *n*-алканов битумоида.

Исследование пород доманика методом Rock-Eval и элементного анализа керогена показало, что катагенетическое преобразование органического вещества (ОВ) в этих отложениях соответствуют тренду преобразования керогена II типа (рис. 1, 2). Наличие изменений в элементном составе керогена и значениях показателей пиролиза Rock-Eval являются признаками протекания процессов нефтеобразования в породах доманика. Интервал глубин отбора образцов соответствует 2.2 – 4.3 км или дневная поверхность для обнажений. Сопоставление полученных эволюционных кривых керогена показало, что катагенетические изменения керогена соответствуют грациям от ПК/МК<sub>1</sub> до МК<sub>3</sub>/МК<sub>4</sub>. На кривой зависимости водородного индекса от параметра  $T_{max}$  наблюдается плавное снижение HI от 650 на начальных этапах термической эволюции практически до 0 в апокатагенезе. Рост катагенеза приводит к снижению содержания водорода и кислорода в керогене.

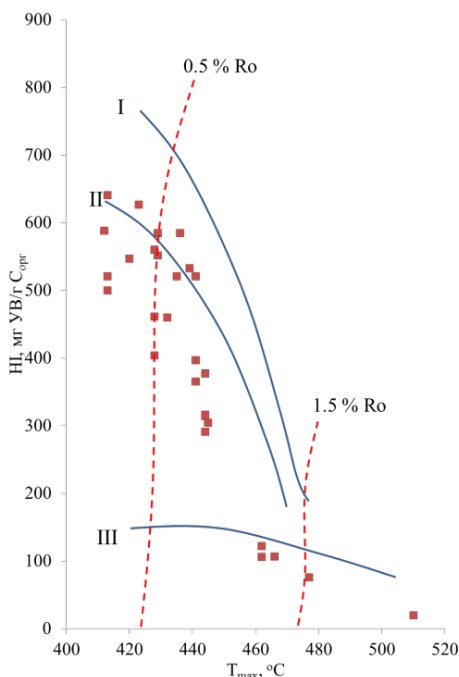


Рисунок 1. Характеристика пород доманика по данным пиролиза Rock-Eval.

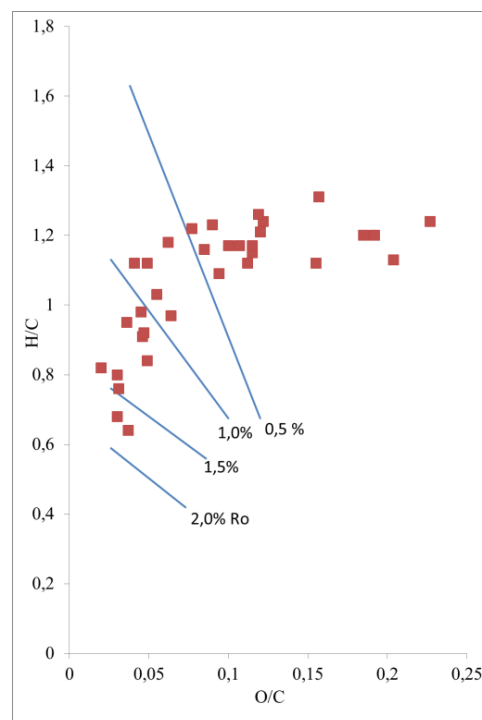


Рисунок 2. Диаграмма Ван-Кревелена для керогена доманиковых отложений.



Исследование перестройки структуры ОВ доманика в катагенезе осуществлялась с использованием такого метода исследования как ЯМР  $^{13}\text{C}$  в твёрдом теле (Burdelnaya et al., 2014, Бурдельная и др., 2015). Впервые было показано, что изменения в структуре ароматических ядер керогена доманика при катагенезе связаны с переходом замещённого ароматического углерода в углерод межциклический. Наиболее наглядно изменение органического вещества доманика при катагенезе можно показать, сравнивая CP-MAS спектры керогена различных уровней термической зрелости (рис. 3). Переход от ОВ стадии МК<sub>1</sub> (Шарью 38/39) к стадии МК<sub>2,3</sub> (скв. 1-Харутамыльская) ведёт к снижению доли алифатических ядер углерода (область 20-50 м.д.) и нарастанию ароматических ядер углерода (область 120-150 м.д.). Среди алифатических атомов углерода на этом этапе происходит снижение доли метиленового углерода *n*-алкильных цепей при некотором относительном нарастании углерода метильных групп связанных с ароматическими ядрами. Последующий катагенез до градации МК<sub>4</sub> (скв. 12-Командиршорская) приводит к дальнейшему нарастанию интенсивности сигнала в области ароматического углерода, и изменениям в алифатической и ароматической областях. Здесь среди алифатических атомов углерода уже доминируют метильные группы, связанные с ароматическим углеродом, а алкильные цепи значительно снизили свои концентрации.

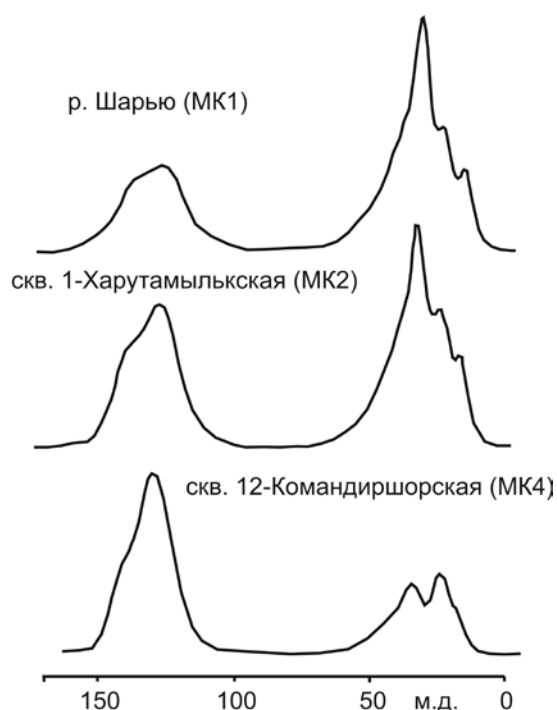


Рисунок 3. CP-MAS спектры керогена доманиковых отложений различных градаций катагенеза.

Для изучения молекулярных фрагментов керогена доманика был проведен его off-line пиролиз, позволяющий изучить состав жидких продуктов ( $\text{C} > 10$ ), образующихся его при термическом разрушении при 420 °С (Бурдельная и др., 2016). Анализ продуктов пиролиза керогена детально осуществлялся после предварительного фракционирования пиролизата методом хромато-масс-спектрологии. Были прослежены изменения количественного содержания углеводородных и серосодержащих соединений, являющихся основными компонентами алифатической и ароматической фракций продуктов пиролиза керогена. Суммарное содержание *n*-алканов и *n*-алкенов, образующихся в процессе пиролиза равномерно снижается по мере уменьшения генерационного потенциала пород. При анализе зависимости концентрации *n*-алканов и *n*-алкенов от параметра  $T_{\text{max}}$  мы наблюдаем более резкое снижение концентраций данных соединений для искусственно зрелых (обр. Ш-38-39, исходный, Ш-38-39, прогретый при 325 °С и Ш-38-39, прогретый при 350 °С) относительно природных образцов. Расхождение углеводородных структур происходит быстрее при искусственном созревании ОВ. Даже в достигших градации МК<sub>2,3</sub> образцах керогена содержание алифатических углеводородов остаётся довольно высоким, что свидетельствует о хорошем остаточном углеводородном потенциале органического вещества катагенетически преобразованных доманиковых отложений. К середине МК<sub>2</sub> из керогена практически полностью

“уходят” сероорганические структуры, представленные в продуктах пиролиза 2-*n*-алкилтиофенами и бензотиофенами, что подтверждается резким снижением их содержания в продуктах пиролиза наиболее зрелых доманиковых пород. Содержание алкилнафталинов, представленных метил- и диметилзамещенными изомерами, снижается с ростом катагенеза. Для *n*-алкилбензолов, представляющих собой продукт термического преобразования липидов, связанных с матрицей керогена, также наблюдается некоторая зависимость концентрации данных соединений от генерационного потенциала пород и от зрелости ОВ.

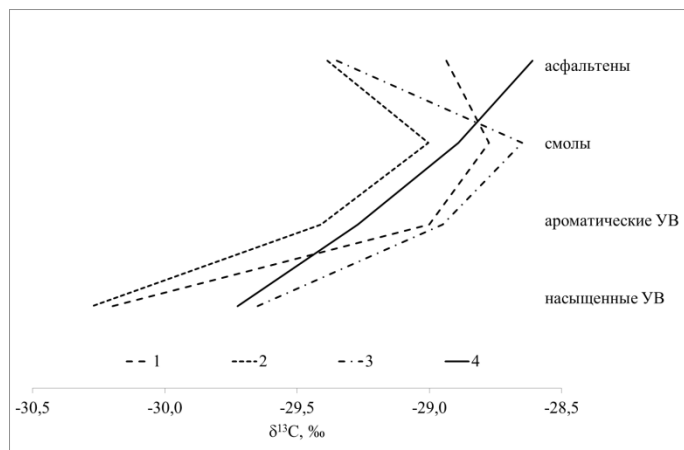
Анализ битумоидов пород доманика на распределение в них биомаркерных углеводородов показал, что это распределение не является однородным по площади Тимано-Печорского бассейна и разрезу самого доманика. Битумоиды, где исследован состав биомаркеров, выделены из пород имеющих относительно невысокий уровень термической зрелости органического вещества.  $T_{max}$  здесь составляет 411-445 °С. Наибольшая вариативность характерна для таких показателей как отношение стераны/гопаны (0.08-0.52), диастераны/регулярные стераны (0.21-1.42), отношение Pr/Ph (0.87-3.38). Усреднённое распределение стерановых УВ в битумоиде доманика составляет 33:17:50.

Анализ углеводородного состава нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна свидетельствует о существовании здесь нескольких групп нефтей (Бушнев и др., 2017). Распределение полициклических биомаркеров в нефтях доманиково-турнейского комплекса показывает, что довольно большое число залежей содержит нефти генетически связанные с ОВ доманиковых отложений, при этом существует вариативность в распределении биомаркерных показателей, которая позволяет выделять подгруппы доманиковых нефтей.

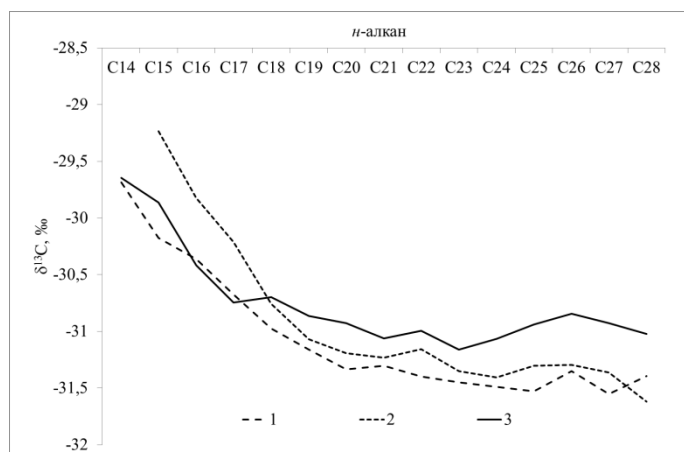
Изотопные методы исследования дали возможность сопоставления нефтей позднедевонско-турнейского комплекса Тимано-Печорского бассейна и доманиковых отложений бассейна. Исследования изотопного состава углерода нефтей и битумоидов проводились на уровне фракций (асфальтены, смолы, ароматические и насыщенные углеводороды), а также на уровне индивидуальных алканов битумоидов и нефтей.

На уровне фракций нефти, генетически связанные с органическим веществом доманика характеризуются в общем однотипным распределением изотопов углерода (рис. 4). Разброс значений изотопного состава углерода доманиковых битумоидов в общем довольно значителен, что отражает существовавшую вариативность состава исходного органического вещества, а также катагенетическую неоднородность изучаемых отложений. Отметим, что усреднение данных по распределению изотопов углерода во фракциях битумоида из обнажений рр. Чуть (1 обр.), Шарью (1 обр.), скважин 4 и 64-Колвинская (4 обр.), 3-Харьгаинская (1 обр.), 41-Помолесьшорская (1 обр.), 250-Восточно-Возейская (1 обр.) дают весьма близкую к нефтям доманика изотопную характеристику. Единственное отличие заключается в том, что для всех изученных нефтей значение  $\delta^{13}C$  асфальтенов ниже, чем у смол, а для среднего распределения изотопов С в битумоидах характерно, что  $\delta^{13}C$  асфальтенов выше, чем у смол. Изотопный состав углерода насыщенных и ароматических УВ, смол неотличим для нефтей доманика и средних значений изотопного состава углерода битумоида доманиковых отложений. Усреднение изотопных данных для индивидуальных *n*-алканов исследованных нефтей с одной стороны и битумоидов доманиковых отложений с другой стороны позволило получить схожие профили ИСУ *n*-алканов (рис. 5). Углерод *n*-алканов исследуемой выборки нефтей несколько легче углерода *n*-алканов битумоида. Наибольшая разница наблюдается в диапазоне  $C_{25}$ - $C_{28}$  *n*-алканов. Важно отметить, что измерения изотопного состава углерода в этой молекулярной области характеризуется и наибольшими погрешностями, более того, содержание парафинов высоких молекулярных масс в доманиковых нефтях и битумоидах обычно невелико.

Процесс катагенетического преобразования ОВ доманиковых отложений изучен комплексом современных физических и химико-аналитических методов. Данные полученные методом  $^{13}C$  ЯМР в твёрдом теле позволили наблюдать перестройку молекулярной структуры керогена доманика при катагенезе и сопоставить происходящие изменения с ходом его термической эволюции обоснованным как изменениями показателей пиролиза Rock-Eval так и изменениями в элементном составе керогена.



**Рисунок 4.** Распределение изотопов углерода во фракциях: 1-3 – подгруппы нефтей генетически связанных с органическим веществом доманика, 4 - битумоидах доманиковых отложений.



**Рисунок 5.** Изотопные профили углерода n-алканов нефтей. 1-2 – подгруппы нефтей генетически связанных с органическим веществом доманика, 3 – битумоиде доманиковых отложений.

Представленные результаты являются свидетельством формирования фактической нефтеносности доманиково-турнейского комплекса Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна за счёт органического вещества доманиковых отложений. Доманиковые нефти характеризуются определённой вариативностью состава их биомаркеров, которая объясняется неоднородностью органического вещества доманика, а также их возможной генерацией на разных этапах термической эволюции. Показана изотопная близость разных групп нефтей доманика на уровне фракций и индивидуальных алканов.

Работа выполнена при поддержке программ УрО РАН 15-18-5-42 и 15-11-5-29

## Список литературы:

- Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А., Мокеев М.В. Изучение преобразования керогена методом  $^{13}\text{C}$  ЯМР в твердом теле при естественном и искусственном созревании органического вещества // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2015. № 246. С. 33 – 39.
- Бурдельная Н.С., Деревесникова А.А., Бушнев Д.А. Off-line пиролиз керогена доманиковых отложений Тимано-Печорского осадочного бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016, № 9-10, с. 3-8.
- Burdelnaya N., Bushnev D., Mokeev M., Dobrodumov A. Experimental study of kerogen maturation by solid state  $^{13}\text{C}$  NMR spectroscopy // Fuel, 2014. Vol. 118. Pp. 308 – 314.



# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Моделирование процесса нефтеобразования углеродистым сланцем доманика // Нефтехимия, 2013. Т. 53, № 3, с. 163 – 170.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным // Нефтехимия, 2015. Т.55. № 5. С. 375 – 382.

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В., Деревесникова А.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и геофизика, 2017, т. 58, № 3-4.

## ОСОБЕННОСТИ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРО-КАРСКОГО И ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКОГО ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ

*Валющева А.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никишин В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Малышев Н.А. (ПАО «НК»Роснефть»)), Голованов Д.Ю. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Клещина Л.Н. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никитина В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никишин А.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

### Введение

В западной части Арктики наименее изученными остаются осадочные бассейны северной части Баренцева моря и Северо-Карский осадочный бассейн ввиду отсутствия бурения и редкой сети сейсмических профилей 2Д.

В тоже время, в последние годы получен большой объем информации по результатам переобработки материалов сейсморазведки 2Д, полевых геологических работ и результатов аналитических исследований каменного материала обнажений островов и архипелагов Карского и Баренцева морей. Комплексирование указанных методов позволило уточнить геологическую модель региона и выделить основные этапы развития осадочных бассейнов.

### Особенности строения осадочных бассейнов

Северо-Карский осадочный бассейн сформировался на тиманском фундаменте (Nikishin et. al, 2015) в результате рифтинга в раннем ордовике (Малышев и др., 2012). Начиная со среднеордовикского времени в Северо-Карском осадочном бассейне происходит пострифтовое термальное погружение с формированием карбонатно-терригенных отложений ордовика, карбонатных толщ силура и терригенных и карбонатных пород девона. Примерно на рубеже позднего девона и раннего карбона или в раннекаменноугольное время в регионе произошла главная фаза сжатия, обусловившая складкообразование и последующие процессы эрозии пород. В каменноугольно-раннепермское время локально накапливались преимущественно молассовые отложения.

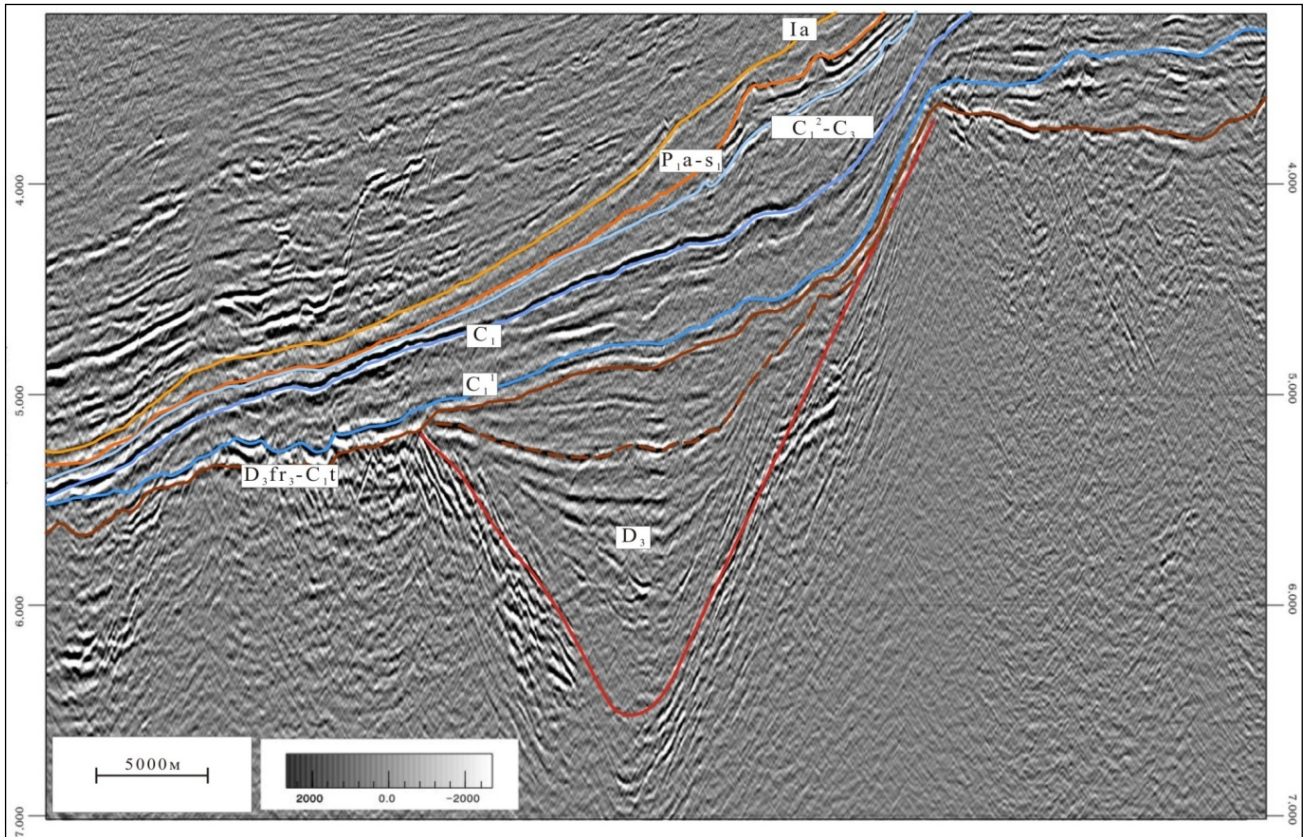
Северная часть Восточно-Баренцевого мегабассейна формировалась на разнородном тиманском и каледонском фундаментах. В позднедевонское время, вероятно, в раннем фране, в регионе развивались процессы рифтинга (рис.1). Начиная с середины франа начинается пострифтовое (термальное) погружение региона с формированием покровного осадочного чехла.

В 2013 г. компанией Роснефть совместно с «ВСЕГЕИ» были проведены полевые геологические работы и собрана коллекция каменного материала в пределах арх. Северная Земля и ряде островов в северной части Карского моря. Результаты фишн-трэк анализа по апатитам свидетельствуют о том, что территории северной части Карского моря и арх. Северная Земля начали испытывать региональный подъем начиная с 340 до 210 млн. лет, то есть начиная с раннекаменноугольного времени. Этот региональный подъем территории хорошо согласуется с нашими данными о времени складчатости и эрозии пород в пределах Северо-Карского осадочного бассейна (Малышев и др., 2012) и арх. Северная Земля, где отмечается угловое и стратиграфическое несогласие в основании каменноугольных отложений.

Таким образом, начиная с раннекаменноугольного времени северная часть Карского моря испытала региональный подъем и, скорее всего, была источником обломочного материала, где размыты подвергались девонские терригенные, силурийские карбонатные и ордовикские терригенно-карбонатные отложения, а также комплексы пород тиманского фундамента.

В 2014 г. ФГУП «ВСЕГЕИ» по заказу ООО «РН Шельф-Арктика» провело полевые геологические работы на арх. Новая Земля, в основном в пределах Северного острова архипелага. В результате был получен большой объем данных, включая каменный материал, для понимания истории геологического развития северной части Баренцева моря и наличия в разрезе возможных элементов нефтегазовых систем.

В совокупности с материалами сейсморазведки 2D в северной части Баренцева моря это позволило уточнить строение северной части Баренцева моря и выделить ключевые моменты ее геологического развития.



**Рисунок 1.** Пример девонского грабеннообразного прогиба в приновоземельской части севера Баренцева моря.

По результатам полевых работ на арх. Новая Земля отмечаются фациальные изменения в каменноугольном интервале разреза: с юга (п-ов Адмиралтейства) на север (залив Русская Гавань) прослеживается замещение отложений карбонатной платформы, уровнями разреза с рифовыми постройками, сменяющимися по латерали интервалами развития конденсированных разрезов. В северной части архипелага, в районе залива Русская Гавань, в преимущественно карбонатном разрезе начиная с раннего карбона, а максимально с московского века среднего карбона, значительно увеличивается доля терригенного материала. Отложения представлены чередованием известковистых песчаников, песчанистых известняков и аргиллитов.

Результаты датирования детритовых цирконов из песчаников каменноугольного возраста обнажений северной части архипелага указывают на следующие пики со значениями возрастов: 321, 536, 590 и 674 млн. лет (рис.2). Исходя из установленного распределения возрастов цирконов, можно сделать следующие выводы:

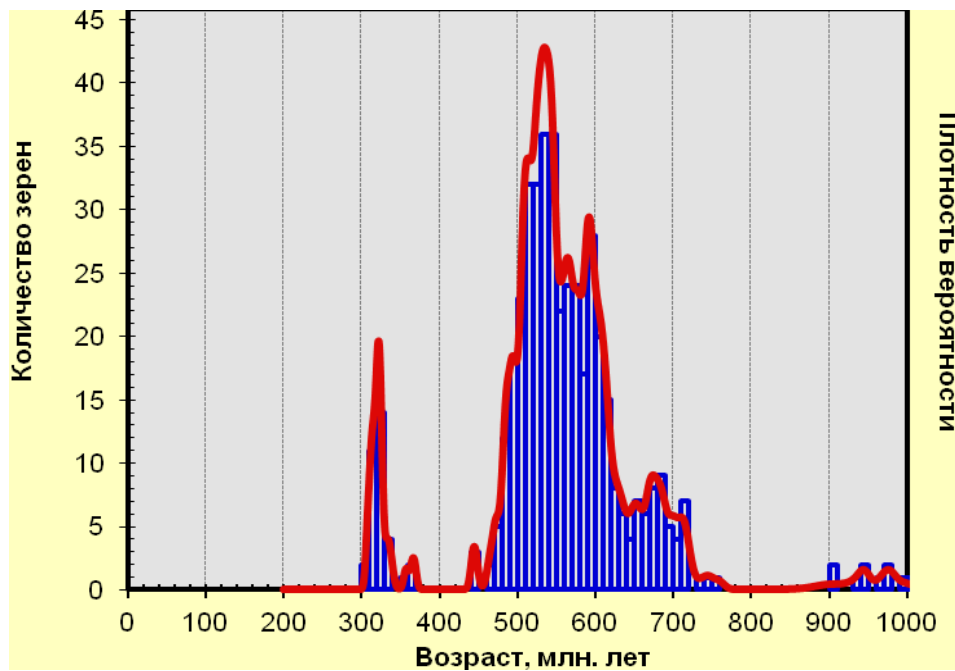
- значение 321 млн. лет свидетельствует, скорее всего, о размыве каменноугольно-пермских гранитоидов, развитых на арх. Северная Земля и п-ове Таймыр;
- значения в интервале 500-600 млн. лет соответствуют, вероятно, эпизодам размыва комплексов пород фундамента тиманского возраста, которые наиболее характерны для фундамента и песчаников осадочного чехла Северо-Карского бассейна.

Таким образом, источником кластического материала для северной части Баренцева моря в каменноугольное время были территории современных Северо-Карской области и п-ова Таймыр.

Характерно, что на сейсмических профилях в северной, приновоземельской части Баренцева моря уверенно выделяются сейсмокомплексы с отчетливым клиноформным строением (рис.3). С учетом положения профиля в плане, можно судить о направлении проградации фронта клиноформ в

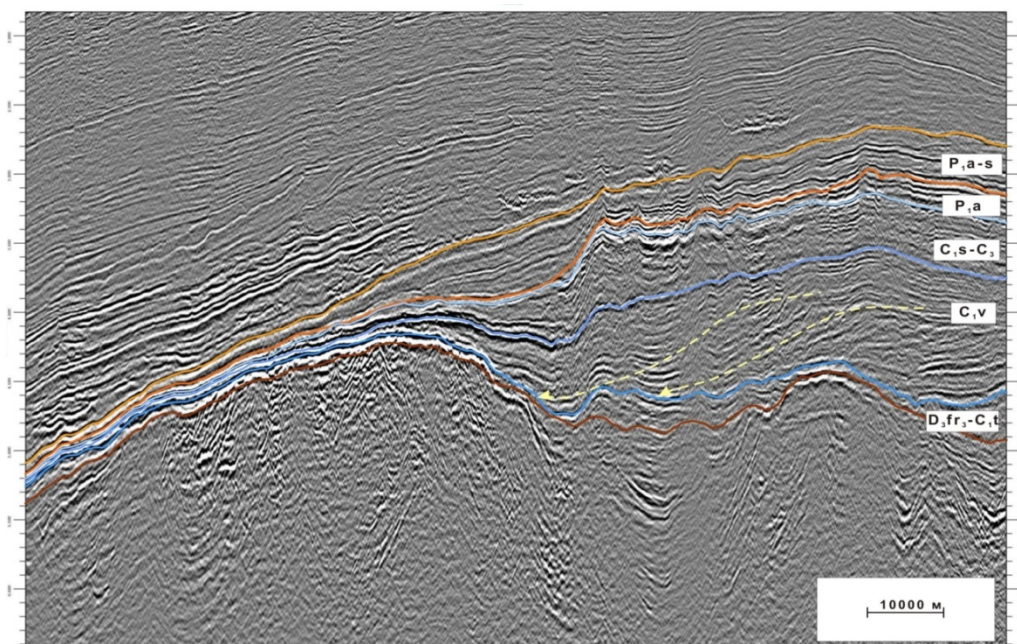


западном и юго-западном направлениях. Клиноформные комплексы, выделенные на сеймопрофилях, можно, скорее всего, ассоциировать с синхронными уровнями развития кластического материала в обнажениях на арх. Новая Земля и стратифицировать их как ранне-среднекаменноугольные.



**Рисунок 2.** Суммированная кривая распределения возрастов детритовых цирконов из каменноугольных отложения северной части арх. Новая Земля в интервале значений до 1000 млн. лет.

С учетом данных по датировке детритовых цирконов из каменноугольных отложений обнажений архипелага и примеров разрезов с отчетливыми клиноформными образованиями, можно предположить, что клиноформные сейсмокомплексы, прослеженные в акватории, являются стратиграфическими аналогами отложений преимущественно терригенного состава. Источником обломочного материала, начиная с раннекаменноугольного времени, были Северо-Карская область и полуостров Таймыр.



**Рисунок 3.** Пример сейсмокомплекса с характерным клиноформным строением.

## Выводы:

- Северо-Карский бассейн начал формироваться начиная с раннего ордовика, когда активизировались процессы рифтообразования;
- Для северной части Баренцева моря рифтинг, скорее всего, начался в позднем девоне (в раннефранское время), после этого происходило пострифтовое (термальное) погружение региона;
- По результатам фишн-трэк анализа по апатитам северная часть Карского моря испытала значительный подъем территории начиная с 340 млн. лет (ранний карбон) вплоть до 210 млн. лет (поздний триас); с учетом материалов сейсморазведки 2D и данных по суше арх. Северная Земля, вероятно, в раннем карбоне в северной части Карского моря отмечается активная структурная перестройка, вызванная коллизионными процессами, и масштабная эрозия пород (от сотен метров до 4 км);
- В северной части акватории Баренцева моря прослеживаются сейсмокомплексы с отчетливым клиноформным строением. Клиноформы проградируют в западном и юго-западном направлениях;
- В разрезах каменноугольных отложений северной части арх. Новая Земля отмечается увеличение доли терригенного материала в разрезе начиная с нижнего карбона; эти отложения являются стратиграфическим аналогом клиноформных комплексов в экваториальной части;
- По результатам датирования детритовых цирконов из каменноугольных песчаников из обнажений северной части арх. Новая Земля выделяются следующие возрастные пики: 321, 536, 590 и 674 млн. лет. Такая совокупность возрастных пиков свидетельствует, скорее всего, о том что, источником размыва была северная часть Карского моря, арх. Северная Земля и п-ов Таймыр;
- Начиная с раннего карбона, как минимум в течение всего карбона, в северную часть Баренцева моря поступал кластический материал.

## Багодарности

Авторы выражают признательность сотрудникам ФГУП «ВСЕГЕИ» Прокурнину В.Ф., Соболеву Н.Н., Зублюку А.В., Петрову Е.О. за организацию полевых работ и многочисленные консультации и обсуждения актуальных вопросов по строению Баренцево-Карского региона. Отдельной благодарностью хочется отметить Соловьева А.В. (ГИН РАН) за подготовку и интерпретацию результатов датирования детритовых цирконов и фишн-трэк анализ по апатитам.

## Список литературы

1. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Nikishin A.M., Golovanov D.Yu., Proskurnin V.F., Soloviev A.V., Kulemin R.F., Morgunova E.S., Ulyanov G.V., Fokin P.A Cambrian // Timan-Severnaya Zemlya-North Taimyr accretionary orogen according to the new ages of detrital zircons from r Severnaya Zemlya region. // 3P Arctic, 29 Sept – 2 Oct 2015, Stavanger, Norway.
2. Малышев Н.А., Никишин В.А., Никишин А.М., Обметко В.В., Мартиросян В.Н., Клещина Л.Н., Рейдик Ю.В. // Новая модель геологического строения и истории формирования Северо-Карского осадочного бассейна. // ДАН, 2012, том 445, №1, с 791-795.

## УГОЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ РОССИИ: ИХ МЕТАЛЛОНОСНОСТЬ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЦЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

*Вялов В.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Богомолов А.Х. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Шишов Е.П. (ВСЕГЕИ), Чернышев А.А. (ВСЕГЕИ)*

Авторами изучены Лианское, Хурмулинское (участок Хурмулинский), Хабаровское, Базовское месторождения (Хабаровский край); Ерквецкое месторождение (участки Западный, Восточный) Амурской области; Новиковское месторождение (участок Восточный, резервный участок Новиковского разреза) Сахалинской области; Ланковское, Вилигинское (Эликчано-Купкинская площадь), Эльгенское (участки нераспределенного фонда недр) месторождения Магаданской области; Корфское (участки нераспределенного фонда недр), Эчваямское (участок Лосиный) - месторождения Камчатского края. Установлено, что на Дальнем Востоке Российской Федерации эти месторождения бурых углей обладают промышленными концентрациями Ge, Ga, Be, Sc, W, Sb, PЗМ, МПГ и др. металлов (табл. 1).

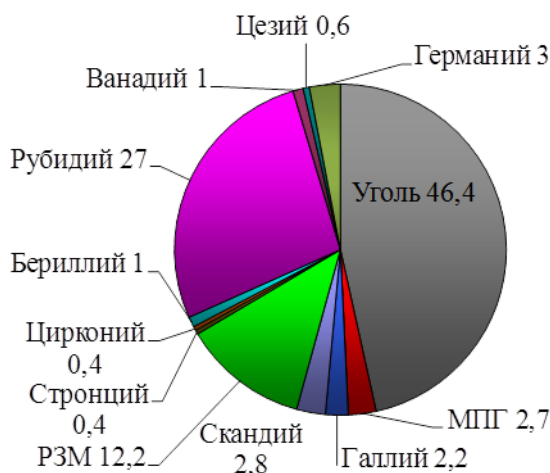
**Таблица 1**  
Концентрации металлов и их оксидов (среднее по месторождениям, участкам), г/т

| Место-<br>рождение,<br>участок       | Металлы и их оксиды |           |        |      |       |                   |                   |      |           |                  |     |           |                 |                               |
|--------------------------------------|---------------------|-----------|--------|------|-------|-------------------|-------------------|------|-----------|------------------|-----|-----------|-----------------|-------------------------------|
|                                      | Ge                  | PЗМ       | Sc     | Ga   | МПГ   | Rb <sub>2</sub> O | Cs <sub>2</sub> O | SrO  | Sb        | ZrO <sub>2</sub> | BeO | Cu        | WO <sub>3</sub> | V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> |
|                                      | в<br>уг-<br>ле      | в<br>золе | в угле |      |       | в золе            |                   |      | в<br>угле | в золе           |     | в<br>угле | в золе          |                               |
| Ерквецкое<br>Западный                | 40-<br>50           | 3460      | 5,2    | 9,6  | -     | 60,9              | 4,7               | 1286 | 2,2       | 537              | 103 | -         | -               | 273,2                         |
| Ерквецкое<br>(Восточ-<br>ный)        |                     | 1582      | 4,1    | 3,7  | -     | 28,6              | 3,8               | 1846 | -         | 299              | 92  | -         | -               | 411,5                         |
| Лианское                             |                     | 723       | 5,2    | 5,3  | 0,053 | 104               | 14,5              | 2787 | 2,9       | 211              | -   | -         | 76              | 414,0                         |
| Хурмулинск<br>ое                     |                     | 1560      | 7,8    | 18,6 | 0,034 | 141               | 15,3              | 732  | 2,2       | 212              | -   | -         | -               | 346                           |
| Хабаров-<br>ское                     |                     | -         | -      | -    | -     | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | -         | -               | -                             |
| Базовское                            |                     | -         | -      | -    | -     | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | -         | -               | -                             |
| Мухенское                            |                     | 317       | 7,0    | 10,7 | -     | 140               | 15,4              | 781  | -         | 294              | -   | -         | -               | 446                           |
| Ушумун-<br>ское                      |                     | 499       | 10     | 16,5 | -     | 123               | 26,4              | 420  | 3,3       | 434              | 18  | -         | 76              | 280                           |
| Ланковское                           |                     | 691       | 5,4    | 6,5  | -     | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | 24,1      | -               | -                             |
| Эльгенское                           |                     | 423       | 14     | 13,7 | 0,04  | 140               | 10,0              | -    | -         | -                | -   | 42,0      | -               | 467                           |
| Вилигин-<br>ское                     |                     | 499       | 12     | 4,9  | 0,036 | -                 | 11,7              | 1549 | -         | -                | -   | 25,5      | -               | 687                           |
| Новиковское<br>резервная<br>площадь  | 40,0                | -         | 2,8    | -    | -     | 98,3              | 13,5              | 1677 | -         | -                | -   | -         | -               | -                             |
| Новиков-<br>ское<br>(Восточ-<br>ный) | 40,0                | 444       | 5,9    | 6,5  | -     | 143               | 22,1              | -    | -         | -                | -   | -         | -               | -                             |
| Новиков-<br>ское<br>(Южный)          | 182,<br>6           | -         | -      | -    | -     | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | -         | -               | -                             |
| Корфское                             | 70                  | 534       | 6,5    | -    | 0,015 | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | 22,8      | -               | 520                           |
| Эчваямское,<br>уч.Лосиный            | 15                  | 573       | 29     | 11,2 | 0,023 | -                 | -                 | -    | -         | -                | -   | 111       | -               | 1348                          |

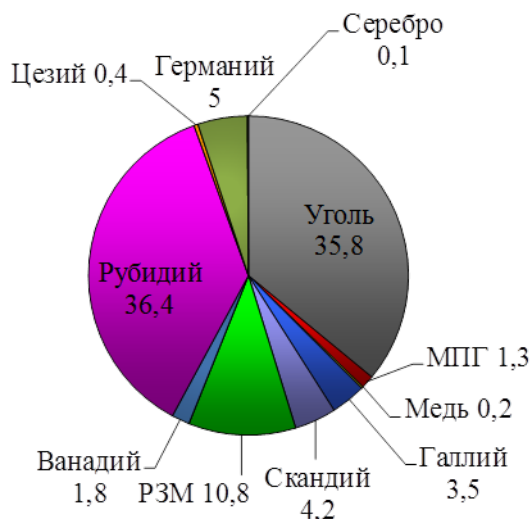


Оценен редкометалльный ресурсный потенциал металлоносных углей нераспределенного фонда недр Дальневосточного федерального округа – по категориям прогнозных ресурсов  $P_3$  и  $P_2$ . По 12 изученным угольным объектам количество прогнозных ресурсов редких металлов по категории  $P_2$  составило: Sc – 11,98 тыс. т, Ga – 10,94 тыс. т, Ge – 7,18 тыс. т,  $Rb_2O$  – 40 тыс. т, SrO – 137 тыс. т,  $Cs_2O$  – 3,6 тыс. т,  $ZrO_2$  – 36,3 тыс. т, РЗМ -  $TR_2O_3$  – 212,8 тыс. т. По категории  $P_3$ : Sc – 14,4 тыс. т, Ga – 16,4 тыс. т, Ge – 9,8 тыс. т,  $Rb_2O$  – 46,3 тыс. т, SrO – 125,7 тыс. т,  $Cs_2O$  – 9,16 тыс. т,  $ZrO_2$  – 135,6 тыс. т,  $TR_2O_3$  – 266,18 тыс. т. Количество МПГ составило по категории  $P_2$  15,1 т, по категории  $P_3$  – 24,4 т.

Произведенная геолого-экономическая оценка угольных месторождений Дальнего Востока, с учетом их редкометалльного потенциала, показала, что некоторые из них можно рассматривать даже в качестве рудных объектов (рис. 1- 2).



**Рисунок 1.** Структура потенциальной стоимости запасов угля и прогнозных ресурсов сопутствующих металлов (%) Лианского месторождения



**Рисунок 2.** Структура потенциальной стоимости запасов угля и прогнозных ресурсов сопутствующих металлов (%) Эльгенского месторождения

Учет содержащихся в углях ценных металлов позволяет более полно оценить реальную стоимость угольных месторождений, их рентабельность и инвестиционную привлекательность, и способствует укреплению МСБ металлургической и других отраслей промышленности. Учет и организация попутного извлечения ряда редких и других ценных металлов из углей позволит существенно повысить экономическую эффективность разработки угольных месторождений.

# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



Составлена ГИС-карта с базой данных по металлоносности углей Дальнего Востока масштаба 1:2500000 с комплектом графических материалов, характеризующих угольные месторождения Дальневосточного ФО.

Угольные месторождения Дальнего Востока следует рассматривать как комплексные месторождения нового типа – редкометалльно-угольные, причем не только как сырьевые источники угля или германия (Павловское, Спецугли и др.).

Значительные прогнозные ресурсы РЗМ, Sc, V, Ga, Rb, Cs, Sr, металлов платиновой группы изученных угольных месторождений свидетельствуют о наличии новой нетрадиционной минерально-сырьевой базы редких, благородных и цветных металлов в буроугольных объектах Дальневосточного ФО России.

## УГОЛЬНАЯ ТЕМАТИКА НА 35-Й СЕССИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНГРЕССА (2016, КЕЙПТАУН, ЮАР)

*Вялов В.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Богомолов А.Х. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Макарова Е.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Уголь продолжает играть активную роль в качестве энерго- теплоносителя и энерготехнологического сырья. Общее потребление угля в мире в 2015 г. составило 7,7 млрд. т, по сравнению 2000 г. возросло на 3 млрд. т. Потребление каменного угля в 2015 г. в мире - 7 млрд. т, из них 75,7% в Азиатском регионе (только в Китае – 3,75 млрд. т), в Северной Америке 9,7%, странах Европы 5%, бывш. СССР 4,8 %, Африки – 2,8%. На Международном геологическом конгрессе 2016 г. в Кейптауне, ЮАР (крупнейшей угледобывающей страной африканского континента) по угольной и связанной с ней тематике был представлен целый ряд как устных, так и стендовых докладов, посвященных:

- *Изучению угольных площадей и месторождений Африканского (ЮАР, Ботсвана, Мозамбик и др.) и Азиатского континентов (КНР, Индия).* В Африке месторождения угля простираются с севера на далекий юг и имеют возраст от карбона до миоцена. Все основные эксплуатируемые месторождения угля в Южной и Центральной Африке находятся в осадочных породах позднекаменноугольного возраста, среднеюрской формации - Кару (Karoo) и ее временных эквивалентов. Темой для доклада были также угли на границе перми и триаса на северо-западе Китая, их петрология, минералогия и геохимия изотопов. Пермская литостратиграфия Гондваны, в серии грабенов, имеет особое значение для угольных исследований, поскольку в пермских отложениях содержатся промышленные месторождения угля. На конгресс представлялись также тезисы доклада по угольным пластам Волго-Уральского региона (Россия): их составу, микроэлементам и условиям формирования.

- *новым данным по углепетрографическим исследованиям углей Африки (Ботсваны, ЮАР, Нигерии, Мозамбика), Индии и др.* Петрографические исследования углей Ботсваны произведены впервые, с реконструкцией обстановок осадко-торфонакопления на угольных площадях (лагунные, речная, солоноватые воды, верхняя, нижняя дельты, влажные, сухие лесные болота, топи; регрессивная- трансгрессивная стадии осадконакопления). Изучено изменение петрографического состава углей из разных сторон разлома Tshipise, каменноугольного бассейна Саутпансберг (Soutpansberg), Южная Африка. На южной стороне разлома уголь имеет высокий коэффициент отражения витринита и проявляет коксуюемость; на северной стороне разлома уголь имеет более низкую степень отражения витринита, с ограниченными коксующимися свойствами. Изучены петрографические особенности малосернистых углей формации Маму (капт - маастрихт), бассейна Анамбра (Anambra), юго-восточная Нигерия. Угли витринитовые (45.6-69 %) с мацералами десмоколлинита и детровитринита; содержание липтинита от 7.3-до 34.2 %, а показатель отражения витринита 0.41- 0.51 %. Угли бассейна Спрингбок Флэтс (Springbok Flats), Южная Африка, содержат в среднем 87,7 % витринита, 8,7 – инертинита, 3,6 % липтинита. Количество минеральных примесей 12,16 % при зольности угля 20,42 %. Показатель отражения витринита 0,67 %. Петрографические исследования угля и сланцев в целях оценки генерации углеводородов, их сохранности и определения условий осадконакопления в области Барджора, Западная Бенгалия, Индия: угли и сланцы были образованы в лимнических и болотных условиях. Большое количество инертинита и свободных УВ в фюзене показывают его значительную роль в хранении и продуцировании УВ. Представлялась также петрографическая характеристика гондванских углей пермской свиты Баракар (Barakar), угольная площадь Западная Бокаро.

- *Оценке качества, состава и свойств углей.* Произведены оценка качества угля, добываемого (в ЮАР) малыми и средними предприятиями; оценка качества угля по геофизическим данным (в КНР); отображение основных свойств углей США с использованием изометрических преобразований логарифмического отношения и последовательного гауссового моделирования; количественная оценка неорганических компонентов угольных пластов Австралии с помощью ЯМР и ручного рентгено-флуоресцентного методов, идентификация абразивных минеральных носителей в углях бассейна Ватерсберг (ЮАР); оценка неопределенности в определении фосфора в углях South Walker Creek Rangal, бассейн Боуэн, Центральный Квинсленд. Угли бассейна Спрингбок Флэтс (Springbok Flats), Южная Африка, содержат летучих веществ 32,21 %, общей серы – 5,49 %. Угольное



месторождение Мукаанха Вузи (Mucanha Vuzi), Мозамбик: угли битуминозные (показатель отражения витринита 1,1 %), зольность 42 %, выход летучих 21 %, содержание серы 1,03 %.

- *Оценке и классификации угольных запасов/ресурсов.* Это геостатистический анализ интервала буровой скважины для классификации угольных ресурсов в бассейне Боуэн, Квинсленд - показано большое значение геостатистики для прикладных исследований для корреляции угольных пластов и оценки ресурсов углей на примере бассейне Боуэн, Квинсленд, Австралия. Представлена новая методика оценки запасов, основанная на модели стохастического локального взаимодействия параметров, на примере каменноугольного месторождения в штате Вайоминг, США.

- *Прикладным аспектам переработки и сжигания углей.* Производилось моделирование процессов промывки (обогащения) углей ЮАР различного помола, с анализом зольности и сернистости угольных фракций. для прогноза, как угольные продукты будут использоваться в металлургии и других отраслях промышленности. Это позволяет снизить риск компаний и инвесторов даже в текущих экономических условиях (не благоприятных для развития угледобычи из-за падения цен и конкуренции со сланцевым газом), и улучшить экономические аспекты угледобычи. Изучены минералогические реакции в южно-африканских углях с низким и высоким содержанием золы во время пылеугольного сжигания топлива. Минеральное вещество как низко-, так и высокзолых углей содержит более всего каолинит, с меньшими количествами кварца, анкерита и кальцита, незначительными содержаниями пирита и других минеральных примесей. Минеральное вещество малозольного угля имеет большую пропорцию карбоната, главным образом благодаря возникновению кальцита и анкерита как включений в витрините. Кварца более всего в минеральном веществе зольного угля. Впервые для ЮАР произведена оценка качества углей для новой технологии сжигания углей в кипящем слое, что позволит использовать для производства электроэнергии уголь низкого качества из шахты Дельмас (Delmas), использовать на ТЭС мощностью 600 Мвт меньше воды и выполнять новые строгие экологические требования по охране окружающей среды. Изучалась проблема снижения зашлакованности в энергетическом котле при сжигании топлива путем селективного добычи и смешивания угля: углей площади Leigh Creek, Южная Австралия. Для контроля зашлакования топочных устройств предложен «полевшпатовый индекс» угольной шихты (из смеси суббитуминозного угля и лигнита бассейна Telford, сжигаемой на тепловой электростанции мощностью 544 Мвт):

$$\text{Feldspar Index} = \frac{(\text{Na}_2\text{O} + \text{CaO})}{(\text{SiO}_2 + \text{Al}_2\text{O}_3 + \text{CaO} + \text{K}_2\text{O} + \text{Na}_2\text{O})} \times 100$$

Угли с индексом меньше чем 30 (ед.) не показывают склонности к шлакообразованию; угли с между 30 и 40 – предельно допустимы для использования, и угли с индексом, больше 40 зашлакуют топочные устройства.

- *Новым (забытым старым) направлениям переработки углей in-situ (в естественном залегании в пластах).* Компания «Africaгу» (ЮАР) разрабатывая месторождение типичного для ЮАР низкосортного угля с высокой зольностью, с ресурсами в один млрд. т в Зэуниссене, рассматривает пласт 3 со средней мощностью 3,2 м и глубиной залегания 345 - 385 м наиболее подходящим для подземной газификации. Калорийность угля – 20,3 МДж/кг, содержание летучих веществ 19,2 %, и зольность – 30,8 %. Проект считается эффективным и безвредным для окружающей среды.

- *Экологическим аспектам угледобычи и переработки углей.* Потенциально вредные элементы- примеси выбрасываются в переменных количествах, разновидностях и формах во время сжигания топлива. По сравнению с глобальными средними значениями, у южноафриканских углей ниже среднее содержание цинка, мышьяка, селена, молибдена и свинца, и выше содержание хрома и марганца. Содержание ртути меняется в зависимости от зольности, в среднем составляет 0,3 г/т. Сжигание углей остается основным источником свинцового и ртутного загрязнения в окружающей среде в Индии, что вызывает серьезные проблемы со здоровьем. Содержание свинца в золе индийских углей - 37-440 ppm, со средним содержанием ~238 ppm. Установлена мобилизация металлов и металлоидов во время и после сжигания угля из ураноносных отвалов (угольная шахта Весков, Чехия). В процессе сжигания Hg, Bi, Se, Tl, Sn, Pb, As улетучиваются и откладываются вместе с растворимыми сульфидами на поверхности продуктов сжигания и выветривания угля, в то время как U, Mn, Cr, V, Y, Cu, Zn – в алюмосиликатах, оксидах железа и в аморфном стекле. Металлы и металлоиды, особенно цинк, экстрагируются растениями и откладываются в гумусовом слое почв, U адсорбируется ОВ и глинистыми минералами.

- *Изучению угольного метана и оценке его ресурсов.* Ориентация кливажа рассматривалось в качестве важнейшего фактора при моделировании добычи метана в угольных пластах в бассейне

Джхария (Jharia), Индия. Интервал трещин вертикального кливажа меняется от 0.2 см до 0.9 см; все пласты одного и того же месторождения показывают одну и ту же ориентацию кливажа. Определена оптимальная сеть разведочного бурения 300 x 300 м, создана математическая модель каменноугольного бассейна для адекватной оценки ресурсов угля и угольного метана. Впервые проведено геостатистическое моделирование для оценки ресурсов угля и метана из угольных пластов одного угольного поля Гондваны, Индия, которое обеспечило более достоверное представление о разнородности параметров месторождения и характеристик качества углей. Выполнено моделирование процесса обработки угольных пластов CO<sub>2</sub> для улучшения выделения угольного метана на ранней стадии добычи, на угольной площади в бассейне Джхария, Индия. При определенных объемах добычи угольного метана проект может быть экономичным. Начальные суммарные ресурсы метана угольных пластов бассейна Саутпансберг (Soutpansberg), Южная Африка, оценены в 1,0 – 1,9 триллион кубических футов.

На конгресс также представлялись тезисы докладов по характеристикам угольного резервуара с углями низкого ранга и эксплуатационный потенциал для добычи угольного метана в Джунгарии, Северо-Западный Китай; о метане из пластов угля низкого ранга в Китае: состояние ресурсов, научно-исследовательский прогресс в исследовании и увеличении метанового потенциала; о микробном метаногенезе в углях; о динамике выделения метана, сорбционных и микроструктурных особенностях угольных пластов в бассейне Восточный Бокаро, Джаркханд, Индия.

- *Угольным объектам как нетрадиционным источникам редких металлов.* На примере ряда угольных месторождений России показано, что учет содержащихся в углях редких и других ценных металлов позволяет более полно оценить реальную стоимость угольных месторождений и участков нераспределенного фонда недр, их рентабельность и инвестиционную привлекательность, способствует укреплению МСБ металлургической и других отраслей промышленности. Организация попутного извлечения ряда редких и других ценных металлов из углей металлоносных угольных месторождений позволит существенно повысить экономическую эффективность их разработки.

Значительное обогащение Ga, Rb, Cs, PЗЭ и Y отмечено в в юрском угольном пласте № 6 площади IQE, северный Цайдам, Китай. Изучались отношения между микроэлементами и органическими веществами в углях, предварительное исследование скорости кислотного извлечения микроэлементов из китайских углей разного ранга.

Таким образом, спектр представляемых и обсуждаемых на устных докладах актуальных проблем и задач был весьма обширен - от изучения геологического строения угольных месторождений, петрографического состава углей, оценки их качества, методов оценки их минеральных примесей, методик оценки и классификации угольных ресурсов, до поведения углей при сжигании и изучения ценных металлов редкометалльно- угольных месторождений. Особое положение занимает изучение угольного метана в угольных пластах, оценка его ресурсов, вплоть до новых методик стимулирования его добычи.

Основные выводы из проведенного анализа произведенной в последние годы в мире угольной тематики следующие:

1. Продолжается геологическое изучение мало исследованных угольных бассейнов и месторождений, особенно в Африке. При этом производится оценка ресурсного потенциала угольного метана. В мире не угасает большой интерес к изучению метана угольных пластов, на конгресс было представлено значительное количество докладов по разным аспектам его исследования.
2. В крупных угледобывающих странах мира осуществляется обязательное петрографическое исследование углей, не только для оценки их состава и качества, но и для реконструкции условий образования углей, а также изучения (угольного метана).
3. Классификационным аспектам запасов- ресурсов углей, совершенствованию методов их подсчета уделяется особое внимание, причем с использованием разнообразных математических методов.
4. Большое внимание уделяется изучению минеральных примесей, макро- и микрокомпонентов, токсичных компонентов углей, продуктов сжигания и выветривания углей. Угольные месторождения стали рассматриваться как потенциальные источники ряда ценных металлов.

Наибольшее разнообразие направлений по изучению углей и связанных с ними областей разрабатывается китайскими геологами, большую активность подобных исследований проявляют Индия, Австралия, ЮАР.

## ЭЛЕКТРОННЫЙ СПРАВОЧНИК-ОПРЕДЕЛИТЕЛЬ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И УГЛЕНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ РОССИИ

*Вялов В.И. (МГУ им. М.В.Ломоносова), Волкова Г.М. (ВСЕГЕИ), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В.Ломоносова), Наставкин А.В. (ВНИГРИУголь), Лужбина М.И. (МГУ им. М.В.Ломоносова)*

Рассеянное органическое вещество (РОВ) нефтематеринских пород, концентрированное ОВ – уголь, горючие сланцы - осадочных бассейнов России, являются объектом изучения на всех стадиях геологоразведочных работ. Исследование РОВ пород нефтегазоносных бассейнов позволяет решать ряд прогнозных задач (определение благоприятных зон генерации углеводородов, выявление мацералов, обладающих наибольшим нефтегенерирующим потенциалом, дать оценку перспектив нефтегазоносности). Процессы лито- и нафтогенеза и углеобразования, прогноз нефти и газа наиболее информативно изучаются и осуществляются углепетрографическими, оптическими методами. Благодаря им удается выявить неоднородность керогена, установить его природу, участие в нем автохтонных и аллохтонных элементов. Изучение углепетрографическими методами трудно переоценить в деле оценки марочного состава, метаморфизма и технологических свойств твердых горючих ископаемых. Все это определяет большую актуальность углепетрографических исследований.

Совершенствование научно-методической базы петрографического обеспечения полевых и камеральных работ для повышения эффективности и качества региональных геолого-геофизических и геолого-съёмочных работ на территории Российской Федерации определили необходимость создания *электронного справочника-определителя органического вещества нефтегазоносных и угленосных осадочных бассейнов России*, в целях его оперативного использования в полевых и камеральных условиях.


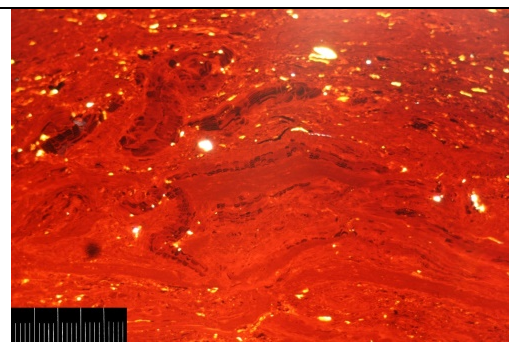
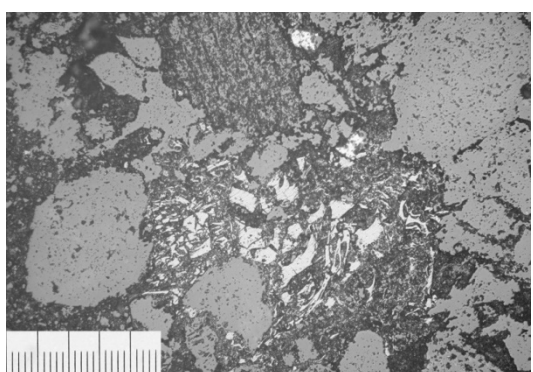
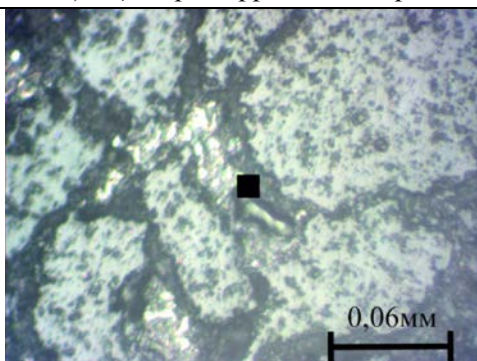
Электронный справочник- определитель органического вещества нефтеносных и угленосных осадочных бассейнов России включает описание и классификацию объектов, их изображения (фотографии, рисунки, спектры отражения), табличное представление аналитических характеристик.

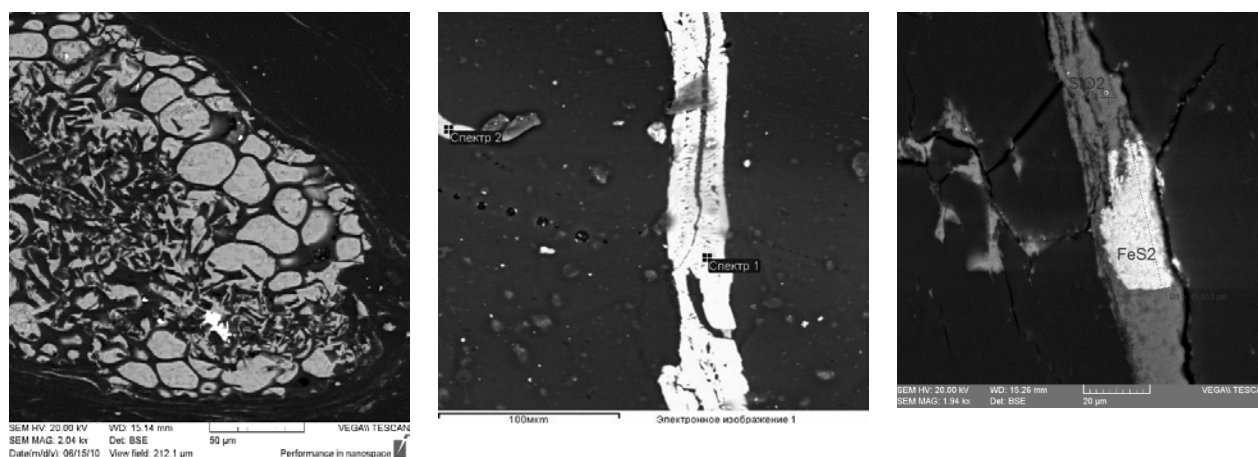
Структура электронного справочника-определителя органического вещества нефтегазоносных и угленосных осадочных бассейнов России состоит из ряда разделов: 1- петрография твердых горючих ископаемых (бурых, каменных углей, антрацитов, с иллюстрацией минеральных примесей углей, горючих сланцев, 2- петрография РОВ основных осадочных нефтегазоносных бассейнов, 3- методы углепетрографических исследований на полевой и камеральной стадиях работ.

В справочнике описаны основные виды ТГПИ и РОВ на основе эталонной коллекции образцов и препаратов для углепетрографических исследований по ТГПИ и РОВ, по выбранным наиболее типичным и характерным для осадочных угольных и нефтегазоносных бассейнов России образцам. Основные виды и типы ТГПИ и РОВ проиллюстрированы – см. в качестве примера рис. 1-6, на рис. 7 – минеральные примеси ТГПИ.

|                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                          |                                                                    |
| <p><b>Рисунок 1.</b> Уголь черного цвета, полублестящий, неяснополосчатый. Цвет черты черный. Блеск у витрена яркий стеклянный. Излом неправильный, ступенчатый. Южно-Якутский бассейн.</p> | <p><b>Рисунок 2.</b> То же, под микроскопом (отраженный свет). Гелито-фюзитит. Основная масса – коллинит (серый), инертинит фрагментарный (белый).</p> |



|                                                                                                                   |                                                                                                                                              |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                  |                                                            |
| <p><b>Рисунок 3.</b> Уголь полублестящий (Сахалин, Макаровское месторождение, шахта Макаровская, пласт 3)</p>     | <p><b>Рисунок 4.</b> То же, под микроскопом (проходящий свет). Коллинит (красный), микроспоринит (желтый) в центре – фрагменты феллинита</p> |
|                                 |                                                           |
| <p><b>Рисунок 5.</b> РОВ. Тунгусский бассейн. Мелкие обломки фрагментов витринита. Цена деления шкалы 0,01 мм</p> | <p><b>Рисунок 6.</b> Западная Сибирь. Чешуйки анизотропного РОВ в межзерновом пространстве (никולי   )</p>                                   |



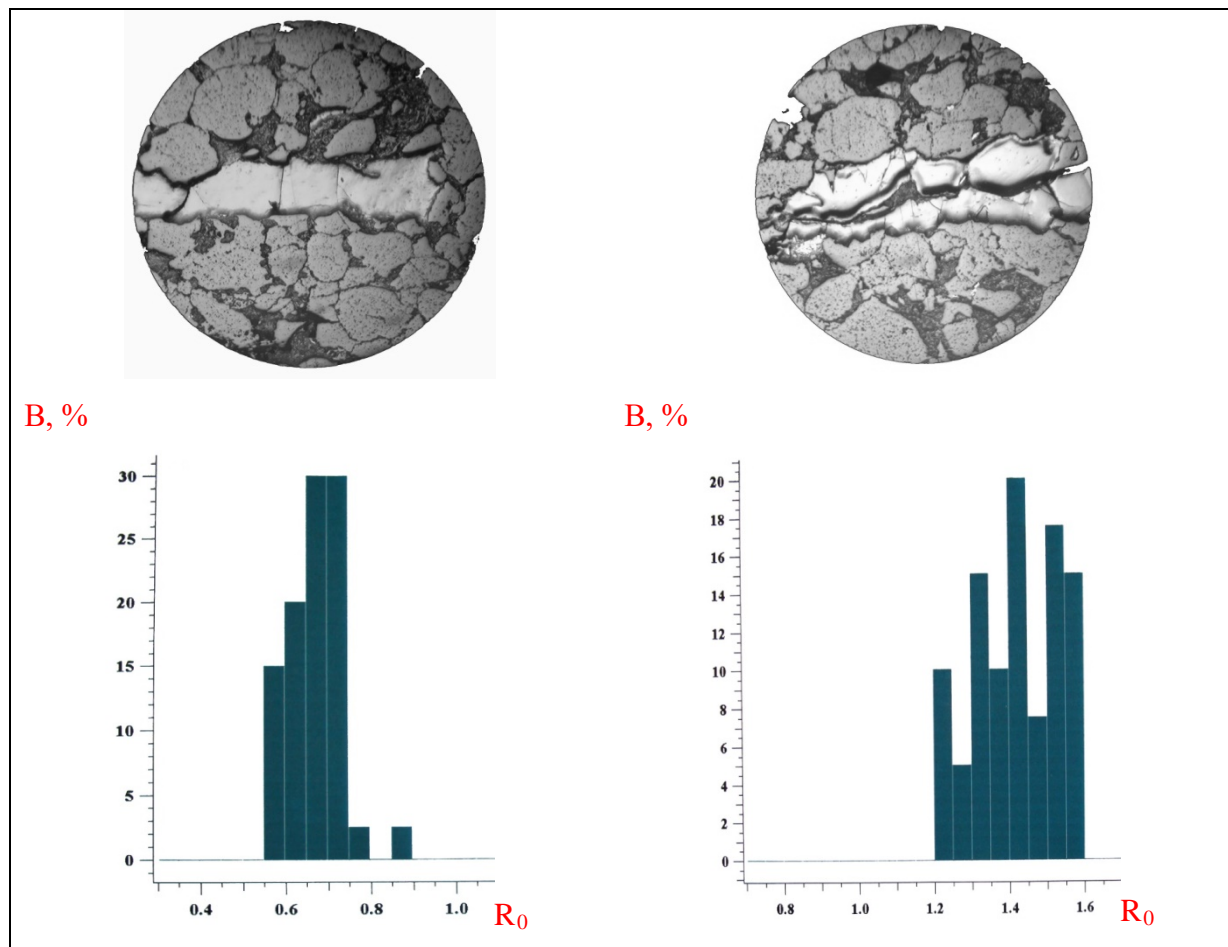
**Рисунок 7.** Минеральные примеси в угле (1- каолинит в полостях инертинита, Донбасс; 2- кальцит, Нерюнгри; 3-пирит, Иркутский бассейн).

В справочнике представлена классификация и типизация органического вещества осадочных бассейнов России. Типизация по степени концентрации ОВ: а) концентрированные (угли), ОВ более 50%; б) умеренно концентрированные (углистые и слабоуглистые породы, горючие сланцы) с содержанием ОВ от 50 до 10 %; в) осадки с рассеянным ОВ, содержание его менее 10 %. По составу

ископаемого исходного растительного и животного материала выделяются гумусовое ОВ (остатки высших растений), - липтобиолитовое ОВ (остатки стойких частей высших растений – споры, кутикулы и смолы) + сапропелевое ОВ - остатки низших растений (водорослей). Остатки фауны, сложенные органическим веществом, встречаются достаточно редко. Генетическая общность рассеянного ОВ осадочных пород и концентрированной ископаемой органики в виде углей, устанавливается при изучении РОВ нефтегазоносных толщ. В них выявлено наличие сапропелевого и гумусового типов вещества, причем часто гумусовое преобладает.

В справочнике приведена характеристика методов углепетрографических исследований на полевой и камеральной стадиях работ.

Представлена специальная методика определения мацералов для оценки степени катагенеза РОВ – по первично аллохтонному витриниту (рис. 8).



**Рисунок 8.** Две «популяции» витринита в песчанике: слева - первично аллохтонный, справа – вторично аллохтонный, и рефлектограммы их показателей отражения

Составление электронного справочника-определителя органического вещества нефтегазоносных и угленосных осадочных бассейнов России, с последующим размещением его на сайтах ВСЕГЕИ – МГУ, позволит обеспечить свободный и широкий интернет-доступ к освоению и применению в практике геолого-съемочных и геологоразведочных работ сложных углепетрографических методик по изучению горючих полезных ископаемых России. Созданный в 2016 г. макет электронного справочника- определителя для исследований ТГПИ и РОВ является первым этапом работы, и будет дополнен новыми материалами. В справочник будут включены данные по широко распространенным практически во всех крупных угольных и осадочных бассейнах России термально-контактовым углям, метаантрацитам, угольным графитам, а также по РОВ осадочно-метаморфических пород, отвечающего высоким стадиям метаморфизма.

## РАЗРАБОТКА ЗОНАЛЬНЫХ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЛЯ ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО КАРБОНАТНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ

Галкин В.И.\*, Мелкишев О.А. (Пермский Национальный Исследовательский Политехнический Университет, г. Пермь)

Методика построения зональных вероятностно – статистических моделей прогноза нефтегазоносности верхневизейско-башкирского карбонатного нефтегазоносного комплекса (C<sub>2</sub>b) разработана для Соликамского нефтегазоносного района (НГР) – 2В, расположенного на территории Соликамской депрессии. Данная методика основана на использовании особенностей геологического строения и нефтегазоносности в пределах системы элементарных ячеек [1]. Применение такой системы элементарных ячеек позволяет производить описание геологического строения территории в масштабе сопоставимом с размерами открываемых (подготавливаемых) структур.

Для разработки моделей использовались следующие показатели: минимальное значение абсолютных отметок первого отражающего горизонта (ОГ I<sup>n</sup>), отождествляемого с кровлей башкирских карбонатных отложений, в ячейке –  $H_I^{min}$ , максимальное значение абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> в ячейке –  $H_I^{max}$ , разница между максимальными и минимальными значениями абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> –  $R_I$ , среднее значение абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> в ячейке –  $H_I^{ср}$ , разница между максимальным и средним значением абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> –  $1pd+$ , разница между минимальным и средним значением абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> –  $1pd-$ , среднее квадратическое отклонение значений абсолютных отметок ОГ I<sup>n</sup> –  $S_{1n}$ , разница между средними отметками ОГ III (кровля девонских терригенных отложений) и ОГ II<sup>n</sup> (кровля турнейских карбонатных отложений) –  $m_{(3-2n)}$ , разница между средними отметками ОГ II<sup>n</sup> и ОГ II<sup>k</sup> (кровля визейских терригенных отложений) –  $m_{(2n-2k)}$ , разница между средними отметками ОГ II<sup>n</sup> и ОГ I<sup>n</sup> –  $m_{(2k-1n)}$ . По этим данным осуществлялось построение вероятностно – статистических моделей прогноза нефтегазоносности по рассматриваемому нефтегазоносному комплексу.

На первом этапе были проанализированы различия в средних значениях рассматриваемых параметров для классов нефтяных (361 ячейка) и пустых ячеек (417 ячеек) по t-критерию Стьюдента. Нефтяные ячейки – это ячейки, содержавшие в своем контуре залежи нефти в рассматриваемом НГК. Пустые ячейки – это ячейки где установлено отсутствие залежей нефти в НГК. По значениям t-критерия и достигаемого уровня значимости ( $p_{1-2}$ ) только для параметра  $m_{(2k-1n)}$  – не установлено статистически значимого различия в средних значениях. Аналогичные результаты были получены и при применении критерия Пирсона  $\chi^2$ . Таким образом, почти все рассматриваемые параметры являются высокоинформативными и были использованы для прогноза нефтегазоносности.

Для создания корректного прогноза нефтегазоносности все рассматриваемые параметры должны находиться в единой системе измерений, поэтому был использован вероятностный подход [2], основанный на оценке вероятности встречаемости нефтяных ячеек для определенного интервала варьирования рассматриваемого показателя. По полученным интервальным вероятностям рассчитывались парные коэффициенты корреляции  $r$  и строились модельные уравнения регрессии. При построении моделей выполнялась их обязательная корректировка с учетом средних значений; для класса нефтяных ячеек оно должно быть больше 0,5, а для пустых ячеек меньше 0,5. Уравнения регрессии по всем изучаемым показателям приведены в табл. 1. По полученным одномерным уравнениям рассчитывались индивидуальные вероятности  $P(x)$ , где  $x$  – это рассматриваемый показатель, а затем данные вероятности использовались для оценки оставшихся (прогнозных) ячеек в НГР при помощи последовательного линейного дискриминантного анализа (ПЛДА).

Используя ПЛДА, была получена следующая линейная дискриминантная функция:

$$Z = 5,8127 * P(H_I^{ср}) - 53,7207 * P(m_{(2n-2k)}) + 3,5183 * P(m_{(3-2n)}) + 11,6474 * P(R_I) - 37,3434, \text{ при } R = 0,398, \chi^2 = 133,6, p = 0,000000.$$

Среднее значение  $Z$  для нефтяных ячеек равно +0,465, для пустых -0,403. Используя данную линейную дискриминантную функцию были рассчитаны значения вероятности принадлежности прогнозной ячейки к классу нефтяных ячеек –  $P(Z)$ . Соотношение между  $Z$  и  $P(Z)$  приведено на рисунке 1.

Таблица 1



## Индивидуальные модели прогноза нефтегазоносности для НГР 2В

| Показатель        | Статистические характеристики показателей*  |                                             | Критерии                 |                             | Верхняя строка–уравнение вероятности принадлежности к 1 классу нефтяных ячеек; средняя–область применения модели; нижняя–диапазон изменения вероятности. |
|-------------------|---------------------------------------------|---------------------------------------------|--------------------------|-----------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                   | Нефтяные ячейки                             | Пустые ячейки                               | $t_{1-2}$<br>$p_{1-2}$   | $\chi^2_{1-2}$<br>$p_{1-2}$ |                                                                                                                                                          |
| $H_I^{min}$ , М   | $\frac{-1542,9 \pm 297.2}{0,541 \pm 0,097}$ | $\frac{-1366,4 \pm 242.8}{0,469 \pm 0,119}$ | $\frac{7,744}{<10^{-5}}$ | $\frac{76,272}{<10^{-5}}$   | $P(H_I^{min}) = -0,078 - 0,0004H_I^{min} - 2232.6 - 397.4M$<br>0,08 — 0,81                                                                               |
| $H_I^{max}$ , М   | $\frac{-1486,3 \pm 237.8}{0,532 \pm 0,092}$ | $\frac{-1324,5 \pm 290.5}{0,468 \pm 0,113}$ | $\frac{8,439}{<10^{-5}}$ | $\frac{68,165}{<10^{-5}}$   | $P(H_I^{max}) = -0,048 - 0,00039H_I^{max} - 2159.4 - 375.5M$<br>0,10 — 0,80                                                                              |
| $R_I$ , М         | $\frac{56,4 \pm 30.5}{0,507 \pm 0,030}$     | $\frac{42,1 \pm 35.4}{0,493 \pm 0,035}$     | $\frac{5,982}{0,0004}$   | $\frac{35,521}{<10^{-5}}$   | $P(R_I) = 0,451 + 0,00101R_I$<br>0.5 — 376.7М<br>0,45 — 0,83                                                                                             |
| $H_I^{сред}$ , М  | $\frac{-1515,7 \pm 241.2}{0,531 \pm 0,094}$ | $\frac{-1345,8 \pm 296.9}{0,469 \pm 0,114}$ | $\frac{8,735}{<10^{-5}}$ | $\frac{72,794}{<10^{-5}}$   | $P(H_I^{сред}) = -0,058 - 0,00039H_I^{сред} - 2168.1 - 380.0M$<br>0,09 — 0,79                                                                            |
| $1_{нд+}$ , М     | $\frac{29,2 \pm 18.4}{0,506 \pm 0,028}$     | $\frac{21,5 \pm 20.7}{0,494 \pm 0,032}$     | $\frac{5,465}{<10^{-5}}$ | $\frac{29,566}{<10^{-5}}$   | $P(1_{нд+}) = 0,461 + 0,00157 1_{нд+}$<br>0.16 — 208.0М<br>0,46 — 0,79                                                                                   |
| $1_{нд-}$ , М     | $\frac{-27,1 \pm 15.5}{0,503 \pm 0,021}$    | $\frac{-20,6 \pm 17.7}{0,495 \pm 0,023}$    | $\frac{5,446}{<10^{-5}}$ | $\frac{29,851}{<10^{-5}}$   | $P(1_{нд-}) = 0,468 - 0,0013 1_{нд-}$<br>- 290.6 — -0.32М<br>0,46 — 0,85                                                                                 |
| $S_{1п}$ , М      | $\frac{14,8 \pm 8.9}{0,507 \pm 0,032}$      | $\frac{10,9 \pm 13.3}{0,493 \pm 0,034}$     | $\frac{5,958}{<10^{-5}}$ | $\frac{35,285}{0,029}$      | $P(S_{1п}) = 0,454 + 0,00362S_{1п}$<br>0.13 — 105.0М<br>0,45 — 0,84                                                                                      |
| $m_{(3-2п)}$ , М  | $\frac{455,8 \pm 56.7}{0,528 \pm 0,102}$    | $\frac{424,9 \pm 70.5}{0,473 \pm 0,126}$    | $\frac{6,647}{<10^{-5}}$ | $\frac{69,664}{<10^{-5}}$   | $P(m_{(3-2п)}) = -0,292 + 0,0018m_{(3-2п)}$<br>183.0 — 593.2М<br>0,03 — 0,78                                                                             |
| $m_{(2п-2к)}$ , М | $\frac{48,7 \pm 24.9}{0,501 \pm 0,007}$     | $\frac{56,2 \pm 35.7}{0,499 \pm 0,010}$     | $\frac{-3,334}{0,0006}$  | $\frac{13,525}{0,001}$      | $P(m_{(2п-2к)}) = 0,516 - 0,0003m_{(2п-2к)}$<br>1.1 — 287.8М<br>0,43 — 0,51                                                                              |
| $m_{(2к-1п)}$ , М | $\frac{329,1 \pm 40.9}{0,501 \pm 0,006}$    | $\frac{328,0 \pm 43.9}{0,499 \pm 0,007}$    | $\frac{0,377}{0,706}$    | $\frac{1,813}{0,562}$       | $P(m_{(2к-1п)}) = 0,449 + 0,00016m_{(2к-1п)}$<br>117.4 — 612.1М<br>0,46 — 0,55                                                                           |

\*Примечание – в числителе – среднее значение показателя и стандартное отклонение, в знаменателе – среднее значение вероятности и стандартное отклонение.

Отсюда видно, что при изменении  $Z$  от  $-6,743$  до  $3,89$  величина  $P(Z)$  закономерно увеличивается от  $0,004$  до  $0,989$ . Среднее значение  $P(Z)$  для нефтяных ячеек равно  $0,554 \pm 0,176$ ; для пустых ячеек  $0,388 \pm 0,196$ .

Для контроля полученных вероятностей при помощи ЛДА с помощью индивидуальных вероятностей рассчитывалась условная комплексная вероятность (УКВ) –  $P_{КОМП}$ , при разных значениях  $m$  в диапазоне от 2 до 10 [2].

Сравнение средних значений  $P_{КОМП}$  для классов нефтяных и пустых ячеек по критериям  $t$  и  $\chi^2$ , при различных  $m$ , приведено в табл. 2.

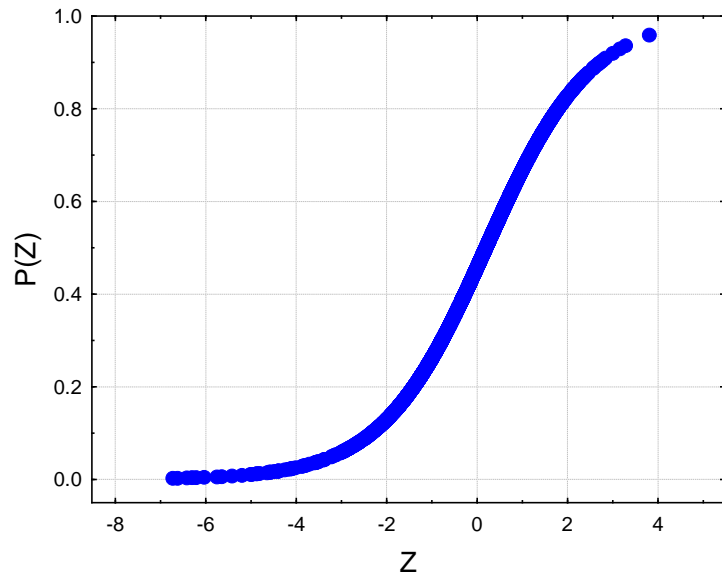


Рисунок 1. График зависимости  $P(Z)$  от  $Z$  для НГР 2В

Таблица 2  
Значения  $P_{КОМП}$  при разных  $m$  для НГР 2В

| Вероятности      | Сочетание $m$ |         |         |         |         |         |         |         |         |
|------------------|---------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|                  | 2             | 3       | 4       | 5       | 6       | 7       | 8       | 9       | 10      |
| $P(H_I^{min})$   |               | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       |
| $P(H_I^{max})$   | +             | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       |
| $P(R_I)$         |               |         |         | +       | +       |         |         | +       | +       |
| $P(H_I^{сред})$  | +             | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       |
| $P(1pd+)$        |               |         |         |         | +       | +       | +       | +       | +       |
| $P(1pd-)$        |               |         |         |         |         | +       | +       | +       | +       |
| $P(S_{1п})$      |               |         |         |         |         |         | +       | +       | +       |
| $P(m_{(3-2п)})$  |               |         | +       | +       | +       | +       | +       | +       | +       |
| $P(m_{(2п-2к)})$ |               |         |         |         |         |         |         | +       | +       |
| $P(m_{(2к-1п)})$ |               |         |         |         |         |         |         |         | +       |
| $t_{1-2}$        | 8,2187        | 8,1344  | 8,5134  | 8,7090  | 8,8208  | 8,8350  | 8,8351  | 9,0231  | 9,0981  |
| $p_{1-2}$        | 0,0000        | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  |
| $\chi^2_{1-2}$   | 65,0539       | 63,9136 | 70,8446 | 73,8507 | 75,4797 | 75,7048 | 75,6173 | 78,4513 | 79,3542 |
| $p_{1-2}$        | 0,0000        | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  | 0,0000  |

Отсюда видно, что при увеличении  $m$  значения  $t$ -критерия (рисунок 2) и  $\chi^2$  возрастают, что указывает на улучшения качества классификации, при использовании большего количества индивидуальных вероятностей.

Соотношение между значениями  $P(Z)$  и  $P_{КОМП}^{m=10}$  приведено на рисунке 3.

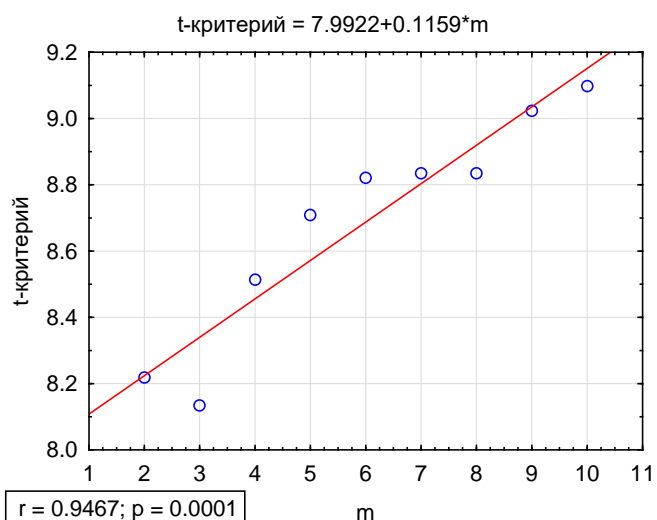


Рисунок 2. Поле корреляции между  $m$  и  $t$ -критерием

Как видно из графика, применяемые подходы ЛДА и УКВ позволяют получать сходные результаты, с достаточно высоким парным коэффициентом корреляции ( $r = 0.78$ , при  $p < 10^{-5}$ ), что подтверждает согласованность получаемых результатов прогноза двумя разными методами.

С использованием полученных моделей, для системы элементарных ячеек на территории Соликамской депрессии была составлена схема изменения вероятности  $P(Z)$ , представленная на рисунке 4.

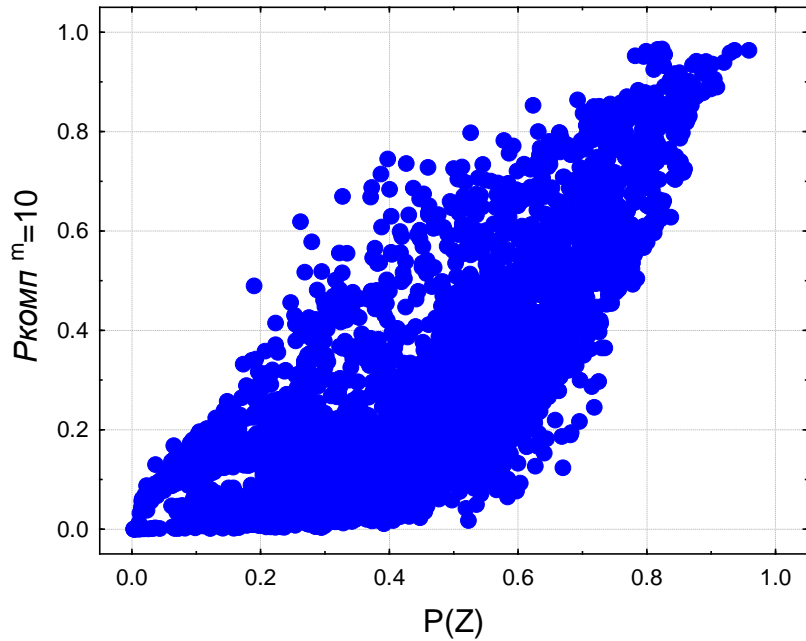


Рисунок 3. Поле корреляции между  $P(Z)$  и  $P_{\text{комп}}^{m=10}$  для НГР 2В

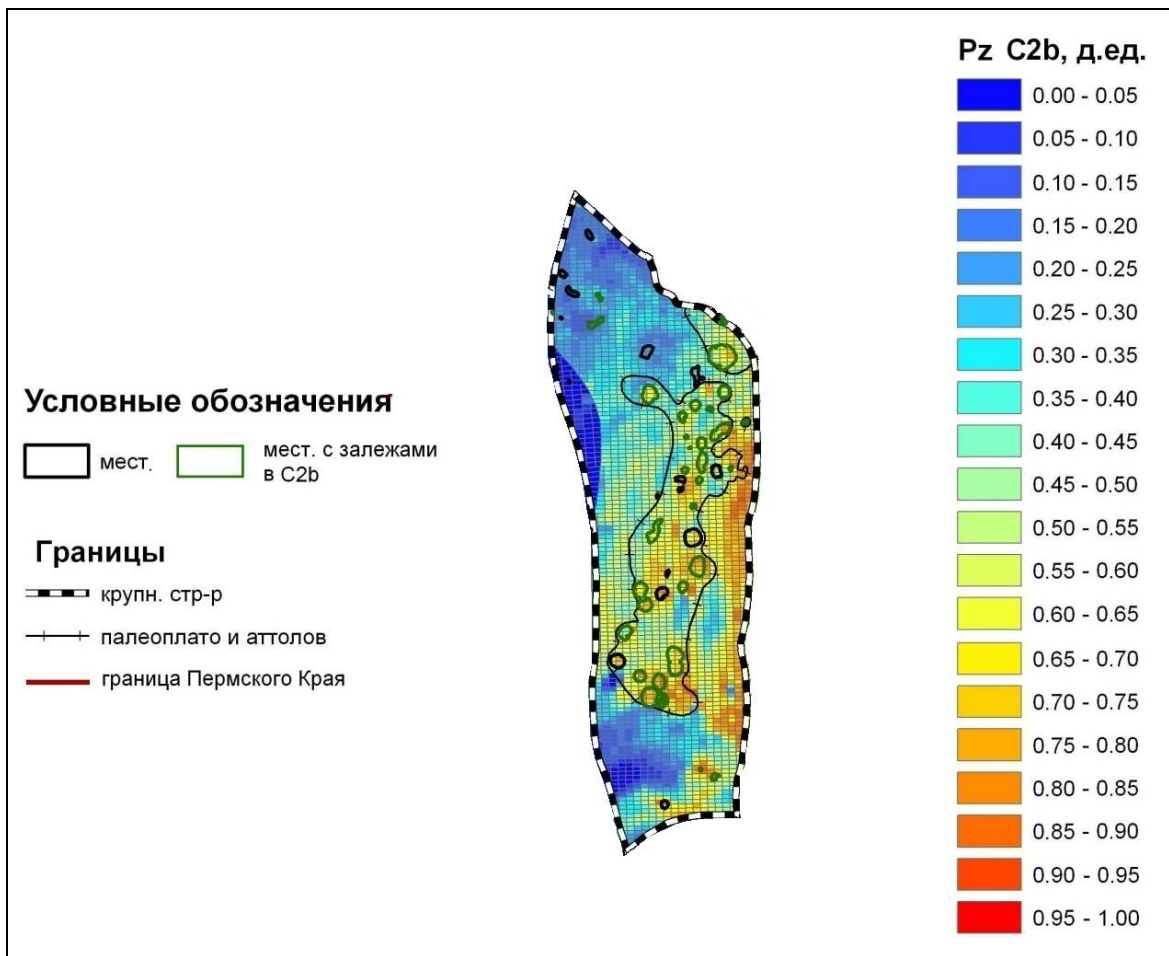


Рисунок 4. Схема изменения  $P(Z)$  на территории Соликамской депрессии

На полученной схеме (рисунок 3), наибольшими перспективами нефтегазоносности (высокими значениями  $P(Z)$ ) характеризуется территория Березняковского палеоплато (в особенности его южная





часть), а так же крайние восточные области Соликамской депрессии. Наименьшими перспективами обладает северо-западная часть рассматриваемой территории.

Полученные вероятности  $P(Z)$  в дальнейшем могут быть использованы для проведения дифференцированной оценки нелокализованных ресурсов нефти на территории Соликамской депрессии и при планировании последующих геологоразведочных работ.

## Список литературы

1. Носов М.А., Галкин В.И., Кривошеков С.Н., Мелкишев О.А., Кочнев А.А. К обоснованию геолого-экономической оценки лицензионных участков недр по ресурсам и запасам углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С. 14-17.
2. Галкин В.И., Козлова И.А., Кривошеков С.Н., Мелкишев О.А. К обоснованию построения моделей зонального прогноза нефтегазоносности для ниже-средневизейского комплекса Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2015. № 8. С. 32-35.

## ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД ДОМАНИКОВОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

*Гафурова Д. Р.\* (МГУ им. М.В. Ломоносова), Калмыков Г.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Калмыков А.Г. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Шарданова Т. А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Козлова Е. В. (Сколковский институт науки и технологий), Корост Д. В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Фадеева Н. П. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

### Введение

На сегодняшний день традиционные запасы УВ идут на спад. В связи с этим, возникает необходимость разработки других источников углеводородного сырья. Одним из таких источников являются трудноизвлекаемые, так называемые нетрадиционные, источники нефти и газа. Одним из таких источников являются отложения доманиковой нефтематеринской толщи, в которой сосредоточено огромное количество еще незрелого органического вещества. Изучение условий и процессов генерации УВ, формирования и трансформации пустотного пространства в этих породах является ключом для понимания механизмов нефтеобразования и определения оптимальных, рентабельных способов их промышленной разработки.

Основными факторами, влияющими на преобразование органического вещества нефтематеринской породы, приводящее к формированию новых пор и изменению проницаемости, являются температура, время и давление [Баженова О.К., 2000]. В настоящее время проводится ряд экспериментов, в основном сводящихся к моделированию термического воздействия на породы и исследованию вопросов трансформации пустотного пространства [Jing Zhao et al., 2012; Kobchenko et al., 2011; Tisot, 1967; Корост и др., 2012; Tiwari et al., 2013 и др.]. В данной работе мы рассмотрим изменение внутреннего строения пород, в частности, пустотного пространства, в результате лабораторного моделирования генерации и первичной миграции углеводородов.

Ранее авторами был проделан ряд подобных экспериментов, в которых исследовались степень изменения порового пространства образцов в зависимости от текстурных особенностей пород и степени их насыщенности органическим веществом (Гилязетдинова, 2016). Для подробного исследования факторов формирования порового пространства, с точки зрения геологии, были выделены типы обстановок осадконакопления для пород доманикового горизонта.

Каждый тип обстановки осадконакопления характеризуется определенными текстурными особенностями и минеральным составом, которые могут играть большую роль в степени преобразования пустотного пространства пород. Для каждой зоны осадконакопления были выделены характерные текстурные признаки пород.

### Методика исследования

Коллекция образцов детально изучалась с помощью методов пиролиза (для получения геохимических характеристик органического вещества), рентгено-структурного анализа (для характеристики минерального состава), а также, оптической и электронной микроскопии (для диагностики структуры и текстуры образцов).

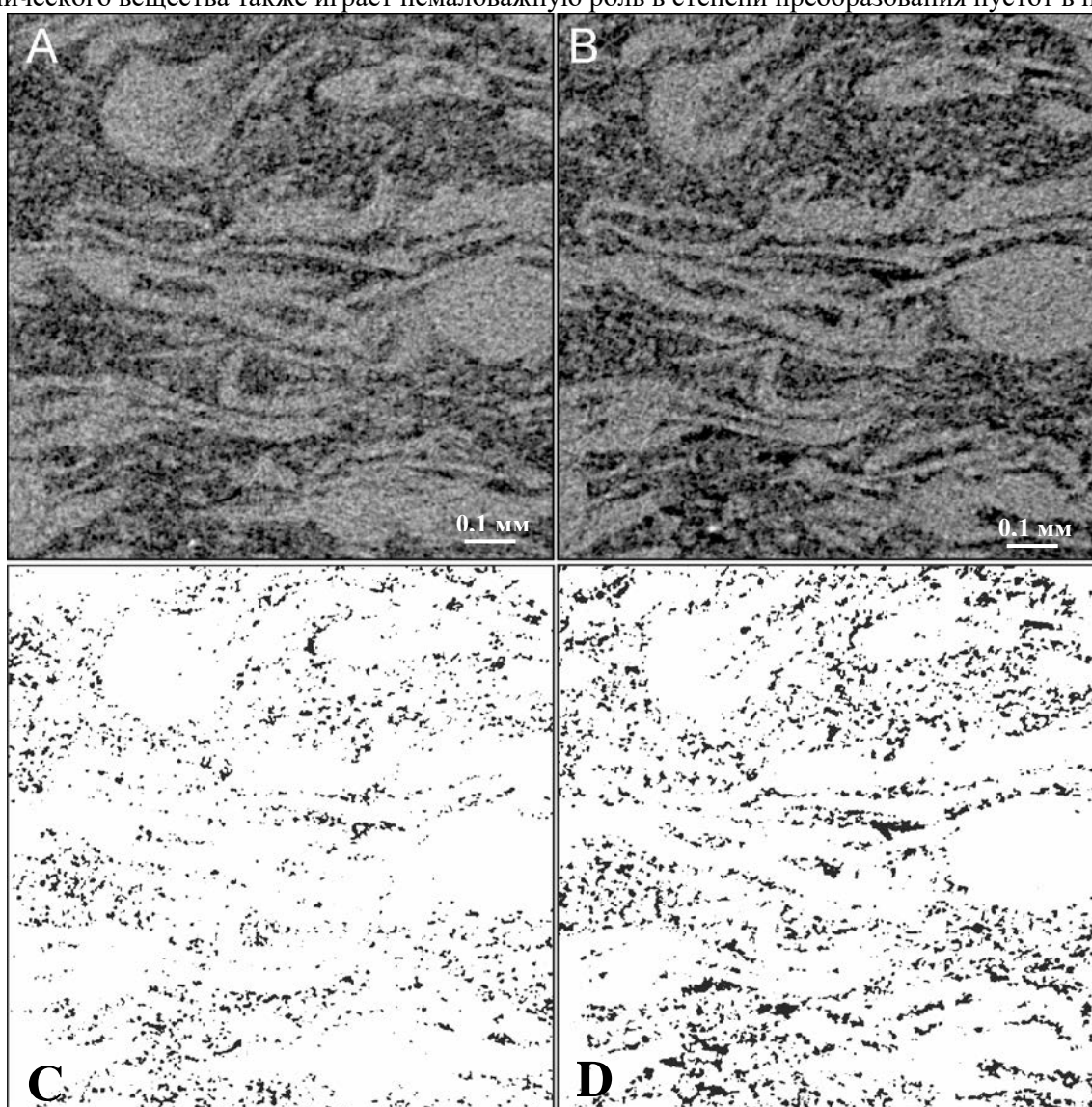
Для эксперимента отбирались образцы из разных геологических обстановок осадконакопления, цилиндрической формы, диаметром 3 мм, и прогревались в бескислородной среде пиролизатора Rock-Eval 6 до температуры 540°C.

Для наблюдений за соответствующими изменениями в образцах, произошедших в результате их прогрева, применялся метод компьютерной рентгеновской томографии (до и после прогрева). Результаты рентгеновской томографии с помощью специальных вычислений позволил оценить морфологию и степень трансформации пустотного пространства в породах.

## Результаты исследований

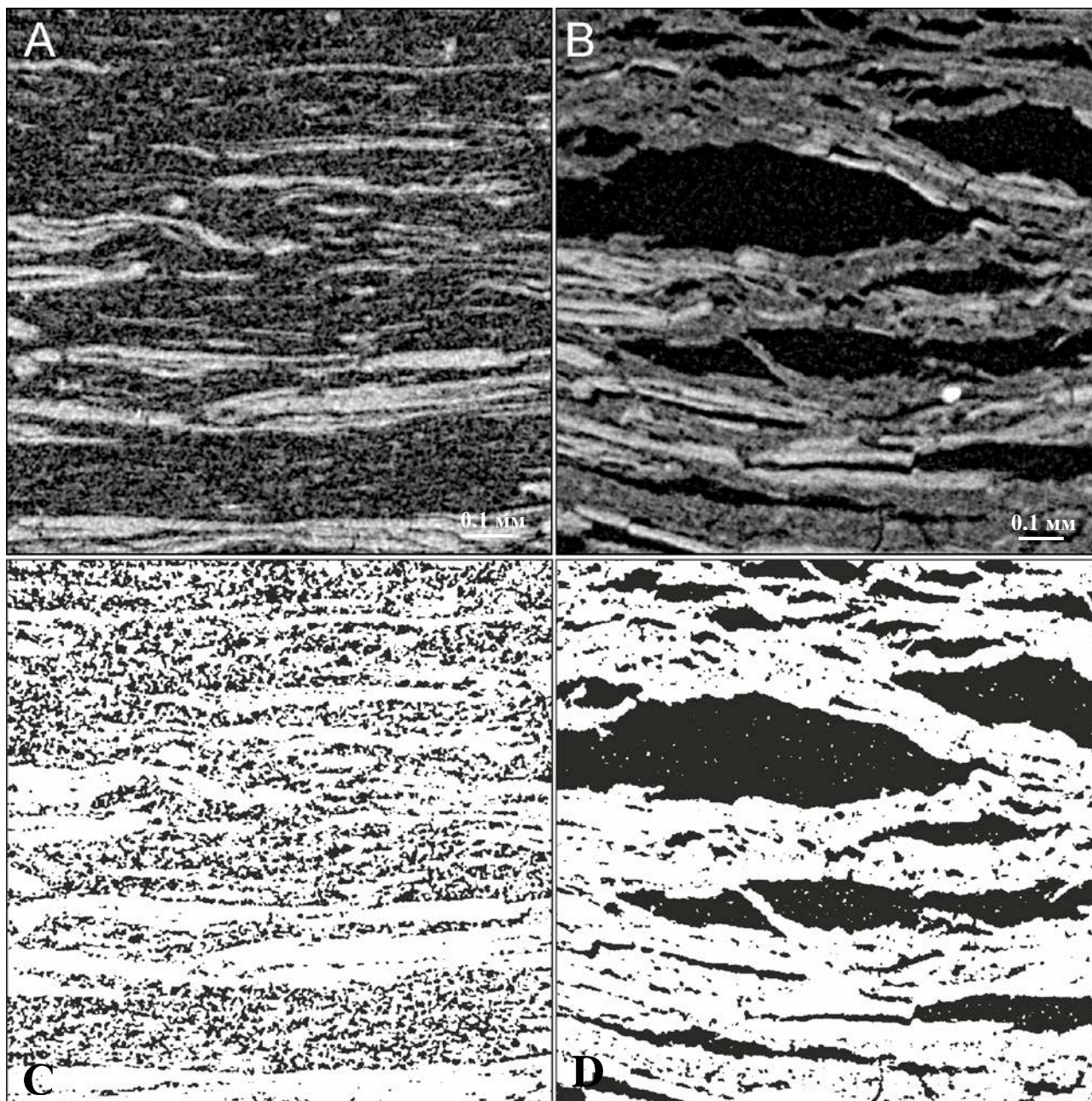
Текстурные признаки точно также, как и количество ОВ в породе, играют значительную роль в трансформации пустотного пространства. Пустотное пространство пород, обладающих слоистой текстурой, при прогреве преобразуется в трещины. Данное обстоятельство, вероятно, связано с высокой концентрацией ОВ в прослоях, при нагреве которых генерация новых УВ приводит к образованию трещин. Формирование такого типа нарушений происходит под действием избыточного порового давления, которое не может возникать в относительно связанной системе пустот. Для образования трещин необходима изолированность прослоев, насыщенных ОВ (рис. 1). Иначе обстоит дело с породами массивной текстуры. За счет равномерного распределения ОВ в породе трещины не образуются, так как новообразованные порции углеводородных флюидов мигрируют в открытой системе пор (рис. 2).

Условия осадконакопления являются определяющими для образования текстур в породах. Для пород, образовавшихся в условиях депрессионной впадины, характерны высокое содержание органического вещества и преимущественно слоистые текстуры. Оба фактора являются катализаторами для формирования порового пространства пород в результате их нагрева. Тем не менее, зрелость органического вещества также играет немаловажную роль в степени преобразования пустот в породе.



*Рисунок 1. А – рентгеновский томографический срез массивной породы до прогрева; В – рентгеновский томографический срез массивной породы после прогрева; С – бинарный томографический срез массивной породы до прогрева (черный цвет – поры+ОВ); D – бинарный томографический срез массивной породы после прогрева (черный цвет – поры+ОВ).*





*Рисунок 2. А – рентгеновский томографический срез слоистой породы до прогрева; В – рентгеновский томографический срез слоистой породы после прогрева; С – бинарный томографический срез слоистой породы до прогрева (черный цвет – поры+ОВ); D – бинарный томографический срез слоистой породы после прогрева (черный цвет – поры+ОВ).*

## Список литературы

1. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. Геология и геохимия нефти и газа. М.: МГУ, 2000. – 384 с.
2. Jing Zhao, Dong Yang, Zhiqin Kang, Zengchao Feng (2012), A micro-ct-study of changes in the internal structure of Daqing and Yan'an oil shales at high temperatures. Oil Shale, 2012, Vol. 29, No. 4, pp. 357–367 ISSN 0208-189X doi: 10.3176/oil.2012.4.06
3. Kobchenko, M., H. Panahi, F. Renard, D. K. Dysthe, A. Malthé-Sørensen, A. Mazzini, J. Scheibert, B. Jamtveit, and P. Meakin (2011), 4D imaging of fracturing in organic-rich shales during heating, J. Geophys. Res., 116, B12201, doi:10.1029/2011JB008565.



4. Tisot P.R. (1967), Alterations in Structure and Physical Properties of Green River Oil Shale by Thermal Treatment. Journal of chemical and engineering data.
5. Корост Д.В., Надежкин Д.В., Ахманов Г.Г. Пустотное пространство нефтематеринской породы при генерации углеводородов: лабораторный эксперимент//Вестник Московского Университета. Геология. – 2012. - №4. – с. 32-37.
6. Tiwari P., Deo M., Lin C.L., Miller J.D., Characterization of oil shale pore structure before and after pyrolysis by using X-ray micro CT. Fuel 107 (2013) 547–554.
7. Гилязетдинова Д.Р., Корост Д.В. Трансформация пустотного пространства при моделировании генерации углеводородных флюидов на примере доманикового горизонта южно-татарского свода. //Вестник Московского Университета. Геология. – 2015. - №5. – с. 78-86.

## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МНОГОМЕРНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПО ЭТАЛОННЫМ ТОЧКАМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ САМОВОЗГОРАЕМОСТИ БУРЫХ УГЛЕЙ

Голынская Ф.А. (НИТУ «МИСИС»), Смирнова О.С. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никонов Р.А. (Институт проблем нефти и газа РАН)

Длительные и разносторонние исследования процесса самовозгорания углей привели ученых к выводу, что наиболее опасны по самовозгоранию бурые угли, «сорбционная способность которых по отношению к кислороду падает с увеличением содержания углерода, уменьшением содержания кислорода и уменьшением выхода летучих веществ. В этом же направлении растет температура воспламенения углей при их искусственном окислении» [2, 5].

Задачей настоящей работы является установить причины, вызывающие активное окисление и самовоспламенение бурых углей, и ранжировать эти угли по степени опасности самовозгорания на примере исследования угольного пласта II слитного северо-западного участка Харанорского месторождения (Забайкалье).

В мощных пластах Харанорского месторождения по данным, полученным в процессе его разработки, отмечен высокий уровень эндогенной пожароопасности. Однако зоны выгорания не обнаружены. Анализ данных о геологическом строении исследуемого пласта, качестве углей и данных о самовозгораниях на северо-западном участке Харанорского месторождения позволил установить геологические факторы самовозгорания углей и ранжировать их по степени опасности возникновения самовозгорания [3].

Исследования показали, что высокую опасность самовозгорания создает близкое расположение пласта II к поверхности (от 8 до 54 м, в среднем – 29,7 м, что дает возможность разрабатывать уголь открытым способом). Так в скв. 161, которая находится в пределах участка опасного по самовозгоранию угольного пласта, глубина кровли угольного пласта от поверхности составляет всего 5,2 м. Пласт II отличается повышенной мощностью – от 2,0 до 8,2 м, в среднем – 5,2 м, что характеризует его как весьма склонного к самовозгоранию.

Фактором, усиливающим опасность самовозгорания, является значительная тектоническая нарушенность угольного пласта, которая приводит к повышенной трещиноватости, разрушению угля. Угли в скважинах 161, 163, 173 вскрывших тектонические нарушения, показали высокий уровень опасности самовозгорания. По другим параметрам (строение угольного пласта, влажность, содержание общей серы и др.) харанорские угли относятся к среднему уровню опасности.

С целью ранжирования углей исследуемого пласта II по степени самовозгораемости была разработана авторами и применена «новая оригинальная методика, в основе которой лежит *ранговая модель* данных и идея, состоящая в классификации этих данных по «*близости*» к *эталонным группам наблюдений*» [6].

Переход от исходных данных угольного пласта, полученных в результате геолого-разведочных работ к ранговой шкале (табл. 1) осуществлялся с использованием *нормативов* (граничных значений) уровней опасности самовозгорания углей, установленных на Харанорском месторождении, «в которой выделены: 1) неопасные; 2) малоопасные; 3) опасные по самовозгоранию параметры углей. При этом исходные данные по конкретному шахтному полю могут содержать не все факторы. В этом случае в ранговой шкале данные заменяются нулями. Параметрам в преобразованной ранговой таблице присваиваются веса (коэффициенты) тем более высокие, чем больше их значимость для повышения степени опасности самовозгорания углей. Точки многомерного пространства рангов классифицируются по близости (минимуму расстояния) к трем эталонным *точкам-концентраторам*, являющихся центрами тяжести эталонных групп, составленных из неопасных, малоопасных и опасных наборов рангов.

На карте прогноза (рис. 1) высокой степенью опасности самовозгорания обладают угли в юго-восточной части участка, что составляет 11 % от этой залежи. Так в скв. 161, расположенной в пределах залежи, мощность пласта (5,2 м), тектоническая нарушенность (8,3 км/км<sup>2</sup>), выход летучих веществ  $V^{daf}$  (34,5 %), содержание микрокомпонентов групп витринита Vt (70,3 %) и инертинита J (25,6 %) имеют опасные по самовозгоранию параметры; глубина залегания (24,8 м), строение угольного пласта (сложное, 2 угольные пачки) – средние; влажность  $W_h$  (8,5 %), зольность  $A^d$  (21,4 %) и сера общая  $S^d_t$  (0,37 % – низкие значения опасности самовозгорания углей



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



Таблица 1

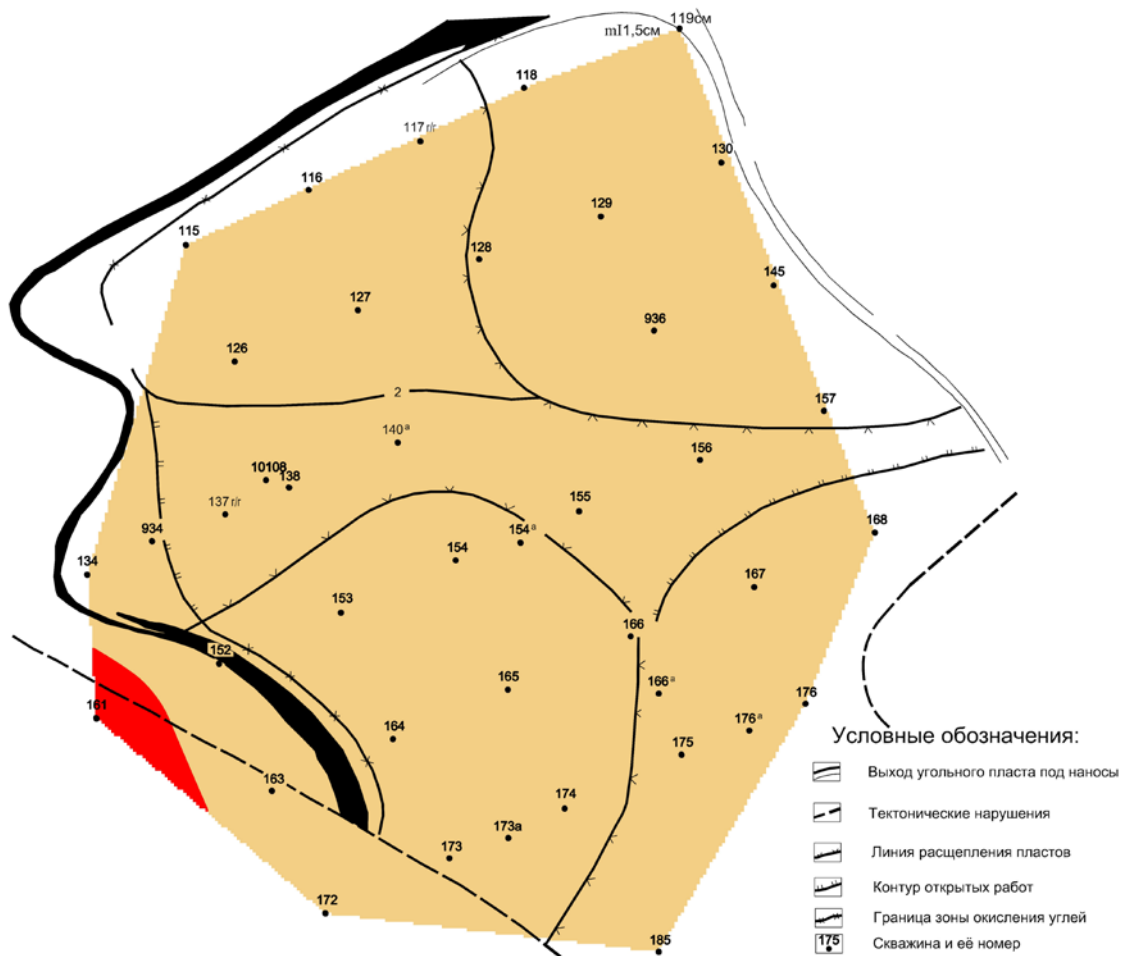
Таблица рангов по степени опасности самовозгорания углей рабочего основного пласта II слитного и качества углей северо-западного участка Харанорского месторождения (Забайкалье)

| веса            | 6           | 5                                     | 4                                    | 6                  | 6                                               | 6                                         | 6                             | 4                             | 5                          | 6                        | 5                                           | 4                            | 5               | Уровень опасности самовозгорания углей |
|-----------------|-------------|---------------------------------------|--------------------------------------|--------------------|-------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|----------------------------|--------------------------|---------------------------------------------|------------------------------|-----------------|----------------------------------------|
| меньше          | 1           | 1                                     | 1                                    | 1                  | 1                                               | 1                                         | 1                             | 1                             | 3                          | 1                        | 1                                           | 1                            | 1               |                                        |
| между           | 2           | 2                                     | 2                                    | 2                  | 2                                               | 2                                         | 3                             | 3                             | 2                          | 2                        | 2                                           | 2                            | 2               |                                        |
| больше          | 3           | 3                                     | 3                                    | 3                  | 3                                               | 3                                         | 2                             | 2                             | 1                          | 3                        | 3                                           | 3                            | 3               |                                        |
| нижняя граница  | 2           | 20                                    | 2                                    | 20                 | 2                                               | 0,01                                      | 10                            | 25                            | 5                          | 1,5                      | 8                                           | 50                           | 15              |                                        |
| верхняя граница | 3           | 60                                    | 3                                    | 30                 | 4                                               | 0,03                                      | 15                            | 35                            | 8                          | 2,5                      | 30                                          | 70                           | 25              |                                        |
| Номер скважины  | Мощность, м | Глубина залегания угольного пласта, м | Строение (количество угольных пачек) | Угол наклона, град | Тектоническая нарушенность*, км/км <sup>2</sup> | Карстовая нарушенность, d <sub>г</sub> ** | Влажность, W <sub>h</sub> , % | Зольность, A <sup>d</sup> , % | Метан, CH <sub>4</sub> , % | Сера, S <sup>d</sup> , % | Выход летучих веществ, V <sup>daf</sup> , % | Витринит, V <sub>t</sub> , % | Инертинит, I, % |                                        |
| 153             | 3,8         | 36,6                                  | 3                                    | 0                  | 2,2                                             | 0                                         | 8,6                           | 20,6                          | 0                          | 0,29                     | 28,5                                        | 67,1                         | 23              | Средний                                |
| 154a            | 4,4         | 12,8                                  | 2                                    | 0                  | 0,3                                             | 0                                         | 12,2                          | 20,9                          | 0                          | 0,26                     | 32,4                                        | 42,5                         | 37,4            | Средний                                |
| 154             | 3,7         | 31,4                                  | 2                                    | 0                  | 0,3                                             | 0                                         | 8,1                           | 20,4                          | 0                          | 0,31                     | 36,9                                        | 79,1                         | 18,3            | Средний                                |
| 155             | 3,2         | 27,2                                  | 6                                    | 0                  | 0,3                                             | 0                                         | 7,5                           | 20,5                          | 0                          | 0,26                     | 32,1                                        | 66,7                         | 21,3            | Средний                                |
| 156             | 2,0         | 8,0                                   | 3                                    | 0                  | 0,3                                             | 0                                         | 4,2                           | 20,0                          | 0                          | 0,31                     | 28,7                                        | 64,9                         | 24,6            | Средний                                |
| 157             | 8,2         | 54,0                                  | 2                                    | 0                  | 0,0                                             | 0                                         | 20,3                          | 21,6                          | 0                          | 0,25                     | 39,1                                        | 78,8                         | 20,5            | Средний                                |
| 161             | 5,2         | 24,8                                  | 2                                    | 0                  | 8,3                                             | 0                                         | 8,5                           | 21,4                          | 0                          | 0,37                     | 34,5                                        | 70,3                         | 25,6            | Высокий                                |
| 163             | 3,4         | 17,7                                  | 3                                    | 0                  | 11,3                                            | 0                                         | 5,5                           | 20,6                          | 0                          | 0,27                     | 30,8                                        | 55,5                         | 33,1            | Средний                                |
| 164             | 7,0         | 28,1                                  | 2                                    | 0                  | 3,8                                             | 0                                         | 8,7                           | 20,1                          | 0                          | 0,28                     | 38,9                                        | 56,2                         | 26,8            | Средний                                |
| 165             | 4,6         | 46,6                                  | 2                                    | 0                  | 1,0                                             | 0                                         | 9,9                           | 21,3                          | 0                          | 0,35                     | 31,1                                        | 61,7                         | 29,6            | Средний                                |

В результате расчетов с учетом весов параметров автоматической программой данных в соответствии с изложенной методикой угли этой скважины определены как опасные по самовозгоранию. В скв. 153 опасных значений достигает мощность (3,8 %) и строение пласта (3 угольных пачки);  $S_t^d$  (0,29 %),  $A^d$  (20,6 %) и  $W_h$  (8,6 %) – низких; другие параметры – средних значений. Расчеты степени опасности самовозгораемости в этой скважине показали средний уровень. К таковым отнесены угли 89 % залежи.

Как видно из расчетов, самовозгорание харанорских бурых углей в значительной степени связано с мощностью пласта, тектонической нарушенностью и петрографическим составом. Отнесение большей части углей залежи к среднеопасным по самовозгоранию объясняется неопасными значениями параметров или их отсутствие (угол наклона,  $W_h$ ,  $S_t^d$ ), имеющих высокий вес, а опасных значений достигают параметры (строение,  $A^d$ ,  $V_t$ ) с низким весом. Все необходимые преобразования исходных данных и вычисления производились автоматически программой (макросом) на языке Visual Basic для Excel» [4, с. 20].

В результате проведенных расчетов в каждой точке наблюдений (скважине) в пределах месторождений установлена степень опасности самовозгорания углей. Полученные данные были использованы при построении карты прогноза самовозгорания углей исследуемого объекта. С этой целью была применена программа ArcMap 10.2 из семейства геоинформационных программ ArcGIS. В программе были размещены данные о расположении скважин и степени опасности самовозгорания углей в формате AutoCad (dxf). Далее по имеющимся значениям методом интерполяции была построена непрерывная поверхность, отражающая степень опасности самовозгорания углей в каждой точке месторождения, которая была преобразована в карту прогноза самовозгорания углей [4, с. 21].



**Рисунок 1.** Карта прогноза самовозгораемости углей рабочего основного пласта II слитного северо-западного участка Харанорского месторождения (Забайкалье)

- угли, высокого уровня опасности самовозгорания;
- угли среднего уровня опасности самовозгорания

На карте прогноза высокой степенью опасности самовозгорания обладают угли в юго-восточной части участка, что составляет 11 % от этой залежи. Так в скв. 161, расположенной в пределах залежи, мощность пласта (5,2 м), тектоническая нарушенность (8,3 км/км<sup>2</sup>), выход летучих веществ  $V^{daf}$  (34,5 %), содержание микрокомпонентов групп витринита  $Vt$  (70,3 %) и инертинита  $I$  (25,6 %) имеют опасные по самовозгоранию параметры; глубина залегания (24,8 м), строение угольного пласта (сложное, 2 угольные пачки) – средние; влажность  $W_h$  (8,5 %), зольность  $A^d$  (21,4 %) и сера общая  $S_t^d$  (0,37 % – низкие значения опасности самовозгорания углей. В результате расчетов с учетом весов параметров автоматической программой данных в соответствии с изложенной методикой угли этой скважины определены как опасные по самовозгоранию. В скв. 153 опасных значений достигает мощность (3,8 %) и строение пласта (3 угольных пачки);  $S_t^d$  (0,29 %),  $A^d$  (20,6 %) и  $W_h$  (8,6 %) – низких; другие параметры – средних значений. Расчеты степени опасности самовозгораемости в этой скважине показали средний уровень. К таковым отнесены угли 89 % залежи.

Как видно из расчетов, самовозгорание харанорских бурых углей в значительной степени связано с мощностью пласта, тектонической нарушенностью и петрографическим составом. Отнесение большей части углей залежи к среднеопасным по самовозгоранию объясняется неопасными значениями параметров или их отсутствием (угол наклона,  $W_h$ ,  $S_t^d$ ), имеющих высокий вес, а опасных значений достигают параметры (строение,  $A^d$ ,  $Vt$ ) с низким весом.

## Список литературы

1. Бойтман Ф. Ф., Сухинина В. Ф., Сальников Д. В. И др. Геологический отчет по детальной разведке участка «Северо-Западный» Харанорского бурогоугольного месторождения с подсчетом запасов на 1 января 1985 г. Иркутск, 1985, 301 л., Востсибуглеразведка, Читинская область МФ 028731. С. 64, 77, 78.
2. Веселовский В.С., Виноградова Л.П., Орлеанская Г.Л., Терпигосова Е.А. Физические основы самовозгорания угля и руд. М.: Недра, 1972. С. 12.
3. Голынская Ф.А. Характеристика наиболее действенных факторов самовозгорания углей в пластах (статья) // Горный бюллетень. 2011. № 2. С. 19–23.
4. Голынская Ф. А., Смирнова О. С., Никонов Р. А. Применение метода многомерной классификации по эталонным точкам для определения степени самовозгораемости углей на примере шахты «Распадская» Кузнецкого бассейна // Известия вузов. Серия «Геология и разведка». № 4. 2015. С. 15–21.
5. Еремин И.В., Лебедев В.В., Цикарев Д.А. Петрографические и физические свойства углей. М.: Недра, 1980. С. 79, 193.
6. Смирнова О.С., Голынская Ф.А. Статистические методы в прогнозировании самовозгорания углей // Горный бюллетень, 2016. № 1. С. 281–288.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## РОЛЬ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ И ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ УВ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ

*В.М. Горожанин, Е.Н. Горожанина*

*Институт геологии Уфимского НЦ РАН, [gorozhanin@ufaras.ru](mailto:gorozhanin@ufaras.ru)*

Для большинства нефтяных месторождений, открытых на сегодняшний день в пределах Волго-Уральской области (ВУО) установлены следующие закономерности: 1) основная генерация нефтяных флюидов связывается с нефтематеринскими отложениями доманика, другие источники – рифей, инфрадоманик, пермь, имеют ограниченное влияние; 2) месторождения находятся на разных стратиграфических уровнях – в отложениях девона, карбона и перми и связаны с крупными структурными элементами – сводами, валами, которые обычно ограничиваются крупными разломами. Это означает, что восточный край платформы подвергся неотектонической активизации в эпоху альпийского тектогенеза, которая способствовала перераспределению углеводородов (УВ) по осадочному разрезу и формированию в нем залежей. Отсюда следует, что при поиске залежей УВ, необходимо учитывать признаки тектонической активизации территории, а также признание ведущей роли позднейших тектонических нарушений в формировании нефтеперспективных структур.

Между тем, во взглядах на нефтегазоносность Волго-Уральской области до сих пор преобладают представления о ведущей роли палеоструктурного фактора в приуроченности месторождений углеводородов, и не придают значения более поздним тектоническим процессам. Залежи связывают с конседиментационными структурами – рифами, грабенообразными палеопрогинами, речными палеорукавами и т.п. Избирательная продуктивность локальных структур объясняется тем, что первичные залежи УВ образуются только в тех структурах, формирование которых происходило одновременно с осадконакоплением [1]. Из этого следует ведущая роль литологических исследований при создании геологических моделей месторождений, и соответственно, при определении направлений нефтепоисковых работ. Несомненно, определение генетического типа отложений, их литофациальных особенностей является важным для реконструкции геологического развития и прогноза нефтегазоносности, однако стремление отвести определяющую роль только литологическому фактору в поисковых работах часто не проясняет, а затушевывает истинные причины генезиса месторождений.

В нефтепоисковых седиментационных моделях предполагается, что существует зависимость между фациальным типом пород и характером их пористости. У этого правила существует множество исключений. В карбонатных толщах одной из основных нефтепоисковых целей традиционно являются биогермы и рифовые постройки, однако крупный береговой Арланский риф в бортовой зоне Актаныш-Чишминского прогиба, как и многие другие рифы ККСП, практически лишены пористости, и считается, что нефтеносными являются «структуры облекания» этих построек. Очень часто один и тот же тип породы, например, оолитовый известняк, может оказаться в одних случаях очень хорошим коллектором с высокой вторичной пористостью, а в других – слабо пористым из-за полной цементации пор. Это определяется, соотношениями условий сжатия и растяжения, в которые попадает осадочная толща при формировании более поздних тектонических структур. В частности, многие нефтеносные валы и структуры, расположенные в пределах впадин Камско-Кинельской системмы прогибов (ККСП), часто имеют положение, секущее по отношению к системе ККСП и, видимо, формировались в более позднее время.

Имеются количественные оценки начала формирования структурных ловушек (девон), когда структуры сформировались на 20-40% от современного этажа, основной же этап прироста начался в позднеальпийское время (в послееакчагыльскую фазу тектогенеза). Многочисленные примеры можно найти практически для всех областей Волго-Уральского нефтегазоносной провинции Башкирии, Татарии, Оренбуржья, Пермского края [2,3,4].

На территории Башкирии выделяются субмеридиональные конседиментационные грабенообразные прогибы. Считается, что они имеют девонский возраст, их образование связывают с Уральской складчатостью [6]. В процессе нефтегазозональных работ выявились также постседиментационные прогибы и секущие зоны горстовидных поднятий, которые нередко обладают большей продуктивностью. Учитывая, что «грабенообразные прогибы» выражены в современном рельефе, можно предполагать образование указанных структур в позднеальпийское время.

Анализ геологических и геофизических данных по месторождениям Южно-Татарского и Башкирского сводов, Бирской седловины, Юрюзано-Сылвенской впадины и другим структурам

востока и юго-востока платформы приводит к выводу о ведущей роли тектонического фактора в образовании нефтегазоносных структур в результате блоковых движений во время неотектонической (послеакчагыльской) активизации востока Русской платформы. При поиске залежей УВ необходимо учитывать не столько палеотектонические, сколько неотектонические структуры. Роль литологического фактора заключается, прежде всего, в создании крупных геологических тел (как карбонатных, так и терригенных), в которых при определенных условиях могут формироваться резервуары для УВ. Таким фактором, обеспечивающим разуплотнение, выщелачивание или, наоборот, цементацию коллекторов, является гидротермальная проработка, проявленная в связи с тектонической активизацией. Очень часто зоны разломов играют не только разрушающую роль, но участвуют в создании зон нефтегазонакопления, образуя участки повышенной трещиноватости и циркуляции выщелачивающих растворов, которые формируют вторичную пористость в породах.

Анализ рисунка размещения месторождений УВ приводит к наблюдению, что распределение месторождений контролируется распределением зон сжатия и растяжения, что характерно для развития зон малоамплитудных сдвигов, поскольку все крупные зоны нефтенакпления ограничиваются ортогонально-ромбическими системами разломов, положение которых определяются в свою очередь более глобальными источниками тектонических напряжений [6,7].

Структурные планы зон нефтегазонакопления отражают, таким образом, наиболее поздний тектонический рисунок, создаваемый молодыми неотектоническими движениями по сети разломов. В ряде случаев это приводит к перераспределению УВ по разрезу: следы бывших залежей и ВНК в нижних горизонтах фиксируются в виде остаточных битумов или асфальтитов, в верхних частях разреза – в виде тяжелых нефтей и миграционных битумов с признаками процессов биодеградаци и сульфат-редукции. Следует напомнить, что именно поверхностные проявления битумов (с.Ишимбаево) и «углей» (в реальности – асфальтитов у д.Садки в районе г.Бугуруслана) исторически послужили отправной точкой для поисков и открытия нефти в Башкирии и Оренбургской области. Число таких наблюдений, в том числе проявлений капельно-жидкой нефти, постоянно увеличивается, что, впрочем, обычно не принимается во внимание при постановке поисковых работ

На крайнем юго-востоке платформы — южном погружении Соль-Илецкого свода (Северный Прикаспий) и в прилегающей части Предуральяского прогиба, где палеозойские, потенциально УВ-содержащие толщи глубоко погружены и перекрыты кунгурскими солями, поиски УВ имеют свои особенности. Наш опыт изучения литологии и фаций подсолевых карбонатных отложений на поисковых подсолевых объектах ООО «Газпром добыча Оренбург» [8,9,10] показывает, что фациальные критерии нефтегазоносности существенно уступают по своей значимости структурно-тектоническим, несмотря на известное негативное влияние соляной тектоники на точность структурных построений. Анализ сейсмических и структурно-геологических данных показывает, что под соляными валами присутствуют горстовидные поднятия, образовавшиеся при движениях литосферных блоков по разломам. Традиционный поиск органогенных построек типа рифовых структур часто теряет смысл; в любой части карбонатного шельфа могут создаваться условия для формирования месторождений.

Разломы, связанные с молодой, мезокайнозойской сдвигово-блоковой тектоникой, образуют систему – сеть, наложенную как на зону нижнепермских рифов, так и на депрессионную зону, при этом нарушаются первичные палеогеографические взаимоотношения, что может выражаться в резком погружении кровли нижнепермских рифов, а также тектоническом совмещении разнофациальных и разновозрастных толщ. Над этими зонами разломов соль подвергается перераспределению в виде валов и диапиров, которые в депрессионных зонах Предуралья и Прикаспия образуют сеть закономерно чередующихся соляных структур северо-восточного и северо-западного простирания. Таким образом, соляно-купольная тектоника из фактора, затрудняющего структурно-тектонические построения, может служить критерием прогнозирования зон нефтегазонакопления. Для юга Соль-Илецкого свода нами обоснована модель формирования нефтегазоносных поднятий [10], а с учетом опубликованных данных по крупным месторождениям УВ осадочных бассейнов с соляно-купольной тектоникой (Карачаганак, Астрахань, Тенгиз и многих других), разработан критерий нефтегазоносности подсолевых отложений, основанный на изучении особенностей морфологии соляно-купольных структур. Мы полагаем возможным его применение во многих других осадочных бассейнах с выраженной соляно-купольной тектоникой.

Таким образом, роль неотектонического этапа в развитии зон нефтенакпления для востока ВУО остается недооцененной. Палеотектонический и палеофациальный факторы обеспечивают формирование литологических особенностей пород. Формирование нефтегазовых залежей зависит

от возможности миграции УВ из нефтематеринской толщи в вышележащие или прилегающие ловушки, которая может осуществляться по тектоническим нарушениям сдвигового типа, активизированным в альпийский тектогенез. При прогнозировании скоплений УВ необходимо учитывать ортогонально-ромбический характер тектонических нарушений.

## Список литературы

1. Неволин Н.В. Возраст структур и их нефтегазоносность. Геология нефти и газа, 1999, № 11-12.
2. Горелов С.К. Морфоструктурный анализ нефтегазоносных территорий. М.:Наука, 1972.216с.
3. Корнева Л.А. К вопросу о времени формирования нефтяных и газовых месторождений Пермского Прикамья. Стратиграфия и нефтегазоносность карбона западного Урала и Приуралья. Пермь:РИО ППИ, 1973.С.162-168.
4. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том IV. Башкирская АССР. М.: Недра, 1975. 240 с.
5. Лозин Е.В. Геология нефтегазоносность Башкортостана. – Уфа: БашНИПИнефть, 2015. 704 с.
6. Копп М.Л. Мобилисткая неотектоника платформ Юго-Восточной Европы (Тр.ГИН РАН, вып.552).М.: Наука, 340с.
7. Нестеренко М.Ю. Геодинамические процессы в разрабатываемых месторождениях углеводородов (на примере Южного Предуралья) / М.Ю. Нестеренко, Ю.М. Нестеренко, А.Г. Соколов. – Екатеринбург: УрО РАН, 2015. – 186с.
8. Горожанин В.М. Особенности нефтегазонакопления в солянокупольных областях юго-востока Восточно-Европейской платформы // Современное состояние наук о Земле / Материалы международной конференции, посвященной памяти В.Е. Хаина. Москва, 1-4февр.2011г. [Http://khain2011.web.ru](http://khain2011.web.ru) С. 480-484
9. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н. О соотношении литологического и структурного факторов в размещении залежей углеводородов на юго-востоке Русской платформы. /Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийское литологического совещания Новосибирск, октябрь 2013 г. С.247-24
10. Горожанин В.М., Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М., Ефимов А.Г. Роль разломно-блоковой тектоники в формировании залежей углеводородов в подсолевых отложениях палеозоя на юге Соль-Илецкого свода // Геология нефти и газа. 2013. № 2. С. 22-33.



## МИКРОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ - ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

*Горожанина Е.Н., Горожанин В.М.  
ИГ Уфимский НЦ РАН*

Термин микрофацация введен в 40-50х годах прошлого столетия для описания карбонатных пород в шлифах. Сейчас под микрофацией понимается вся седиментологическая и палеонтологическая информация, которая может быть получена при описании карбонатных пород в шлифах, образцах и обнажениях [1]. Критерии для распознавания микрофаций используются не только для выделения типов известняков, но также для интерпертации истории их образования и диагенеза. [1]. Микрофациальный анализ карбонатных отложений введен в практику нефтепоисковых работ. Методика микрофациального анализа дана в работах Дж.Уилсона [2] и Е.Флюгеля [1]. Она включает выделение типов микрофаций по классификации Данхема [3] с дополнениями [4] с выделением типовых или стандартных микрофаций (СМФ), которые пронумерованы [1,2].

Основной диагностический признак - текстура породы, которая зависит от типа матрикса, соотношение матрикса и зерен, дополнительный признак - тип биокластики, фаунистические остатки, по которым определяется мелководность или глубоководность обстановки. Согласно этой классификации известняки подразделяются на несколько типов: мадстоуны, вакстоуны, пакстоуны, грейнстоуны флаутстоуны, рудстоуны. Биогермные известняки с инкрустационным цементом объединены в отдельную группу баундстоунов – цементостоунов.

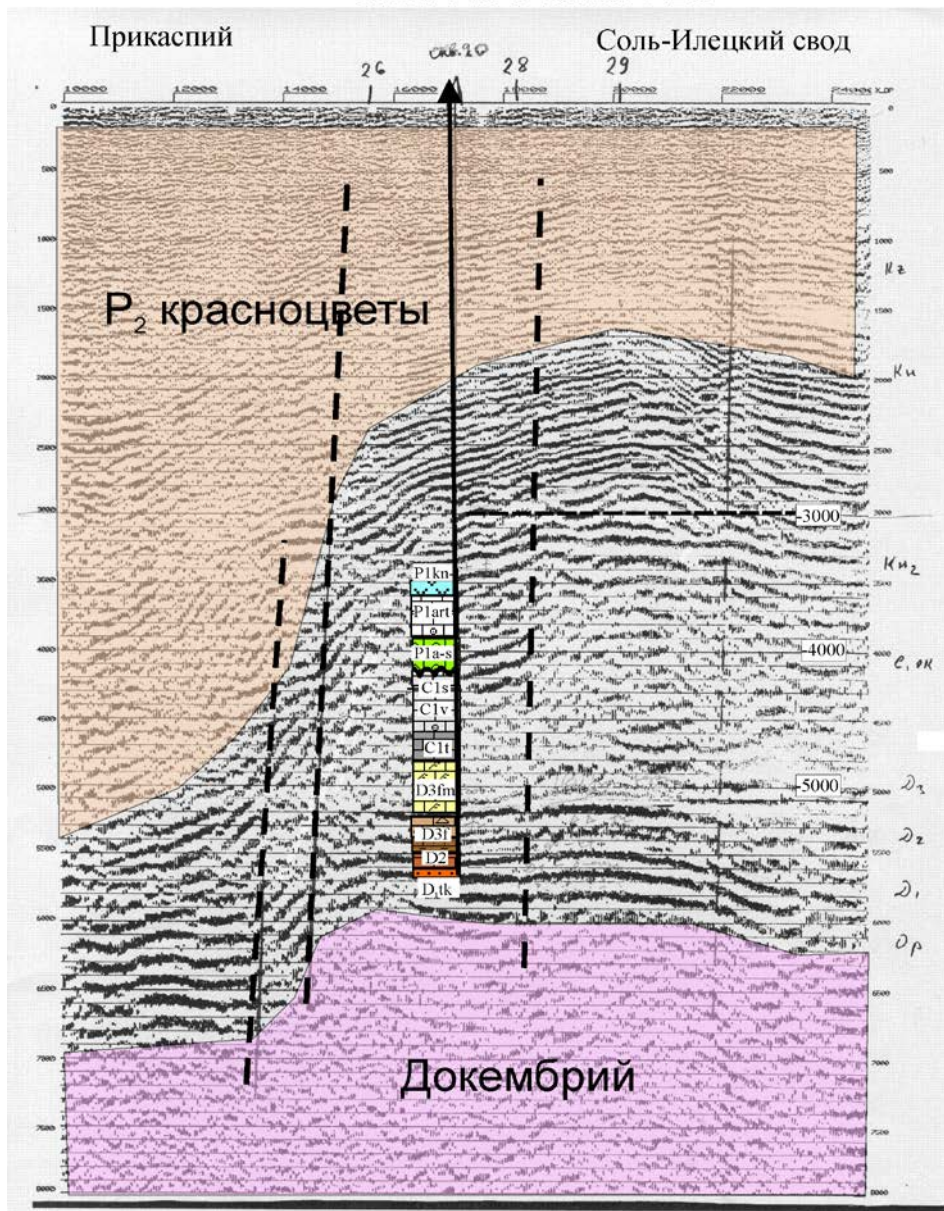
Основная задача микрофациального анализа – определение обстановки осадконакопления породы по признакам, определяемым в шлифах, установление характера смены обстановок по времени и по латерали для выявления влияния тектонического и/или эвстатического факторов на распределение и перераспределение фаций. Цель – применение при оценке перспектив нефтегазоносности отложений, для построения модели резервуара и выделения литотипов и фаций, благоприятных для развития коллекторов.

Детальное изучение микрофаций нефтеносных отложений на основе биостратиграфических данных было проведено нами на нескольких объектах Волго-Уральской нефтеносной провинции.

На Аязовском месторождении, расположенном на северо-востоке Башкирии на восточном склоне Башкирского свода, в скв. Рустамовская 2 были детально изучены отложения франского яруса от тиманского до аскынского горизонтов (рис.1). Микрофации тиманского и саргаевского горизонта представлены биокластовыми вакстоунами с водорослями, остракодами, брахиоподами, криноидеями мелководной зоны шельфа или рампа (СМФ 8,9). Доманиковский горизонт сложен вакстоунами и флаутстоунами с кониконхиями и брахиоподами, в верхней части - мадстоунами с редкой биокластикой (остракоды, брахиоподы, иглокожие). Отложения формировались в обстановке глубоководной зоны шельфа или рампа (СМФ 3). В мендымском горизонте в основании распространены терригенные осадки - аргиллиты и песчаники (2м мощностью), образующие прослой среди мелководных водорослевых (каменных) вакстоунов. Отложения представлены осадками тиховодной зоны мелководного шельфа (СМФ9). Они перекрываются мелкозернистыми грейнстоунами мелководного шельфа с активной гидродинамикой (СМФ 11). Таким образом, по смене микрофаций фиксируется постепенное углубление моря в саргаевское и доманиковское время и резкая смена обстановки с глубоководной на мелководную в начале мендымского времени. Привнос силикокластики свидетельствует о тектоническом событии в начале мендымского времени. Прослой кварцевых песчаников формировались в результате поступления терригенной кластики с новообразованных тектонических поднятий в зону шельфовой впадины при резкой регрессии моря.

На юго-западе Оренбуржья, в скв. Песчаная 20, пробуренной на борту Прикаспийской впадины, вскрыт практически полный разрез среднего-верхнего палеозоя (рис.2). На основе микрофациального анализа были определены этапы развития карбонатного шельфа. Для каждого этапа были построены модельные профили шельфа [5,6]. В девонский этап происходила смена прибрежно-морских песчаников такатинского горизонта остракодовыми вакстоунами вязовского горизонта (СМФ12) и биогермными амфипоровыми и строматопоровыми флаутстоунами и рудстоунами койвенского и бийского горизонтов. Осадконакопление происходило в условиях погружения полого наклоненной карбонатной платформы (рампа). В афонинское время биогермные фации сменяются более глубоководными тентакулитовыми вакстоунами.

## скв. Песчаная 20

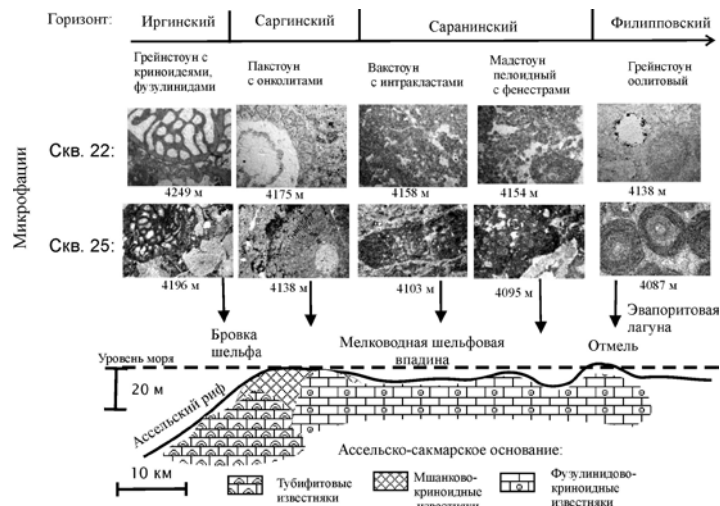


Литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважины Песчаная 20

**Рисунок 1.** Геолого-геофизический разрез и микрофашии девонских отложений в скв. Рустамовской 2. Условные обозначения: 1-известняки и доломиты аскынского горизонта, 2- известняки и 3- песчаники мендымского горизонта, 4- битуминозные известняки доманиковского горизонта, 5- органогенно-обломочные известняки саргаевского горизонта, 6- песчаники, алевролиты и аргиллиты пашийского горизонта, 7- аргиллиты без фаунистических остатков, 8- пробы с фауной конодонтов, 9- пробы с миоспорами. Микрофотографии шлифов без анализатора, длина снимков 2 мм.

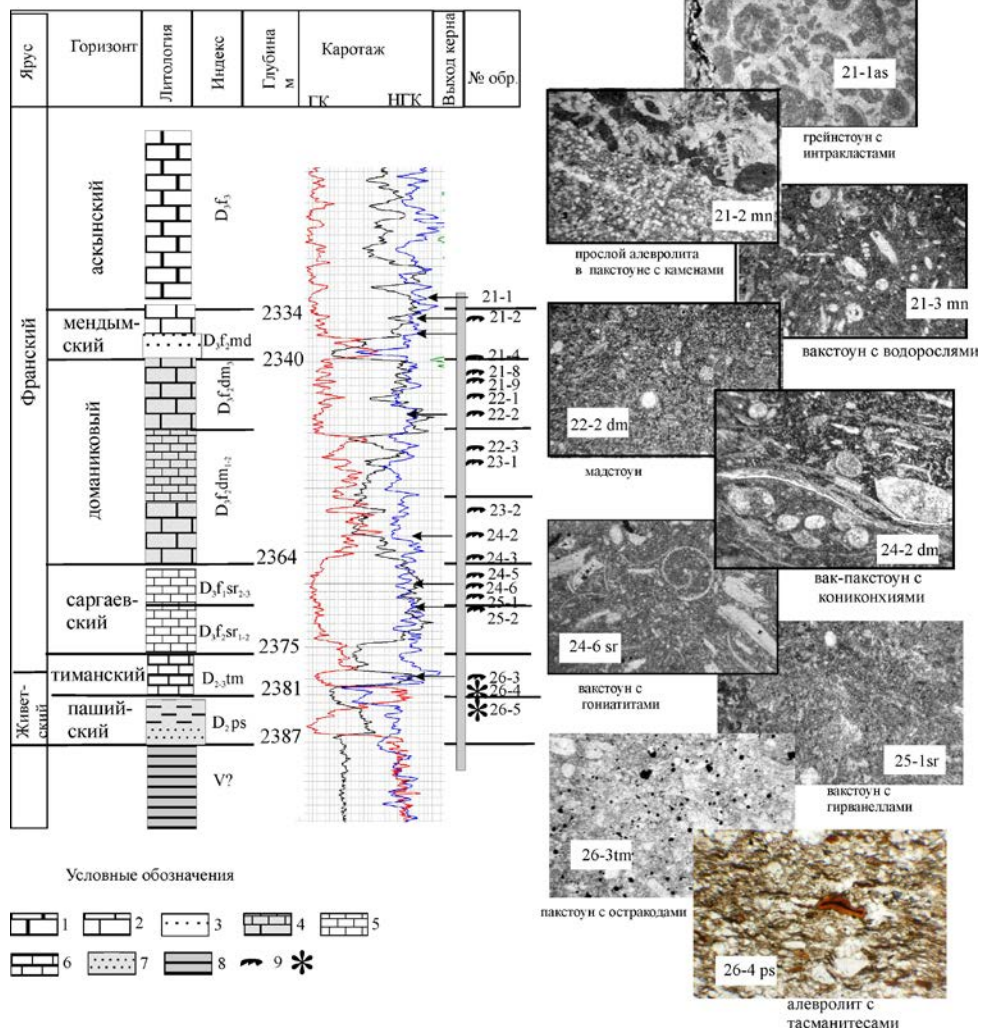
Они перекрываются депрессионными осадками (кремнистыми аргиллитами) живетского яруса и, предположительно, доманиковыми фашиями франского яруса. В аскыньском горизонте развиты карбонатные брекчии с крупными (2-10см) обломками светлых комковато-сгустковых вакстоунов, заключенных в темный битуминозный матрикс с примесью терригенного кварца. Отложения представляют собой депрессионно-склоновую фашию (СМФ 6). Аналогичные верхнефранские известняковые брекчии на территории Башкирии, мощностью до 25 м, названы «брекчиями размыва» [7]. Резкая смена условий осадконакопления, вероятно, в результате тектонической перестройки, произошла в начале фамена. Отложения фаменского яруса представлены мелководными пелоидно-интракластовыми пакстоунами зоны отмели на шельфе (СМФ 16) и онколитовыми баундстоунами (СМФ 13) и цементостоунами- образованиям органогенных банок, их сменяют вакстоуны с фауной остракод, формировавшиеся в условиях тиховодной лагуны (СМФ 19).





**Рисунок .2.** Фрагмент сейсмического профиля через южную бортовую зону Прикастия и Соль-Илецкий свод (по материалам ОГЭ) и стратиграфический разрез подсолевых отложений параметрической скважины 20 Песчаной площади.

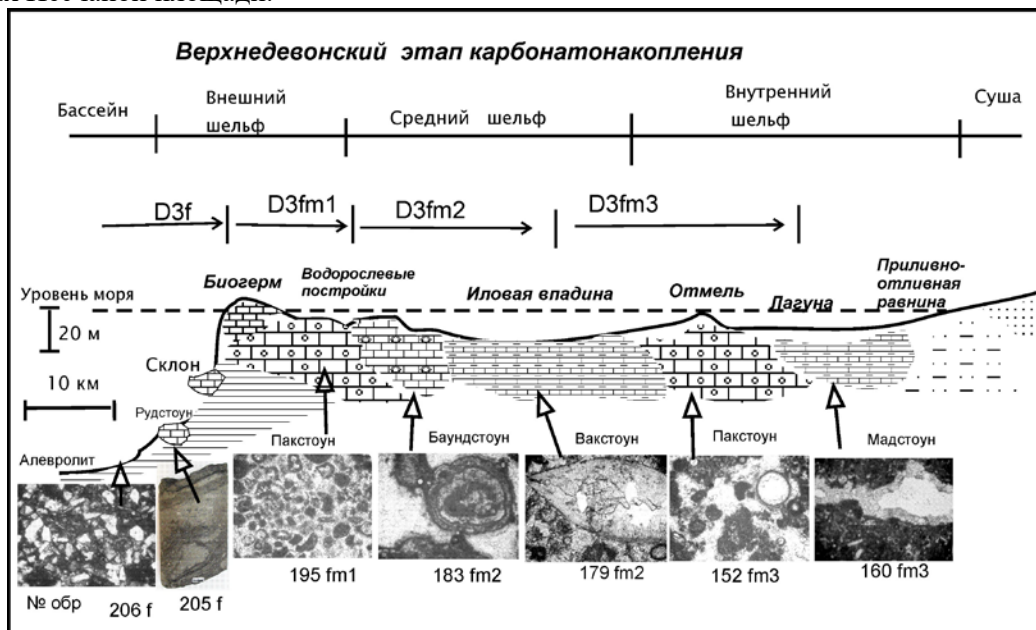
В позднем фамене появились характерными сферово-узурчатые пелоидно-кальцисферовые вакстоуны и пакстоуны и мадстоуны с фенестрами, относящимися к фациям лагунной зоны (СМФ 16). Отложения формировались в мелководных условиях относительно закрытого шельфа (рис.3).  
Скв.Рустамовская 2



**Рисунок 3.** Модель шельфовой окраины для верхнедевонского этапа карбонатакопления, составленная по данным бурения параметрической скважины 20 Песчаной площади. В нижней части рисунка показаны микрофотографии иллитов (увеличение 100x) и номера образцов типовых карбонатных микрофаций, образовавшихся в данных зонах шельфа (показано стрелками).



В турнейском ярусе появляются криноидно-интракластические пакстоуны с фауной конодонтов и фораминифер (СМФ 9,10). Это является показателем повышения уровня моря, которое, возможно, продолжалось и в раннем визе. Верхневизейские отложения представлены разнообразными пакстоунами и грейнстоунами, сложенными криноидеями, фораминиферами, фрагментами водорослевых онколитов, накапливавшимися в условиях мелководной карбонатной платформы с участками отмелей. Серпуховские отложения сложены пакстоунами-грейнстоунами с раковинами фораминифер и криноидей. Региональный перерыв в осадконакоплении приходится на средний и верхний карбон. В ассельский век происходит формирования банково-рифовой ассоциации тубифитовых баундстоунов и мшанково-криноидных пакстоунов и грейнстоунов. В сакмарский век накапливаются пакстоуны и грейнстоуны отмелей зарифовой зоны. В артинское время формируются онколитовые вак-пакстоуны и мадстоуны с фенестровыми текстурами, напоминающих лагунные мадстоуны верхнего фамена, а также биокластовые пакстоуны и грейнстоуны зоны отмелей. В кунгурском ярусе наблюдается последовательность лагунных осадков: пакстоунов с многочисленной фауной остракод, оолитовых грейнстоуны отмелей, и пелоидные мадстоунов с вростками ангидрита. Весь комплекс девон – пермских шельфовых осадков формирует мощный (высотой свыше 3 км) бортовой уступ Прикаспийской впадины. Характер сейсмической картины в этой зоне указывает на наличие нескольких субвертикальных тектонических нарушений и флексурных соотношений вдоль бортовой зоны, нарушающих залегание пород (рис.2). Распределение фаций в зоне Северного Прикаспия контролируется этим бортовым уступом. К югу распространены более глубоководные осадки. Исключением является Карачаганакская структура, которая трактуется как изолированная рифовая постройка [8], образовавшейся на структурном выступе в зоне депрессии. Следует отметить сходство разреза подсолевых отложений в центральной части Карачаганакской структуры и в скважинах Песчаной площади.



**Рисунок 4.** Модель шельфовой окраины для артинско-кунгурского этапа карбонатонакопления, составленная по данным бурения скважин на Нагумановской площади, и положение микрофаций, показывающих однотипность фациальных обстановок в скв. 22 и 25. Микрофотографии шифов без анализатора, длина снимков 2 мм.

В скважинах соседней Нагумановской площади, расположенной в бортовой зоне Предуральского прогиба в зоне сочленения с Соль-Илецким сводом, на основе микрофациального анализа и датировок по фузулинидам было доказано блоковое строение месторождения. Здесь в двух рядом расположенных скважинах были вскрыты осадки артинско-кунгурского интервала, представленные грейнстоунами, пакстоунами и вакстоунами мелководного шельфа, переходными к лагунным фациям (рис. 4). При этом кровля карбонатных отложений в скв. 22 находится на 45-50 м ниже, чем в скв. 25. По микрофациальным признакам была установлена однотипность этих осадков в разных скважинах, а наблюдаемые различия в характере каротажных кривых ГК оказались обусловленными наложенными процессами. В скважине 25 этот интервал является продуктивным, газонасыщенным.

Следовательно, продуктивность скважины связана не с фациальными различиями, а с тектоническими движениями, в результате которых единая карбонатная платформа была разбита на приподнятые и опущенные блоки. Изучение характера трещиноватости пород в керне скв. 24 и 25 и распределения пористости показало, что приподнятые блоки представляют собой область растяжения, в них формируется зоны вторичной пористости, опущенные блоки характеризуют области сжатия, в них более вероятны трещиноватые, менее емкие коллектора.

Приведенные примеры показывают возможности применения микрофациального анализа для решения разных геологических проблем при нефтепоисковых работах. Кроме того, методика микрофациального анализа обеспечивает необходимое единообразие терминов при описании карбонатных пород.

## Список литературы

1. Flügel, E. *Microfacies of Carbonate Rocks. Analysis, Interpretation and Application. Second Edition.* – Springer-Verlag. – Berlin Heidelberg. – 2010. – 929 p.
2. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра. – 1980. – 463 с.
3. Dunham, R.J. Classification of carbonate rocks according to depositional texture // *Classification of carbonate rocks* – Ham W.E.(ed.). – Am. Ass. Petrol. Geol. Mem. 1. –1962. – P. 108-121.
4. Embry A.F., Klovan J.E. A Late Devonian reef tract on northeastern Banks Island, North west Territories. – *Can. Petrol. Geology Bull* – N. 19. – 1971. – P.730-781.
5. Горожанина Е.Н., Днистрянский В.И., Побережский С.М. и др. Эталонный разрез палеозойских отложений Северного Прикаспия по данным бурения скважины 20 Песчаной площади // *Геология и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области.* – Научные труды. – Вып. 4. – Оренбург: ОАО ИПК “Южный Урал”– 2007. – С. 73–86.
6. Горожанина Е.Н., Пазухин В.Н., Горожанин В.М., Кочетова Н.Н., Чибрикова Е.В. Стратиграфия и литофации девона юго-запада Оренбуржья (по данным бурения) // *Геологический сборник № 9.* – Уфа: ДизайнПолиграфСервис. – 2011. – С.44-53.
7. Сюндюков А.З. Литология, фации и нефтегазоносность карбонатных отложений Западной Башкирии. – М.: Наука. – 1975. –174с.
8. Кузнецов В.Г. Палеогеографические типы карбонатных отложений Прикаспийской впадины // *ДАН, 2000.* – Т.370. –№ 2. – С.208-211.

## ФОРМИРОВАНИЕ ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩ МАЙКОПА В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ ПРЕДКАВКАЗЬЯ

*В.А.Гридин, Т.В.Гридина*  
(Северо-Кавказский Федеральный университет)

Территория Северного Кавказа представляет собой старейший нефтегазоносный район, где, по сути, не только зарождалась нефтегазовая промышленность страны, но и в течение длительного времени последовательно апробировались методы опоискования различных (по возрасту и глубине залегания) стратиграфических комплексов. После открытия верхнемеловой, а несколько позже нижнемеловой, юрской и палеозойской нефти стало очевидным даже для закоренелых скептиков тот факт, что осадочный чехол этой территории представляет собой региональную (как по площади, так и по разрезу) зону аккумуляции жидких и газообразных углеводородов, происхождение и миграция которых находятся в тесной связи с историей геодинамического развития и геотектонического строения региона. Проведенными исследованиями с высокой степенью достоверности установлено, что региональная нефтегазоносность, а скорее сохранность залежей УВ, во многом обусловлена наличием региональной глинистой покрывки майкопского возраста. Эта толща представляет интерес и с точки зрения возможного наличия здесь нефтегазоматеринских пород, которые по разным оценкам генерировали (а возможно и продолжают генерировать) углеводороды, которые мигрируют и насыщают окружающие коллектора.

Майкопская свита (олигоцен - нижний миоцен) представлена гигантской глинистой толщей, которая распространена по широте от Черного до Каспийского моря (включая и акваторию), а с севера на юг – от южного борта Восточно-Европейской платформы до выходов на дневную поверхность в пределах северной моноклинали Большого Кавказа. В классической теории формирования нефтяных и газовых месторождений этого региона, именно ей отводится роль региональной и нефтегазосодержащей толщи. Исходя из общепринятых канонов нефтяной геологии с ней должны быть связаны значительные по запасам месторождения нефти и газа, однако в действительности реализованный генерационный потенциал майкопской серии выглядит весьма скромно, причем многие вопросы эмиграции УВ и формирования ниже и выше залегающих продуктивных пластов остаются невыясненными. Отдавая должное такой ключевой позиции майкопской серии в теории формирования нефтяных и газовых месторождений нефти и газа в этом регионе необходимо определиться с основными критериями ее формирования на фоне геодинамического развития территории. На наш взгляд такими критериями являются геотектонические особенности строения и палеогеографические литолого-фациальные условия накопления этой толщи на фоне особенностей геодинамического развития региона.

Исходя из этого, мы весьма скептически относимся к такому сложному и долговременному механизму образования глинистых минералов и их последующему переносу в осадочный бассейн. Да и масштабы разрушений не могли обеспечить внушительные объемы глинистого материала для формирования региональной толщи майкопа. Значит, вполне правомочна возможность альтернативного источника поступления глинистого материала в бассейн. Таким источником, на наш взгляд, могли стать продукты извержения (пепловые и лавовые поля) многочисленных вулканов Кавказской кордельеры, тем более что активный келловейский и титонский вулканизм подтверждается и разрезами многочисленных скважин. Не менее важную роль в поставке глинистых минералов в осадочный бассейн могли сыграть и многочисленные грязевые вулканы (в том числе и подводные), которые, на наш взгляд, присутствовали на огромной по протяженности территории между современными границами Черного и Каспийского морей, а в палеорельефе осложняли рифтовую зону Кавказского моря Мезо-Тетиса.

По сути, эти два фактора являются следствием одного процесса – глубинной переработки магматических и метаморфических образований, т.е. «горячего» контакта ранее сформировавшихся пород с магматическим расплавом.

Закономерности распространения выявленных грязевых вулканов дают основание утверждать, что последние тесно связаны с тектонически активными зонами земной коры и, по сути, пространственно совпадают с отдельными участками зоны распространения «классических» вулканов в Тихоокеанском и Альпийско-Гималайском складчатых поясах.

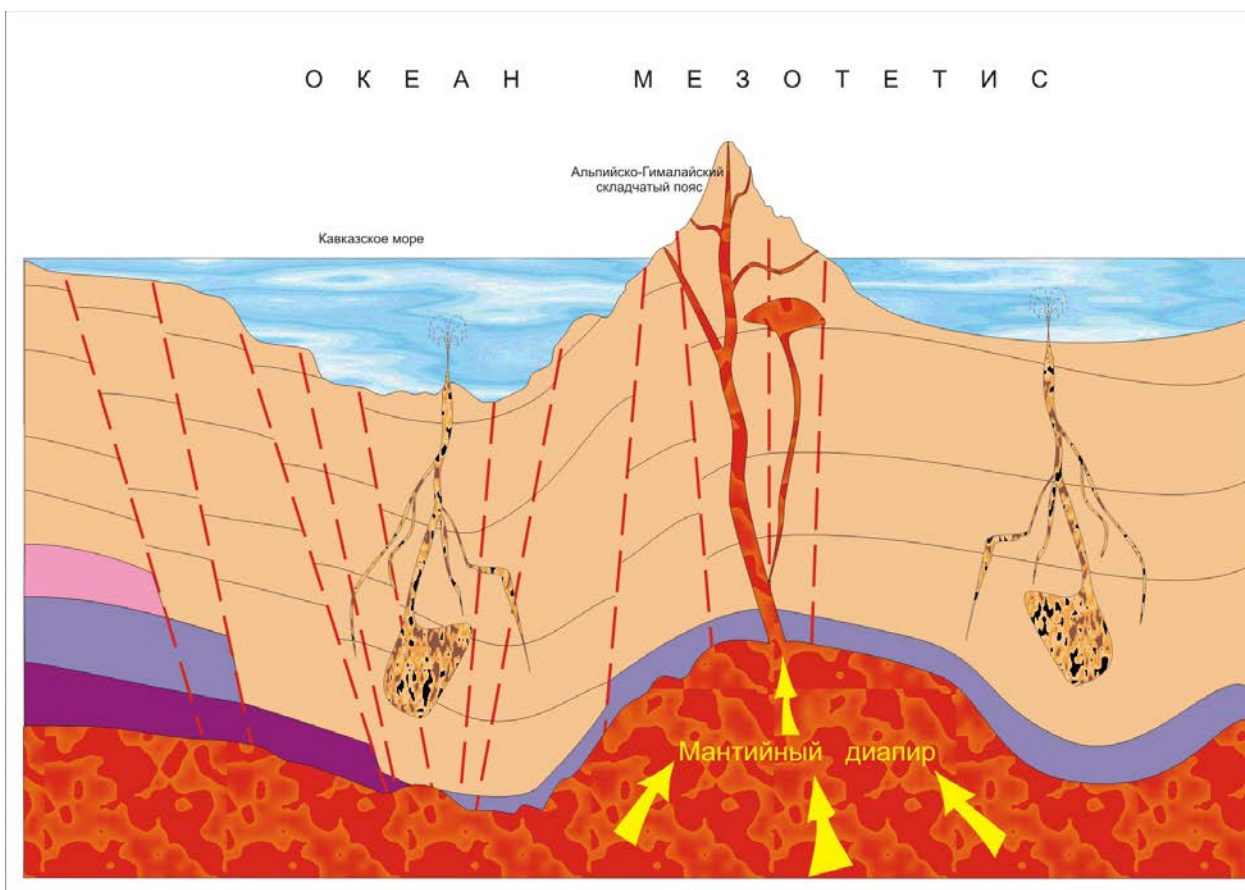
В пределах кавказского сектора Альпийского пояса грязевые вулканы развиты в Керченско-Таманской области и в Азербайджане. По мнению ученых (Е.Ф.Шнюков, 2006), объем сопочной



брекчии, поставляемой грязевыми вулканами в Керченско-Таманской области, составляет более 50 млрд. м<sup>3</sup> в год. Несмотря на то, что изучение грязевых вулканов началось еще в XVIII веке, до настоящего времени однозначно не решены вопросы источника глинистого материала и механизма транспортировки продуктов извержения на поверхность. По мнению А.Ф.Лимонова (2007,1997), глубина корней грязевого вулкана определяется глубиной залегания материнских, или питающих, формаций, содержащих мощные пласты глин. Считается, что источником грязевого вулканизма (материнской формацией) Черноморской и Азовской зон служит мощная толща майкопа, которая в условиях тангенциального сжатия и АВПД является поставщиком глинистого материала. Вместе с тем, данные сейсморазведки свидетельствуют о том, что корни многих грязевых вулканов отслеживаются на глубинах 6 - 8 км, что значительно ниже уровня залегания майкопской толщи. На наш взгляд, было бы ошибочно однозначно увязывать процессы грязевого вулканизма с отложениями майкопа.

Образование грязевых вулканов, видимо, связано с более глубокими областями, в непосредственной близости с мантийным веществом, но без прямого контакта с ним. Если принять, что образование горно-складчатых сооружений Альпийского пояса связано с мантийными диапирами или мантийными плюмами (рисунок 1), то с двух сторон его должны обрамлять компенсационные мульды или аккреционные призмы, которые инициируют формирование краевых прогибов.

На фоне роста корделеры в прогибах существенно увеличивается скорость прогибания и субдупирования нижнего комплекса пород океанической впадины, которые, не вступая в прямой контакт с расплавом верхней мантией, попадают в своеобразный «котел», где идет переработка горных пород. Вероятно, именно здесь под воздействием термokatалитических процессов происходит разрушение магматических пород и разложение плагиоклазов, полевых шпатов и алюмосиликатов.



**Рисунок 1 - Формирование океанических грязевых вулканов**

Образовавшиеся глинистые частицы и частично освобожденная химически связанная вода (в парообразном состоянии) по зонам деструкции устремляются в верхние части земной коры, разгружаясь, в том числе в виде «черных курильщиков» на дне океана. Длительные перерывы в деятельности системы разгрузки приводят к мощным выбросам глино-газо-паро-водяной смеси в результате извержений грязевых вулканов. Основная причина периодичности в деятельности

## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

грязевых вулканов – закупорка подводных каналов продуктами разрушения и разложения пород материнской формации, а также отсутствие постоянно необходимой энергии для продавливания глинистых пробок. Последнее может быть объяснено периодической сменой знака напряженности земной коры (сжатие, растяжение).

Какие доводы можно предложить в подтверждение изложенной концепции? Исходя из анализа геодинамического развития территории, результатов изучения разрезов майкопской и фораминиферовой серий в скважинах, пробуренных на территории Предкавказья и Закавказья, а также в естественных обнажениях в пределах Черногорской моноклинали, были сделаны некоторые выводы и обобщения:

1. Глинистые породы майкопской серии распространены на всей территории Предкавказья и Закавказья (акватория Мезотетиса), но характер их распространения фактически не укладывается в классическую схему распределения фаций в морском бассейне. Характерной чертой строения толщи является почти полное отсутствие (кроме северных областей, где в верхнем майкопе появляются прослой глинистых алевролитов) одновозрастных пород не глинистого состава и явно выраженной слоистости. Это, несомненно, указывает на неравномерное поступление осадочного монофациального материала в бассейн и на его многократное перераспределение.

Кроме того, наличие в толще майкопа обломков горных пород более раннего (мелового и юрского) возраста трудно объяснимо с позиции классического пути привноса осадков.

Вместе с тем, и тот, и другой факты хорошо объясняются с позиций механизма проявления грязевого вулканизма, продуктами извержения которого являются не только глинистые частицы, образовавшиеся на большой глубине, но и обломки горных пород, через которые проходят корневые каналы грязевого вулкана.

2. Еще одним фактором в защиту предложенной гипотезы является то обстоятельство, что в породах майкопской серии практически полностью отсутствуют фаунистические остатки. В традиционном морском осадочном бассейне отмирающие организмы неизбежно оставляют следы своей жизнедеятельности (обломки раковин, следы ползания червей и др.). Понятно, что остатки крупных животных и рыб мы практически не встречаем, так как уже после смерти чаще всего они становятся пищей для многочисленных обитателей морского дна. Только в одном случае их скелеты могут сохраниться - лавинная седиментация и почти мгновенное захоронение останков. Что могло вызвать эти процессы? Конечно, скорее всего, это грязевой вулканизм, выбрасывающий непосредственно на дно океана миллиарды кубических метров глинистой взвеси, насыщенной сероводородом и углеводородами (метаном).

Схожие процессы, видимо, продолжают и сегодня в глубоководной котловине Черного моря. Как не парадоксально, эти теоретические предположения имеют вполне реальную основу в виде катастрофизма в жизни обитателей черноморской акватории.

Геологам Северного Кавказа хорошо известна толща битуминозных мергелей и сланцев кумской свиты, которая залегает в низах майкопа между хадыженским горизонтом и белоглинской свитой. Широкую известность данные отложения получили не только из-за того, что в обнажениях на дневной поверхности можно наблюдать нефть, которая сочится из этих отложений, но и из-за обилия в них ископаемых рыб *Lyrolepis caucasica*. При этом высокая плотность фрагментов и целых скелетов рыб, несомненно, указывает на катастрофу, произошедшую на этом временном отрезке (палеоцен-олигоцен). С чем она, приведшая к массовой гибели ихтиофауны, была связана - с сероводородным заражением бассейна и/или с масштабными процессами грязевого вулканизма – в настоящее время неизвестно, но факт очень быстрого захоронения остатков бесспорен. Причем сохранность скелетных фрагментов столь высока, что позволяет предполагать практически «мгновенное» их захоронение, т.е. ни донные организмы, возможно, погибшие одновременно с рыбами, ни подводные течения никак не повлияли на состояние ископаемой фауны.

3. В принятой концепции формирования грязевых вулканов заложено существенное противоречие. С одной стороны, обязательным условием является наличие материнской толщи, представленной пластичными глинами (в нашем случае – майкопскими), а с другой стороны, глубину залегания этой толщи многие исследователи на основании фактических данных сейсморазведки опускают до 6 - 8 км. Но хорошо известно, что глинистые породы под воздействие процессов дегидратации уже на глубине 2,5 - 3 км теряют свойство пластичности и переходят в аргиллиты, а при дальнейшем погружении - в глинистые сланцы. Учитывая это обстоятельство, а также тот факт, что корни грязевых вулканов прослеживаются на глубинах более 8 км, вряд ли стоит связывать материнскую формацию с «классическими» осадочными глинистыми образованиями.

# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



Таким образом, формирование мощной глинистой толщи майкопского возраста на территории Предкавказья в олигоценное время, скорее всего, связано, с одной стороны, с традиционными механизмами выветривания и переноса продуктов разрушения в морской бассейн, а с другой с эндогенными процессами общей дегазации Земли и переработкой силикатических и феррических минералов магматических и метаморфических пород более древнего возраста, находившихся в примантийных областях земной коры. В роли транспортной системы, обеспечивающей подъем глино-газо-паро-водяной смеси в приповерхностные зоны земной коры и на дно океана, выступают вертикальные и субвертикальные тоннели – глубинные разломы, являющиеся корневой системой «черных курильщиков» и грязевых вулканов.



# **НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА**

## **СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ И СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ АЛДАНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ**

*Губин И.А.\* (ИНГГ СО РАН), Поспеева Н.В. (ИНГГ СО РАН)*

За период с 2004 по 2013 гг. в зоне сочленения Алданской антеклизы и Вилюйской синеклизы проведены сейсморазведочные работы МОГТ на Среднеленской, Лено-Алданской, Мархачанской площадях, а также в пределах Южно-Вилюйского, Мухтинского и Бирюковского лицензионных участков, позволившие существенным образом уточнить геологическое строение и выполнить прогноз новых нефтегазоперспективных объектов. Продолжаются полевые сейсморазведочные работы и в настоящее время на территориях южнее Хапчагайского вала в пределах нефтегазоперспективных Западно-Вилюйского и Синского объектов, которые планируется завершить к 2018 г.

В нефтегазоносном отношении в пределах исследуемой территории перспективными являются отложения мезозоя, перми, кембрия, венда и рифея. Ближайшее открытое месторождение на юге территории – Бысахтахское (рифей-венд), на севере – группа месторождений на Хапчагайском валу (пермь-юра). Все они газовые. Пока не раскрыт нефтегазоносный потенциал обогащенной органическим веществом иниканской (куонамской) свиты кембрия, развитой к северо-востоку от Западно-Якутского барьерного рифа. Есть основания полагать, что он будет значительным [2, 4].

В период с 2011 по 2013 гг. иркутскими и якутскими специалистами в зоне сочленения Алданской антеклизы и Вилюйской синеклизы на Мархачанской площади были выполнены комплексные геолого-геофизические и геохимические исследования, в результате которых были оценены перспективы венд-кембрийского разреза, определены интервалы потенциально продуктивных комплексов, а также выявлен ряд нефтеперспективных локальных структур [3]. Как показывают сейсмические материалы и результаты глубокого бурения, практически все выявленные структуры имеют сложное строение, разделены системой глубинных разломов, а рифейско-кембрийские отложения характеризуются фациальной изменчивостью и не выдержанностью толщин.

В 2016 г. сотрудниками ИНГГ СО РАН был проведен большой объем работ по сбору, систематизации и анализу геолого-геофизических материалов с целью выделения перспективных зон нефтегазонакопления в пределах Северо-Алданской и прилегающих территорий Вилюйской, Западно-Вилюйской и Предпатомской НГО.

Сейсмические работы в пределах территории исследования начались еще в 60-х годах прошлого века, но к настоящему времени многие материалы тех лет утеряны, либо утратили свою актуальность. Многие сейсмические профили МОГТ, выполненные на территории Западно-Вилюйской НГО в 80-90-х годах прошлого века, отсутствуют в формате SEG-Y, однако могут нести полезную информацию о строении осадочного чехла. Некоторые из них сохранились в виде графических приложений к отчетам сейсмопартий, работавших в те годы на Хомустахской, Хапчагайской, Рифовой, Атыяхской и других площадях в пределах Вилюйской синеклизы. В виде отсканированных файлов они могут быть преобразованы в формат SEG-Y и использоваться в работе с интерпретационным проектом. В ИНГГ СО РАН была разработана и реализована в виде программного продукта методика оцифровки таких растровых изображений.

Переинтерпретация архивных и современных сейсмических материалов юго-восточных районов Сибирской платформы позволила значительно уточнить сейсмогеологическую модель осадочного чехла, включающую корреляционные схемы разрезов глубоких скважин, двумерные геолого-геофизические разрезы, структурные карты по реперным отражающим горизонтам и карты изопакит основных сейсмогеологических комплексов. Предлагаемая сейсмогеологическая модель базируется на 216 сейсмических профилях общей протяженностью более 17 тыс. км и увязана как с данными геологической съемки, так и с результатами бурения 82 глубоких скважин, расположенных в пределах и в непосредственной близости от изучаемой территории.

По результатам интерпретации сейсмических данных были построены региональные композитные сейсмогеологические разрезы по сейсмическим профилям, которые отражают глубинное строение исследуемой территории, включая все основные структурные элементы: Предпатомский региональный прогиб, Алданскую антеклизу, Вилюйскую синеклизу и осложняющие их структуры I порядка.

На временных сейсмических разрезах выделены следующие сейсмогеологические комплексы (снизу-вверх): архейский (AR), рифейский (Rf), нижневендский терригенный ( $V_1$ ), венд-нижнекембрийский карбонатный ( $V-C_1$ ), юрегинско-толбачанский (пестроцветный) ( $C_{1atd}$ ), олекминско-чарский ( $C_{1bt-tn}$ ), ичерско-верхоленский (C), девонский (D), каменноугольный (C), нижнепермский ( $P_1$ ), верхнепермский ( $P_2$ ), нижнетриасовый ( $T_1$ ), средне-верхнетриасовый ( $T_{2-3}$ ), нижнеюрский ( $J_1$ ), среднеюрский ( $J_2$ ), верхнеюрский ( $J_3$ ) и меловой (K). Для структурных построений в качестве основных были выбраны следующие поверхности: Ф – кровля фундамента,  $R_0$  – кровля рифея, KB – кровля терригенных отложений венда (сералахская свита), П – кровля билирской свиты, К – кровля чарской свиты,  $H_1$  – кровля иниканской свиты, ДК – кровля кембрия, РС – подошва пермокарбона, ТП – подошва мезозоя. Кратко охарактеризуем сейсмокомплексы, распространенные на северо-западе Алданской антеклизы.

**Архейский сейсмокомплекс** ограничен в кровле отражающим горизонтом Ф. На кровле фундамента образуется отраженная волна в виде двухфазного цуга, индексируемая как горизонт Ф. Вследствие шероховатости акустической границы «осадочный чехол - фундамент», горизонт Ф является динамически неустойчивым и за пределами Алданской антеклизы его однозначная корреляция затруднена.

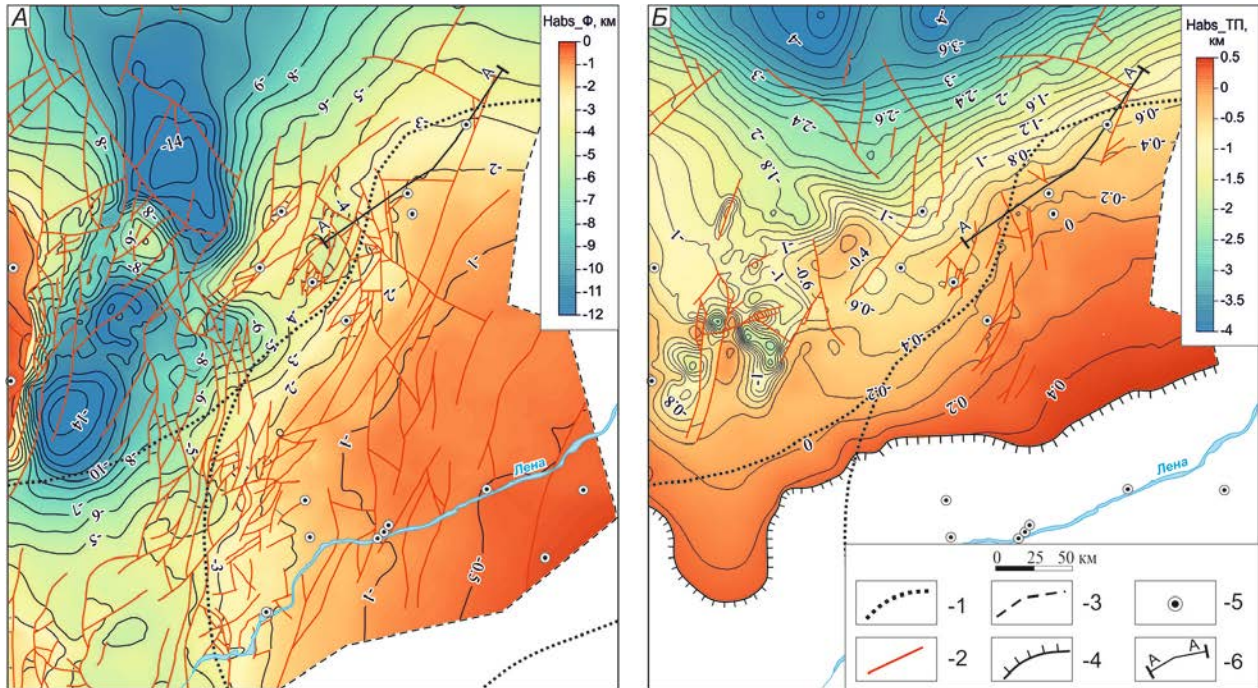
На исследуемой территории породы фундамента вскрыты 22 скважинами на абсолютных отметках от -195,4 м (скв. Сунтарская-1) до -3437,2 м (скв. Кусоганская-2191), а общий перепад высот составляет более 12 км. Наиболее контрастный рельеф наблюдается на границе Сунтарского свода и Кемпендяйской впадины. Фундамент имеет сложное блоковое строение. Отдельные блоки разделены высокоамплитудными разломами.

Наиболее погруженные участки фундамента находятся в пределах Вилюйской синеклизы и образуют две обособленные зоны, разделенные седловиной. Первая находится в пределах Кемпендяйской впадины с максимальными глубинами -14200 м, вторая расположена севернее и характеризуется такими же максимальными абсолютными глубинами (рис. 1А). Эти две отрицательные структуры прослеживаются и в рельефах вышележащих поверхностей вплоть до кровли кембрия.

**Рифейский сейсмогеологический комплекс** в кровле ограничен сейсмическим горизонтом  $R_0$ , в подошве – Ф. В пределах Алданской антеклизы толщины рифея значительно сокращены, развиты фрагментарно и, как правило, не превышают 400 м. Анализ сейсмических данных показывает, что рифей в южной части антеклизы залегает плащеобразно и субпараллельно вышележащим вендским и кембрийским отложениям. В сторону Вилюйской синеклизы мощности рифея резко увеличиваются и в пределах центральной части Кемпендяйской впадины достигают максимальных толщин до 3 км. Здесь же рифейские толщи погружены на максимальные глубины 12—14 км.

В юго-восточном направлении по мере воздымания Алданской антеклизы рифей постепенно выклинивается. Отсутствует он и на сопредельных территориях востока Вилюйской синеклизы. На некоторых сейсмических профилях в пределах Среднеленской и Мархачанской площадей, судя по волновой картине, отмечается тектонический контроль границы выклинивания рифейских отложений.

**Венд-кембрийский сейсмогеологический мегакомплекс** распространен на всей изучаемой территории. Наряду с рифейским он относится к основным нефтегазоперспективным комплексам в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. Мегакомплекс включает в себя следующие сейсмогеологические комплексы (снизу-вверх): вендский терригенный (в подошве ограничен отражающим горизонтом  $R_0$  (Ф), в кровле – KB), карбонатный вендско-нижнекембрийский (KB-П), чарско-юрегинский (П-К) и ичерско-верхоленский (К-ДК).



**Рисунок 1.** Структурные карты по кровле фундамента (А) и подошве мезозоя (Б).

Условны обозначения: 1 – контуры надпорядковых структурных элементов, 2 – разломы, 3 – граница структурных построений, 4 – линия выклинивания мезозойских отложений, 5 – скважины, вскрывающие фундамент, 6 – линия композитного сейсмогеологического разреза, показанного на рис. 2.

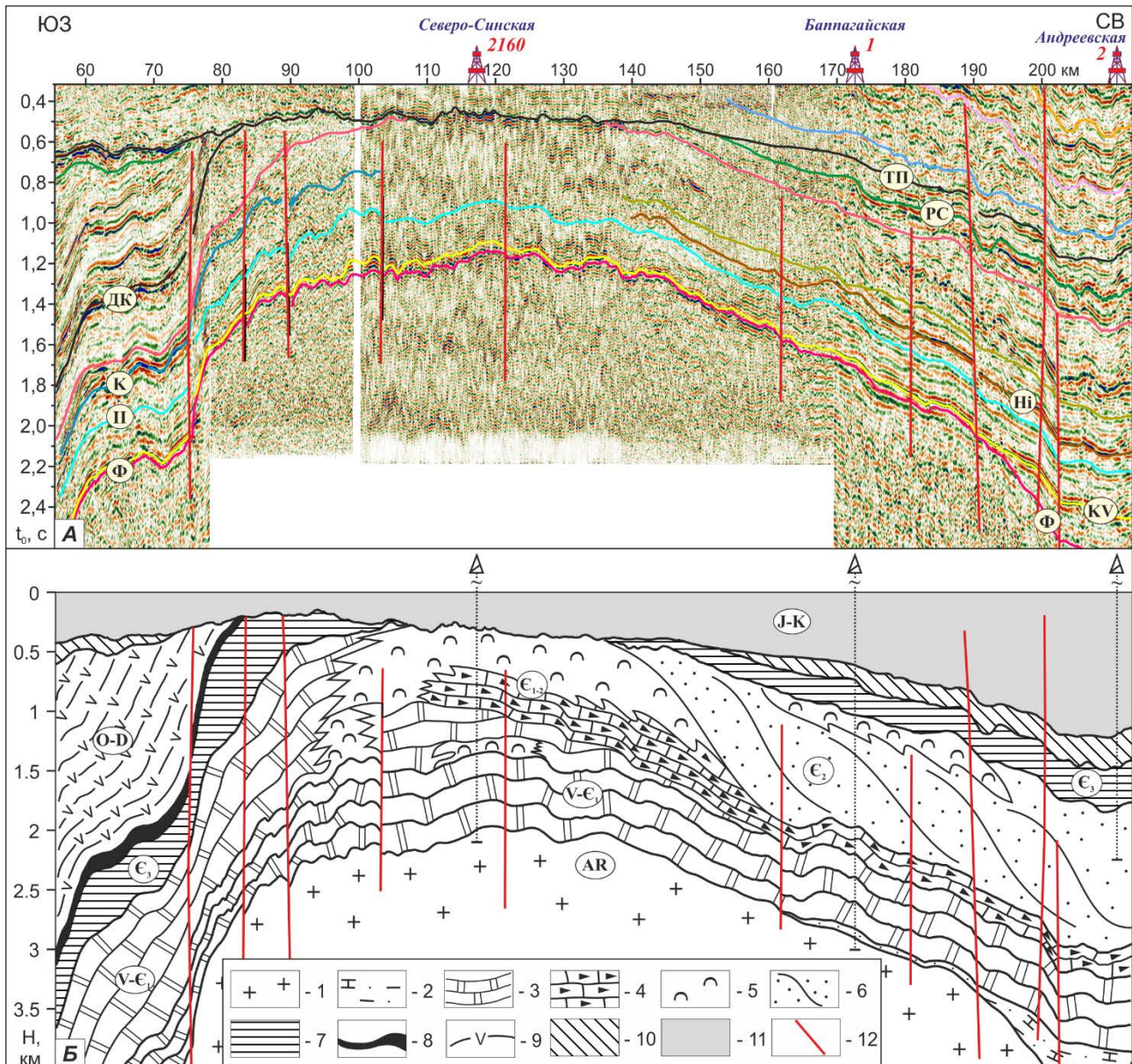
В пределах Алданской антеклизы в случае появления над фундаментом терригенных отложений венда в интерференционном цуге колебаний волнового пакета  $\Phi$  увеличивается количество фаз, верхнюю из которых можно отождествлять с кровлей терригенного комплекса венда. Как правило в зонах развития маломощного терригенного комплекса венда (30-50 м) горизонт КВ уверенно опознается на временных разрезах и обладает реперными свойствами. Это связано с резонансным увеличением амплитуды КВ за счет суммирования волн, отраженных от кровли и подошвы комплекса.

По результатам сейсмофациального анализа с использованием амплитудных характеристик как горизонта КВ, так и временного интервала  $\Phi$ -КВ была прослежена граница выклинивания терригенных отложений сералахской свиты, а также построена карта ее толщин, увязанная с результатами корреляции разрезов скважин.

На северо-западе Алданской антеклизы мощности терригенного комплекса венда как правило не превышают 50 м. Здесь прогнозируются две зоны отсутствия сералахской свиты – северная, проходящая через Кусоганскую, Северо-Синскую и Андреевскую площади и западная, расположенная между Диринь-Юряхской и Джаджанской площадями. Зоны максимальных толщин сералахской свиты находятся на западе Бирюкского участка и на севере Мухтинского. В целом Бирюкский участок, расположенный к югу от Наманинского выступа, с точки зрения развития терригенного комплекса венда выглядит более перспективно по сравнению с Мухтинским. При переходе в Вилуйскую синеклизу толщины терригенного комплекса венда резко увеличиваются за счет появления торгинской свиты и достигают более 1 км в пределах Кемпендйской впадины.

Из внутрикембрийских на всю исследуемую территорию были прослежены отражающие горизонты К и II. Отражающий горизонт II также как и КВ является реперным, и в пределах территории развития нижнекембрийского солеродного бассейна маркирует подошву солей юрегинской свиты (или кровлю карбонатов билирской свиты) (рис. 2А).





**Рисунок 2.** Временной сейсмический разрез (А) и

глубинный сейсмогеологический разрез с учетом данных [1] (Б) по линии «А-А».

Условны обозначения: 1-11 – разновозрастные и полифациальные отложения: 1 – кристаллического фундамента 2 – рифейско-вендские терригенно-карбонатные, 3 – вендско-среднекембрийские, преимущественно доломитовые, сульфатоносные и соленосные, 4 – ниже-среднекембрийские известняково-кремнисто-глинистые, обогащенные органическим веществом, 5 – ниже-среднекембрийские доломито-известняковые и органогенно-обломочные, 6 – среднекембрийские известняково-глинистые, 7 – верхнекембрийские карбонатно-глинистые, 8 – базальтовый комплекс основания верхнего девона, 9 – верхнедевонские гипсоносные карбонатно-терригенные, 10 – пермско-каменноугольные терригенные угленосные, 11 – юрско-меловые песчано-глинистые, 12 – разломы.

Отражающий горизонт К относительно надежно коррелируется в солеродной части бассейна. Здесь развиты галогенно-карбонатные отложения нижнего кембрия, что обуславливает наличие многих опорных и маркирующих горизонтов в разных частях кембрийских отложений. В рифовой зоне дифференциация по акустическим жесткостям значительно слабее, и здесь преобладает низкоамплитудный хаотический рисунок сейсмозаписи. По мере приближения с юго-запада к Западно-Якутскому барьерному рифу соли выпадают из разреза и отражающий горизонт К, приуроченный к солям чарской свиты, теряет свою прослеживаемость (рис. 2А). Непосредственно в пределах рифовой зоны выдержанных отражающих горизонтов в кембрийской части разреза не прослеживается.

На территории некомпенсированного открытого палеобассейна в предрифовой зоне появляется сейсмический горизонт  $N_1$ , приуроченный к кровле иниканской свиты (рис. 2А). Горизонт прослежен по высокоамплитудной отрицательной фазе, которая формируется на кровле черносланцевой иниканской свиты, развитой в Анабаро-Синском фаціальном районе. На глубинах ниже 3000 мс горизонт  $N_1$  теряет свои реперные свойства и следится фрагментарно.

Современные глубины залегания иниканской свиты варьируют в значительных пределах, изменяясь от 2-4 км на востоке (Южно-Вилуйский участок) до 9-9,5 км в районе Быраканской площади. В центральных частях Алданской антеклизы вдоль рек Лена, Синяя и Буотама она выходит на дневную поверхность.

Зона барьерных рифов располагалась в бортовой части некомпенсированной впадины, занимавшей северную часть Сибирской платформы. На северном склоне этой впадины развиты отложения толщи заполнения, представленной продуктами разрушения рифов, а также глинистыми, авлеврито-глинистыми известняками и мергелями. Толща заполнения достигает мощности более 1,5 км и на временных разрезах характеризуется косослоистым рисунком сейсмозаписи. Внутри толщи заполнения на временных разрезах могут встречаться аномалии волнового поля, которые можно интерпретировать как отдельные рифовые постройки – потенциальные ловушки УВ (рис. 2Б).

**Мезозойско-кайнозойский сейсмогеологический комплекс** представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями триаса, юры, мела и частично неогена. Подошву комплекса маркирует реперный отражающий горизонт ТП, который уверенно опознается на временных разрезах как граница крупного стратиграфического несогласия в зонах, где мезозой ложится на девон или кембрий.

В целом структурный план по горизонту ТП представляет собой моноклираль с погружением к северу (рис. 1Б). Наибольшие мощности мезозоя (около 4,5 км) фиксируются в пределах Тангнарынской впадины, примыкающей с юга к Хапчагайскому мегавалу.

На юг, в сторону Алданской антеклизы, происходит последовательное срезание мезозойско-кайнозойского комплекса отложений как сверху, так и снизу. Сверху отложения срезаются дневной поверхностью, снизу – поверхностью размыва (горизонт ТП). В первую очередь из разреза выпадают отложения триаса. Линия выклинивания триасовых отложений проходит в субширотном направлении между Быраканской и Чыбыдинской и между Андреевской и Баппагайской площадями. Таким образом, на размытую поверхность протерозойско-палеозойских отложений на юге территории ложатся отложения нижней юры, которые еще южнее полностью выклиниваются.

## Список литературы

1. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 4. Лено-Вилуйский бассейн / Конторович А.Э., Гребенюк В.В. и др., Новосибирск, 1994. – 107 с.
2. Парфенова Т.М., Коровников И.В., Меленевский В.Н., Эдер В.Г. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа, № 1, 2009. – С. 87-91.
3. Погадаев А.В., Мячев С.Б., Дьяконова В.А., Оболкин А.П., Пастухов Н.П., Константинов С.А. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности северо-западного склона Алданской антеклизы (Мархачанская площадь) по геофизическим и геохимическим данным / Геология, геофизика и минеральное сырье Сибири. Материалы 1-й науч.-практич. конф. Том 2. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2014. – С. 52-55.
4. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепина О.М., Погадаев А.В. О возможном открытии на юге Вилуйской синеклизы нового нефтеносного района // Геология нефти и газа, № 4, 2013. – С. 2-12.



## АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ РАБОТ

Гуляев В.И.\* (Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова), Корзун А.В. (Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова), Демонина А.Ю. (Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова)

### Введение

В настоящее время в разработку широко вовлекаются глубокозалегающие, трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренуемым, неоднородным и сильно расчлененным коллекторам. Глубокие части разреза в гидродинамическом отношении характеризуются пластово-блоковой структурой с наличием многочисленных непроницаемых границ [1].

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных методов интенсификации скважин, вскрывающих продуктивные пласты нефтяных и газовых месторождений. Это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида (жидкость разрыва), при этом в пласте образуются новые трещины или раскрываются существующие [4].

Проведение работ методом гидравлического разрыва пласта требует тщательного изучения термодинамических условий пласта, состава пород, свойств и состава жидкостей-разрыва, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на месторождениях углеводородов [4].

Гидравлический разрыв пласта осуществляется для поддержания продуктивности скважин так, как показала практика проведение ГРП выгоднее, чем строительство новой скважины, как с экономической стороны, так и с точки зрения разработки. Сущность метода гидравлического разрыва пласта заключается в том, что на забое скважины путем закачки флюидов в подземный пласт создаются высокие давления, превышающие в 1,5-2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается, и в нем образуются трещины. Затем в созданную трещину нагнетаются зернистые материалы — называемые «проппантами» или «расклинивающими агентами», которыми могут служить самые разнообразные материалы: от естественных песков до довольно дорогих синтетических материалов. Они удерживают в раскрытом состоянии, или «расклинивают» эти созданные трещины после снятия давления нагнетания, используемого для создания трещины, т.е. чтобы предотвратить «схлопывание» трещины. Трещина, заполненная проппантом, создает узкий, но с весьма высокой проводимостью канал для потока по направлению к скважине. Этот путь потока имеет очень высокую проницаемость, зачастую на несколько порядков выше, чем проницаемость пласта [2; 3].

В настоящее время лидирующие позиции по количеству проводимых ГРП занимают США и Канада. За ними следует Россия, в которой применение технологии ГРП производят в основном на нефтяных месторождениях Западной Сибири [2].

Под авто-ГРП подразумевается незапланированное увеличение проницаемости прискваженной зоны ввиду раскрытия существующих трещин или образования новых при больших объемах закачиваемых флюидов в скважину.

Целью работы является анализ формирования трещин авто-ГРП при проведении опытно-фильтрационных работ (ОФР) в скважинах.

### Данные и постановка модели

До проведения ОФР закачка в скважину проводилась в течении 3-х лет со средним дебитом 302 м<sup>3</sup>/сут, при давлении на устье 7 МПа. Коэффициент приемистости 37 м<sup>3</sup>/сут/МПа. Увеличение дебита до 720 м<sup>3</sup>/сут, по анализу опыта эксплуатации должно привести к росту давления до 11-12 МПа. Однако, результаты проведения ОФР показали, что устьевое давление не превысило 7,8 МПа. Это позволяет предположить, что при закачке могли сформироваться трещины авто-ГРП. Обычно, трещина авто-ГРП определяется по графику КПД. Результаты ОФР и оценка образования трещин авто-ГРП были смоделированы с использованием программы MODFLOW 2000 (пакет моделирования гидравлики скважины и фильтровой зоны MNW2) и программы Mayer «MFrac» (Baker Hughes Incorporated (BHI)) на кафедре гидрогеологии геологического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова.



Объектом исследования являлась толща, представленная двумя пластами мелового возраста. Пласты-коллекторы представлены в основном песчаниками, пористость которых составляет порядка 28%, проницаемость - 0,60 мкм<sup>2</sup>, коэффициент фильтрации – 0,13 м/сут. Водоупорами служат аргиллиты.

При исследованиях была создана нестационарная 3D модель системы «скважина - пласт-коллектор» модель, которая позволит проанализировать распространение трещин в пространстве и оценить их размеры. Моделирование производилось на основе проделанной закачки пластовых вод с заявленным расходом 720 м<sup>3</sup>/сут. В скважину опущены НКТ 73 на глубину 1100 м. Закачка проводилась непосредственно по НКТ. Забой скважины расположен на отметке 1300 м.

С целью создания модели были использованы как экспериментальные данные, полученные по результатам гидродинамических исследований скважин и опытно-фильтрационных работ, так и параметры из базы данных программы «МГГас». Геологические условия исследуемых отложений были схематизированы как 7-слойная толща (табл.1), 4 слоя аргиллитов-водоупоров (Claystone) и 3 слоя песчаников-коллекторов (Sandstone). Интервалы перфорации скважины соответствуют наиболее проницаемым пластам меловых отложений – песчаникам, которые были выбраны, как зоны (Zone 1, Zone 2, Zone 3). При создании модели было учтено, что закачка проводилась одновременно в эти 3 зоны с расходом 0,5 м<sup>3</sup>/мин. Общий объем воды составил 720 м<sup>3</sup>, а время составило 1440 минут (1 сутки).

Таблица 1. Вводные данные физико-механических свойств пород

| Название зоны | Глубина на дне, м | Градиент напряжения, атм/м | Напряжение, атм | Модуль Юнга, атм | Коэффициент Пуассона |
|---------------|-------------------|----------------------------|-----------------|------------------|----------------------|
| Claystone     | 1140              | 0.16074                    | 183.24          | 4.0828e+05       | 0.25                 |
| Sandstone     | 1169              | 0.14511                    | 169.63          | 3.4023e+05       | 0.15                 |
| Claystone     | 1200              | 0.16074                    | 192.89          | 4.0828e+05       | 0.25                 |
| Sandstone     | 1232              | 0.14511                    | 178.78          | 3.4023e+05       | 0.15                 |
| Claystone     | 1244              | 0.16074                    | 199.96          | 4.0828e+05       | 0.25                 |
| Sandstone     | 1275              | 0.14511                    | 185.02          | 3.4023e+05       | 0.15                 |
| Claystone     | 1301              | 0.16074                    | 209.12          | 4.0828e+05       | 0.25                 |

## Результаты и анализ полученных данных

Для подтверждения правильности выбранной схемы модели было важно, чтобы при запуске расчета модели открылась хотя бы одна трещина. В результате проведения расчета в выбранной модели открылись все три трещины в выбранных зонах, как это видно на рис. 1.

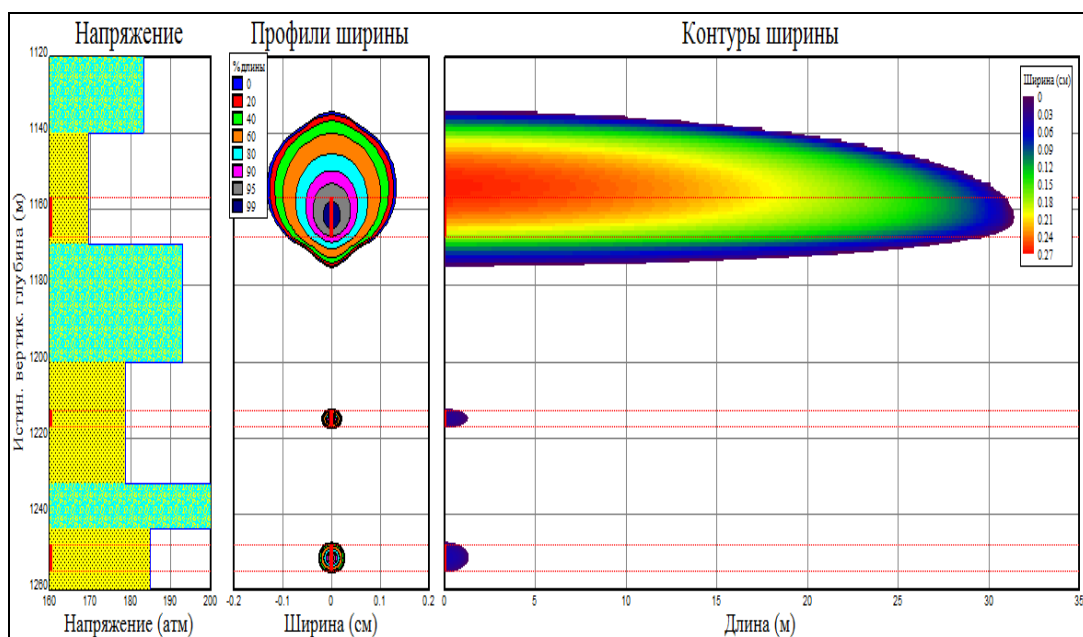
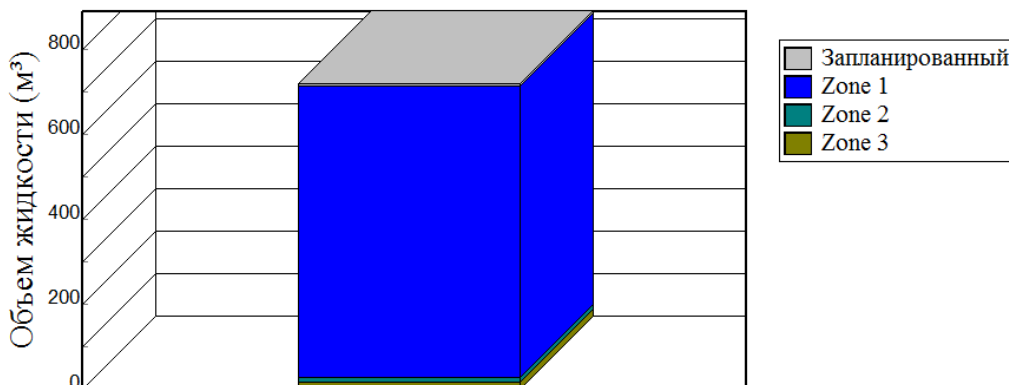


Рисунок 1. Развитие трещин на момент окончания эксперимента (красным обозначены интервалы перфорации скважины)

Из этого следует, что в процессе закачки пластовых вод в исследуемой скважине трещины открылись в каждом перфорированном интервале (зоне).

В результате был сделан вывод, что объем воды расходуемый в каждую зону различен. Во многом это связано именно с величиной интервала перфорации. Для зоны 1 интервал перфорации составлял 10 м (1157-1167 м), что в результате дает потребление жидкости объемом 692.032 м<sup>3</sup> (рис.2), и при этом величина самой трещины в несколько раз превышает аналогичные в других зонах. Самый маленький интервал перфорации соответствует зоне 2 и составляет 4 м (1213-1217 м), это отображается на общем объеме потребленной жидкости в данной зоне (9.80742 м<sup>3</sup>). В зоне 3 интервал перфорации составляет 7 м (1248-1255 м), а образованная трещина больше в габаритах чем в зоне 2, следовательно, и объем жидкости также больше (18.1605 м<sup>3</sup>).



**Рисунок 2.** Распределение объемов закачиваемого флюида по трещинам

По результатам моделирования было установлено, что на всех трех интервалах перфорации происходит образование трещин в начальный момент времени и за все время проведения закачки растут во времени. Также в работе была выявлена зависимость образования авто-ГРП от давления, и его влияние на проведение закачки.

## Заключение

В заключении необходимо отметить, что самой большой является трещина, образованная на интервале перфорации зоны 1, с габаритами: высота- 31.42 м; ширина - 0.156 см; длина -40.76 м, достигающая размеров во много раз превышающие другие трещины. Размеры трещины, принадлежащей интервалу перфорации зоны 3 следующий: высота - 1.34 м; ширина - 0.036 см; длина - 8.029 м, это больше, чем трещина интервала перфорации зоны 2 - 1.296 м \* 0.027 см \* 5.127 м, т.к. она имеет меньший размер интервала перфорации (интервал перфорации зоны 2 – 4 м, зоны 3 – 7 м). По результатам моделирования устьевое давление не превысило 8.5 Мпа.

Причина нелинейной связи сопротивления скважины и ее расхода, выявленная в результате ОФР не ясна и не может быть однозначно объяснена. Причиной может служить увеличение проницаемости прискважинной зоны (авто-ГРП) или дегазация флюида при снижении давления и как следствие снижение проницаемости прискважинной зоны.

Таким образом, данные полученные при проведении ОФР, мы можем использовать в дальнейшем для моделирования ГРП с целью увеличения интенсификации, как для добывающих скважин, так и для нагнетательных скважин на данном нефтяном месторождении и месторождениях-аналогах.

## Список литературы

1. Дюнин В.И., Корзун А.В. Флюидодинамика нефтегазоносных горизонтов. Вестник МГУ, сер. 4, геология, № 1, 2003. С. 28-35.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. М.: Недра, 1997. - 211 с.
3. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва.: Недра, 1986. – 165 с.
4. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. – Алвин, шт. Техас, США, 2002. - 194 с., Пер. – Углов М., 2004.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО СТРУКТУРНОГО ЭТАЖА ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА

*А.Д. Дзюбло (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), Б.А. Никитин, О.А. Шнип (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)*

Первые промышленные скопления углеводородов в фундаменте были открыты в начале прошлого века (Центральный Техас, Венесуэла и др.). Однако, нижний структурный этаж платформенных, шельфовых и подобных территорий (фундамент, промежуточный комплекс, платформенный комплекс) долгие годы рассматривался лишь как показатель завершения осадочного разреза. Вместе с тем одно за другим открывались, преимущественно случайно, скопления нефти и газа в этом этаже. Признаки нефтегазоносности в породах фундамента встречены во всех известных нефтегазодобывающих регионах мира, причем иногда на очень больших глубинах. Важно отметить, что они все находятся в нижнем структурном этаже территорий, где осадочный чехол также содержит промышленные месторождения нефти и газа.

К настоящему времени, разрабатываются около ста месторождений нефти и газа в кристаллическом фундаменте ряда бассейнов США, Латинской Америки, Ливии, Египта, Китая. Установлена региональная нефтегазоносность фундамента северной части Зондского шельфа, где на месторождении Белый Тигр (Вьетнам) разрабатывается уникальная залежь нефти в гранитоидах фундамента. [1,2]

На рубеже XXI века нефтегазовая геология столкнулась с относительно новой для нее проблемой нефтегазоносности кристаллического фундамента, вызвавшей оживленную дискуссию среди геологов, геофизиков и геохимиков и нашедшей отражение в многочисленных публикациях, докладах на научных конференциях и семинарах, наконец, в появлении почти одновременно нескольких монографий (Е.Г. Аршев, В.П. Гаврилов, В.В. Поспелов, В.А. Кошляк).

Открытие в последние годы новых промышленных скоплений углеводородов в кристаллических породах фундамента, в первую очередь на южном шельфе Вьетнама, а также прогрессирующее истощение запасов нефти в традиционных коллекторах подняло интерес геологической общественности к фундаменту как возможному вместилищу углеводородного сырья в промышленных масштабах (Рис. 1). Этому способствовало получение целого ряда данных по расслоенности земной коры и мантии, присутствию низкоскоростных волноводов в кристаллическом фундаменте, существованию мощных струйных эманаций газов и легкого материала, в том числе углеводородов глубинного происхождения, включающихся в циркуляцию активных флюидных систем и проникающих в обширные зоны разуплотнения в кристаллическом фундаменте. Все эти факты говорят о новых возможных источниках образования нефти и газа и их аккумуляции в литосфере.



*Рисунок 1. Нефтенасыщенные образцы керна кристаллического фундамента месторождения Дайхунг шельф Южного Вьетнама*

Коллекторы нефти и газа в нижнем структурном этаже в большинстве случаев относятся к сложнопостроенным (нетрадиционным). Это разного характера магматические (интрузивные и эффузивные), метаморфические (регионального метаморфизма), а также осадочные (терригенные, карбонатные и др.) породы. Их поиски, оценка коллекторского потенциала и промышленной нефтегазоносности представляют собой сложную задачу.

Не меньше проблем возникает на стадии освоения и эксплуатации. Все эти трудности вызваны крайней неоднородностью коллектора (резервуара), сложной структурой пустотного



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

пространства, многокомпонентным составом твердой фазы и низкими значениями фильтрационно-емкостных параметров. Отмечается и относительно слабая изученность специфики рассматриваемых коллекторов, связанная с отсутствием достаточно разработанных и обоснованных методик поиска и разведки перспективных зон развития коллекторов в фундаменте и их оценки геофизическими методами.

Охотское море представляет собой глобальный природный объект, включающий 9 бассейнов (Рис. 2), обладающие огромным нефтегазовым потенциалом в осадочном комплексе. На шельфе северо-восточного Сахалина открыты крупные и уникальные нефтегазоконденсатные месторождения: Одопту, Чайво, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Лунское. Бурение поисковых скважин на Магаданском и Западно-Камчатском шельфе открытий месторождений до настоящего времени не принесло. Полученные материалы в результате значительных объемов геологоразведочных работ в Охотском море дали обширную информацию о строении региона, в том числе мезозойского дислоцированного фундамента.

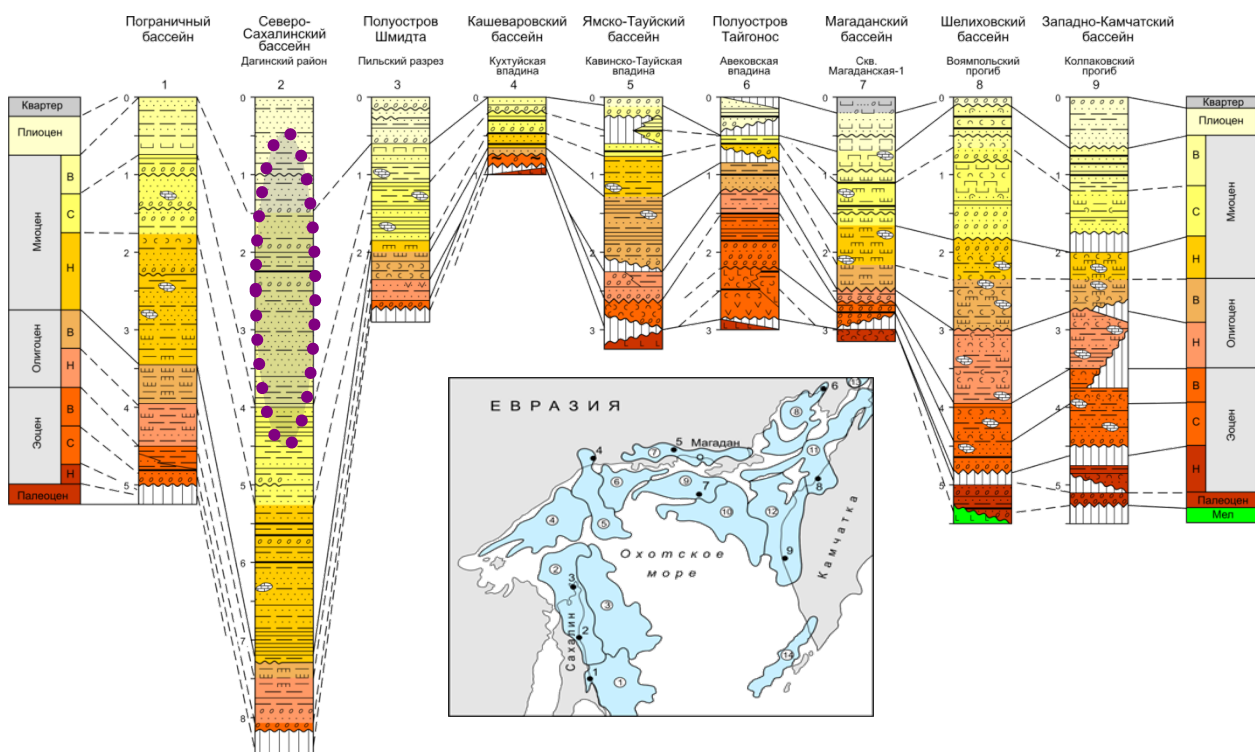


Рисунок 2. Схема корреляции разрезов кайнозойских отложений Охотоморского региона (ДМНГ, 2008)

Вместе с тем объектами поиска УВ на шельфе Охотского моря становится все более глубокие горизонты осадочного чехла и образования мезопалеозойского фундамента кайнозойских бассейнов – «переходный» (параплатформенный) и осадочномагматогенный формационные комплексы, требующие нетрадиционных подходов к поискам углеводородов.

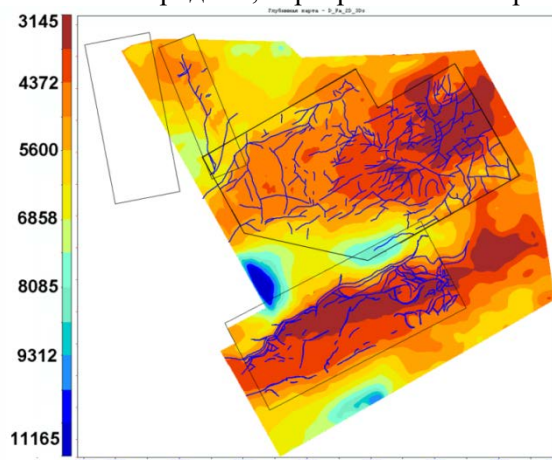
По данным бурения скважин на Примагаданском шельфе и Западной Камчатке, а также по результатам драгирования смежных территорий, фундамент сложен породами различного вещественного состава (либо акустически однородными магматическими, метаморфическими, либо толщей, сложенной осадочными и вулканогенными образованиями).

На Примагаданском шельфе акустический фундамент вскрыт у забоя (инт. 2905-3175 м) скв. Магаданская-1. Разрез фундамента здесь представлен морской слоистой толщей, характеризующейся неравномерным переслаиванием туффитов и туфов, среднего и кислого составов, псаммитовой и алевропелитовой размерности, туфопесчаников, вулканомиктовых песчаников, туфоалевролитов, туфоаргиллитов, вулканомиктовых конгломератов.

Возраст вскрытого разреза фундамента в основании Колпаковского и Ичинского прогибов определяется как мел-палеоценовый. Максимальные глубины залегания поверхности  $A_{\phi}(K_2 - P_1?)$  отмечены в пределах впадины ТИНРО (до -8000 м) и Крутогоровской синклинальной зоны (до -7800 и 7600 м). Минимальные значения глубин отмечаются в пределах сводов поднятия 4а (до -4000 м) и поднятия 1а (до -4200 м).

Перспективен в нефтегазоносном отношении фундамент в Пограничном районе Сахалинского шельфа. В блоках фундамента в районе месторождения Окружное в его кровельной части по данным сейсморазведки выделены зоны разуплотнения с аномально низкими скоростями, где предполагается развитие трещиноватого, кавернозно-трещиноватого резервуара – возможного объекта нефтегазопроисковых работ. [3]

В последние годы в Охотском море ведется активная геологоразведка в Киринском блоке, в пределах которого пробурено 13 поисково-разведочных скважин. Здесь открыты Киринское, Южно-Киринское, Мынгинское и Южно-Лунское месторождения. Кровля мезозойского фундамента характеризуется наличием многочисленными тектоническими нарушениями (Рис 3). Вскрытый разрез представлен кайнозойскими (неогеновыми) и четвертичными отложениями. По результатам изучения месторождений Киринского блока, геофизических исследований и бурения глубоких скважин на соседних Лунском и Венинском месторождениях установлено, что на площади исследуемого района в составе верхней части земной коры выделяются гетерогенное основание – фундамент, представленный мезозойскими (меловыми) образованиями, и осадочный чехол, сложенный кайнозойскими терригенными породами, перекрытыми четвертичными отложениями.



*Рисунок 3. Структурная карта по кровле мезозойского фундамента с нанесением основных тектонических нарушений в Киринском блоке*

На площадях прилегающей суши (месторождение Катангли) фундамент сложен окремненными аргиллитами и плотными алевролитами (в верхней части породы туфогенные). В пределах шельфа северо-восточного Сахалина в строении толщи выделяются в различной степени серпентинизированные, а в тектонических зонах — милонитизированные дуниты, перидотиты и пироксениты, тремолит-серпентиновые и тальк-хлорит-серпентиновые сланцы. Присутствуют разуплотненные породы с сильно пониженными значениями плотности.

По мнению [4] мезозойский фундамент шельфа острова Сахалин перспективное направление поисков углеводородов по ряду важных показателей: наличие многочисленных тектонических нарушений в разрезе, что служит развитию трещиноватости, и как следствие трещинной емкости и проницаемости пород; аномальными выходами газа, в основном метанового ряда из толщи фундамента; кровля фундамента на сводах Южно-Киринского и Мынгинского поднятий находятся на глубине доступной для бурения скважин 3100-3200 м.

Таким образом, на основе анализа результатов геологоразведочных работ и выше изложенных фактов нижний структурный этаж Охотоморского региона возможно отнести к перспективному направлению геолого-поисковых работ.

## Список литературы

1. Вовк В.С., Гулев В.Л., Дзюбло А.Д., Соколов В.И., Тронов Ю.А., Шнип О.А. Нефтегазоносность фундамента шельфа Северного и Центрального Вьетнама. «Геология нефти и газа» № 2'2008 стр. 45 – 51.

# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



2. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В., Никонов Р.А. , Дзюбло А.Д., Иванов А.Н., Ле Вьет Хай, Варламов Д.И. Нефтегазоносность кристаллического фундамента шельфа южного Вьетнама. «Нефтяное Хозяйство» № 8'2016 : стр. 98 – 104.
3. Коблов Э.Г., Харахинов А.В., Ткачева Н.А. Освоение нетрадиционных объектов нефтепоисковых работ – один из главных резервов роста ресурсной базы шельфа Сахалина. «Нефтяное Хозяйство» : № 8'2008 стр. 48 – 51.
4. Черепанов В. В. В.В. Рыбальченко, Г.Н. Гогоненков. Мезозойский фундамент – перспективное направление поисков углеводородов на шельфе Сахалина. «Газовая промышленность» 11/714/2014 стр. 22 – 28.



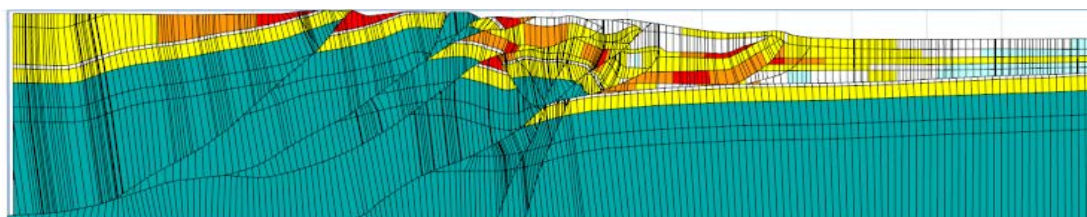
## НОВЫХ ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВ СО СЛОЖНЫМИ ТЕКТОНИЧЕСКИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ

*Емельяненко О.А.\* (ООО «Бейсип-GeoTex»), Маркина Е.А. (ООО «Бейсип-GeoTex»), Callies M. (Beicip-Franlab), Giboreau R. (Beicip-Franlab), Filleaudeau P.-Y. (Beicip-Franlab).*

Интерес к геологоразведочным работам в районах со сложно-тектоническим строением в настоящее время возрастает. Стандартное программное обеспечение имеет ряд ограничений при моделирование таких районов со сложными тектоническими элементами: листрическими разломами, взбросами, глинистой и солевой тектоникой. Для сохранения вертикальной опорной сетки при выполнении реконструкции во временном масштабе геометрия модели обычно упрощается в данных геологических условиях (метод палинспастического построения). Иногда такие упрощения носят приемлемый характер, однако в некоторых случаях, они недопустимы, и необходимо выполнить моделирование сложнопостроенных геологических объектов для того, чтобы достоверно оценить их перспективы.

В данном случае приходится решать целый ряд сложных задач:

1). Новый тип ячеек. Для более правильного воспроизведения геометрии данных объектов требуется использование нового типа ячеек, которые способны должным образом отразить характер границ между горизонтом и разломом или между двумя разломами. Такие ячейки могут иметь различную форму, приводя в итоге к созданию неструктурированной сетки, в результате чего возникает необходимость в разработке калькуляторов нового поколения для бассейнового моделирования, которые смогут учесть преимущества новых форм ячеек (Рисунок 1).



*Рисунок 1. Пример неструктурированной сетки с новыми типами ячеек.*

2). Движение по латерали. Необходимо учитывать движения вдоль поверхностей несогласий и смещения по латерали в масштабе геологического времени, это требует пошаговой структурной реконструкции, нежели стандартного подхода вертикального уплотнения.

3). Модели разломов. Тектонические нарушения представляют собой сложные геологические объекты, петрофизические свойства которых зависят от целого ряда параметров, таких как характер вмещающих пород и тектоническая активность во времени. С целью более точного воспроизведения реальности (учета рекристаллизации, заполнения трещин глинистыми минералами) следует применять более сложные модели (Burgreen et al., 2015), нежели простое разделение разломов на открытые и закрытые, поскольку они оказывают значительное влияние на фильтрацию флюида, обуславливают блоковое строение пластов, характеризующихся перепадами давления, а также отвечают за миграцию углеводородов и формирование залежей.

Ранее в отрасли были разработаны алгоритмы, позволяющие решать данные задачи. Обычно они представляют собой три этапа для реализации процесса с применением различных инструментов и привлечением различных специалистов. Во-первых, выполняется построение современной модели, как правило, в программном пакете для структурной реконструкции на основе данных сейсмической интерпретации. Затем выстраивается кинематический сценарий деформации с использованием методов геометрической или геомеханической деформации. Работы на данном этапе продолжают в программном пакете для структурной реконструкции. После этого полученные палео-геометрические

результаты экспортируется в программный продукт для бассейнового моделирования для решения прямой задачи моделирования с использованием модулей нового поколения, способных точно учитывать сложную геометрию объектов и ее изменение во времени.

Несмотря на преимущества, предложенные подходы, всё ещё имеют существенные ограничения, не позволяющие широко использовать их на практике.

Первой проблемой представленного алгоритма является количество этапов в процессе реконструкции. Структурные геологи, как правило, уделяют основное внимание ключевым этапам деформации, в итоге ими принимаются допущения для обоснования структурной интерпретации и получения различных сценариев деформации всего за несколько шагов. Этого недостаточно для моделирования нефтяных систем, в рамках которого требуется предоставить геометрию бассейна на конечном этапе формирования отложений каждого смоделированного слоя.

Во-вторых, бассейновое моделирование – это сложная технология, в рамках которой совместно решается ряд физических задач: фильтрация флюидов на основании закона Дарси для каждой фазы (вода, нефть, газ), реологический закон, уравнения сохранения твердой и жидкой фазы, механического равновесия и уравнения теплового баланса. Одним из ключевых моментов при выполнении бассейнового моделирования является сохранение массового баланса. Многогранная сетка, которая постепенно деформируется во времени, представляет собой весомое ограничение для массового баланса при моделировании бассейна, тем не менее, оно носит опционный характер для целей структурной реконструкции, и большинство программных пакетов не учитывают данное ограничение.

И наконец, в-третьих, отсутствие связи между программными пакетами для структурной реконструкции и для бассейнового моделирования. Это означает, что для любых изменений, вносимых в структурную модель или структурный сценарий после моделирования, например, включение дополнительных слоев, новые предположения о мощности слоя, подвергшегося эрозии, или изменение самого кинематического сценария, потребуется выполнить сначала весь кинематический этап работ в пакете для структурной реконструкции (Burgreen et al., 2015).

Описанные технические трудности сильно ограничивают эффективность и производительность данных методов. В основном это связано с тем фактом, что используемые в настоящее время инструменты для выполнения реконструкции не учитывают ограничения бассейнового моделирования. Они изначально задумывались для выполнения структурной интерпретации и для понимания основных этапов деформации бассейна.

Нами демонстрируется новый алгоритм, цель которого преодолеть обозначенные проблемы с помощью применения нового инструмента кинематики, предназначенного, в первую очередь, для решения задач бассейнового моделирования. Данный новый инструмент нацелен на то, чтобы легко и быстро воспроизводить логические геологические сценарии для загрузки в модули нового поколения, способные учитывать преимущества точного описания структурных изменений во времени. Таким образом будет достигнут оптимальный баланс между кинематическим восстановлением разреза и эффективной работой в области бассейнового моделирования. Инструмент разработан так, что в начале воссоздается геометрия разреза, учитывающая его современное строение (интерпретация сейсмического профиля). В последствии, когда разрез будет построен, будет начата работа по кинематической реконструкции разреза.

Простота использования и эффективность получения результатов является приоритетом данной разработки. Таким образом, главной целью является возможность автоматического воспроизведения кинематических деформаций при внесении изменений в сценарии проекта бассейнового моделирования. Были рассмотрены несколько инструментов используемых для реконструкции разреза, самым эффективным из которых был признан геометрический метод, рассчитывающий данные деформации в масштабе реального времени. Методы, учитывающие геометрические изменения применяются, прежде всего, для ориентированного сдвига или скольжения по изгибу, так как данные методы вызывают меньше всего вопросов у структурных

геологов. Следующим используемым перспективным методом является метод наименьших квадратов. Цель данного метода - вычисление поля векторного смещения по известному смещению с минимальным количеством требуемой информации. Расчет приближен к реальному времени и, так как значение площади и длины сохранены, данный метод может быть применен в большинстве геологических случаев.

Помимо классических геометрических методов разрабатывается новый геомеханический инструмент, учитывающий механические изменения. В основе данного метода лежит алгоритм конечно-элементной схемы с минимизацией энергии деформации. Одно из основных преимуществ - то, что метод конечных элементов учитывает процессы уплотнения и механические свойства пород (анизотропию упругих свойств наряду с несколькими деформационными моделями). В данном методе для каждого литологического типа, представленного в разрезе, учитывается модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Все данные методы учитывают разуплотнение пород и могут быть объединены вместе в процессе реконструкции, также могут быть использованы для решения обратной задачи при проверке гипотез.

Способность получать геологически обоснованные результаты для любых тектонических условий и определение деформационных параметров с целью повышения эффективности и производительности формируют основу инструмента, при этом деформация динамической сетки гарантируется за счет сохранения топологии модели по мере выполнения реконструкции.

Пример применения данного подхода демонстрирует пригодность методики для целей оперативного получения десятков палеосценариев, подверженных постоянной деформацией во времени для моделирования уплотнения, теплопередачи, генерации и миграции углеводородов в условиях зоны с тектоническими нарушениями (Рисунок 2).

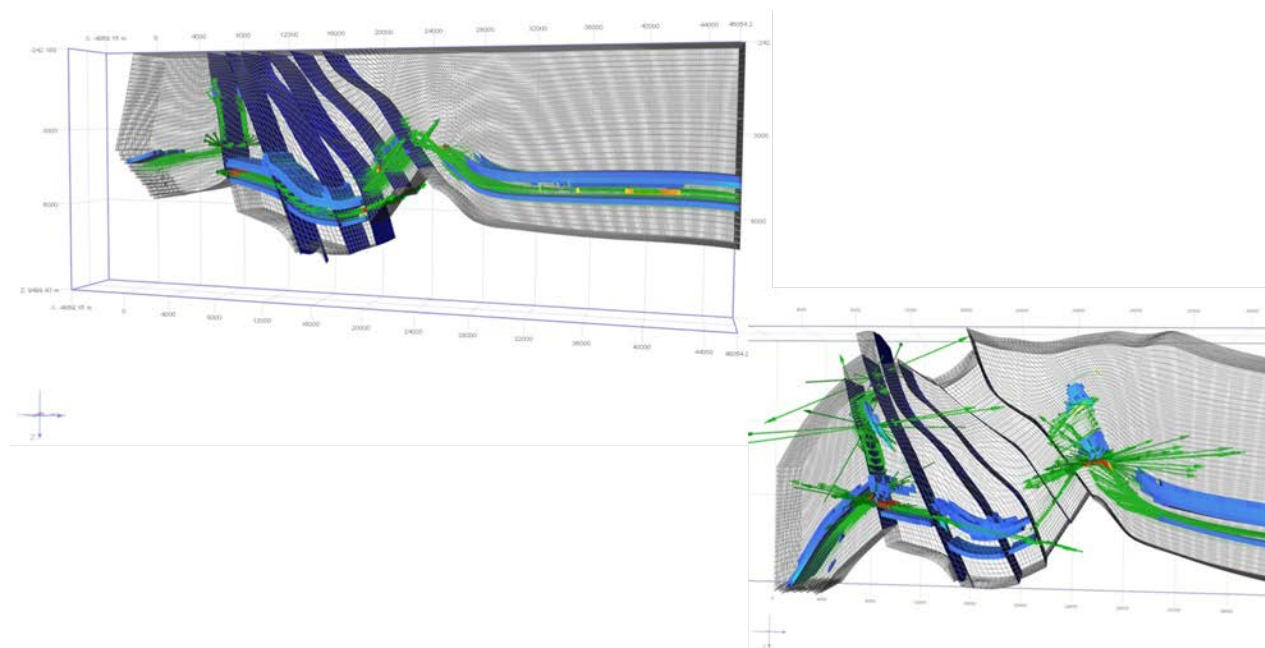


Рисунок 2. Пример применения подхода.

## Список литературы

1. Burgreen et al., 2015 Basin and petroleum system modelling of the East Coast Basin, New Zealand: a test of overpressure scenarios in a convergent margin



## НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОИСКА НЕФТИ В БОРТОВОЙ ЗОНЕ КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ

*Газизов И.Г., Емельянов В.В. (ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть»), Плотникова И.Н. (Институт перспективных исследований АН РТ)*

В 2013 году Татарстан отметил знаменательную дату – 70 лет добычи нефти в республике. Это довольно большой срок и можно с уверенностью говорить о том, что на сегодняшний день, все крупные месторождения РТ находятся на завершающей стадии разработки. Основная доля добычи татарстанской нефти пришлась на терригенные отложения верхнего девона, дававшие в то время фонтанирующие притоки безводной нефти. Оставляя, в свою очередь, вышележащие маломощные, нетрадиционные коллекторы без особого внимания. В итоге, интервалы залегания перспективных возвратных горизонтов при бурении охвачены лишь минимальным комплексом исследований, отбор керна практически не производился.

Поиск нефти в Татарстане всегда был направлен на выявлении месторождений, приуроченных к положительным структурным элементам. И многолетняя разведка земных недр, ориентированная на картирование крупных выступов фундамента, валлообразных поднятий, антиклинальных структур привела в итоге к постепенному и закономерному снижению вероятности обнаружения крупных и средних структур и уменьшению количества открываемых залежей. Кроме этого, оказалось, что целенаправленный поиск месторождений антиклинального типа сопровождается эффектом практически полного отсутствия сведений о геологическом строении депрессионных зон и погруженных участков периклиналей положительных структур. Несмотря на это, применяемая методика нефтепоисковых работ – единственная, и, по-видимому, в ближайшем будущем останется таковой. В связи с этим, исследования, связанные с поисками залежей нефти в неантиклинальных ловушках, например — в клиноформенных телах или литолого-стратиграфических ловушках различных морфологических типов, приобретают особое значение.

На данный момент в связи с истощением запасов так называемой «легкой» (легко находимой и легко извлекаемой) нефти, ОАО «Татнефть» вкладывает большие средства в разработку залежей с нетрадиционными коллекторами и трудноизвлекаемыми запасами, в том числе битумов (Ашальчинское месторождение). В связи с этим одной из актуальных задач на сегодняшний день является увеличение ресурсной базы и прирост запасов углеводородного сырья на уже разрабатываемых месторождениях. Целью данной работы является поиск закономерностей и ответов на вопросы образования и распространения залежей нефти косьвинского горизонта в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП).

Объектом исследований и проведения подробного анализа послужила территория деятельности НГДУ «Прикамнефть», расположенная на северо-востоке Республики Татарстан (РТ), а конкретно, нефтяные месторождения, приуроченные к структуре II порядка - Первомайско-Бондюжскому валу восточного склона северной вершины Татарского свода.

Выбор объекта исследования обусловлен тем, что основная добыча НГДУ «Прикамнефть», а именно 72,5% всей добытой нефти, приходится именно на месторождения, находящиеся в данном регионе.

Одно из наиболее интересных месторождений, приуроченных к Первомайско-Бондюжскому валу, — Первомайское, относящееся к числу старейших по НГДУ, введенное в разработку еще в 1962 году и в настоящее время находящееся на поздней стадии разработки с выработанностью в 92,2 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). Основным объектом нефтедобычи являются кыновско - пашийские отложения верхнего девона. Возвратных вышележащих горизонтов на месторождении нет. Месторождение приурочено к осевой и бортовой частям ККСП, которая представляет собой крупный седиментационно-тектонический элемент востока Русской платформы, протягивающийся через р. Коми, Пермскую область, Татарстан, Башкирию в Куйбышевское Заволжье. Вследствие этого месторождения НГДУ «Прикамнефть» характеризуются совершенно иным, по сравнению с юго-востоком РТ, геологическим строением (рис. 1).

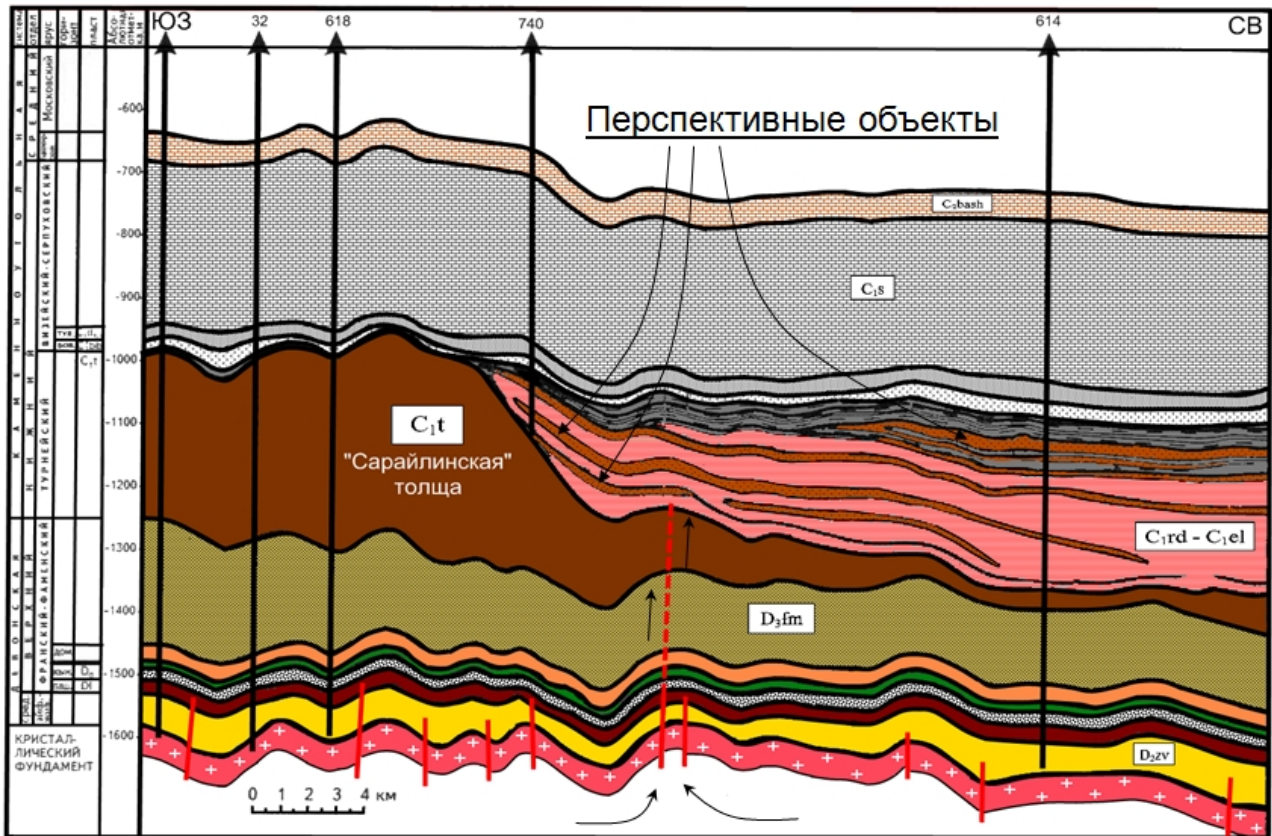


Рисунок 1. Перспективные объекты поиска новых залежей нефти в осевой и бортовой зонах Камско-Кинельской системы прогибов на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода

Несмотря на то, что возвратных горизонтов на территории Первомайского месторождения официально нет, в разрезе осадочного чехла над терригенными отложениями девона неоднократно фиксировались следы и признаки нефтеносности в саргаевском, семилукском, мендымском горизонтах и в косьвинско-радаевском комплексе. К примеру, залежь нефти в косьвинско-радаевских отложениях была открыта случайно в 1964 году. И уже в 1965 году, целенаправленно бурится короткая скважина №740, которая вскрыла косьвинский пласт, охарактеризованный как терригенный коллектор с остаточной нефтенасыщенностью. При освоении получен приток нефти 10,5 т/сут. В 1990 году вблизи данной скважины пробурены две скважины №1469, 4527, которые также вскрыли косьвинский коллектор и дали приток нефти. В соседних скважинах данный пласт выделялся либо как водоносный, либо являлся неколлектором. На сегодняшний день, из указанных скважин не работает лишь одна — №740, на которой проведенные исследования ГИС выявили наличие затрубной циркуляции с нижележащих толщ. Из двух других скважин ведется добыча, в том числе скважина №4527 работает с установкой ОРД. Накопленный отбор по всем трем скважинам составляет более 40 тыс. тонн.

Таким образом, саргаевский, семилукский, мендымский, косьвинский и радаевский горизонты являются перспективными объектами для прироста запасов на Первомайском месторождении, а также на других месторождениях юго-восточного склона Северо-Татарского свода. Косьвинский горизонт в геологическом разрезе приурочен к отложениям нижнего карбона. Немаловажным является тот факт, что косьвинские коллекторы характеризуются присутствием пирита, что осложняет и значительно затрудняет выделение нефтяного коллектора по данным стандартного каротажа. Кроме этого, пласт не является монолитным, представляет собой чередование тонких слоев с различными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Интерес к проблеме перспектив нефтеносности пород косьвинского горизонта в пределах ККСП возник более 40 лет тому назад, в частности ей занимались В.И.Троепольский и Э.З.Бадамшин и др. [3], по мнению которых формирование залежей в терригенных отложениях нижнего карбона могло быть связано с образованием русловых ложбин («врезов») в карбонатной толще турнейского возраста. Также ими не исключалась и восходящая вертикальная миграция из тиманских отложений,

которая также подробно рассматривалась в работах Аширова К.Б., Кафичева В.Г., Муслимова Р.Х., Степанова В.П., Плотниковой И.Н. и др. [1, 2, 6, 7, 9-11, 16, 17]. Однако, в конце прошлого столетия сделать конкретные выводы не позволил недостаток информации об особенностях геологического строения территории (в частности — отсутствие сейсморазведочных работ, данных о клиноформном строении бортовых частей ККСП, о блоковом строении фундамента и осадочного чехла, о геохимических особенностях нефтей девона и карбона).

Косьвинский горизонт до сегодняшнего дня детально не изучался и по нему имеется крайне скудная информация (стандартный каротаж в масштабе 1:500, порой отсутствие данных радиоактивного, газового каротажа и каверномера, отсутствие керна). Однако, исследования, выполненные в НГДУ «Прикамнефть» показали, что данные пласты косьвинского горизонта хорошо коррелируются с аналогами на других месторождениях, в том числе на Комаровском, Бондюжском, Контузлинском.

Особого внимания заслуживают структурно-морфологические особенности косьвинского горизонта и характер распространения в нем промышленной нефтеносности. С этой целью на скважине №689, находящейся в центральной и части Первомайского месторождения, были проведены исследования методами ИГН, С/О-каротаж, с целью определения нефтенасыщенных интервалов. Исследования показали, что на данном гипсометрически более высоком участке структуры (по кровле косьвинского горизонта) пласты-коллекторы косьвинского горизонта не имеют даже следов нефти, несмотря на то, что скважины, находящиеся на более низких абсолютных отметках, дали приток нефти.

На основании выполненных исследований был сделан предварительный вывод о том, что приуроченные к косьвинскому горизонту нефтяные залежи сосредоточены над краевыми частями девонских залежей, которые в свою очередь приурочены к осевым и внутренним бортовым частям ККСП, то есть в зоне наибольшей предполагаемой тектонической активности. Этот вывод, во первых, указывает на возможность развития клиноформных, структурно-литологических, литолого-стратиграфических ловушек в зонах бортовых частей ККСП. Наличие клиноформных структур в бортовых частях ККСП детально рассматривалось в работах Н.К.Фортунатовой и др. [15].

Выполненный в НГДУ «Прикамнефть» пересмотр имеющегося каротажного материала позволил выявить в саргаевском и косьвинском горизонте (по данным геофизических исследований скважин, ГИС) перспективные потенциальные объекты в бортовой зоне ККСП также и на территории Комаровского и Кунтузлинского месторождений. Эти объекты могут являться самостоятельными нефтяными залежами в косьвинском горизонте. Особого внимания заслуживает факт наличия различных уровней ВНК в этих залежах (что также было установлено по данным ГИС), указывающий на развитие отдельных локальных залежей, гидродинамически не связанных между собой, что еще раз подтверждает предположение о наличии литологических, литолого-стратиграфических ловушек в косьвинско-радаевских оложениях.

Принципиальным вопросом, касающимся формирования нефтяных залежей в косьвинском горизонте, является вопрос об источнике нефти. Таковым для ловушек нижнего карбона может быть как нефть, мигрировавшая из основной залежи тиманского горизонта, так и нефть, образовавшаяся в породах доманикоидной формации среднего и верхнего девона. Принципиальность и актуальность данного вопроса напрямую связана с выбором наиболее оптимальной методики поиска нефти в отложениях нижнего карбона для изучаемой территории. Если нефть была генерирована высокоуглеродистой толщей доманиковой фации — необходимо выявить участки наибольших толщин доманикитов и наибольшей зрелости органического вещества в них. Если заполнение залежей происходило за счет вертикальной восходящей миграции из залежи терригенного девона, поиск потенциальных перспективных объектов необходимо сосредоточить вдоль возможных путей миграции — зон разломов, определить расположение которых можно путем анализа блокового строения кристаллического фундамента и осадочной толщи. В этом случае перспективными окажутся зоны, наиболее близкие к тектоническим разломам, где возможна вертикальная миграция углеводородов.

Результаты геохимических исследований показали, что нефти косьвинского и тиманского горизонтов весьма похожи между собой и имеют один источник генерации. Об этом говорят особенности распределения нормальных алканов в нефтях, их группового состава, уровня термальной зрелости и характера соотношения биомаркерных параметров. Это подтверждает доминирующее среди специалистов Татарстана мнение о генетической связи всех нефтей осадочного чехла и о едином источнике их происхождения [9, 10].



Особый интерес представляют результаты геохимических исследований нефти из скв. 890 Комаровского месторождения. Анализ распределения n-алканов, полученный на основе интерпретации по методике С.Б.Остроухова, указывает на высокое содержание в данной нефти легкой газоконденсатной составляющей, что делает ее весьма похожей на легкие нефти Западной Сибири. Основываясь на результатах ранее выполненных работ [4, 5, 10, 11, 14, 16, 17] можно предположить, что скважина № 890 находится в зоне активного восполнения нефтяной залежи, что может быть связано с современным процессом поступления легких углеводородов в осадочную толщу. Эта скважина заслуживает особого внимания наряду с окружающими ее добывающими скважинами в аспекте локализации зоны современного подтока легких УВ. Не исключено, что в пределах Комаровского месторождения может быть несколько таких локализованных зон, как, впрочем, и в пределах Первомайского, Бондюжского, Контузлинского месторождений. Эта проблема требует дополнительного изучения на основе постановки специальных геохимических исследований нефтей из тиманского и косьвинского горизонтов.

Анализ вышеизложенного позволяет констатировать перспективность поиска нефтяных залежей в косьвинском горизонте на территории разрабатываемых месторождений нефти в пределах Первомайско-Бондюжского вала. Планируемые геолого-разведочные мероприятия должны включать, в первую очередь, исследование керн, геохимические исследования нефтей и органического вещества пород-доманикитов, пересмотр и переинтерпретацию данных ГИС в интервале от тиманских до косьвинских отложений (поскольку наличие промышленных скоплений нефти возможно также и в карбонатных отложениях франского и фаменского ярусов), специальные геофизические исследования для изучения блоковой структуры фундамента и осадочной толщи и выявления зон разломов и путей возможной вертикальной миграции нефти. Только по самым скромным подсчетам минимальный прирост извлекаемых запасов нефти по косьвинскому горизонту может составить 1,5-2 млн. тонн.

Все это позволяет считать косьвинско-радаевские отложения весьма перспективными с точки зрения поиска новых объектов для увеличения ресурсной базы визейского терригенного комплекса на разрабатываемых нефтяных месторождения НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть». Учитывая, что данные месторождения и перспективные для поиска участки разбурены достаточно плотной сеткой скважин на терригенный девон и имеется большой фонд скважин, обеспечивших полную выработку девонских запасов нефти, появится возможность без существенных затрат, произвести переход на вышележащий горизонт.

## Список литературы:

1. Аширов К.Б. вопросу о времени формирования нефтяных и газовых залежей Среднего Поволжья // Геология нефти и газа. – 1960. - № 6. – С.23-26.
2. Аширов К.Б. Условия и масштабы миграции нефти и газа, существовавшие при формировании месторождений Среднего Поволжья // Генезис нефти и газа. – М.: Недра, 1967. – С.467-476.
3. Геологическая история, строение и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов на территории Татарии и методика нефтепоисковых работ в них /В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, Э.З. Бадамшин и др. //Геология и нефтеносность Камско-Кинельских прогибов. -Казань, 1970. - С. 25-48.
4. Каюкова Г.П. Геохимические аспекты исследования процесса восполнения нефтяных залежей / Каюкова Г.П., Романов Г.В., Плотникова И.Н. // Георесурсы. — Том. 47. — № 5. — С. 37-40.
5. Муслимов Р.Х. Нефтяные и газовые месторождения – саморазвивающиеся и постоянно возобновляемые объекты / Муслимов Р.Х., Глумов И.Ф., Плотникова И.Н. и др. // Геология нефти и газа. — № 10. — 2004. — С. 43-49.
6. Муслимов Р.Х., К вопросу о роли эндогенного фактора в формировании и распределении нефтегазонасности осадочных бассейнов (на примере Татарстана) /Муслимов Р.Х., Постников А.В., Плотникова И.Н.// «Георесурсы». – 2005. – № 1 (16). – С. 37-39.
7. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Возобновляются ли запасы нефти? // ЭКО. — 2012. — № 1. — С. 29-34.
8. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. О сланцевой нефти Республики Татарстан // Нефтяное хозяйство — 2014, - № 1. — С. 12-15.
9. Остроухов, С.Б. Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти / С. Б. Остроухов, И. Н. Плотникова, Ф. Ф. Носова, Г. Т. Салахидинова, Н. В.

Пронин // Химия и технология топлив и масел. - 2014. - № 6. - С. 70-75.

10. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П. К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти // Георесурсы. – № 1. – Т.19. – 2017. – С. 52-58.

11. Плотникова И.Н. Современный процесс возобновления запасов углеводородного сырья: гипотезы и факты // Георесурсы. - 2004. - № 1. - С. 40-41.

12. Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство — 2013, - № 1. — С. 33-35.

13. Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Плотникова И.Н. и др. Комплексный подход к геохимическим исследованиям нефти и органического вещества пород для оптимизации поиска, разведки и разработки месторождений // Нефтяное хозяйство — 2013, - № 7. — С. 72-75.

14. Плотникова И.Н., Салахитдинова Г.Т., Носова Ф.Ф. и др. Геохимические критерии локализации участков восполнения нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство — 2014, - № 3. — С. 84-87.

15. **Фортунатова Н.К., А.Г.Швец-Тэнэга-Гурий, Р.К.Гумаров и др.** Клиноформные тела в палеозойских карбонатных толщах Камско-Кинельской системы прогибов - новый тип поисковых нефтяных объектов в западном Татарстане // Геология нефти и газа. — № 1, 2006. — С. 25-33.

16. Plotnikova I.N. New data of the present-day active fluid regime of fractured zones of crystalline basement and sedimentary cover in the eastern part of Volga-Ural region. International Journal of Earth Sciences. – 2008. - № 97 — P. 1131-1142.

17. Plotnikova I.N. Nonconventional hydrocarbon targets in the crystalline basement, and the problem of the recent replenishment of hydrocarbon reserves. Journal of Geochemical Exploration. – 2006. – № 89. — P. 335-338.

## СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РИСКОВ И СНИЖЕНИЮ СТЕПЕНИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ПАРАМЕТРОВ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ДОМАНИКОВОГО ГОРИЗОНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАСЕЙНА

Жердер А.С.\* (Schlumberger), Санникова И.А.\* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Бурлакова М.А. (Schlumberger), Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)

В реалиях современного мира, когда большинство месторождений углеводородов уже открыто, приходится анализировать участки, которые раньше казались не привлекательными. Для того, чтобы достичь наилучших результатов и минимизировать риски нужно использовать наиболее современные, научно обоснованные методы. Одним из таких методов на этапе геологоразведки является моделирование истории формирования нефтегазоносной системы. Так как при моделировании анализируется огромное количество данных в масштабах геологического времени, то расчет может идти достаточно долго. В 2008 году для расчета модели в 300 000 ячеек требовалось 6 месяцев, а сейчас на модель в 78 000 000 ячеек уходит всего 3 часа (рис. 1). Такой впечатляющий результат был достигнут, в частности, при помощи распараллеливания расчетов. Таким образом, еще 9 лет назад представлялось невозможным осуществлять многократные пересчеты модели, а сейчас это необходимый атрибут для анализа чувствительности параметров.

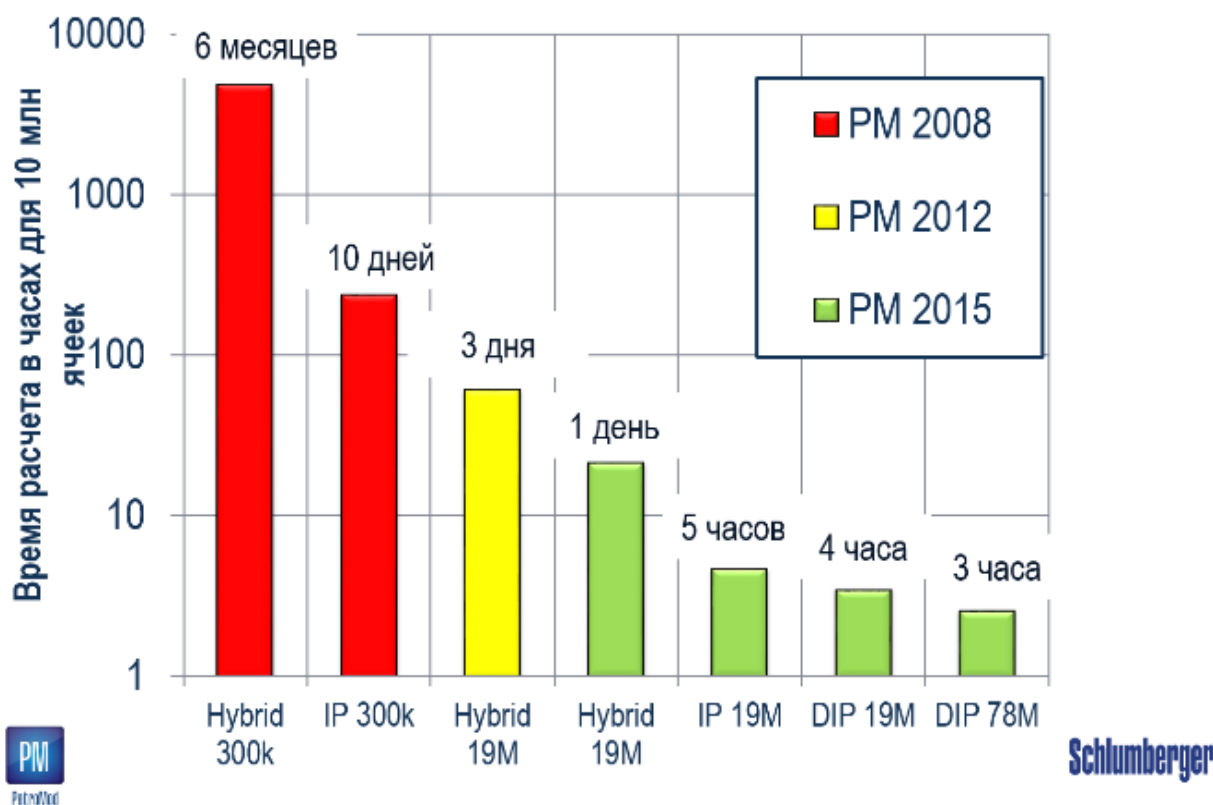


Рисунок 1. Время расчета бассейновой модели в программе PetroMod

Используемый метод геолого-геохимического бассейнового моделирования применяется для выявления зон скопления углеводородов в бассейне и их ранжирования по вероятности и степени заполнения. На региональном, поисково-оценочном и разведочном этапах геолого-разведочных работ бассейновый анализ решает различные задачи в зависимости от степени изученности региона и объема исходных данных [5].

В ходе данной работы были решены задачи регионального плана, а именно определение величины генерации углеводородов, локализации и степени насыщенности углеводородных скоплений, а также оценка параметров, влияющих на прогноз насыщенных зон.



Объектом исследования в данной работе являются верхнедевонские отложения доманиковой свиты Тимано-Печорского бассейна. Доманиковый горизонт вызывает неизменный научный и практический интерес, поскольку являются ярким примером высокоуглеродистой формации, сложенной глинисто-карбонатными породами с большим содержанием органического вещества (до 26%). Формирование доманиковой свиты происходило в среднефранско-раннефаменское время позднего девона в глубоководно-морских восстановительных условиях (глубина палеоморя около 200 м), поэтому эти отложения являются перспективной нефтематеринской толщей. Высокое содержание органики (25%) и региональное распространение данных отложений позволили сузить область исследования до оценки генерационных возможностей доманикового горизонта [1].

Для проведения моделирования углеводородных систем Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна (НГБ) был использован программный комплекс PetroMod компании Schlumberger. Региональное бассейновое моделирование было выполнено на обширной базе как общегеологического, так и лабораторного материала. Были проведены литологические, геохимические и углепетрографические исследования примерно 100 образцов из 10 скважин и 4 обнажений [2]. А для моделирования были использованы 4 региональных профиля.

Тем не менее, следует учесть, что значительная доля параметров, используемых при построении геолого-геохимической модели бассейна, имеет неопределенность в своих значениях [3], т.е. не может быть однозначно задана некоторыми конкретными значениями. Поскольку неопределенность входных параметров обуславливает неопределенность выходных параметров модели (таких как температура, зрелость органического вещества (ОВ), величина генерации и аккумуляции УВ), в рамках данной работы была решена задача выявления степени чувствительности модели к заданным параметрам с использованием технологий современных компьютерных программ.

Инструменты анализа рисков и неопределенностей в программе PetroMod были использованы для таких параметров как тепловой поток, кинетический спектр доманиковой нефтематеринской толщи (НМТ) [4, 6] и критическая нефтенасыщенность верхнедевонских доманиковых отложений. Проведенный анализ чувствительности позволяет понять степень влияния данных параметров на результаты расчета моделей и прогноз перспектив нефтегазоносности в Тимано-Печорском бассейне.

В данной работе, как сказано ранее, исследовались 3 основных параметра. Для теплового потока было просчитано 15 сценариев, выбранных методом Монте-Карло по нормальному распределению ( $\pm 15 \text{ Вт/м}^2$ ) относительно изначально заданных значений. В результате по калибровочному параметру VRo (отражательной способности витринита) был получен разброс 0.38-1.4 (рис. 2), а по самому главному оценочному параметру – насыщению жидкими УВ – 0.06-0.19% в точке скважины.

Для анализа чувствительности по кинетическому спектру было рассчитано 8 реализаций с четырьмя разными валовыми кинетическими спектрами, один из которых был получен в лаборатории по образцу керна доманиковых отложений, а три другие – взяты из библиотеки PetroMod (рис. 3-6). В результате, параметр TR (коэффициент трансформации ОВ) изменяется от 0 до 2% (в Большеперской скважине), а степень насыщения углеводородами – от 0.005% до 0.19%.

Также были протестированы различные настройки для фаций, слагающих доманиковую толщу. Литологический состав представляет из себя смесь известняка (70%), кремнистых обломков (20%) и глины (10%). При создании такой смеси была автоматически рассчитана кривая механического уплотнения (синяя кривая на рисунке 7), но также имелись данные по керну для создания собственной зависимости пористости от глубины (красная кривая на рисунке 7). Кроме того, для оценки неопределенности использовался параметр Soc (критического насыщения нефтью). По умолчанию данный параметр равен 0.19% (из литературных данных и данных, полученных опытным путем), но также были протестированы сценарии с Soc равным 0.25, 0.5 и 0.75 %. Таким образом было рассчитано 16 равновероятных реализаций с 8 литологическими типами (по 4 значения Soc для 2 зависимостей механического уплотнения). В результате расчета был получен разброс пористости от 10 до 45%, а насыщений от 0 до 0.22%.

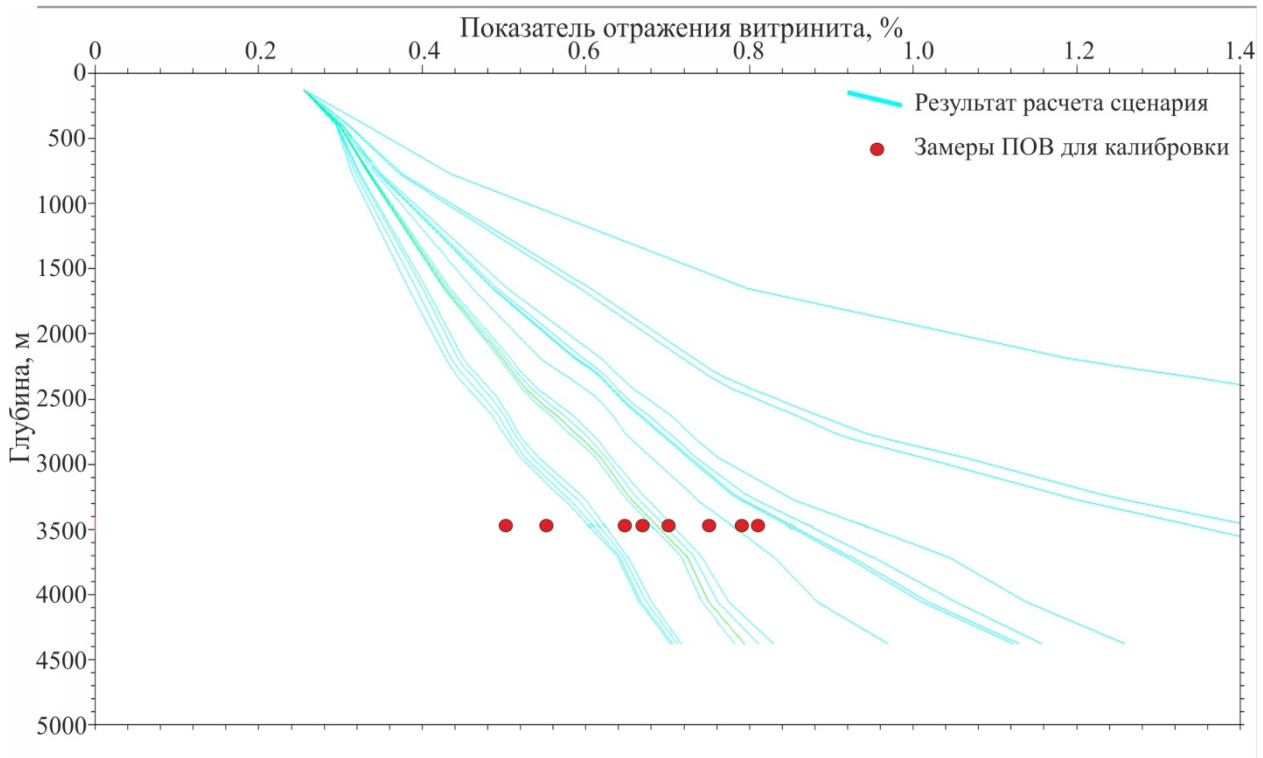


Рисунок 2. Рассчитанные VRo и замеры по скв. Пальниковская-1



Рисунок 3. Кинетический спектр для ОБ доманика, полученный в лаборатории

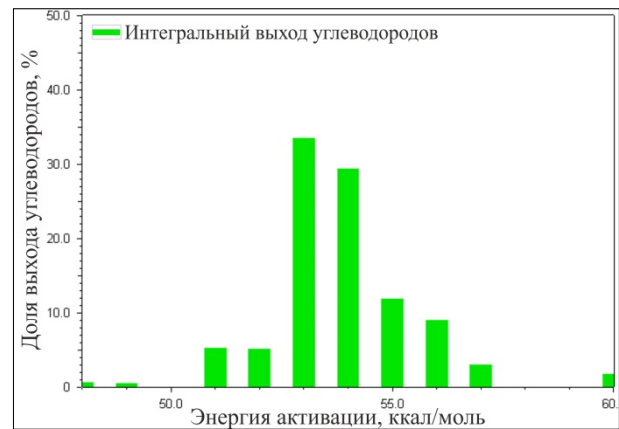


Рисунок 4. Кинетический спектр Tegelaar(1994)\_TII(NorthDakota)

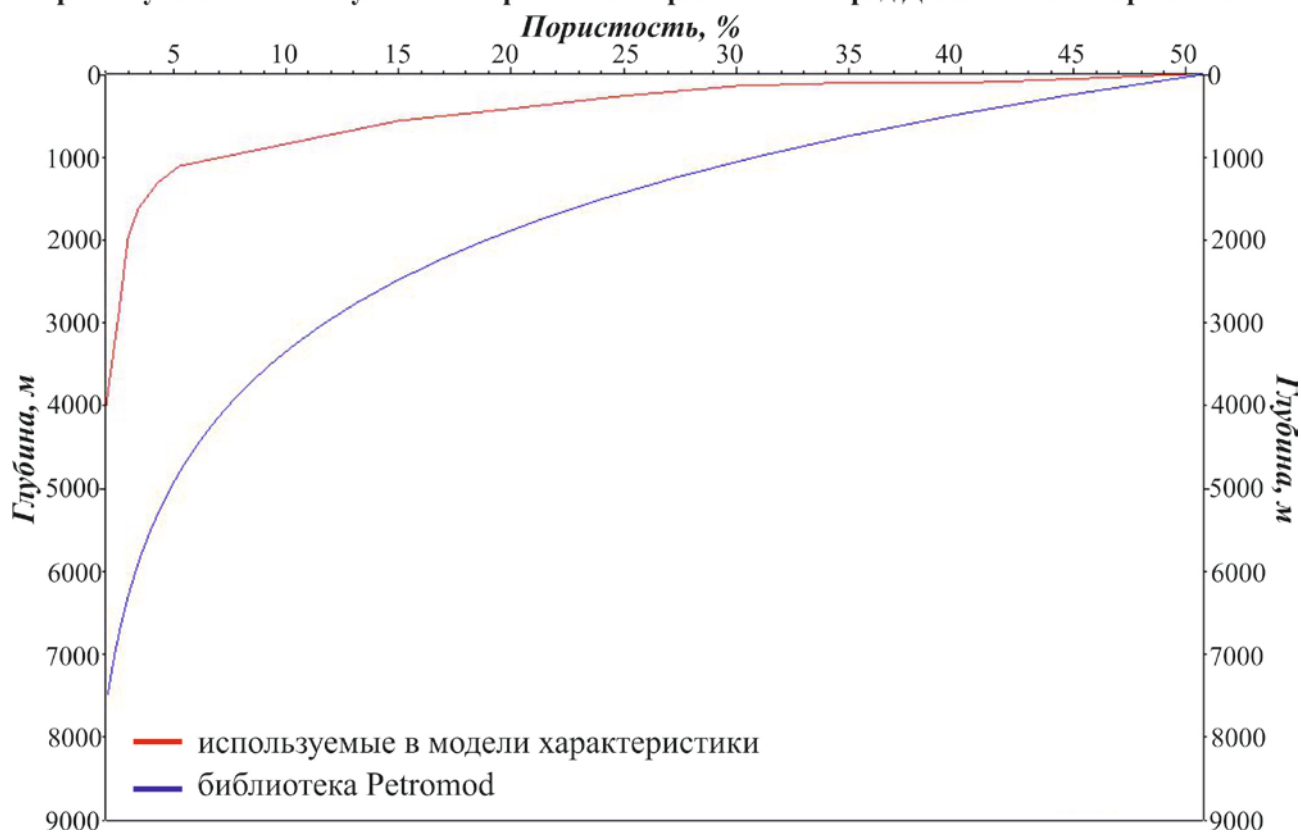


Рисунок 5. Кинетический спектр Tegelaar(1994)\_TII(Oklahoma)



Рисунок 6. Кинетический спектр Tegelaar(1994)\_TII(Texas)

## Кривая уплотнения битуминозно-кремнисто-карбоантных пород Доманикового горизонта



**Рисунок 7.** Графики изменения пористости с глубиной для доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна

Таким образом, было проведено геолого-геохимическое бассейновое моделирование доманикового горизонта по 4 региональным профилям Тимано-Печорского НГБ. Также выполнен анализ чувствительности построенных моделей к изменению трех наборов исходных параметров.

Отмечено, что все анализируемые параметры довольно сильно влияют на результаты расчета. Также сравнивая результаты, можно сделать вывод о том, что именно использование правильно подобранного критического насыщения  $S_{oc}$  (чему обычно не уделяется должного внимания) позволяет адекватнее оценить объемы сгенерированных ресурсов и сделать наиболее точный прогноз перспективных зон нефтегазоаккумуляции. Различия в результатах моделирования при разных закладываемых в моделирование параметрах выражается различным насыщением коллекторских пластов, что значительно влияет на итоговый подсчет запасов.

### Список литературы

1. Доманикувыя отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / Т. А. Кирюхина, Н. П. Фадеева, А. В. Ступакова и др. // Геология нефти и газа. — 2013. — № 3. — С. 76–87.
2. Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна / Т. А. Кирюхина, М. А. Большакова, А. В. Ступакова и др. // Георесурсы. — 2015. — № 2. — С. 87–100.
3. Davis John C. Statistics and data analysis in geology-3'd ed. – USA, 2002 – 257 с.
4. Kenneth E. Peters, Clifford C. Walters, and Paul J. Mankiewicz, 2006, Evaluation of kinetic uncertainty in numerical models of petroleum generation, Russia: AAPG Bulletin, v. 90, No. 3, pp. 387-403.
5. Makhous M., Galushkin Y. Basin analysis and modeling of the burial, thermal and maturation histories in sedimentary basins. Paris, Editions TECHNIP, 2005, 380 pp.
6. Waples D.W. and Nowaczewski V.S. Source-rock kinetics. To be published in Encyclopedia of Petroleum Geoscience by Springer Verlag, 2015.



## ТРЕЩИННАЯ ПУСТОТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД: ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА

*Жуков В.С.\* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Моторыгин В.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

**Введение.** В формировании объёма горных пород, содержащего флюиды, кроме пор принимают участие трещины. В большинстве горных пород, особенно в верхних слоях земной коры, имеется то или иное количество трещин. Трещина это разрыв сплошности горных пород характеризующийся тем, что одно из трех её направлений (раскрытие трещины) имеет размер в сотни раз меньше, чем два другие (простираение трещин).

Под общей пористостью трещиноватой породы следует понимать отношение суммарного объёма пустот, содержащихся в породе, к объёму этой породы. В общей ёмкости трещинного коллектора, роль самих трещин, как правило, незначительна (обычно не превышает 1,0%) и возрастает (изредка достигая 1,5-6%) лишь в зонах дробления горных пород вблизи дизъюнктивных дислокаций. Однако, когда межзерновая пористость равна нескольким процентам, а объём трещин 1% и более, необходимо учитывать и трещинную пустотность. При изучении трещин в шлифах отмечено, что микротрещины имеются во всех литологических разностях горных пород. Трещинные коллекторы характеризуются разнообразием и сложностью строения и наличием в них микротрещин, роль которых является ведущей в фильтрации флюидов. Ширина или раскрытие трещин, по которым происходит фильтрация флюидов, обычно колеблется от 0,5 до 30 микрон.

Способы оценки трещинной пористости горных пород делятся на лабораторные и по комплексу методов геофизических исследований скважин – на основе методов ПС, КС, акустического каротажа, радиоактивного каротажа, по микрозондам, кавернометрии. Рассмотрим некоторые из них наиболее известные и широко распространённые:

**Изучение трещинной пористости в шлифах под микроскопом [1].** Для получения параметров трещиноватости измеряется площадь шлифа, длина следов трещин, выходящих на поверхность шлифа, и их ширина (раскрытие) Для получения представительных данных о параметрах трещинной пористости приходится проводить трудоёмкую работу по изготовлению большого количества шлифов, отражающих особенности строения представительного объёма горных пород. Обусловлено это тем, что, к сожалению, исследование единичных шлифов позволяет изучать только небольшие, и не всегда представительные объёмы породы.

**Метод капиллярного насыщения горных пород люминесцирующими жидкостями** был разработан К.И.Багринцевой и используется для оценки особенностей строения сложного пустотного пространства карбонатных коллекторов [2, 3]. Метод основан на капиллярном проникновении индикаторной жидкости – люминофора – в мельчайшие открытые полости трещин или каверн, сохранении ее внутри образца. Чем больше суммарный объём внутренних пустот, тем интенсивнее проявляется люминофор под действием сорбента на гранях кубика. Естественно, что движение жидкости происходит по пустотам и трещинам, которые сообщаются с поверхностью. В источнике ультрафиолетового света пустоты светятся ярко-зеленым цветом. Трещины и поры выделяются по интенсивности свечения, так как имеется резкий контраст между темным фоном непроницаемых участков породы и нарушенными участками. Образец фотографируется обязательно в полной темноте и при наличии сильного источника ультрафиолетового света. Преимущество метода заключается в возможности контрастного выявления открытых зияющих трещин, установлении их морфологии и взаимосвязанности, определении различного соотношения пор, каверн и трещин в общем объёме пустот. Очень важным моментом является выявление ориентировки и раскрытости трещин. Метод капиллярной пропитки пород люминофором (метод Багринцевой) довольно эффективен, но трудоёмок и требует специальной подготовки образцов.

**По данным волнового акустического каротажа (ВАК) и плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) при двух величинах плотности бурового раствора.** Этот способ определения трещинной пористости [4] использует выражение (1) для эффективной сжимаемости коллекторов сложного типа:

$$Kn_{mp} = \frac{(\beta m - \beta n)\Delta P}{Ln\left(\frac{\beta n - \beta m}{\beta'_n - \beta m}\right)} \quad (1)$$

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

где  $\beta_n$  и  $\beta'_n$  - коэффициенты сжимаемости пласта, рассчитываемые через скорости распространения продольных и поперечных волн по ВАК и эффективную плотность пород, определяемую по ГГК при двух величинах плотности бурового раствора;  $\beta_m$  - коэффициент сжимаемости матрицы (блока) породы, с наибольшей достоверностью определяемый по данным ВАК и ГГК в плотных нетрещиноватых участках разреза;  $\Delta P$  - изменение плотности бурового раствора перед повторным исследованием.

Основным недостатком указанного способа является невысокая точность определений из-за отсутствия достоверных данных о коэффициенте сжимаемости матрицы и методов его определения в реальных условиях залегания пород, а также отсутствие надежных данных о зависимости коэффициента сжимаемости пластов от изменений плотности бурового раствора в скважине.

**Способ определения трещинной пористости по данным о скорости упругих волн [5]**, включает в себя определение пористости и измерение скорости распространения продольной волны в исследуемой породе в условиях, моделирующих пластовые. Величина трещинной пористости рассчитывается по формуле (2):

$$K_{п\ тр} = [(100 - 1,6 \cdot K_{п\ общ} - 100 \cdot (V_{р\ изм} / V_{р\ ск}))] / 20,4 \quad (2)$$

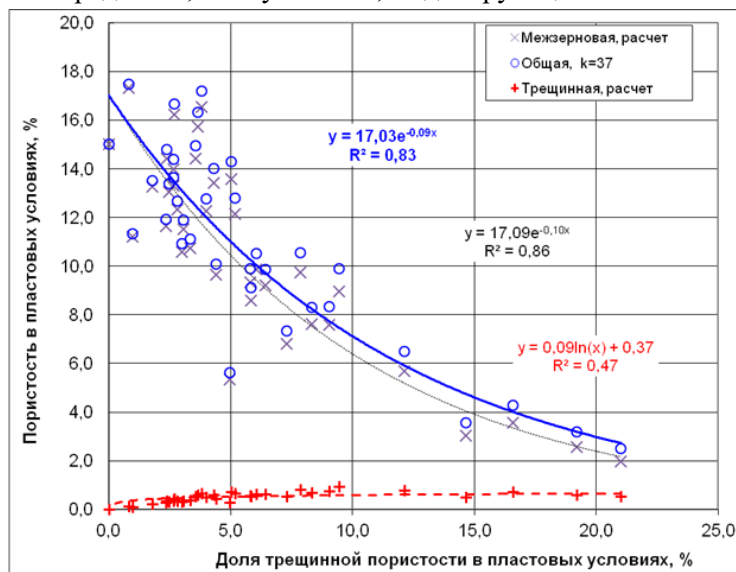
где,  $K_{п\ общ}$  – общая (открытая) пористость образца, определяемая жидкостенасыщением;  $V_{р\ изм}$  – измеренная скорость продольной волны в образце методом прозвучивания;  $V_{р\ ск}$  - скорость продольной волны в минеральном скелете исследуемой породы.

Величину межзерновой пористости определяют как разницу между общей пористостью и трещинной пористостью в соответствии с уравнением (3).

$$K_{п\ пор} = K_{п\ общ} - K_{п\ тр} \quad (3)$$

Основным недостатком этого способа является то что, скорость продольной волны в минеральном скелете исследуемой породы определяется статистическими или расчетными методами. При этом иногда, по причине неоднородности минерального состава коллекции исследуемых образцов, получаются отрицательные значения трещинной пористости, что не имеет физического смысла. Для устранения этого подана новая Заявка на изобретение [6], в которой предусмотрено предварительное исключение из рассмотрения образцов с существенно (более чем на 2%) отличающимся минералогическим составом путем использования зависимости «плотность – пористость».

**Влияние трещинной пустотности на фильтрационно-емкостные свойства горных пород.** Были исследованы образцы песчаника вендского возраста Чаяндинского месторождения Восточной Сибири, имевшие в атмосферных условиях открытую пористость 3,2–18,3%. На них были определены величины пористости, проницаемости по газу, скорости распространения упругих продольных и поперечных волн и удельного электрического сопротивления при моделировании пластовых условий. Межзерновая пористость в пластовых условиях оценивается в среднем величиной 10,6% с диапазоном изменений 2,0–17,3%, трещинная пористость находится в пределах 0–0,94%, составляя в среднем 0,5% в условиях, моделирующих пластовые (рис.1) [7].

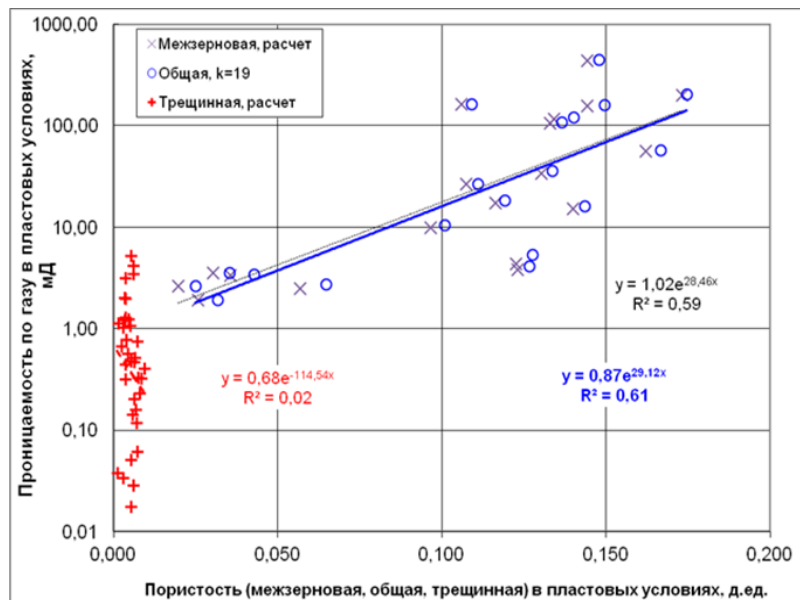


**Рисунок 1.** Связь доли трещинной пористости в общей пористости с величинами общей и межзерновой пористости исследованных образцов:  $k$  – количество образцов

Отношение трещинной пустотности к общей пористости, или доля трещинной пористости в общей пористости, составляет в среднем 5,81%, достигая максимальной величины 21%. Естественно, что при равных значениях трещинной пористости ее доля в общей пористости будет больше для малых величин общей пористости. Причем параметры трещинной пористости, выявляемой при таком подходе, диктуются условиями проведения исследований. Длина трещины не может превышать половины длины образца, иначе образец разрушится. Отношение раскрытия трещины к ее длине обычно составляет не более 0,001. При характерном размере образцов 30мм, максимальное раскрытие трещин, выявляемых по этой методике, не превышает 15мкм, а их длина - не более 15мм. Наиболее важным параметром для планирования разработки месторождений является коэффициент проницаемости. В работе [7] приведены результаты расчета проницаемости трещинного коллектора. При этом предполагалось наличие двух параллельных каналов фильтрации – между зернами и по трещинам, и общая проницаемость равна сумме проницаемостей по этим каналам. По результатам измерений проницаемости по газу при моделировании пластовых условий (рис.2 и 3) наибольшая достоверность аппроксимации ( $R^2 = 0,61$ ) получена для зависимости (4) от общей пористости:

$$K_{пр} = 0,87e^{29,12K_{п.общ}}, \quad (4)$$

где  $K_{пр}$  – коэффициент проницаемости по газу, мД;  $K_{п.общ}$  – коэффициент общей открытой пористости, д.ед.



**Рисунок 2.** Зависимости проницаемости по газу от пористости для образцов горных пород, исследованных при моделировании пластовых условий

С ростом межзерновой и общей пористости растет и проницаемость по газу (рис.2 и рис.3). Проницаемость по газу по порам достигала 440мД, а проницаемость по трещинам не превышала 5мД. Зависимость проницаемости от доли трещинной пустотности в общей пористости выявлялась графическим способом. На рис.3 показано, что общая проницаемость по газу близка к проницаемости по межзерновой пористости вне зависимости от доли трещинной пустотности в общей пористости, но с ростом этой доли проницаемость по газу снижается. Обусловлен этот процесс тем, что доля трещинной пустотности в общей пористости растет с уменьшением общей пористости (см. рис. 1). А снижение общей пористости сопровождается снижением проницаемости. Согласно рис. 2 и 3 теснота связи между проницаемостью и разными видами пористости (общей, межзерновой и трещинной) и соотношением трещинной и общей пористости не высока: достоверность аппроксимации  $R^2$  не превышает 0,61, а коэффициент корреляции  $r$  не превышает 0,5. Это послужило мотивом для поиска статистически более достоверных возможностей оценки проницаемости с использованием физических свойств горных пород, определенных при моделировании пластовых условий.



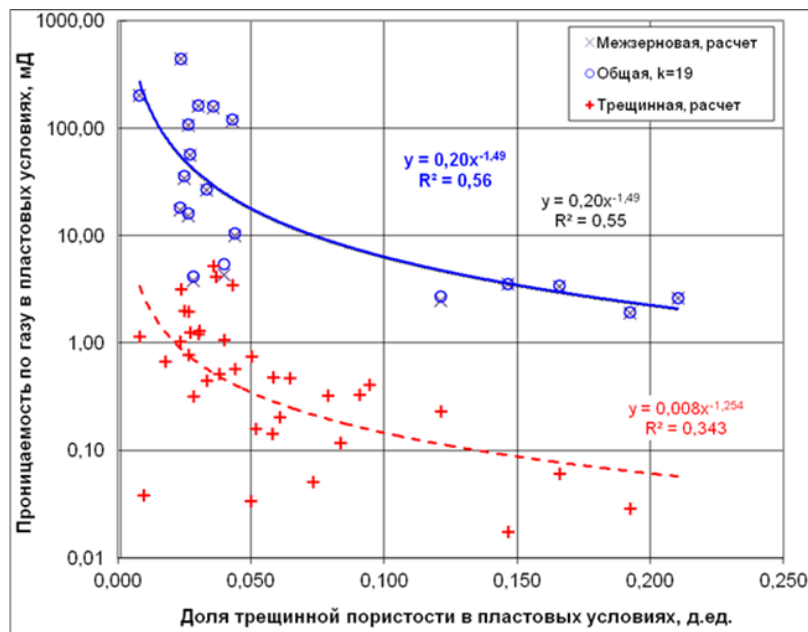


Рисунок 3. Зависимости проницаемости исследованных образцов горных пород по газу от доли трещинной пустотности в общей пористости

Так, с физической точки зрения, электропроводность и проницаемость являются наиболее близкими между собой параметрами горной породы. Проницаемость выражает способность породы пропускать сквозь себя газ или жидкость, а электропроводность отражает её способность пропускать электрический ток. Достоверность аппроксимации  $R^2$  зависимости между проницаемостью по газу и общей удельной электропроводностью (рис. 4) составляет 0,83, а коэффициент корреляции  $r = 0,69$ .

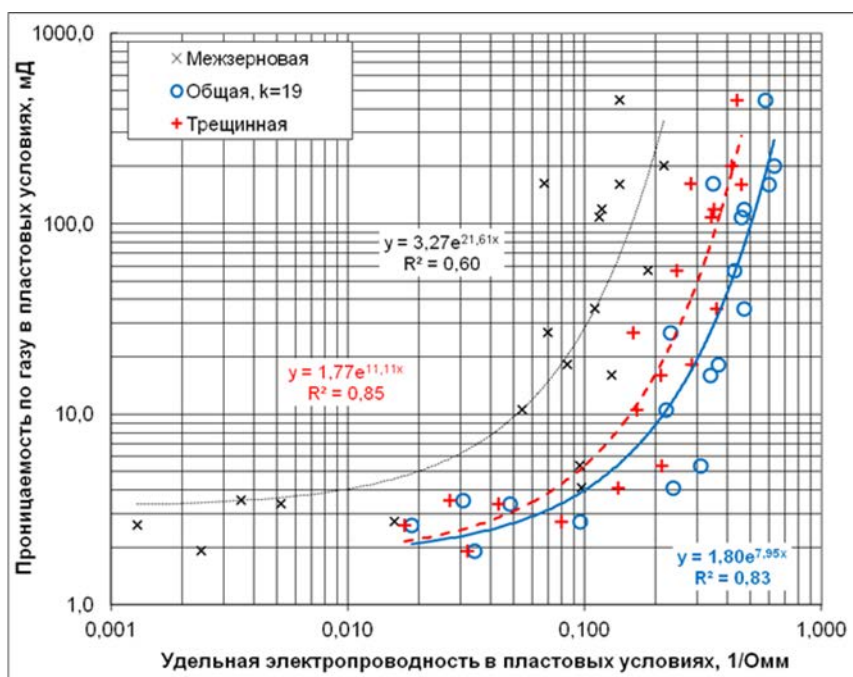


Рис. 4. Зависимости проницаемости по газу от общей удельной электропроводности и ее межзерновой и трещинной компонент для исследованных образцов горных пород.

Это позволяет вполне удовлетворительно оценить проницаемость по газу, используя эмпирические зависимости (5) – (7):

$$K_{np} = 1,80 \cdot e^{7,95 \cdot 1/\rho_{en}} \quad (R^2 = 0,83; r = 0,69), \quad (5)$$

$$K_{np,mp} = 1,77 \cdot e^{11,1 \cdot 1/\rho_{en,mp}} \quad (R^2 = 0,85; r = 0,73), \quad (6)$$

$$K_{пр.мз} = 3,27 \cdot e^{21,6-1/\rho_{вп.мз}} \quad (R^2 = 0,60; r = 0,54), \quad (7)$$

где  $K_{пр.тр}$  – коэффициент проницаемости по газу трещин коллектора;  $\rho_{вп.тр}$  – удельное электрическое сопротивление трещин водонасыщенной горной породы;  $K_{пр.мз}$  – коэффициент проницаемости по газу межзерновых пор коллектора;  $\rho_{вп.мз}$  – удельное электрическое сопротивление межзерновых пор водонасыщенной горной породы;

Причем связь проницаемости и удельной электропроводности по трещинам имеет более высокую статистическую достоверность ( $R^2 = 0,85$ ) и тесноту ( $r = 0,73$ )

**Заключение.** Анализ способов оценки трещинной пустотности показал, что существуют разнообразные методы определения её величины. Но, к сожалению некоторые из них позволяют определять величину трещинной пористости только для очень малого объема горных пород. Метод капиллярной пропитки пород люминофором эффективен, но трудоёмок и требует специальной подготовки образцов. Основным недостатком метода определения трещинной пористости по данным волнового акустического каротажа (ВАК) и плотностного гамма-гамма каротажа (ГГК) при двух величинах плотности бурового раствора является невысокая точность определений. Предложенный авторами способ определения трещинной пористости по данным о скоростях распространения продольных волн может быть применён для исследований образцов, имеющих близкий и мало изменяющийся минералогический состав, и может дать дополнительные количественные данные о трещинной и межзерновой пористости.

Показано, что трещинная пустотность влияет на скорости продольных волн и удельное электросопротивление горных пород. В то же время общая проницаемость по газу близка к проницаемости, обусловленной межзерновой пористостью, а проницаемость трещин исследованных образцов незначительна. Получена эмпирическая зависимость между проницаемостью по газу и удельной электропроводностью, которая позволяет вполне удовлетворительно оценить проницаемость по газу, причем статистический анализ свидетельствует о более высокой достоверности и тесной связи проницаемости и удельной электропроводности по трещинам. Оценено влияние трещинной пустотности и межзерновой пористости на такие фильтрационно-емкостные свойства горных пород, как общая пористость и проницаемость по газу, которые зачастую используются при подсчете запасов и подготовке проектов разработки месторождений

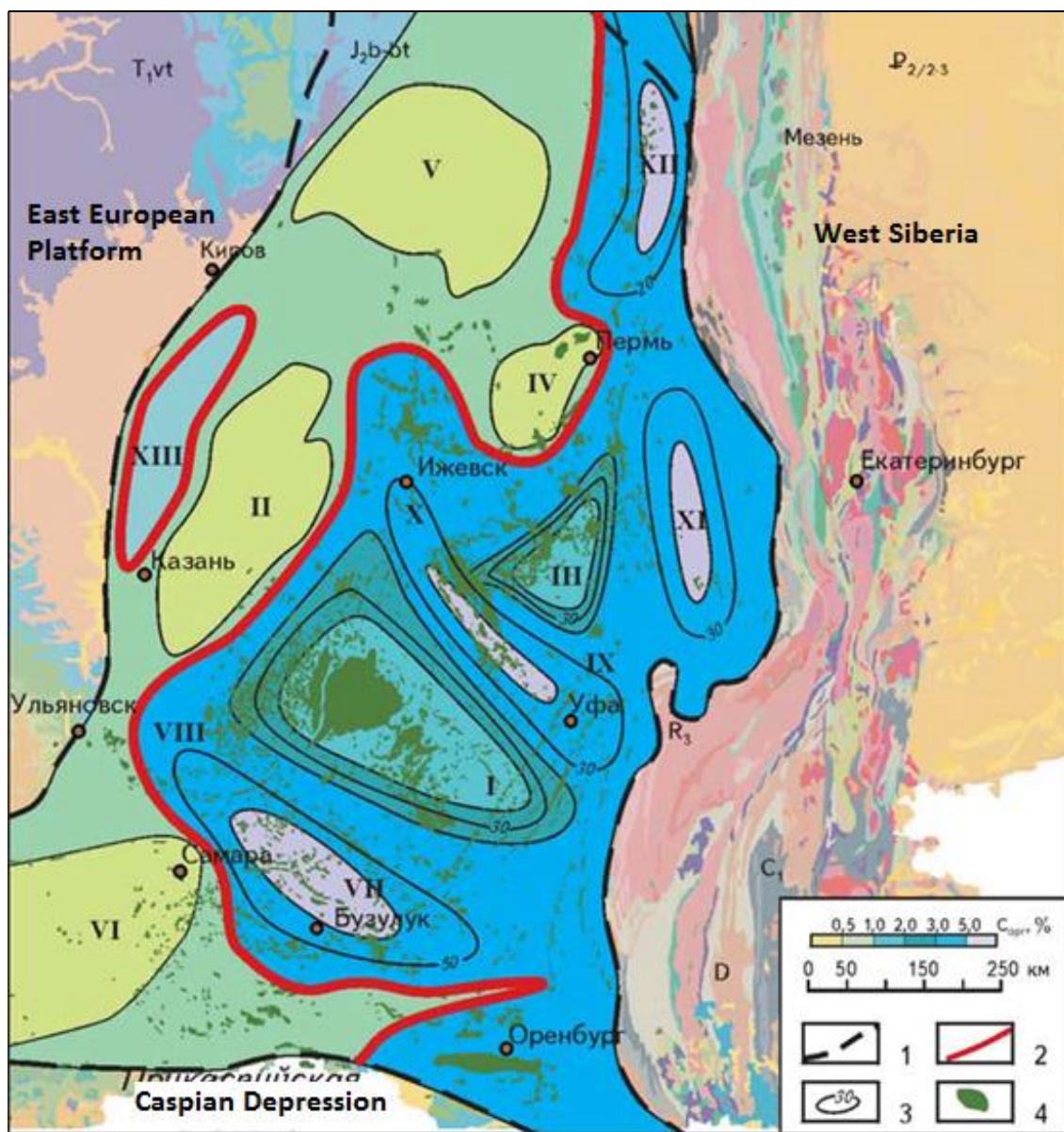
## Список литературы

1. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Л.П. Гмид, Л.Г. Белоновская, Т.Д. Шибина, Н.С. Окнова, А.В. Ивановская; под ред. А.М. Жаркова. – СПб: ВНИГРИ, 2009. – 160 с.
2. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра. 1982. 256с
3. Багринцева К.И., Чилингар Г.В. Роль трещин в развитии сложных типов коллекторов и фильтрации флюидов в природных резервуарах // Геология нефти и газа, №5. 2007.
4. Патент РФ №2012021 на изобретение: Способ определения трещинной пористости пород. Авторы: Боярчук А.Ф., Шнурман Г.А., Багов Л.С. Патентообладатель: Боярчук А.Ф. – 1991г.
5. Патент РФ №2516392 на изобретение: Способ определения трещинной пористости. Автор Жуков В.С. Патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». - 2014г.
6. Заявка на изобретение: Способ определения трещинной пористости. Автор Жуков В.С., Рассохин С.Г., Моторыгин В.В. Решение о выдаче патента от 11.01.2017
7. Жуков В.С. Моторыгин В.В. Влияние различных видов пористости на фильтрационно-ёмкостные свойства коллекторов (на примере Чаяндинского месторождения) // Вести газовой науки №1 (25) 2016. Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России – Научно-технический сборник - М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – 1 (25) - С.63-67.

## СТРУКТУРА И СТРОЕНИЕ ДОМАНИКОВОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ ОБНАЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

Завьялова А.П., Чупахина В.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Ефимьев А.С.  
(МГУ имени М.В. Ломоносова)

Постоянная забота о приросте запасов нефти требует выявления новых, инновационных методов исследования, разведки и добычи углеводородов. На данное время Волго-Уральский бассейн находится на завершающей стадии разработки, когда крупные открытия уже совершены, появилась необходимость более детального изучения открытых месторождений, а также поиски новых нетрадиционных источников углеводородного сырья. Именно поэтому это исследование посвящено высокоуглеродистой доманиковой формации Волго-Уральского бассейна (рис.1). Объекты, представляющие особый интерес, включают в себя породы, богатые органическим веществом.



**Рисунок 1.** Карта распространения доманиковой высокоуглеродистой формации [3]  
1 – граница Волго-Уральского бассейна; 2 – граница распространения доманиковой формации; 3 – изопакхиты, м; 4 – месторождения



Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн приурочен к восточной части Восточно-Европейской платформы и Предуральскому прогибу, где на этапе позднедевонской трансгрессии началось накопление смешанных кремнистых и карбонатных пород доманиковой формации. В стратиграфическом отношении изучаемые отложения занимают интервал от франского яруса верхнего девона до турнейского яруса нижнего карбона. Эти породы формировались в спокойном морском бассейне в условиях мелководного шельфа, внутришельфовых впадин и их склонов.

В Предуральском прогибе на дневную поверхность выходят многочисленные обнажения, которые позволяют подробно изучить строение и состав доманиковых отложений, подстилающих и перекрывающих отложений, а также проследить зависимость распространения и изменения литологических особенностей.

Изучаемые разрезы, расположенные в пределах Предуральского краевого прогиба, представлены естественными обнажениями, в основном, по берегам рек, долины которых прорезают крылья протяженных антиклинальных и синклинальных складок, сложенные девонскими отложениями.

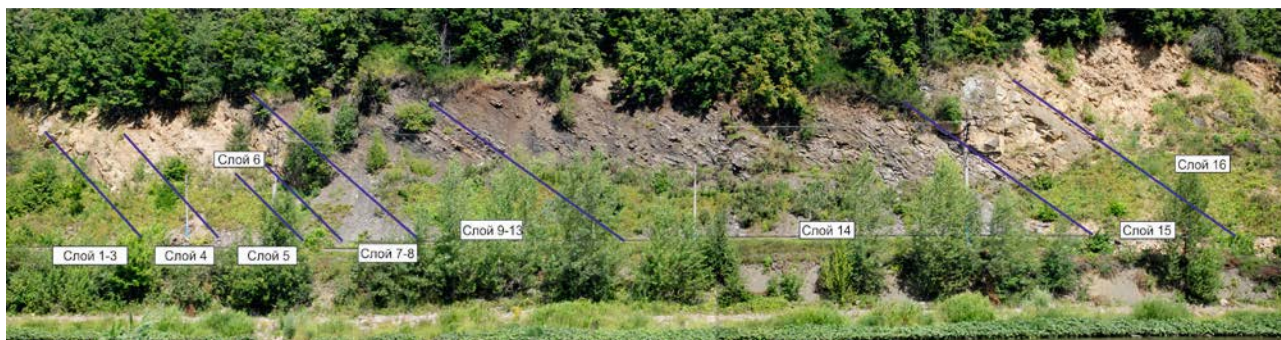
Наиболее полным отложения девона представлены в разрезе «Габдюково» в правом берегу р. Инзер (республика Башкортостан), где вскрыты отложения нижнего (эмсский ярус) и верхнего девона (рис. 2-3).

В основании разреза залегают массивно-слоистые песчаники (такатинский и вязовский горизонты), песчаные известняки (койвенский горизонт) и кавернозные известняки (бийский горизонт) эмского яруса.

С большим перерывом перекрывается отложениями саргаевского горизонта верхнего девона. Отложения среднего девона эродированы [1].

Саргаевский и доманиковый горизонты (рис.4) представлены характерными доманиковыми фациями - переслаиванием керогеново-кремнисто-карбонатных, керогеново-карбонатных пород и ритмитов кремнисто-карбонатных (рис.6). В разрезе также встречаются кремнистые конкреции разного диаметра (от 1-2 см до 20-25 см диаметром) (рис 5).

Выше разрез представлен серыми толстослоистыми плотными доломитизированными известняками мендымского горизонта.

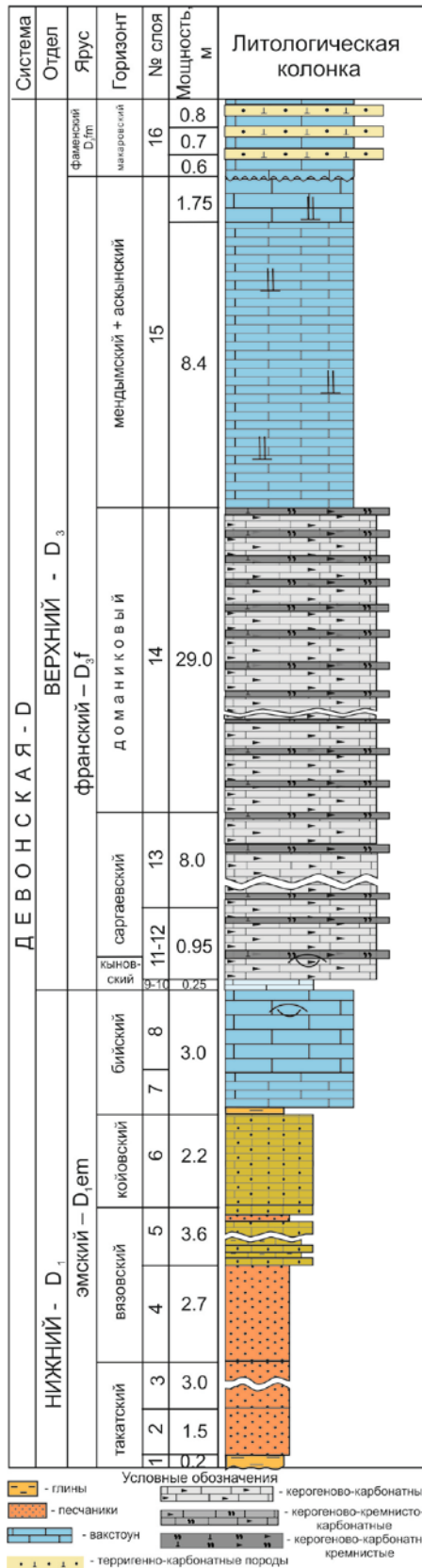


*Рисунок 2. Разрез Габдюково в правом берегу реки Инзер*



*Рисунок 3. Отложения доманикового горизонта (слой 14) в разрезе Габдюково*





**Рисунок 4.** Сводные литолого-стратиграфический разрез обнажения «Габдюково»



**Рисунок 5.** Кремнистые конкреции в кровле доманиковского горизонта



**Рисунок 6.** Переслаивание керогеново-карбонатных и кремнисто-карбонатных пород



**Рисунок 7.** Колонии кораллов в основании верхнего девона

В Пермском крае также встречаются обнажения верхнего девона. По обоим берегам реки Косьва (Губахинский район) напротив комбината «Коксохим» располагаются 3 обнажения, которые объединены в группу разрезов «Губаха». Наиболее представительным является разрез «Ядро». Здесь

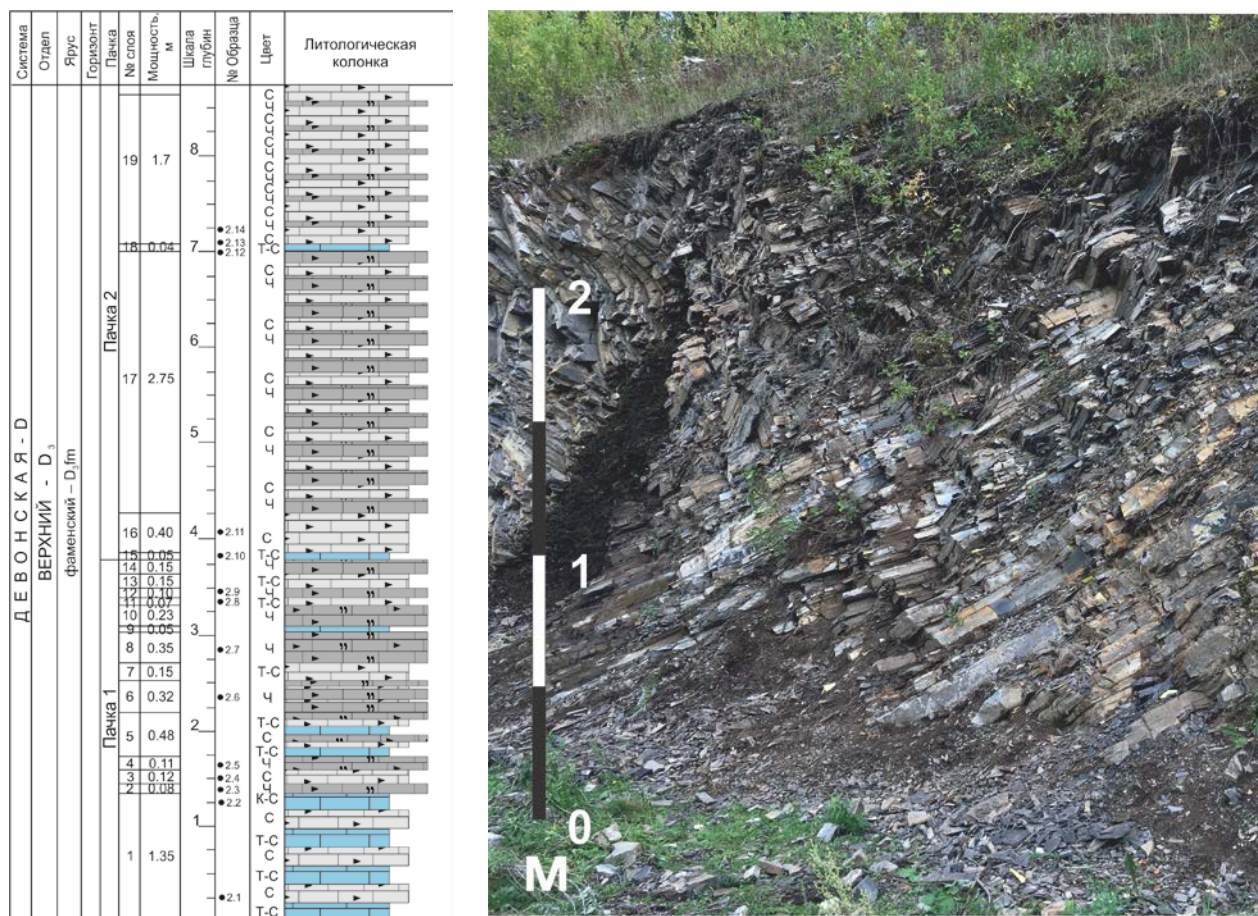


вскрыты отложения от верхнего девона до нижнего карбона и представлены переслаиванием пород трех типов - известняков массивных, ритмитов керогеново-карбонатного состава и керогеново-кремнисто-карбонатных пород (рис.8) [4].

Самый распространенный тип пород - тонкослоистые (вплоть до листоватых) разности керогеново-кремнисто-карбонатных пород темно-серого до черного цвета с резким запахом УВ.

Ритмиты керогеново-карбонатного состава представлены ритмичным чередованием тонких слоев (1-3 мм) кремнистого и карбонатного состава. На плоскостях напластования часто встречается остатки биогенного детрита.

Известняки в данном разрезе находятся в подчиненном положении и чаще всего представлены вак-трейнстоунами, слоистыми, реже массивными, от светло-серого до серого цвета, со следами внедрения и ходами илоедов. Вверх по разрезу прослеживается тенденция уменьшения мощности и количества слоев известняков. Также в разрезе встречаются кремнистые конкреции разного размера (диаметром от 5 до 15 см).



**Рисунок 8.** Литолого-стратиграфический разрез и фотография обнажения «Ядро» точка 2. Условные обозначения на рисунке 4.

Таким образом, сравнив изученные разрезы Пермского края и республики Башкортостан, можно сделать несколько выводов о условиях формирования и распространения доманиковой высокоуглеродистой формации в пределах средней части Предуральяского прогиба.

Стоит отметить схожесть литологического состава: присутствие как карбонатных, так и кремнистых разностей, содержание керогена, присутствие конкреции, характер залегания пород, в виде почти равномерного ритмичного чередования.

Однако, видны и различия - в разрез Пермского края карбонатной составляющей намного меньше, что может говорить о более глубоководных условиях осадконакопления. Но требуется более подробное изучение пород, что позволит в дальнейшем построить модель формирования и условий осадконакопления доманиковой высокоуглеродистой формации.





## Список литературы

1. Артюшкова О.В., Маслов В.А., Пазухин В.Н. и др. Типовые разрезы девона и нижнего карбона на западном склоне Южного Урала: Путеводитель полевой экскурсии перед международной конференцией «Биостратиграфия, палеогеография и события в девоне и раннем карбоне», Уфа, Стерлитамак, Россия, 20–25 июля 2011. – Уфа, 2011. – 92с
2. Геологические памятники Пермского края: энциклопедия/ Л. В. Андрейко [и др.]; Российская академия наук, Уральское отделение; Горный институт, Пермское отделение российского минералогического общества; Под ред. И. И. Чайковского. — Пермь: Кн. площадь, 2009. — 615 с.
3. Кирюхина Т.А. и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. — 2013. — № 3. — С. 76–87.
4. Middle Urals. Carboniferous and Permian marine and continental successions: Field trip guidebook of XVIII International Congress of the Carboniferous and Permian (ICCP 2015). Perm: August 16-19, 2015 – 112 p.

## СТРОЕНИЕ И ТИПЫ ФУНДАМЕНТА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА И СОПРЕДЕЛЬНЫХ РЕГИОНОВ

Каламкаргов С.Л. \* (ФГБУ «ВНИГНИ»), Книппер А.А. (ФГБУ «ВНИГНИ»)

В последние годы теоретическим вопросам тектонической природы и нефтегазоносности фундамента специалисты уделяют большое внимание. Ученые высказывают разные, порой противоположные точки зрения на этот счет.

В рамках работ, проводимых в ФГБУ «ВНИГНИ» по оценке ресурсного потенциала слабоизученных территорий северного обрамления Сибирской платформы были рассмотрены тектонические комплексы фундамента, разнообразные по строению и составу, а именно: континентальный кристаллический, субокеанический, океанический, складчатое основание, залегающие под осадочным чехлом.

В зависимости от геодинамической обстановки их формирования в одних случаях под осадочным чехлом залегает только фундамент (континентальный, субокеанический, океанический), в других – складчатое основание, в-третьих – самостоятельный нижний этаж осадочного чехла (переходный комплекс разных типов).

Под *континентальным фундаментом* мы понимаем континентальную земную кору, консолидированную в процессе длительных (архей-протерозой) тектоно-магматических процессов, приведших к интенсивной деформации и метаморфизму пород. Континентальный фундамент обычно распространен на палеоконтинентах, палеомикроконтинентах и представлен метаморфическими и магматическими породами: кристаллическими сланцами, гнейсами, амфиболитами, гранулитами, катаклазированными гранитами и др.

*Субокеанический фундамент* – это участки отсутствия гранито-гнейсовой верхней коры, сложенные гранулитом-базитовым слоем нижней коры, под переходным, умеренно метаморфизованным слабодислоцированным осадочно-вулканогенным нижним этажом осадочного чехла в центре сверхглубоких депрессий, а также в пулл-апартовых бассейнах.

*Океанический фундамент* – это офиолиты, базальты, габброиды и ультраосновные породы земной коры. Распространен в океанах: на срединно-океанических хребтах и глубоководных котловинах. В аллохтонах его фрагменты сохранились в зонах швов столкновения плит.

*Складчатое основание* – это деформированные осадочные, магматические, метаморфические образования. Степень их метаморфизма по сравнению с континентальным фундаментом значительно ниже. Распространен в пределах молодых платформ (мезоконтинентов), палеомикроконтинентов и др.

*Нижний этаж* осадочного чехла (переходный комплекс) представлен обычно осадочными, в меньшей мере вулканогенными породами. Породы слабодеформированы, слабо метаморфизованы, залегают под пологозалегающим верхним этажом осадочного чехла [12].

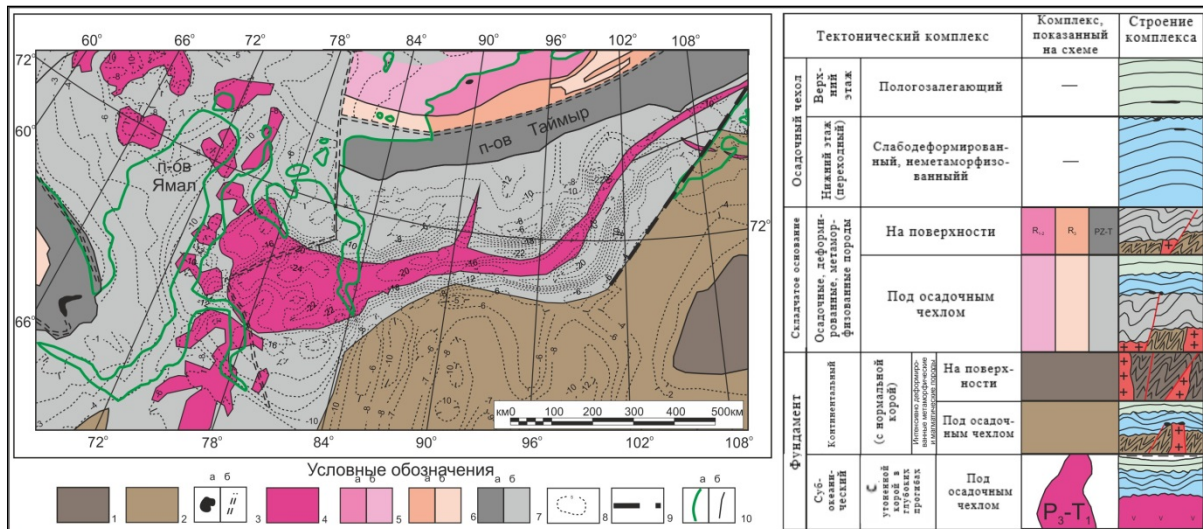
Типы тектонических комплексов под осадочным чехлом Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и сопредельных регионов показаны на «Схеме распространения, строения и типов тектонических комплексов фундамента Енисей-Хатангского прогиба и сопредельных регионов» (рис. 1).

Исследованием геодинамической эволюции севера Сибирской платформы и сопредельных регионов занимались многие ученые: Афанасенков А.П., Балдин В.А., Зоненшайн Л.П., Конторович А.Э., Кушнир Д.Г., Никишин А.М., Погребницкий Ю.Е., Старосельцев В.С., Тальвирский Д.Б., Хаин В.Е., Шеин В.С. и др. [1-14].

С учетом их построений и на основе анализа новых сейсмических данных были выделены следующие тектонические комплексы в пределах рассматриваемой территории и уточнены границы их распространения: *континентальный фундамент* характерный для Сибирского палеоконтинента и *субокеанический фундамент*, предполагаемый под осадочным чехлом в отдельных секторах Южно-Карской надрифтовой депрессии и в центральной части ЕХРП (рис. 1, рис. 2).

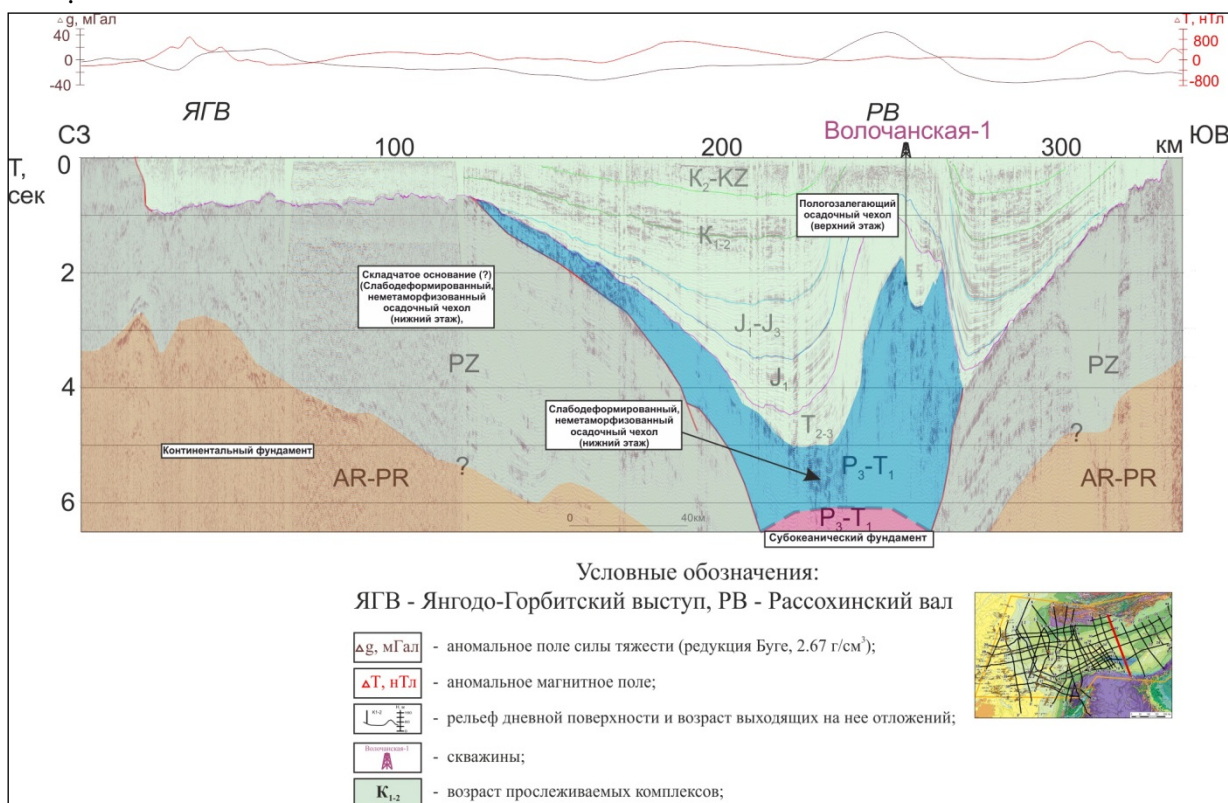
Помимо границ распространения тектонических комплексов различного типа на схеме показаны также глубины их залегания. Наиболее глубокое залегание поверхности континентального фундамента свойственно бортам ЕХРП (10-20 км), субокеанического - западной части Мессояхского порога (в центре ЕХРП) (более 20 км).

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



**Рисунок 1.** Схема распространения, строения и типов тектонических комплексов фундамента Енисей-Хатангского прогиба и сопредельных регионов (по материалам ФГБУ «ВНИГНИ»):

**1-4 – фундамент:** 1 – континентальный кристаллический фундамент: 1 – на поверхности, 2 – под осадочным чехлом; 3 – поглощенных палеоокеанов, фиксируемых вдоль шовных зон: а – на поверхности (офиолиты), б – под осадочным чехлом и другими тектоническими комплексами, 4 – субокеанический позднепермско-раннетриасовый в пределах Южно-Карской надрифтовых депрессии и Енисей-Хатангского регионального прогиба; **5-7 – складчатое основание:** 5 – ранне-среднерифейское под осадочным чехлом, б – позднерифейское: а – на поверхности, б – под осадочным чехлом, 7 – палеозой-триасовое: а – на поверхности, б – под осадочным чехлом; 8 – глубины залегания осадочного чехла на поверхности фундамента разного типа; 9 – трансформный разлом; 10 – границы: а – суши и моря, б – тектонических элементов.



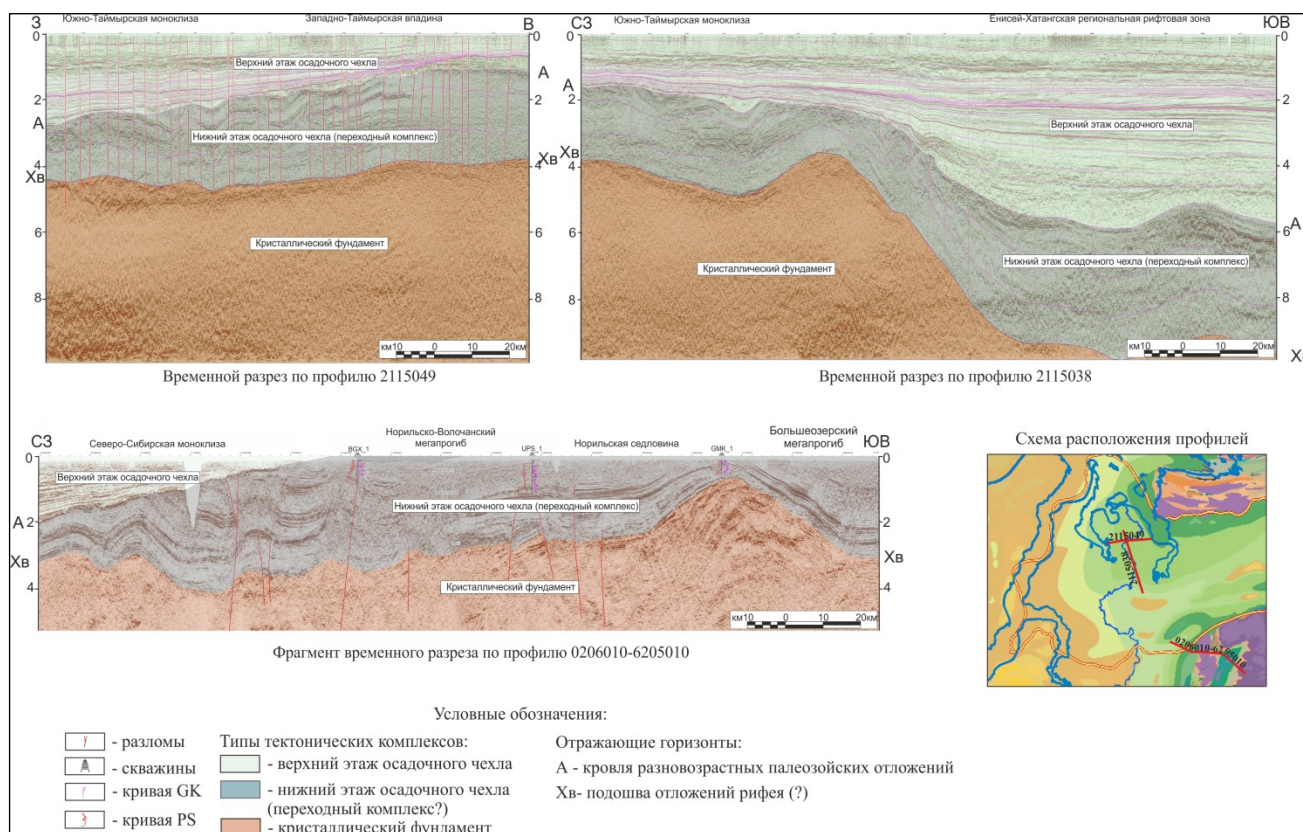
**Рисунок 2.** Сейсмогеологический разрез по линии СП 0206001-496160 (по материалам ФГБУ «ВНИГНИ»).



Наименьшие глубины континентального фундамента (0,5-10 км) отмечены в пределах Карского палеомикроконтинента и Сибирского палеоконтинента. Выходы континентального фундамента закартированы в пределах Анабарского щита.

На наш взгляд достоинством составленной схемы районирования является одновременное отображение площади распространения того или иного тектонического комплекса, выделяемого на ней, и глубин залегания его поверхности с учетом истории тектонического развития региона, и что весьма важно, уточнение границ рифтовой зоны в пределах ЕХРП.

При детальном изучении бортов ЕХРП при выделении типов фундамента авторы пришли к выводу о том, что под подошвой разновозрастного доюрского основания, предположительно, залегает переходный комплекс нижнего этажа осадочного чехла. Его наличие подтверждается сейсмическими данными (рис. 3) и свидетельствует о возможных перспективах нефтегазоносности этой территории [2, 9]. На северном борту верхняя часть комплекса более дислоцирована, что усложняет выделение границы между переходным комплексом и складчатый основанием.



**Рисунок 3.** Временные разрезы по серии профилей 2115049, 2115038, 0206010-6205010 (по материалам ПАО «СибНГФ»).

Далее рассмотрены различные взгляды на строение ЕХРП. Основные вопросы связываются с достоверностью выделения рифтовой зоны в центральной части прогиба и ее возрастом, наличием палеозойских отложений в ее пределах [1, 4, 6, 7, 12]. Авторами предпринята попытка по новым сейсмическим, магнитным, гравиметрическим, палеогеографическим данным проанализировать и уточнить следующие аспекты:

- Отнесение депрессионной троговой геоструктуры к рифтам.
- Возраст рифтинга (унаследованный палеозойский или более молодой триасовый)
- Наличие или отсутствие допермских осадочных комплексов в осевой части прогиба.
- Влияние крупных сдвигов на формирование прогиба для определения модели развития.

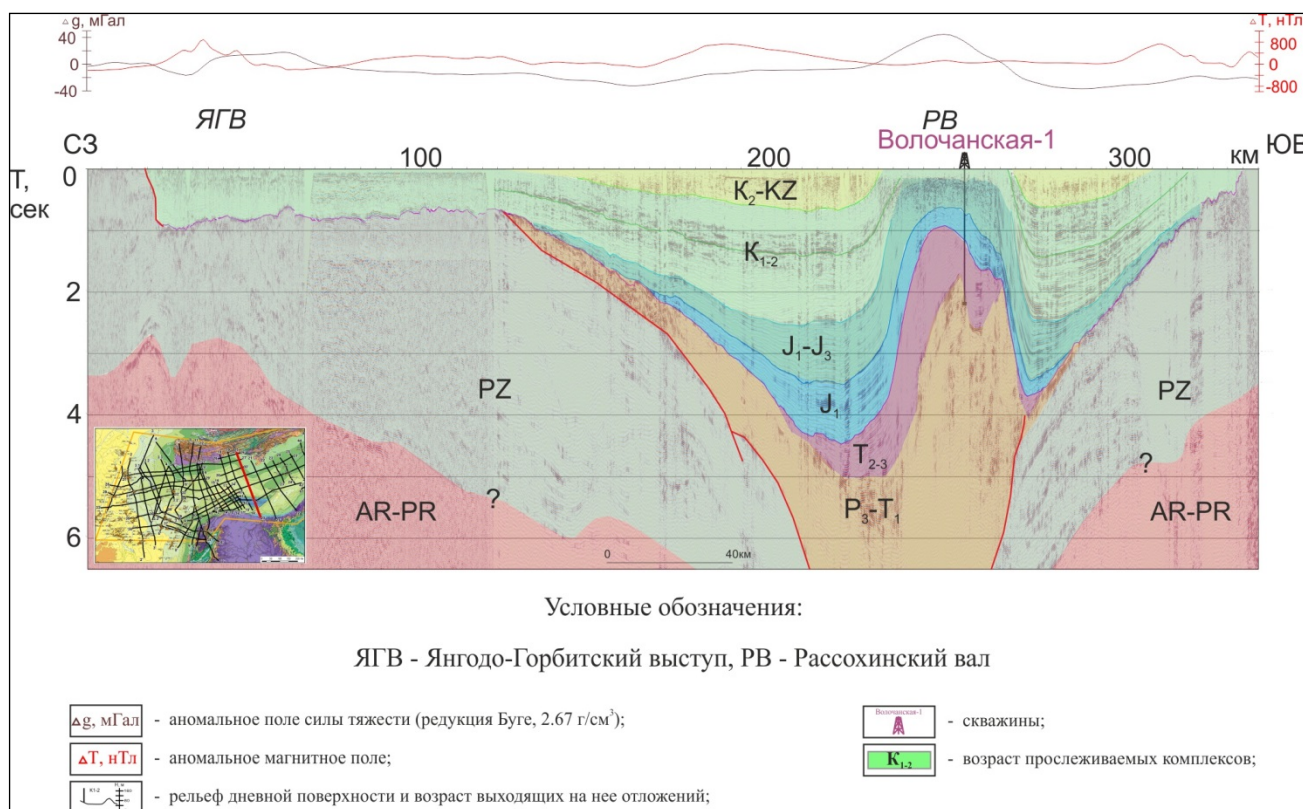
В случае отсутствия рифтогенеза, прогиб должен был бы иметь унаследованный характер прогибания в течении всего фанерозоя, что скорее всего, является маловероятным.

Существование рифтового режима в довендское время отчетливо отражается на опорных сейсмотраверсах Сибирской платформы («Батолит» и др.), однако в ЕХРП их распространение на

сейсмических профилях подтверждено только в пределах Анабаро-Хатангской седловины. Следует отметить, что волновая картина в довендских рифтах отличается от отражений в осевой части прогиба, а на палеогеографических картах дотриасовых комплексов влияние древнего рифтогенеза не прослеживается.

Отложения под подошвой верхнепермско-нижнетриасового комплекса в осевой части прогиба резко отличаются от палеозойских в бортовых частях по характеру отражений сейсмических волн (рис. 4), что позволяет отнести их к вулканогенным толщам субокеанического фундамента. В этой связи авторы склонны придерживаться позиции об образовании Енисей-Хатангской рифтовой системы в пермо-триасе [1, 4], которая значительно тектонически и магматически преобразовала нижележащие отложения палеозойского возраста в осевой части ЕХРП, что позволяет нам отнести их к рифтогенному комплексу.

Также существует представление о пулл-апартовом происхождении исследуемого прогиба, связанного с единой системой субширотных глубинных сдвигов [13]. Однако в районе исследования мы не наблюдаем седиментационных эффектов, характерных при сдвиговых процессах: они не находят отражения в литологии юрско-меловых отложений и расположении клиноформ. Отсутствие в пределах Восточно-Мессояхского месторождения на Обско-Лаптевской гряде субширотных разломов по сейсмическим данным 3D также не подтверждает наличия крупных региональных сдвигов в прогибе [11].



**Рисунок 4.** Сейсмогеологический разрез по линии СП 0116622-0315622 (по материалам ФГБУ «ВНИИГНИ»).

Таким образом, в результате работы изложены основные проблемы, связанные со строением ЕХРП. Основные вопросы были связаны с главными этапами развития региона. На основе анализа существующих данных, авторы придерживаются позиции, что история формирования ЕХРП связана с позднепермско-раннетриасовым рифтингом. В осевой части прогиба под подошвой этого комплекса залегают разновозрастные отложения субокеанической коры, а в бортовых частях ЕХРП под подошвой разновозрастных доюрских образований залегают отложения, предположительно, переходного комплекса. В связи с этим, авторы полагают, что к важному направлению геологоразведочных работ следует отнести рассмотренный палеозойский комплекс в бортовых частях ЕХРП.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П. Мезо-кайнозойская история развития севера Западной и Восточной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Енисей-Хатангский район) // Геология нефти и газа, 2017, № 1
2. Афанасенков А.П., Обухов А.Н., Каламкарров С.Л., Чикишев А.А., Любаев Р.Р. Новая тектоническая модель Енисей-Хатангского регионального прогиба. 49 (XLIX) Тектоническое совещание, МГУ, 2017
3. Балдин В.А., Козьмина К.Х., Мунасыпов Н.З. Доюрские комплексы северо-востока Западной Сибири // Третья международная научно-практическая конференция для геологов и геофизиков. Проблемы и достижения нефтегазовой геологии. Калининград, 2013.
4. Богданов Н.А., Хаин В.Е., Розен О.М., Шипилов Э.В., Верниковский В.А., Драчев С.С., Костюченко С.Л., Кузьмичев А.Б., Секретов С.Б. Объяснительная записка к тектонической карте морей Карского и Лаптевых и севера Сибири (масштаб 1 : 2500000). М.: Институт литосферы окраинных и внутренних морей РАН, 1998. 127 с.
5. Зоненшайн Л.П. Тектоника литосферных плит территории СССР // Л.П. Зоненшайн, М.И. Кузьмин, Л.М. Натапов. М: Недра, 1990. Кн. 2.
6. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. Т. 52. № 8. 2011.
7. Кушнир Д.Г. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. - Т.11. - №1.
8. Погребницкий Ю.Е., Горячев Ю.В. Трухалев А.М., Тектоническое районирование Центрально-Арктического бассейна // Разведка и охрана недр. 2005. № 6.
9. Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филипцов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С. Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа, 2012, №1.
10. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов (год 2000). М.: Научный мир, 2001. 606 с.
11. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шлёнкин С.И. Мессояхский порог — уникальный нефтегазогеологический объект на севере Сибири // Геология нефти и газа. 2013. № 5.
12. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России: 2 изд., переработанное и дополненное. М.: Изд-во ВНИГНИ, 2012.
13. Шеин В.С., Алференок А.В., Каламкарров С.Л., Книппер А.А., Шеин В.А. Плитотектоническое и нефтегазогеологическое районирование западной Арктики и сопредельных регионов // Геология нефти и газа, 2017, № 2.
14. Шеин В.С., Фортунатова Н.К., Ивашко С.В., Алференок А.В., Долматова И.В., Ларкин В.Н., Каламкарров С.Л., Книппер А.А. Тектоническое районирование и перспективы нефтегазоносности бассейнов Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 2013, спецвыпуск.



## ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТИ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА ИЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

*Калмыков А.Г.\* (МГУ им. М.В. Ломоносова), Бычков А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова),  
Калмыков Г.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

В настоящее время повышенный интерес нефтяных компаний по всему миру сфокусирован на исследовании и формировании методик экономически выгодной разработки нетрадиционных сланцевых формаций. Это обусловлено снижением доли традиционных запасов в общем объеме запасов нефти и газа, а также трудностью извлечения нефти из сланцевых формаций, связанной с неоднородностью и изменчивостью по латерали строения формаций, большим количеством органического вещества, находящегося на разных стадиях зрелости, и разным количеством и химическим составом углеводородов в породах. В результате в настоящее время для большинства сланцевых формаций нет возможности точного прогнозирования распространения запасов нефти, которые можно было бы извлекать стандартным бурением, а многие пробуренные скважины оказываются «сухими». Это приводит к значительным убыткам со стороны нефтяных компаний.

В то же время, как было сказано выше, сланцевые формации обычно содержат большое количество органического вещества. Находясь на разных стадиях зрелости, органическое вещество определяет свойства породы, а также обладает определённым генерационным потенциалом, который в свою очередь показывает количество нефти, которое ещё может сформироваться в формации в результате катагенеза. Существует много различных разработок технологий воздействия на пласт с целью преобразования керогена и получения нефти, таких как пиролиз пород, закачка CO<sub>2</sub> и перегретого пара, воды в сверхкритическом состоянии и даже углеводородов [1], которые базируются на зарубежных разработках, сделанных в первую очередь в Америке. Однако ни одна из этих технологий не имеет готового решения и не применяется промышленно при разработке высокоуглеродистых формаций Российской Федерации. Скорее всего, это обусловлено сложностью строения и глубиной залегания формаций, прямых аналогов которым не существует.

Самой перспективной с точки зрения оцененных запасов нефти сланцевой формацией России является баженовская свита (БС, Западная Сибирь) [2]. Добыча нефти из неё ведётся уже на протяжении почти 50 лет, однако на данный момент её разработку нельзя назвать успешной. Из-за сложного строения и изменчивости свойств по латерали многие из пробуренных скважин оказываются либо «сухими», либо приток из них незначителен. Часто это связано с низкой степенью зрелости органического вещества, не достигшей главной зоны нефтяного окна. Поэтому при исследованиях помимо задач поиска продуктивных зон стоит перспективная задача разработать методику, позволяющую реализовать генерационный потенциал керогена и получать нефть в скважинах, имеющих стадию катагенеза ПКЗ-МК2.

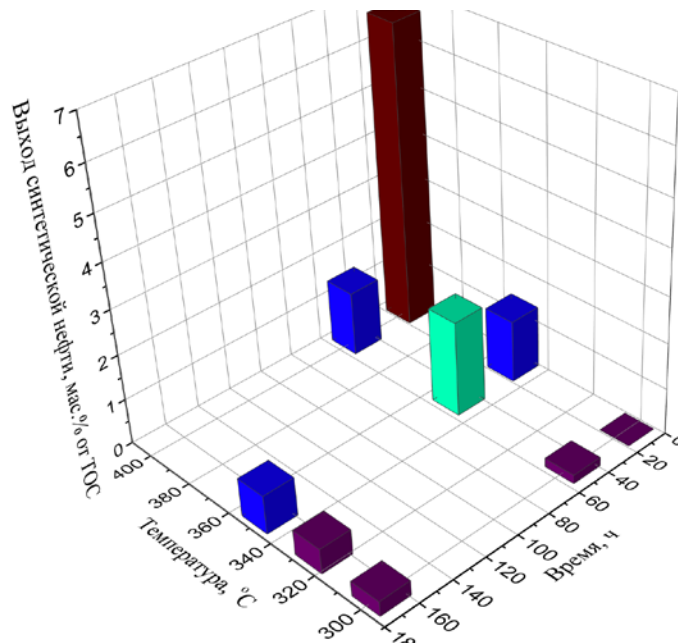
Целью данной работы является экспериментальный подбор условий для реализации генерационного потенциала керогена в близких к пластовым условиям, анализ получаемых продуктов и выбор значений температуры и длительности воздействия, которые можно было бы применить при применении данной технологии непосредственно на скважине. Стоит отметить, что ранее было показано, что реализация генерационного потенциала керогена БС в лабораторных условиях возможна в присутствии воды и при температурах выше 300°C [3]. Однако давления эксперимента были ниже пластовых, а детальный анализ получаемых продуктов не проводился.

Эксперименты проводились в закрытых автоклавах, создавали закрытую систему, аналогичную системе в пласте. Давление в автоклаве регулировалось давлением насыщенного пара воды, которую добавляли в автоклав наряду с широкой фракцией измельчённого до размеров менее 3 мм образца. Температура варьировалась от 300°C до 400°C. В экспериментах использовались образцы породы БС, в которых ОВ находилось на стадии катагенеза от ПКЗ до МК4.

На первом этапе стояла задача доказать, что получаемая в результате теплового воздействия на образцы нефть является именно синтетической нефтью, а не выделенной в результате открытия закрытых пор естественной нефтью или экстрагированными при температуре сорбированными

соединениями. Хроматографические исследования синтетической нефти, полученной при прогреве образца до 300°C и выдержке в течение недели, и сравнение полученных результатов с результатами для естественной нефти, добытой из того же интервала, а также результатами для хлороформенного экстракта, полученного из дополнительного куска данного образца без теплового воздействия, показали, что синтетическая нефть имеет существенные отличия от естественной нефти и экстракта, как по содержанию алифатических соединений, которых несколько меньше, так и по количеству и составу ароматической фракции. Таким образом, можно сделать вывод, что в результате гидротермального воздействия на образцы БС получается синтетическая нефть. Эти же доводы были подтверждены пиролитическими исследованиями, показавшими, что в результате такого теплового воздействия параметр S2 снижается на 80%, в то время как при экстракции его уменьшение равно 20%.

На следующем этапе были поставлены эксперименты по тепловому воздействию на образцы БС с разной стадией зрелости при пластовых давлениях. Пластовые давления достигались за счёт заполнения автоклава водой до рассчитанного объёма. В экспериментах варьировались температура (300°C-400°C) и длительность воздействия (10 ч – 7 д). Количество синтетической нефти оценивалось весовым методом, а затем пересчитывалось в мас.% от общего содержания органического углерода (ТОС). Пример получаемых результатов для образца, находящегося на стадии зрелости МК2-3, приведён на рисунке 1.



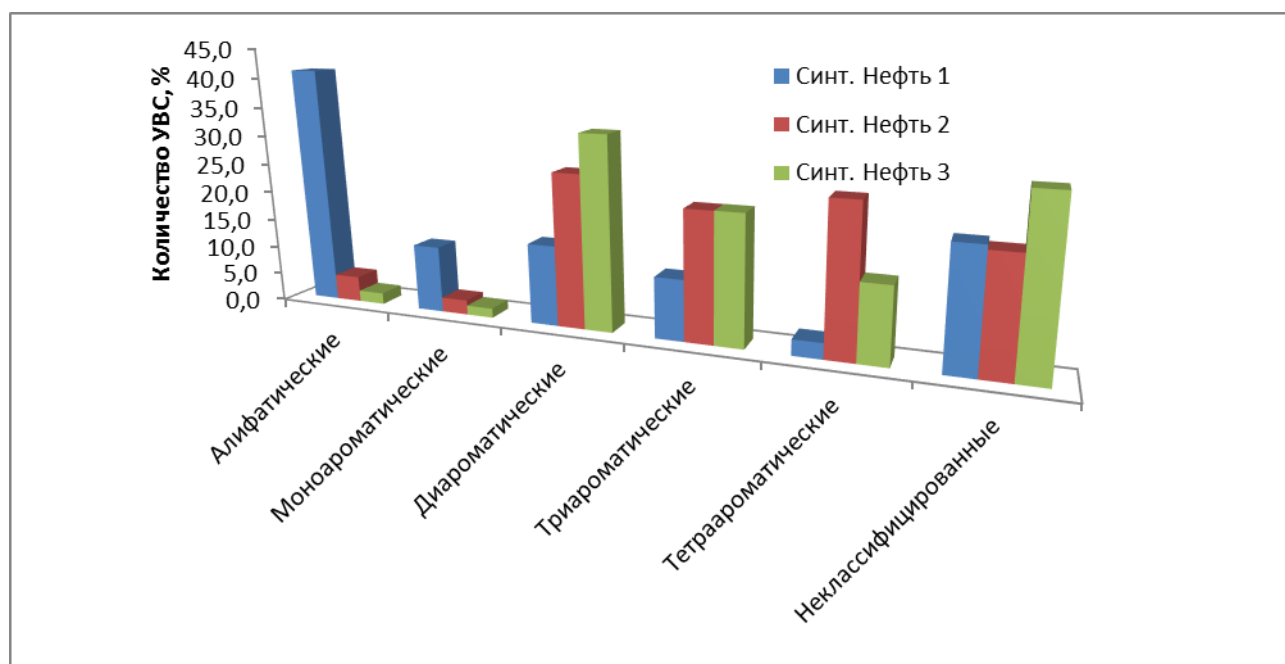
**Рисунок 1.** Влияние условий гидротермального воздействия на количество получаемой нефти, в мас.% от содержания ТОС.

В результате проведённых исследований было установлено, что для образцов, находящихся на начальной стадии преобразования (ПК3-МК1) максимальное количество углеводородов можно получить уже через 10 часов воздействия при температуре 350°C. Дальнейшее повышение температуры или времени воздействия ведёт к снижению выхода синтетической нефти, в то время как генерационный потенциал керогена реализован на 90-95%. В то же время при температуре 300°C реализация генерационного потенциала достигает всего 35-40%, а повышение времени воздействия позволяет увеличить количество выделяемых углеводородов при незначительной дальнейшей реализации генерационного потенциала.

В случае более поздних стадий катагенеза максимум выделяемых продуктов наблюдается при более высокой температуре (400°C) за те же 10 часов воздействия. Однако в данном случае повышение длительности воздействия при 350°C и особенно при 300°C может приводить к увеличению выделяемой нефти, достигая максимума для 350°C через 2 дня воздействия, а максимум для 300°C не достигается и за 2 недели. Таким образом, в зависимости от стадии катагенеза можно подобрать

условия максимального получения нефтепродуктов при пластовых давлениях, при этом длительность воздействия составляет не более 10 часов.

В проведённых ранее исследованиях было показано, что при температурах выше 300°C в составе получаемой нефти могут наблюдаться смолисто-асфальтеновые соединения, а помимо крекинга керогена и вторичного крекинга нефтяных продуктов, обуславливающего снижение количества получаемой нефти, может происходить процесс коксования керогена. Для проверки данных предположений были проведены анализы состава получаемых нефтей методом сверхточной хроматографии высокого разрешения, а также ЯМР исследования керогена. Результаты сравнения составов синтетических нефтей, полученных при разных условиях, приведены на рисунке 2. Нефть 1 была получена при 300°C и тепловом воздействии в течение 1 дня, стадия катагенеза МКЗ, нефть 2 – 350°C, 2 дня, МК2, нефть 3 – 325°C, 1 день, ПКЗ



**Рисунок 2.** Изменение состава получаемой нефти в зависимости от стадии зрелости керогена и условий синтеза.

Как видно из рисунка, нефти существенно отличаются по составу. При этом при 300°C состав нефти на 50% представлен алифатическими соединениями, доля которых снижается до 5% при подъёме температуры до 325°C. При этом для образцов с разной стадией зрелости керогена при разной температуре и длительности воздействия состав нефтей будет варьироваться. Полученные результаты позволили сделать вывод, что подбором условий проведения процесса можно получать не просто синтетическую нефть, а нефть заданного состава. То есть фактически реализовывать идею фабрики коллектора нефти в пласте.

В то же время анализ ЯМР спектров керогена до и после теплового воздействия показал, что в керогене наблюдаются существенные изменения. Так, при 350°C и 400°C уже 10 часов воздействия доля алифатических углеродов снижается практически до нуля, в то время как доля ароматических углеродов значительно возрастает. Было установлено, что тепловое воздействие при температурах выше 300°C приводит к существенному изменению структуры керогена, его ароматизации, а также, вероятно, и коксованию. Таким образом, можно сделать вывод, что при повышенных температурах часть генерационного потенциала преобразуется не в нефть, а в непреобразуемую часть или кокс, уменьшая количество синтетической нефти, которую можно получить.

На основании проделанной работы были сделаны следующие выводы:

- В результате теплового воздействия на образцы БС в присутствии воды при температурах 300°C -400°C можно реализовать до 95% генерационного потенциала керогена и получить



синтетическую нефть. Состав получаемой нефти отличается от состава естественной нефти и хлороформенного экстракта, подтверждая тезис о синтезе нефти из керогена.

- При пластовых давлениях из пород БС максимальное количество нефти можно получить через 10 часов воздействия, однако оптимальная температура зависит от стадии катагенеза керогена. При этом варьирование условий позволяет получать нефти разного состава, с разным количеством алифатических и ароматических соединений, что делает возможным реализацию идеи фабрики коллектора в пласте.
- Исследования керогена показали, что при повышенных температурах происходит частичная ароматизация и коксование керогена, что нежелательно с точки зрения максимальной реализации генерационного потенциала. В то же время именно данные температуры позволяют получать ароматические фракции в повышенном количестве, поэтому при прогнозировании выхода целевого продукта нужно учитывать не только условия воздействия, но и все процессы, которые могут протекать в пласте.
- Исследования распространения свойств БС и стадии зрелости органического вещества по территории, а также влияния состава породы на процесс крекинга керогена необходимы для подбора оптимальных условий и попыток реализации технологии теплового воздействия на пласт в присутствии воды/водяного пара.

Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-17-00010).

## Список литературы

1. Попов Е.Ю. Потенциал применения третичных методов воздействия на нетрадиционные углеводородные системы на примере баженовской свиты / Е.Ю. Попов, Т.М. Бондаренко, С.А. Добровольская, А.Г. Калмыков, Н.В. Морозов, А.А. Ерофеев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 3. – С. 54-58.
2. Афанасьев И.С. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С.Афанасьев, Е.В.Гаврилова, Е.М.Бирун, Г.А.Калмыков, Н.С.Балушкина // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Москва, 2010. – № 5. – С. 20–25.
3. Бычков А.Ю. Экспериментальные исследования получения углеводородных флюидов из пород баженовской свиты при гидротермальных условиях / А.Ю. Бычков, Г.А. Калмыков, И.А. Бугаев, Г.А. Калмыков, Е.В. Козлова // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4.Геология. – 2015. – № 4. – С. 34–39.

## ЭТАПЫ РАННЕВЕНДСКОЙ СЕДИМЕНТАЦИИ НА ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ БАЙКИТСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

*Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Ступакова А.В., Сауткин Р.С.,  
МГУ имени М.В. Ломоносова*

Отложения нижнего венда, вскрытые в последние годы рядом скважин на восточном склоне Байкитской антеклизы, достигают 80 м и отличаются большей стратиграфической полнотой, нежели одновозрастный комплекс в присводовой части структуры. Это показано в работах известных ученых, выполненных на основе анализа седиментационной цикличности [1; 2].

Ванаварская свита, изученная авторами по керну Придутских скважин 2 и 3 в пределах Ново-Юдуконского газоконденсатного месторождения, была описана с применением анализа цикличности по методике [3] в масштабе 1:20. Это позволило рассмотреть элементарные циклиты толщиной от 0,2 м, затем выделить циклопачки мощностью 3-10 м, и в них показать распределение битумо- и нефтенасыщения. Характерные последовательности циклопачек (ЦП) группируются в толщи – базальную, среднюю и верхнюю мощностью от 20 до 29 м. В данном случае это циклиты высшего порядка, в составе и строении которых отражены этапы седиментации раннего венда – начальный, средний и поздний соответственно. Реконструкция обстановок осадконакопления основана на выделении генетических типов отложений по комплексу литологических признаков, типу породных последовательностей [4; 5] и с учетом региональных палеогеографических построений [1; 2].

**Начальный этап** в районе исследования ознаменовался накоплением в низах базальной толщи красноцветного песчано-глинистого делювия (ЦП-I) и пестроцветного дресвяно-глинисто-песчаного коллювия (ЦП-II) суммарной мощностью до 17 м. Песчаники и алевролиты слагают ЦП-III и IV (12 м). Среди них наблюдаются разности пестроцветные, ангидритизированные приливной зоны и коричневые флювиального и мелководно-морского генезиса. Верхняя часть ЦП-IV в скв.2 сложена косослоистыми песчаниками кварцево-граувакковыми. В основании элементарных циклитов они крупнозернистые, гравелистые, выше – средне-мелкозернистые, с разнонаправленной слоистостью. В кровле толщи песчаники слабо сцементированы порово-пленочным железисто-глинистым и битумным цементом. Восточнее, в скв.3, вскрыто чередование через 0,2-0,3 м пестроцветных ритмов алевролитово-песчаных, глинисто-алевролитовых, алевролитово-глинистых приливной полосы. Таким образом, в рассмотренном этапе, завершившимся трансгрессией моря, проявились признаки аридизации климата и образовались мелководные песчаные тела коллекторов, содержащие ныне на западе района обособления битума.

**Средний этап** характеризовался продолжением литофациальной дифференциации, проявившейся в конце предшествующего времени. Средняя толща мощностью 24-29 м залегает на подстилающих породах по неровной границе со следами эрозионного вреза. Циклопачки V-VII, составляют ее нижнюю часть. В скв.2 пестроцветная грубообломочно-песчаная ЦП-V (8 м) флювиальных отложений, разгрузившихся в приливной зоне, сменяется вверх по разрезу бежевыми алевролитово-песчано-глинистыми накоплениями приливной полосы (ЦП-VI и VII, суммарной толщиной 6 м). В скв. 3 вся нижняя часть толщи (17 м) имеет глинисто-алевролитово-песчаный состав, элементарные циклиты построены чередованием отложений приливной полосы и мелководья. Мелководные песчаники ЦП-VI сульфатизированы, окварцованы, содержат пленочный битумный цемент.

В скв.2 алевролитово-гравийно-песчаная ЦП-VIII (4,5 м) накапливалась в переменных условиях обстановок зоны дюн и мелководья. ЦП-IX (5,5 м) содержит пестроцветные глинисто-песчаные отложения приливного генезиса, перекрытые коричневыми сульфатизированными глинами себхи. В кровле циклопачки описан керн (0,1 м), представленный конглобрекцией. Она сложена обломками из подстилающих пород – уплощенными фрагментами уплотненными коричневыми глинами себхи и содержит угловатый обломок (8x3 см) ангидритизированного песчаника белесого, мелко-среднезернистого, с включениями песчаных коричневых интракластов. В скв.3 песчано-алевролитово-глинистая ЦП-VIII (7 м) и глинисто-алевролитово-песчаная ЦП-IX (5 м) состоят из отложений пестроцветных приливной зоны и серых, иногда коричневых мелководных. Коричневый цвет имеют битумонасыщенные среднезернистые песчаники, слагающие элементарные циклиты в низах циклопачек. В их верхней части находятся ритмы песчано-алевролитовые, перекрытые маломощными глинами межприливных осушек.

Средний этап, закончившийся отступанием моря и усилением аридизации климата, привел к образованию литологических ловушек на западе и, в целом, к формированию глинистой покрывки в кровле средней пачки. Незначительная толщина глин, возможно, обусловленная их частичным размывом, явилась отрицательным фактором для сохранения залежи нефти, следы водонефтяных контактов которой фиксируются битумом в цементе песчаных пород-коллекторов.

**Поздний этап** связан с трансгрессией моря и некоторым нивелированием обстановок седиментации. Циклопачки X-XII верхней ангидритизированной толщи (20-24 м) формировались в условиях чередования приливных и преобладающих мелководных обстановок седиментации. Однако на западе их состав, по сравнению с циклопачками восточной части района, отличается большей песчаностью, присутствием гравелитов, дресвяно-гравийных прибрежных отложений и слоев ангидритов. Все это в совокупности обеспечило наличие линзовидных резервуаров, и возможность нефтенасыщения их проницаемой части во всех циклопачках скв.2. Например, в ЦП- XI нефтеносным является прибрежный грубообломочный слой (0,2 м) нижнего элемента циклита 1. Экранирован он алевритово-глинистыми и глинистыми отложениями (0,7 м) среднего и верхнего элементов. Верхняя толща в скв.3 содержит лишь один нефтенасыщенный пропласток песчаников (0,05 м), который приурочен к глинисто-песчаной ЦП-XII.

Разрез ванаварской свиты завершается ЦП-XIII, формировавшейся на границе мелководья и шельфовой впадины. В скв.2 циклопачка имеет глинисто-песчаный состав. Ангидритизированные песчаники в верхней части ЦП нефтенасыщены, экранированы темно-серыми и черными шельфовыми глинами. В скв.3 преобладают глины. Темноцветные глины ванаварской свиты по неровной границе перекрыты терригенно-карбонатно-сульфатными отложениями оскобинской свиты верхнего венда.

Эволюция ранневендского седиментогенеза проходила в условиях эвстатических колебаний уровня мирового океана, аридизации климата и вероятных поэтапных структурных перестроек. На каждом этапе формировались литологические линзовидные ловушки. Непромышленные залежи нефти в них есть только в верхней трансгрессивной толще. В средней регрессивной толще наблюдаются следы древних водонефтяных контактов былых залежей. Для объяснения единичного следа такого рода в базальной толще требуются дополнительные исследования. По оптимистическим предположениям это может быть связано с приконтурной частью нефтяной залежи в самостоятельной углеводородной системе, природный резервуар которой образовался во время начального трансгрессивного этапа.

## Список литературы

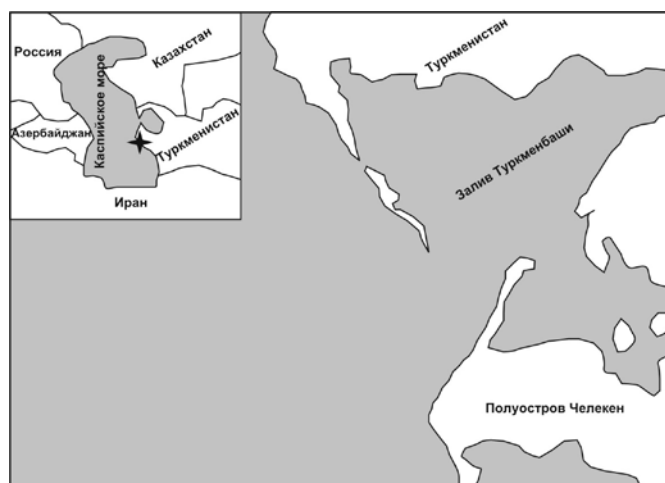
1. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009.
2. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2007. 467 с.
3. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Литология и нефтегазоносность. М.: Наука, 1990. 264 с.
4. Крашенинников Г.Ф. Учение о фациях. М.: «Высшая школа», 1971. 368 с.
5. Шанцер Е.В. Очерки учения о генетических типах континентальных осадочных образований. М., Наука, 1966 (Тр. ГИН АН СССР, вып. 161, 240 с).



## ЛИТОЛОГИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА НИЖНЕПЛИОЦЕНОВЫХ НЕФТЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ ЧЕЛЕКЕН (ЮГО-ЗАПАДНЫЙ ТУРКМЕНИСТАН)

*Карпова Е.В. (геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова), Асташкин Д.А. (ВНИГНИ).*

К настоящему времени большинство открытых ранее и детально разведанных крупных месторождений нефти и газа Юго-Западного Туркменистана вошли в позднюю стадию разработки, поэтому назрела необходимость поисков путей изучения и освоения месторождений, которые являлись слабоизученными в результате низкой инвестиционной привлекательности. Одно из таких месторождений – Восточный Челекен – расположено в восточной части полуострова Челекен (рис. 1). История изучения полуострова уходит корнями в 19 век, а наиболее значительный вклад в исследование геологического строения и нефтеносности западной и центральной его частей внесли работы В.В. Семеновича, В.А. Низьева, А.А. Али-Заде, А. Аширмамедова и других.



*Рисунок 1. Район исследования.*

Площадь месторождения Восточный Челекен тектонически приурочена к восточному борту Южно-Каспийской области прогибания, входящей в состав Прибалханской зоны поднятий Западно-Туркменской впадины. Апшероно-Прибалханская зона является соединительным звеном между складчатыми системами Большого Кавказа и Копетдага и представляет собой 2 цепочки брахиантиклинальных поднятий, осложненных разрывами и грязевым вулканизмом. Складки этой зоны прослеживаются параллельно и южнее Кубадаг-Большебалханской шовной зоны, выходят на сочленение со складками западного окончания Копетдага [3]. Челекенское поднятие является крупной брахиантиклиналью юго-запад – северо-восточного простирания с размерами 35кмх20км (на суше), выделяющееся в рельефе в виде небольших возвышенностей высотой 50-80м на фоне окружающей солончаковой равнины, имеющих абсолютные отметки (-25+25м) [1]. На западе структура имеет свое продолжение под акваторией Каспия; на востоке – непосредственное периклинальное окончание – Восточный Челекен, выявленный в конце прошлого столетия сейсморазведочными работами. По данным А.А. Али-Заде и др. [1] складки Прибалханской складчатой зоны развивались одновременно с накоплением осадков, в связи с чем некоторые из них имеют в определенной степени криптодиапировое строение. Подобные условия развития складок приводили к образованию выклинивающихся по восстанию пластов, что имеет важное значение при определении перспектив нефтегазоносности, как это было показано при поисках залежей нефти и газа на Апшеронском полуострове. Челекенская структура осложнена системой региональных сбросов, получившей наименование Главного Челекенского сброса, амплитуда которого не превышает 200—300 м. Количество сбросов уменьшается с глубиной [1].

Нами исследовался керн 4 скважин, пробуренных в структуре Восточного Челекена, вскрывающих нефтеносную красноцветную толщу нижнего плиоцена, коллекторы которой отличаются сложным характером распространения, как по площади, так и по разрезу. Цель исследований – детальная литолого-генетическая и петрофизическая характеристика отложений для оценки перспектив нефтегазоносности. Работа основана на результатах следующих методов:

макроописание керна, детальное литолого-петрографическое исследование шлифов (31 шлиф), изучение вещественного состава методом рентгено-структурного анализа (31 образец), изучение карбонатности пород (31 образец), генетический анализ, а также ряд физических методов по определению фильтрационно-емкостных свойств пород (22 образца).

Изученный разрез низов красноцветной толщи, включающий продуктивные пачки VIII и IXa, характеризуется значительным содержанием пелитового материала с подчиненным количеством алевро-псаммитовых разностей. Глины шоколадные с прослоями, пятнами и линзами глин голубовато-серых, тонкодисперсные и мелкочешуйчатые, полимиктового состава, известковистые (20-25%), с неравномерно(линзовидно)-распределенной примесью (15-20%) алевроитового плохоокатанного и хорошо сортированного слюдисто-кварцевого материала. Породообразующая составляющая представлена каолинит-хлорит-гидрослюдистой ассоциацией. Глины горизонтально- и линзовиднослоистые, участками биотурбированные, с редким углефицированным растительным детритом (1%), слабо доломитистые (1%) и слабо пиритизированные (<1%). Отмечается сильная трещиноватость (трещины транзитные, проходящие через пористые алевроитовые линзы и непористые глинистые участки), с формированием зон брекчирования, с множественными пятнами и ореолами миграции ОВ вокруг трещин. По ровным границам глины чередуются с прослоями алевролитов 2 структурных типов, отличающихся наличием тонкопесчаной примеси в количестве до 5% в одном типе и до 45-50% в другом. Алевролиты хорошо сортированные, с плоховыраженной (нарушенной) конседиментационными деформациями горизонтально-линзовидной слоистостью, обусловленной распределением обильного глинисто-известкового матрикса-цемента (30-35%), мезомиктовые, с глауконитом (1%), углефицированным растительным детритом (2-3%), единичными фораминиферами и биокластами остракод, редким неопределимым раковинным шламом; вторично доломитистые (<5%) и слабопиритизированные (1%). Породообразующие компоненты состоят из плохо-, реже полуокатанных зерен кварца (60-65%), полевых шпатов (20-25%) (кислые плагиоклазы и КПШ), слюд (10-15%). В составе обильного матрикса-цемента преобладает микритовый кальцит, присутствует хлорит, каолинит и гидрослюда. Алевролиты слаботрещиноваты. Неравномерность распределения глинисто-известкового матрикса и линзовидный характер концентрации обломочного материала обуславливают наличие пористых участков породы, «отмытых» от пелито-микритового материала, и непористых – насыщенных глинисто-известковым веществом. Контакты с песчаными прослоями не наблюдались. Песчаники серые и коричневатые-серые, различные по гранулометрии, степени цементации и межкомпонентной пористости; но сходные по составу и текстурам. Определяются тонкозернистые алевроитистые; тонкозернистые; мелко-тонкозернистые и мелкозернистые гранулометрические типы, хорошо сортированные, все с плоховыраженными элементами косой слоистости. Состав песчаников мезомиктовый: кварц представлен в количестве от 50 до 65%, полевые шпаты (кислые плагиоклазы и КПШ) в количестве 20-30%; содержание слюд варьирует в пределах 10-15%, а литокластов метаморфических пород от менее 5% до 10%. Наблюдается закономерные изменения в содержании полевых шпатов и литокластов: их количество возрастает в более крупных разностях песчаников. Фиксируется единичный глауконит, единичные фораминиферы, углефицированный растительный детрит (2-3%) и волосовидные примазки ОВ (<1%) по краям обломков. Состав и количество цементов в гранулометрических типах отличаются. В песчаниках тонкозернистых алевроитистых наблюдается пленочный (5-7%) глинистый, тонкодисперсный каолинит-хлоритовый цемент, а также поровый кальцитовый микрояснозернисто-тонкокристаллический цемент в количестве 10-15%. В тонко- и мелко-тонкозернистых песчаниках снижается степень глинистости при сохранении порового карбонатного цемента. Здесь отмечаются реликты пленочного тонкодисперсного, хлоритсодержащего (<5%) и каолинитового (единичные микропоры) цемента; а также поровый кальцит (10-15%) и доломит (<5%) микроясно-тонкокристаллической структуры. Мелкозернистые песчаники отличаются как слабой степенью развития пленочного глинистого цемента (<5%), так и снижением количества аутигенных карбонатов в порах (тонкокристаллические кальцит (5-10%) и доломит (<5%)).

Генетические признаки отложений указывают на их формирование в условиях продельтового комплекса. Глины и алевроитистые глины с тонким известково-глинистым составом, биотурбированные, с редкой морской фауной и глауконитом являются фоновыми отложениями. Они переслаиваются с линзовидно-слоистыми алевроитами и косослоистыми мелко-тонкозернистыми песчаниками, отражающими сочетание волнения, флювиальных потоков и отложения из суспензии. По данным В.Е. Хаина и др. [3] в начале плиоцена произошло полное осушение Среднего и Северного Каспия; воды отступили в Южно-Каспийскую впадину, где уровень остаточного водоема

## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

понижился до полукилометра ниже уровня океана. Вдоль северной части Каспия протянулась долина палео-Волги, дельта которой располагалась на широте Апшеронского полуострова. Вместе с палео-Курой и палео-Аму-Дарьей они заполнили своими отложениями в раннем плиоцене Южно-Каспийскую впадину, образовав многокилометровую толщу, именуемую в Азербайджане продуктивной, а в Туркменистане – красноцветной. В работе Ю.И. Иноземцева и др. [2], посвященной исследованию развития палеоречной сети в бассейнах Восточного Паратетиса, показано, что в раннеплиоценовое время с востока в Балаханское озеро (Южно-Каспийская впадина – авт.) впадали р. Палео-Узбой или система палео-рек, текших из Средней Азии. На рис. 2 представлена схема седиментации исследуемого региона в раннем плиоцене.



**Рисунок 2.** Схема седиментации в раннеплиоценовое время на исследуемой территории (с использованием материалов Ю.И. Иноземцева и др. [2]).

Экспериментально определялись основные фильтрационно-емкостные свойства пород: открытая пористость, абсолютная газопроницаемость и остаточная водонасыщенность.

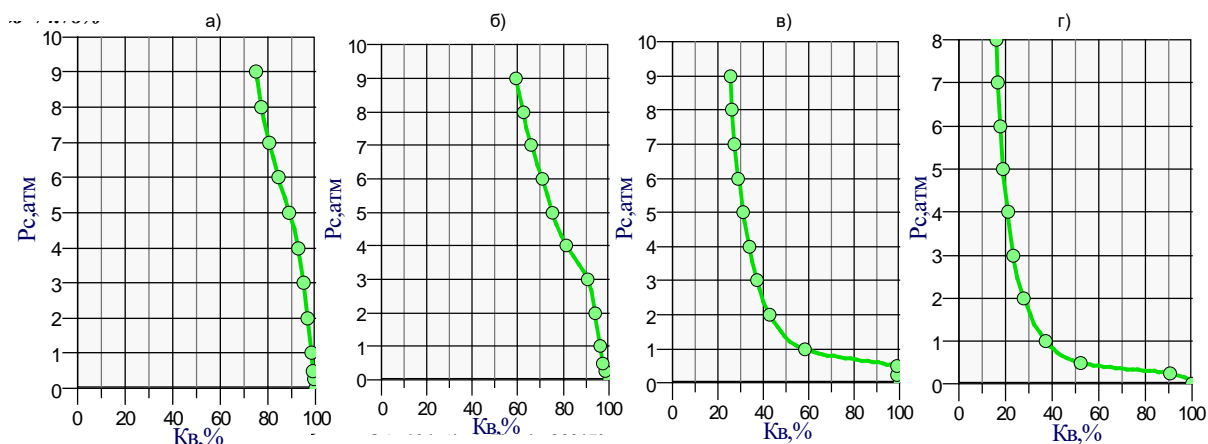
Глины и алевритистые глины характеризуются  $K_p$  от 21% до 23,37% и  $K_{пр}$  равен 5,06мД. Высокая пористость обусловлена большим количеством ультрапор. Наличие значимой величины проницаемости достигается за счет сильной трещиноватости породы; трещины субоднаправленные, ветвящиеся и пересекающиеся, разбивающие породу на микролитоны.

Алевриты 1-го типа (с минимальной примесью тонкопесчаного материала) имеют  $K_p$  17,53% и  $K_{пр}$  равной 1,06мД. Коллекторские свойства по  $K_{пр}$  пониженные близко к низким, емкость коллектора по  $K_p$  большая. Эти параметры достигаются за счет слабой трещиноватости, микропористости, участкам, насыщенным глинисто-известковым веществом. Трещины в целом субоднаправленные, ветвящиеся. Второй тип алевритов, существенно насыщенных тонкопесчаным материалом, имеет показатели  $K_p$  от 24,26% до 26,35% и  $K_{пр}$  равной 4,2мД. Коллекторские свойства по  $K_{пр}$  пониженные близко к низким, емкость коллектора по  $K_p$  большая. Особенности ФЕС этого литотипа обусловлены неравномерным распределением глинисто-известкового матрикса за счет биотурбации. Трещины в целом субоднаправленные, ветвящиеся, транзитно проходящие через пористые и непористые участки.

Песчаники алевритистые характеризуется коэффициентом открытой пористости ( $K_p$ ) 9,81% с  $K_{пр}$  равной 0,29мД. Это низкие коллекторские свойства по  $K_{пр}$  близкие к очень низким и средняя емкость коллектора по  $K_p$ . Такие параметры обусловлены тем, что межзерновое поровое пространство полностью занято аутигенными минералами цемента; трещины – единичные, субоднаправленные, слабо ветвящиеся. Остаточная водонасыщенность данного типа пород высокая. Этот тип, как глины и алевриты, относится к неколлекторам.

Тонкозернистые типы песчаников характеризуется  $K_p$  в пределах 14,72%-15,06%, при этом проницаемость изменяется от 4,18мД до 8,69мД. Коллекторские свойства по  $K_{пр}$  пониженные близко к низким, емкость коллектора по  $K_p$  средняя. Особенность этого литотипа в том, что межзерновое поровое пространство в значительной степени занято аутигенными минералами, и отсутствием трещин.





**Рисунок 3.** Типичные кривые капиллярного давления для различных литотипов. а – алевролиты, б – тонкозернистые песчаники, в - мелко-тонкозернистые песчаники, г – мелкозернистые песчаники.

Мелко-тонкозернистые типы песчаников с  $K_p$ , варьируемым от 14,69% до 16,89%, и с  $K_{pr}$  от 5,92мД до 10,20мД. Характеристика коллектора по  $K_{pr}$  средняя ближе к пониженной, емкость коллектора по  $K_p$  - большая. Это достигается за счет равномерного распределения порового пространства. Мелкозернистые песчаники имеют  $K_p$  в пределах 17,40%-18,66% и  $K_{pr}$  в пределах от 17,78мД до 39,20мД. Характеристика коллектора по  $K_{pr}$  средняя ближе к пониженной, емкость коллектора по  $K_p$  - большая. Хорошие фильтрационно-емкостные свойства этого типа пород обусловлены низкой примесью тонкопесчано-алевритистого материала и относительно лучшей отсортированностью.

Таким образом наилучшими коллекторскими свойствами (рис. 3) обладают песчаники мелко-тонкозернистого и мелкозернистого типов за счет высокой межзерновой пористости, слабого развития цемента и относительно лучшей отсортированности. А литотипы алевритистых и тонкозернистых песчаников, алевролитов и глин оказались наихудшими в силу того, что емкостное пространство частично глинизировано и практически полностью занято аутигенными карбонатами.

## Список литературы

1. Али-Заде А. А., Аширмамедов М., Хаджинуров Н. и др. Геология нефтяных и газовых месторождений Юго-Западного Туркменистана. Ашхабат "Блым". 1985. 356 с.
2. Иноземцев Ю.И., Маслаков Н.А., Парышев А.А., Мельниченко Т.А., Рыбак Е.Н., Ступина Л.В. Корреляция палеогеографических условий развития речной сети Восточного Паратетиса // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2016. № 4. С. 40-53.
3. Хаин В.Е., Попков В.И., Воскресенский И.А., Короновский Н.В. Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы: Объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. Издательство Кубанского гос. технологического университета. Краснодар. 2009. 213 с.

## ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ ГЕНЕЗИСА НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОКА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

*Ким Н.С. (ИНГГ СО РАН)*

Енисей-Хатангский региональный прогиб (ЕХРП), расположенный в арктических районах Сибири, относится к слабоизученным регионам. Первые нефтегазопроисследовательские работы на территории прогиба были проведены в 60-70-х годах прошлого века. В конце 80-х годов анализ результатов бурения глубоких скважин в восточной части ЕХРП позволил сделать вывод, что строение юрских и меловых отложений неблагоприятно для накопления и сохранения залежей углеводородов [Обработка и обобщение..., 1989]. В прогибе с запада на восток происходит глинизация разреза, коллекторские свойства пород преимущественно невысокие, установлено широкое развитие глубинных разломов, негативно на сохранении залежей углеводородом мог повлиять и предваланжинский размыв отложений.

В восточной части прогиба открыта только одна небольшая газовая залежь на Балахнинском месторождении в отложениях вымской свиты средней юры. Зафиксированы газопроявления в зимней (Балахнинская площадь), вымской (Кубалахская, Восточно-Кубалахская) свитах [Обработка и обобщение..., 1989].

Было показано, что юрские алевито-глинистые отложения содержат в основном гумусовое органическое вещество (ОВ), которое вместе с терригенным материалом в большом количестве сносилось с суши, и способны генерировать преимущественно углеводородные газы и незначительные количества жидких углеводородов [Соболева, 1981; Богородская, Соболева, 1983; Данилкин, 1984; Полякова, 1986; Нефтегазоносные бассейны..., 1994 и др.]. Преобладание сапропеливых компонентов, образывавшихся непосредственно в бассейне осадконакопления, выявлено только в пермских породах в скв. на Балахнинская-3 (глубина 4488-4500 м) и в средне-позднетриасовых породах из скв. Владимировская-21 (глубина 2063-2077 м) [Соболева, 1981].

В последние годы отмечается возобновление интереса к поискам залежей углеводородов на арктических территориях Сибири. С 2008 г. в ИНГГ СО РАН проводятся комплексные исследования по геологии и нефтегазоносности ЕХРП, в том числе основанные современным на литолого-геохимическом анализе керн пробуренных ранее скважин. Анализ кернового материала (150 образцов) из скважин Логатская-361, Кубалахская-1, Балахнинская-1,6, Массоновская-363 (рис. 1) был проведен в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН по следующей схеме: определение содержания органического углерода в дробленной породе, пиролитических характеристик органического вещества, выхода хлороформных экстрактов (битумоидов) и их группового состава. Экстракция битумоидов из 104 образцов пород была осуществлена хлороформом при комнатной температуре с применением процедуры центрифугирования. Особое внимание уделено изучению насыщенных и ароматических фракций битумоидов методом хромато-масс-спектрометрии.

Проведенные геохимические работы показали (рис. 2), что в юрско-меловой толще на востоке ЕХРП широко распространены миграционные (аллохтонные) битумоиды, которые являются вещественными следами генерации и миграции жидких углеводородов. Для выявления возможного источника этих углеводородов и выяснения их генетической связи с ОВ пород, содержащих только автохтонные битумоиды, было проведено сравнительное изучение состава насыщенных и ароматических фракций аллохтонных и автохтонных битумоидов.

**Автохтонные битумоиды** в основном представлены ОВ террагенного (гумусового типа). Об этом свидетельствуют преобладание среди стеранов гомологов состава  $C_{29}$ , доминирование низкомолекулярных трицикланов  $C_{19-20}$ , высокие концентрации специфических ароматических углеводородов (ретен, кадален и др.) [Петров, 1984; Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Аквагенный тип ОВ был выявлен только в двух образцах гольчихинской свиты – скв. Логатская-316, глубина 2561 м и скв. Массоновская-363, глубина 4198 м. Смешанный тип ОВ зафиксирован в китербютской свите из



Рисунок 1. Схема отбора образцов (в скобках указано количество проб).

скв. Кубалахская-1 (глубины 3360-3363 м). Присутствие значительной доли аквагенного ОВ, связанного с липидами плактоно- и бактериогенного генезиса, отражается в повышении доли стеранов  $C_{27}$ , среднемолекулярных трицикланов  $C_{23-26}$ . В китербютской свите и образце гольчихинской свиты с Логатской площади при этом в ароматической фракции отмечается присутствие ретена, что указывает на незначительный вклад ОВ высшей наземной растительности. Условия осадконакопления ОВ всех типов были субокислительные ( $Pr/Ph \gg 1$ , гомогопаны  $C_{35}/C_{34} < 1$ , присутствие диагопанов  $C_{29-30}$ ), вероятно толщи юрско-меловых осадков накапливались в прибрежно-морской обстановке. Катагенез ОВ изученных битумоидов соответствует грациям  $МК^1_1$ - $МК_2$  (данные д.г.-м.н. А.Н. Фомина, ИНГГ СО РАН), что подтверждается значениями биомаркерных параметров. На хроматограммах насыщенных фракций образцов, отобранных выше глубин 3 км, идентифицированы биоопаны и гопены, свидетельствующие о незрелости ОВ [Peters, Walters, Moldowan, 2005].

Таким образом, к потенциально нефтепроизводящим породам можно отнести только обогащенные аквагенным ОВ ( $C_{org} = 5,2-8,2\%$  на породу) аргиллиты гольчихинской свиты из интервала 4198-4210 м из скв. Массоновская-363. Образец аргиллита из скв. Логатская-361 с глубины 2561 м содержит аквагенное ОВ в кларковых значениях ( $C_{org} = 0,9\%$  на породу), которое находится на стадии зрелости соответствующей началу главной зоны нефтеобразования, т.е. эта толща не могла генерировать значительное количество жидких углеводородов. Китербютская свита со смешанным типом ОВ в скв. Кубалахская-1 (3360-3363 м) содержит ОВ вещество смешанного типа в количествах недостаточных ( $C_{org} = 0,7-0,8\%$  на породу) для диагностики ее как нефтегазопроизводящей толщи. Остальные породы, обогащенные террагенным ОВ, могли генерировать газообразные углеводороды.

**Аллохтонные битумоиды** были выделены по комплексу геохимических признаков. Для этих миграционных битумоидов характерны повышенные относительно фоновых значения битумоидного коэффициента, высокое содержание углеводородных компонентов (51-84 % на битумоид), незначительные количества асфальтенов (до 5 %) и отличие углеводородного состава от залегающих рядом по разрезу автохтонных битумоидов. Кроме того, для пород, содержащих миграционные



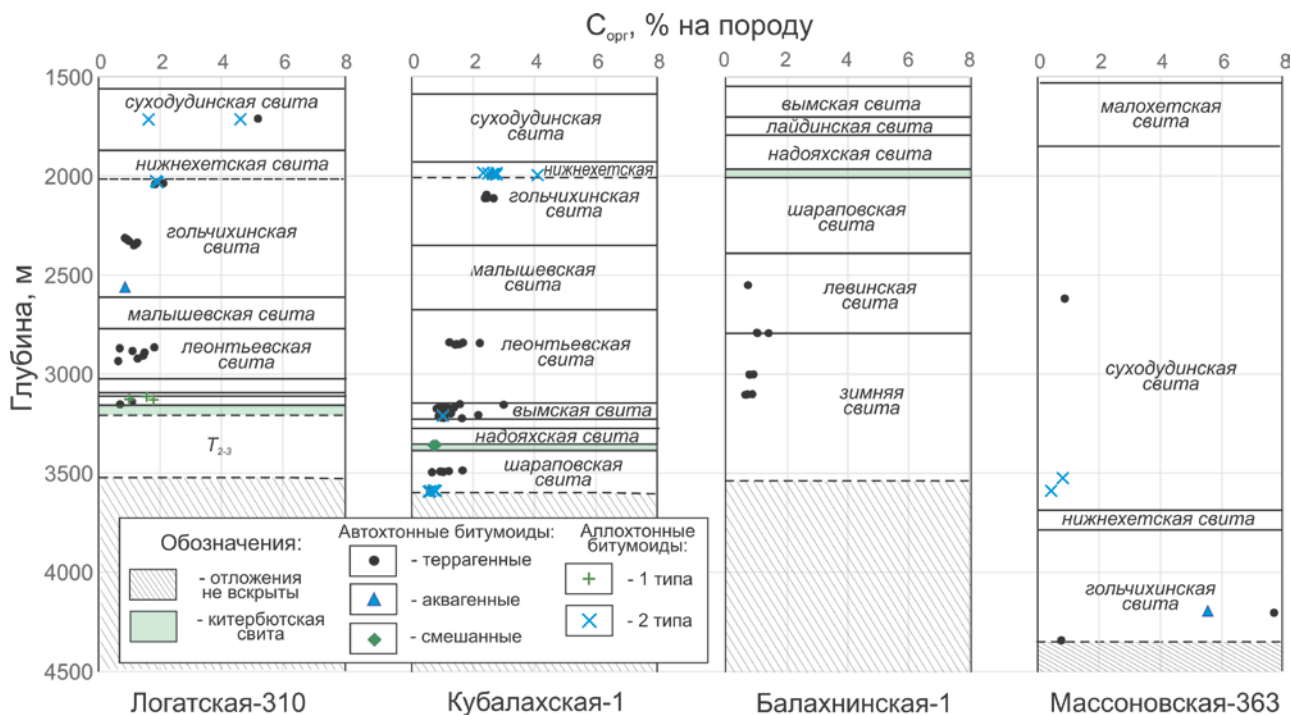


Рисунок 2. Геохимический профиль.

битумоиды, зафиксированы повышенные значения пиролитического индекса продуктивности PI и наличие на пирограммах раздвоенного высокотемпературного пика S<sub>2</sub>.

Детальное исследование углеводородного состава насыщенной и ароматической фракций позволило выделить два типа аллохтонных битумоидов. Первый тип вторичных битумоидов выявлен в надояхской свите из скв. Логатская-361 и представлен смешанным ОВ, связанным, по-видимому, с ОВ китерб'ютской свиты. Состав аллохтонных битумоидов второй группы, содержащих аквагенное ОВ, отличается. Среди изученных автохтонных битумоидов не было выявлено проб со сходным распределением углеводородов-биомаркеров. Аллохтонные битумоиды второго типа имеют единый генезис и обнаружены по всему разрезу: в нижнеюрских (низы шараповской свиты, скв. Кубалახская-1), среднеюрских (вымская свита, скв. Кубалახская-1), верхнеюрских (гольчихинская свита, скв. Логатская-361) и нижнемеловых (нижнехетская свита, скв. Кубалახская-1 и суходудинская свита в скв. Логатская-361, Массоновская-363) отложениях.

В ароматической фракции аллохтонных битумоидов второго типа были обнаружены арилизопреноиды C<sub>15-22</sub> (тетразамещенные бензолы с изопреноидными цепями нерегулярного строения, рис. 3). Для членов этих гомологических рядов 1-алкил-2,3,4-триметилбензолов и 1-алкил-2,3,6-триметилбензолов, идентифицированных по характерному осколочному иону m/z 133, характерны высокая интенсивность осколочного иона с m/z 134, «провалы» на концентрации гомолога C<sub>17</sub> и резкое сближение следующих за ним пиков C<sub>18</sub> и C<sub>19</sub> [Остроухов и др., 1983; Остроухов, 1993; Петров, 1984]. Считается, что источником этих углеводородов являются природные каратиноиды. Для достоверного установления источника этих специфических углеводородов необходимо провести анализ их изотопного состава. Аномально высокие концентрации изотопа <sup>13</sup>C указывают на связь арилизопреноидов с изорениератеном, содержащимся в фотосинтезирующих зеленых серных бактериях и свидетельствуют, что исходное ОВ накапливалось в бескислородных обстановках при сероводородном заражении вод [Бушнев, 1999; Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Однако, было показано, что арилизопреноиды могут быть связаны и с изорениератеном из повсеместно распространенных каротиноидных пигментов – β-каротина [Коортманс et al., 1996]. Невысокие концентрации серосодержащих ароматических соединений в изученном аллохтонном ОВ свидетельствуют в пользу последнего утверждения.

Для установления источника аллохтонных битумоидов второго типа необходимо продолжить исследования распределения углеводородов-биомаркеров в отложениях, залегающих ниже шараповской свиты.

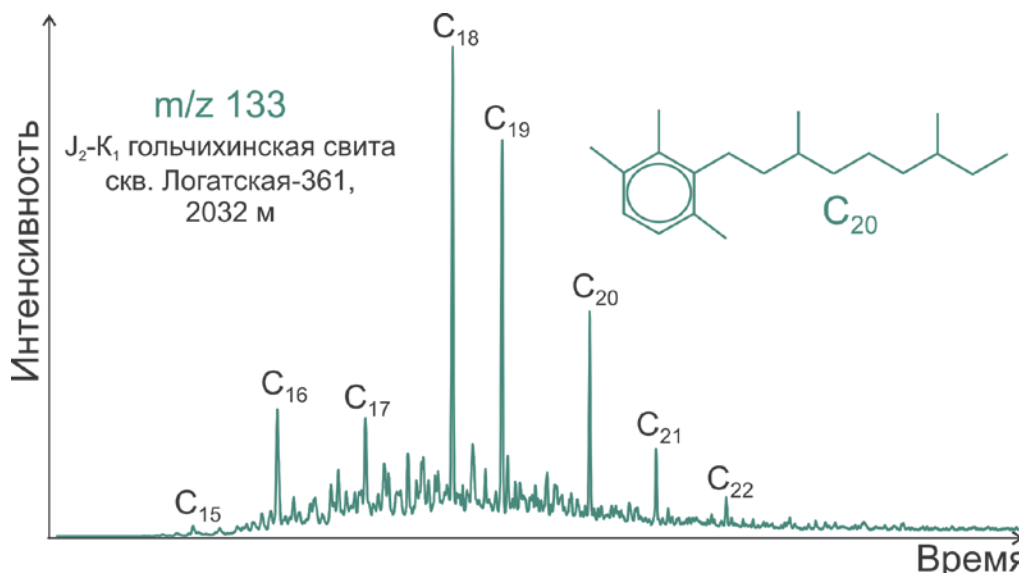


Рисунок 3. Масс-фрагментограмма по  $m/z$  133 ароматической фракции аллохтонного битумоида 2 типа.

## Список литературы

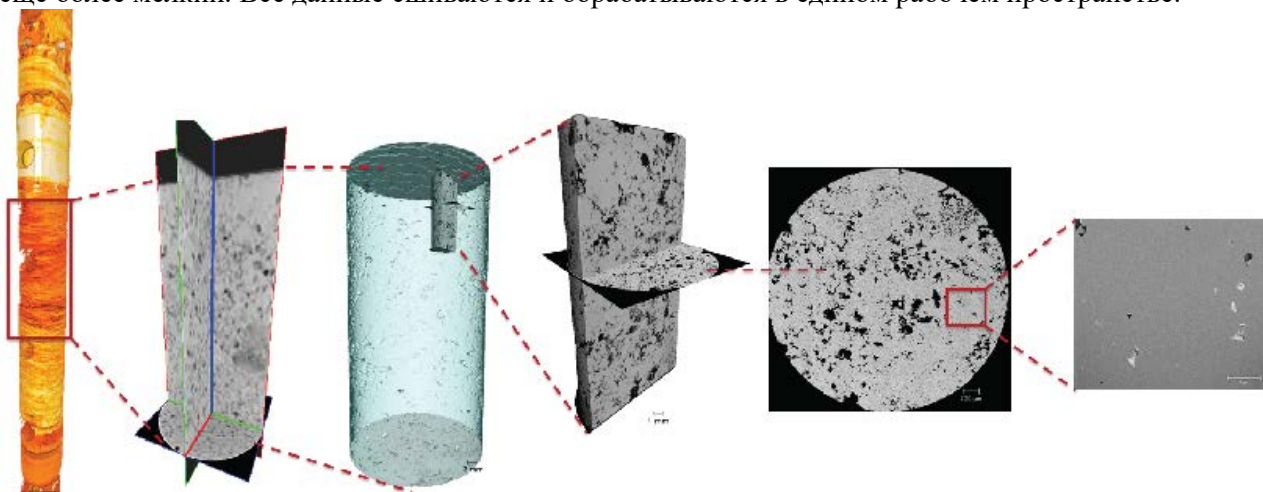
1. Богородская Л.И., Соболева Е.И. Катагенез органического вещества осадочных пород Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа в Сибири. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1983. – с. 60-70.
2. Бушнев Д.А. Основы геохимической интерпретации данных по составу и распределению индивидуальных органических соединений в нефтях и осадочных породах. – Сыктывкар: Геопринт, 1999. – 48 с.
3. Данилкин С.М. Прогноз нефтегазоносности восточной части Енисей-Хатангского прогиба // Советская геология. – 1984. – № 4. – с. 15-23.
4. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 3. Енисей-Хатангский бассейн. А.Э. Конторович, Гребенюк В.В., Кузнецов Л.Л., Куликов Д.П., Хмелевский В.Б., Азарин А.Н., Накаряков В.Д., Полякова И.Д., Сибгатуллин В.Г., Соболева Е.И., Старосельцев В.С., Степаненко Г.Ф. / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. – 71 с.
5. Обработка и обобщение материалов параметрического бурения в восточной части Енисей-Хатангского прогиба (Логатская, Массоновская, Восточно-Кубалахская и Западно-Кубалахская площади): отчет о НИР / отв. исп. Пантелеев А.В. – Красноярск: ПГО «Енисейнефтегазгеология», 1989. – кн. 1. – 157 с.
6. Остроухов С.Б. Моноароматические углеводороды нефти: автореферат дис. ... кандидата химических наук. – Москва, 1993. – 21 с.
7. Остроухов С.Б., Арефьев О.А., Макушина В.М., Забродина М.Н., Петров А.А. Моноциклические ароматические углеводороды с изопреноидной цепью // Нефтехимия. – 1982. – Т. 22. – № 6. – С. 723-728.
8. Петров А. А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
9. Полякова И.Д. Закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления в краевых бассейнах платформ (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности краевых депрессий Сибирской платформы): Дис. ... доктора геол.-мин. наук. – Новосибирск, 1986. – 421 с.
10. Koopmans M.P., Schouten S., Kohnen M.E.L., Sinnighe Damaste J.S. Restricted utility of aryl isoprenoids as indicators for photic zone anoxia // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1996. – V.60. – N23. – p. 4873-4876.
11. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan, J.M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВОГО АНАЛИЗА ПОРОД ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ

*Кириленко А.С. (ООО «Техноинфо»)*

Актуальность проблемы изучения месторождений сланцевой нефти на территории Российской Федерации увеличивается с каждым годом, что подтверждается началом разработки нетрадиционных месторождений, например, на территории Самарской области и Республики Татарстан компаниями «Роснефть» и «Татнефть» соответственно. Положительный опыт разработки сложных месторождений в Северной Америке (месторождения Bakken Fields и Eagle Ford) свидетельствует об экономической целесообразности таких работ. Кроме того, определённый опыт по изучению пород этих месторождений может быть использован и для месторождений Российской Федерации из-за их схожести [1].

Тем не менее, ввод новых месторождений – особенно, сложных - в эксплуатацию требует детального изучения свойств пород-коллекторов, что требует очень значительных затрат времени и материальных ресурсов и делает весьма актуальной задачей поиск способа ускорения и удешевления процесса. Одним из таких способов является применение Цифрового Анализа Пород. Его смысл заключается в объединении данных из различных источников для создания цифровой модели изучаемого образца и её использования для расчёта свойств породы. Например, при изучении пород месторождений Eagle Ford и Bakken Fields использовалось такое оборудование, как системы автоматизированного минералогического анализа (QemSCAN), системы ионного утонения (FIB-SEM) и системы рентгеновской микротомографии с дальнейшей сшивкой и обработкой полученной информации [2, 3, 8]. На рисунке 1 изображена схема процесса: после изучения полноразмерного керна исследователем выделяется наиболее интересный участок, изучаемый более детально, затем – ещё более мелкий. Все данные сшиваются и обрабатываются в едином рабочем пространстве.



*Рисунок 1. Схема создания цифровой модели породы.*

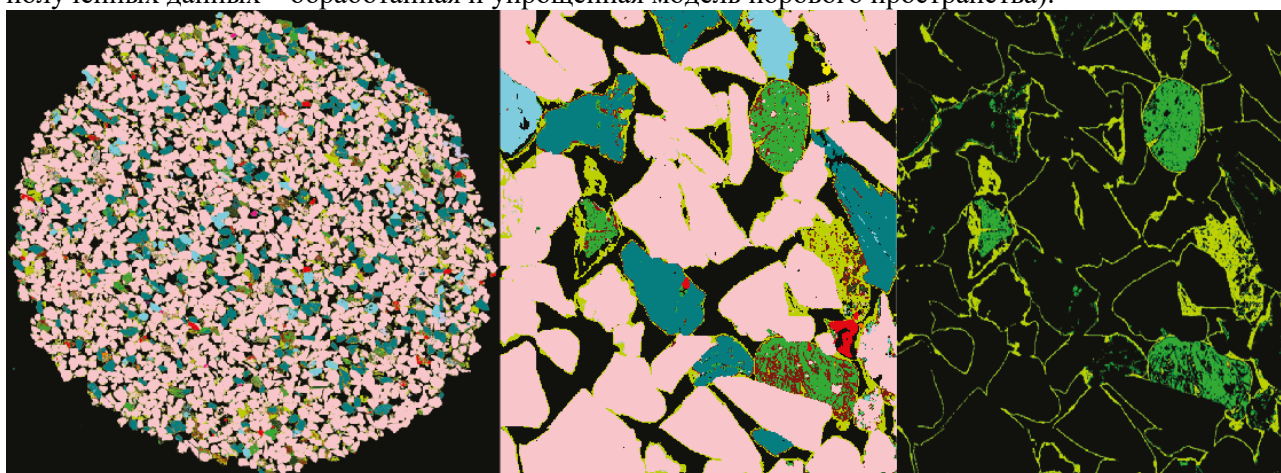
Точность и полнота полученной модели полностью зависит от качества вводных данных, получаемых оборудованием, поэтому оно заслуживает более подробного описания.

Системы автоматизированного минералогического анализа представляют собой сканирующие (растровые) электронные микроскопы (СЭМ/РЭМ), оснащённые дополнительными энергодисперсионными детекторами для определения химического состава образца и программным обеспечением для обработки данных. Совмещая данные о плотности и химическом составе образца, эти системы находят наилучшее соответствие по этим параметрам среди всех имеющихся в базе данных минералов (база данных появилась вместе с подобными системами более полувека назад, и с тех пор постоянно обновляется и расширяется). Современные системы автоматизированного минералогического анализа позволяют получать изображение поверхности образца в чёрно-белом цвете с разрешением от 0,8 нанометров и строить минералогические карты поверхности образцов с разрешением от 100 нанометров [1, 2]. При этом, возможно изучение конкретных особенностей породы, например – минералогического состава поверхности пор (см. рисунок 2). Дополнительно,

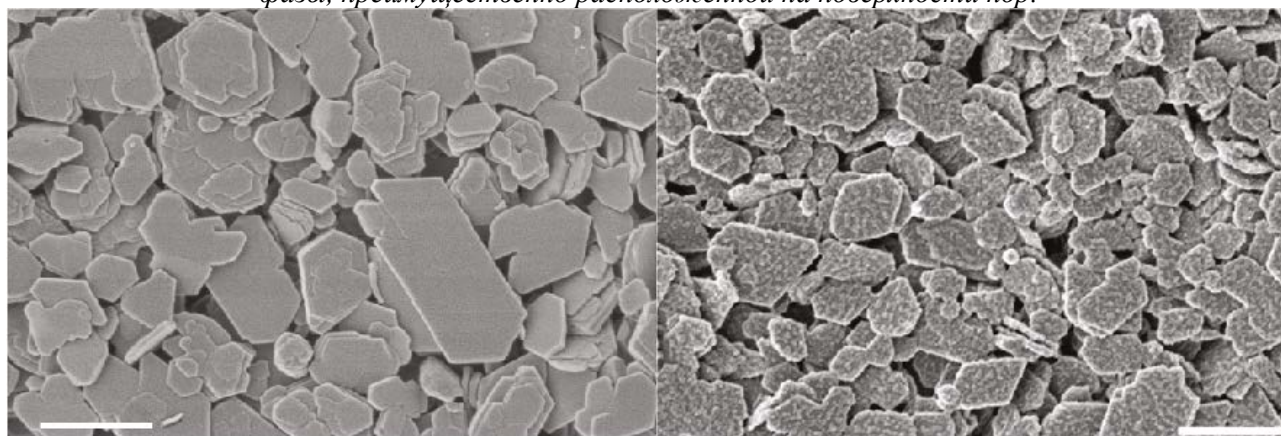


некоторые из систем позволяют создавать в камерах условия, при которых вода осаждается на образец и определять углы смачиваемости, что является дополнительным и очень важным для нефтегазовой отрасли источником информации об изучаемой породе (см. рисунок 3).

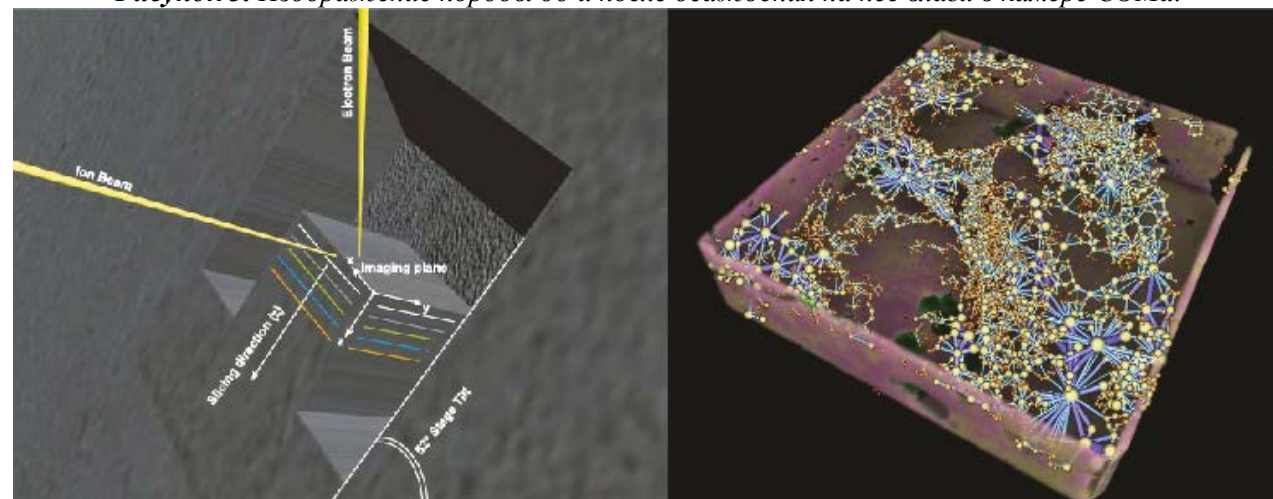
Системы ионного утонения являются СЭМами, дополнительно оснащёнными ионной колонной для послойного травления образцов. Будучи соответствующим образом укомплектованными, эти системы обладают теми же способностями, что и системы автоматизированного минералогического анализа, дополненные возможностью трёхмерного изучения образцов с пространственным разрешением в первые нанометры (на рисунке 4 показана схема работы систем ионного утонения и пример полученных данных – обработанная и упрощённая модель порового пространства).



*Рисунок 2. Минералогическая карта образца, её увеличенный фрагмент и выделение минеральной фазы, преимущественно расположенной на поверхности пор.*



*Рисунок 3. Изображение породы до и после осаждения на неё влаги в камере СЭМа.*



*Рисунок 4. Схема работы системы ионного утонения и полученная с её помощью трёхмерная модель порового пространства.*

Полученная модель породы может быть использована для расчёта её петрофизических свойств, таких, как: открытая и закрытая пористость, абсолютная и относительная проницаемость (по методу решёточных уравнений Больцмана), тепло- и электропроводность (решения уравнений Фурье и Ома соответственно) [4, 5, 6, 7]. Также, применение Цифрового Анализа позволяет рассчитать содержание органического материала в породе [10]. Для расчёта параметров, в зависимости от ситуации, может быть использована либо исходная модель породы (например, для расчёта абсолютной проницаемости) или её упрощённая версия (для расчёта относительной проницаемости). Результаты, полученные в работах [4, 5, 6, 8], свидетельствуют о том, что применение Цифрового Анализа Пород позволяет получать результаты, сравнимые по точности с результатами общепринятых методов рутинного и специального анализа керна. На рисунках 5, 6 и 7 приводится сравнение результатов Цифрового Анализа и лабораторных исследований образцов по расчёту, соответственно, пористости, абсолютной и относительной проницаемости.

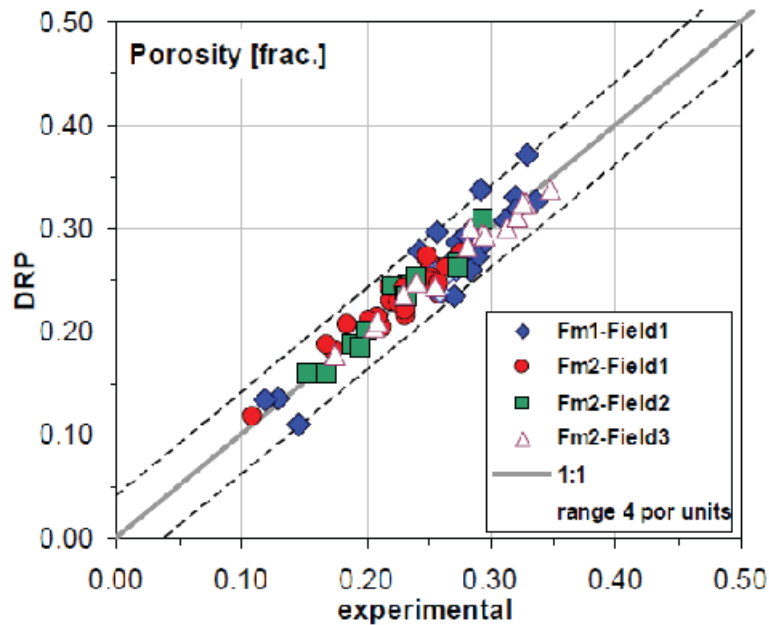


Рисунок 5. Сравнение коэффициентов пористости, полученных лабораторными тестами и с применением Цифрового Анализа [4].

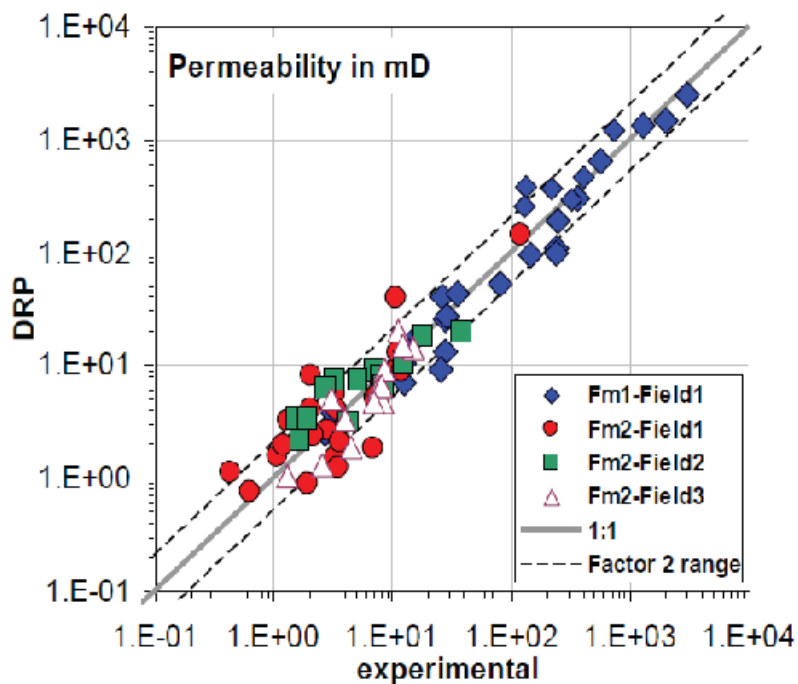
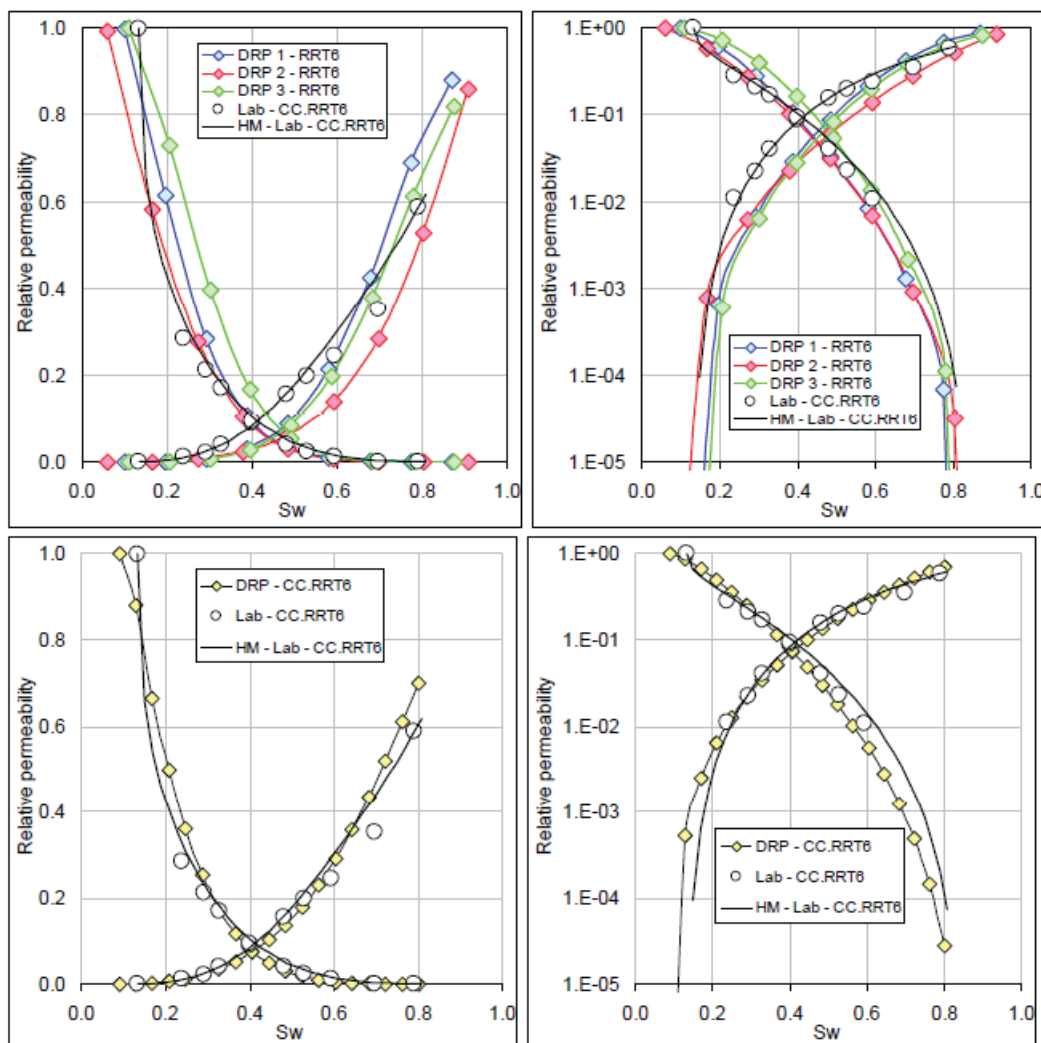


Рисунок 6. Сравнение значений абсолютной проницаемости, полученных лабораторными тестами и с применением Цифрового Анализа [4].



**Рисунок 7.** Сравнение кривых относительной проницаемости, полученных путём лабораторных измерений и путём Цифрового Анализа Поруд [5].

Плюсами Цифрового Анализа Поруд является высочайшая, по сравнению с традиционными методами рутинного и специального анализа керна, скорость, возможность проведения различных экспериментов над одним и тем же объёмом породы (вышеперечисленные методы изучения образцов, кроме ионного утонения, являются неразрушающими), возможность автоматизации процесса изучения образцов, и, в конечном итоге – его более низкая стоимость. К минусам можно отнести то, что на данный момент не разработаны способы изучения таких сложных процессов, как поток многофазного флюида через пустотное пространство породы, что неизбежно приводит к отклонениям рассчитанных и реальных параметров породы. Кроме того, не до конца решённой остаётся проблема «ап-скейлинга» (англ. up-scaling) данных: к сожалению, существующее на данный момент оборудование способно с высочайшей точностью исследовать только небольшие объёмы породы. Однако, молодость Цифрового Анализа, как метода, и тот факт, что он уже применяется рядом ведущих нефтегазовых компаний, вселяет надежду на его дальнейшего развитие и распространение.

## Список литературы

1. Р.С. Хисамов и др. «Доманиковские продуктивные отложения Татарстана – аналог «сланцевых плевей» США». «Науки о Земле», выпуск июнь 2016, СС. 76 – 85.
2. Alan R. Butcher, Herman J. Lemmens. “Advanced SEM Technology Clarifies Nanoscale Properties of Gas Accumulations In Shales”. The American Oil & Gas Reporter, July 2011
3. Dr. J. Frederick Sarg. “The Bakken – An Unconventional Petroleum and Reservoir System. Final Scientific/Technical Report”. March, 2012





4. O. Lopez et al. "Validation of fundamental carbonate core properties using Digital Rock Physics." Materials of International Symposium of the Society of Core Analysts. August 2012
5. Z. Kalam et al. "Relative permeability assessment in a giant carbonate reservoir using Digital Rock Physics". SCA2012-03
6. Nasiru Idowu et al. "Collaboration between Digital Rock Analysis and laboratory for generation of multiphase transport properties for reservoir samples". SCA2016-020
7. Pal-Eric Oren and Stig Bakke. "Process Based Reconstruction of Sandstones and Prediction of Transport Properties". Transport in Porous Media, #46, 2002. CC 311-343
8. Joel D. Walls and Steven W. Sinclair. "Eagle Ford Shale Properties from Digital Rock Physics". First Break vol. 29, June 2011.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП

*Киселёва Ю.А.\* (ФГБУ «ВНИГНИ»), Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С. (ФГБУ «ВНИГНИ»)*

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция это один из древнейших нефтедобывающих регионов России. К настоящему времени большинство крупных месторождений нефти и газа традиционного типа здесь уже находятся на завершающей стадии разработки. В связи с этим, возрастает интерес к освоению нетрадиционных источников УВ, которые приурочены на территории провинции, и в частности ее юго-восточной части (Бузулукская впадина) (рис.1), к породам сланцевой формации верхнедевонско-нижнетурнейского возраста (доманик), и считаются одними из важнейших источников прироста ресурсной базы нефтедобычи в регионе.

Поэтому важно не только оценить генерационный потенциал доманиковой толщи, но и установить ее роль в формировании уже выявленных скоплений УВ в данном районе.

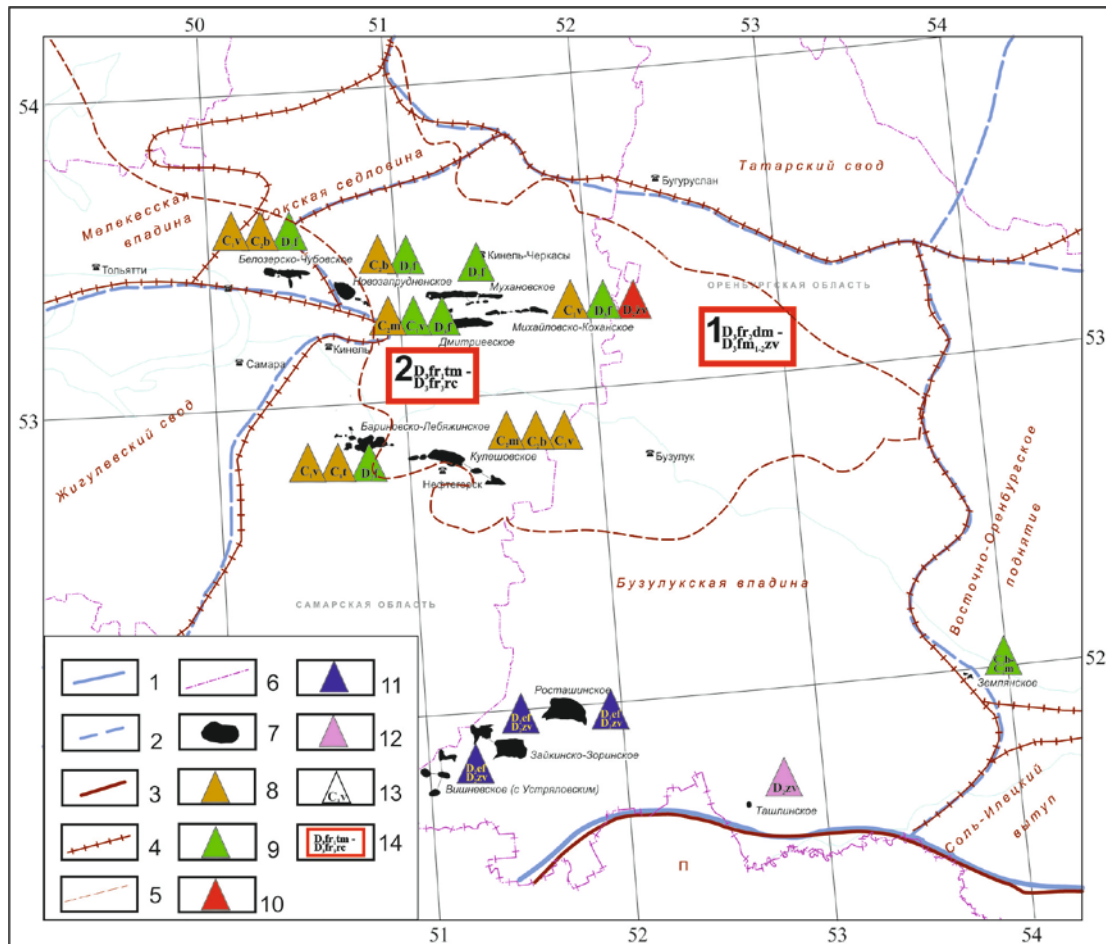
Основным, если не единственным видом исследований, позволяющим выявить связи УВ-флюидов с генерировавшими их нефтематеринскими толщами, является генетическая типизация нефтей. Она необходима для установления количества эффективных материнских толщ в изучаемом регионе, а также позволяет уточнить границы их распространения, что важно, как для более обоснованного прогноза нефтегазоносности, так и для более качественной оценки ресурсов в регионе.

В работе представлены результаты генетической типизации нефтей из продуктивных горизонтов этого района и битумоидов верхнедевонских нефтематеринских пород Бузулукской впадины, выполненные на основании комплекса биомаркерных параметров, а также проведены корреляции между ними.

Коллекция нефтей включала 39 проб из 12 месторождений Самарской и Оренбургской областей, залегающих в широком интервале глубин от 1100 до 5400 м. Стратиграфический диапазон их распространения охватывает палеозойские отложения от эйфельского яруса среднего девона до московского яруса среднего карбона. Также, были проанализированы 29 хлороформных экстрактов из нефтематеринских пород верхнедевонских отложений от тиманского горизонта нижнего франа до заволжского горизонта верхнего фамена (от  $D_3fr_{1tm}$  до  $D_3fm_{3zv}$ ), отобранных в разрезах 4-х параметрических скважин, расположенных в разных зонах Мухано-Ероховского прогиба. Интервал отбора образцов пород - от 2800 до 3100 м (рис.1). Нефти и экстракты изучены методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии.

Анализ состава и распределения УВ-биомаркеров в нефтях этого района и последующая статистическая обработка полученных данных по совокупности показателей, характеризующих фациально-генетический тип нефтематеринского ОВ, условия его накопления и литологический состав пород, позволили выделить в рассматриваемой зоне пять генетических типов нефтей (рис.1). Три из которых (I, II и III) распространены в северной части впадины, а VI и V – локализованы в ее южной части.

Нефти I типа, приуроченные к отложениям нижнего-среднего карбона, генетически связаны с ОВ морского происхождения, обогащенным бактериальным материалом или претерпевшим значительную микробиальную переработку в диагенезе, накапливавшимся в восстановительных условиях в нефтематеринских породах, характеризующихся значительным вкладом карбонатной составляющей. Уровень зрелости нефтематеринского ОВ на момент эмиграции нефтей соответствовал верхам главной зоны нефтегазообразования (ГЗН).



**Рисунок 1.** Схема расположения объектов исследования и распространения нефтей выделенных генетических типов. Условные обозначения: 1 - границы нефтегазоносных провинций; 2 - границы нефтегазоносных областей; 3- границы крупнейших тектонических элементов (антеклиз, синеклиз и т.д.); 4 - границы крупных тектонических элементов (сводов, впадин, прогибов); 5 – границы Мухано-Ероховского палеопроггиба ( $D_{zf}$ ); 6 - административные границы; 7 - месторождения, по которым изучены нефти. 8 - 12 - типы нефти: 8 - I тип, 9 - II тип, 10 - III тип, 11 - IV- тип, 12 - V тип, 13 - возраст вмещающих отложений; 14 - участки расположения скважин (с указанием интервалов отбора), по которым были изучены образцы пород.

Нефти II типа, залегающие, главным образом, в верхнедевонских отложениях, также генетически связаны с ОВ морского происхождения, но вклад бактериального материала в его составе меньше, чем в материнском ОВ нефтей I-ого типа и доля карбонатной составляющей в материнских породах нефтей II типа также меньше, по сравнению с материнскими породами нефтей I-ого типа. По зрелости нефти II типа практически не отличаются от нефтей I-ого и генерированы в «верхах» ГЗН.

III тип нефтей генетически связан с морским ОВ, характеризующимся бóльшим вкладом водорослевого материала (по сравнению с материнским ОВ нефтей I и II типа), накапливавшимся в преимущественно глинистых отложениях. Зрелость исходного ОВ на момент эмиграции УВ соответствовала пику «нефтяного окна».

Нефти IV и V типов, залегающие в эйфельских и живетских отложениях, генетически связаны с сильно преобразованными нефтематеринскими толщами, содержащими ОВ поздней зрелости согласно классификации [1, 2], что соответствует  $МК_3$ - $МК_4$  по шкале катагенеза Амосова-Вассоевича [3], и, согласно биомаркерным параметрам, не связаны с единой материнской толщей, а, вероятно, поступали в зоны нефтегазонакопления из разных очагов генерации.

Проведенные корреляции нефтей с битумоидами нефтематеринских пород доманиковой толщи показали, что среди изученных, только нефти из отложений верхнего девона-среднего карбона (I и II



типа), генерированы породами доманикового типа. Среднедевонские нефти (III-V типа) со сланцевой толщей не связаны.

«Доманиковые нефти» (I и II тип) значительно отличаются по набору генетических характеристик от других изученных нефтей, что позволяет довольно точно их диагностировать. При этом их подразделение на типы обусловлено неоднородностью состава самой сланцевой толщи, для которой характерно увеличение доли карбонатной составляющей вверх по разрезу от отложений доманикового горизонта среднефранского подъяруса к отложениям малевско-кизеловского горизонта турнейского яруса.

Установлено, что нефти I типа из отложений нижнего-среднего карбона генетически связаны с верхним более карбонатным интервалом разреза доманиковой толщи (надречицко-заволжские НМП). Нефти II-го типа, приуроченные преимущественно к подстилающим доманиковую толщу отложениям, генерированы ее нижним интервалом (доманиково-речицкие НМП), в составе которого преобладают карбонатно-кремнистые породы. Наблюдаемые закономерности распределения нефтей по разрезу характерны для зоны Мухано-Ероховского прогиба, где доманиковые отложения представлены в максимальном стратиграфическом объеме от среднего франа до турне. На восточной окраине Бузулукской впадины, приуроченность нефтей II типа к среднекаменноугольным отложениям подтверждает наличие в этой зоне пород доманикового типа только в нижнем стратиграфическом диапазоне от доманикового до речицкого горизонта.

Выявленные связи между «доманиковыми» нефтями и разновозрастными нефтематеринскими породами сланцевой толщи доманика позволяют уточнить границы распространения и стратиграфический объем отложений доманикового типа. Кроме того, они имеют важное значение для построения моделей генерационно-аккумуляционных УВ систем.

## Список литературы

1. Cooper B.S. Practical Petroleum Geochemistry. RSP (Robertson Scientific Publication). – 1990. – p. 174
2. Peters K.E. and Cassa M.R. Applied source rock geochemistry. In: The Petroleum System – From Source to Trap (L.V. Magoon and W.G. Dow, eds.), American Association of Petroleum Geologist, Tulsa, OK. – 1994. – p. 93-117.
3. Парпарова Г.М., Неручев С.Г., Жукова А.В. и др. Катагенез и нефтегазоносность. – М. Недра. – 1981. – с. 240.

## ОПАСНОСТЬ ЙЕЛЛОУСТОУНСКОГО ВУЛКАНА: ПРАВДА ИЛИ ВЫМЫСЕЛ?

**Кичко Константин (СКФУ ИНуГ)**

Вулканы — геологические образования на поверхности коры Земли или другой планеты, где магма выходит на поверхность, образуя лаву, вулканические газы, камни (вулканические бомбы и пирокластические потоки).

Извержения гавайского типа - это извержения, которые могут возникать вдоль трещин и разломов, как при извержении вулкана Мауна-Лоа на Гавайях в 1950 году. Данный тип извержений характеризуется изливаниями жидкой, высокоподвижной базальтовой лавы, формирующей огромные плоские щитовые вулканы. В ходе извержений через трещины фонтаны лавы выбрасывается через разломы в рифтовой зоне вулкана и растекаются вниз по склону потоками небольшой мощности на десятки километров (Рис. 1).



**Гавайский тип извержения: 1: Пепельный шлейф, 2: Фонтан лавы, 3: Кратер, 4: Лавовое озеро, 5: Фумаролы, 6: Поток лавы, 7: Слой лавы и пепла, 8: Слой породы, 9: Силл, 10: Магматический канал, 11: Магматическая камера, 12: Дайка**

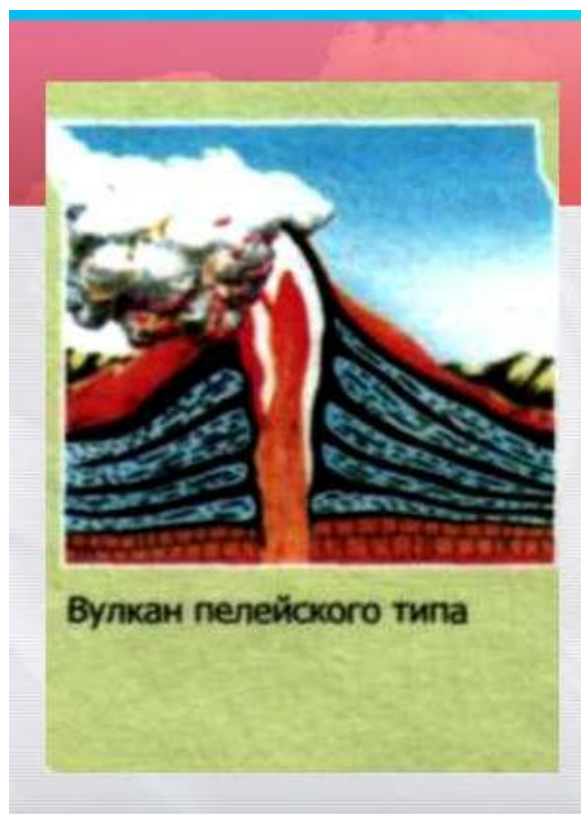
*Рисунок 1. Строение вулкана гавайского типа.*

Пелейский тип извержений – это извержения, характеризующиеся образованием грандиозных раскаленных лавин или палящих туч, а также ростом экструзивных куполов чрезвычайно вязкой лавы. Свое название этот тип получил от вулкана Мон-Пеле на острове Мартиника в группе Малых Антильских островов, где 8 мая 1902 г. взрывом была уничтожена вершина дремавшего до этого вулкана и вырвавшаяся из жерла тяжелая раскаленная туча гигантских размеров уничтожила город Сен-Пьер с 40 000 жителей (Рис. 2).

Кальдэра (от исп. caldera — большой котёл) — обширная циркообразная котловина вулканического происхождения, часто с крутыми стенками и более или менее ровным дном, образовавшаяся в результате очень сильного извержения вулкана (Рис. 3).

Сернистый дождь — все виды метеорологических осадков — дождь, снег, град, туман, дождь со снегом, — при которых наблюдается понижение рН (водородного показателя) дождевых осадков из-за загрязнений воздуха оксидами серы. Впервые термин «кислотный дождь» (сернистый) был введен в 1872 году английским учёным Робертом Смитом в книге «Воздух и дождь: начало химической климатологии».

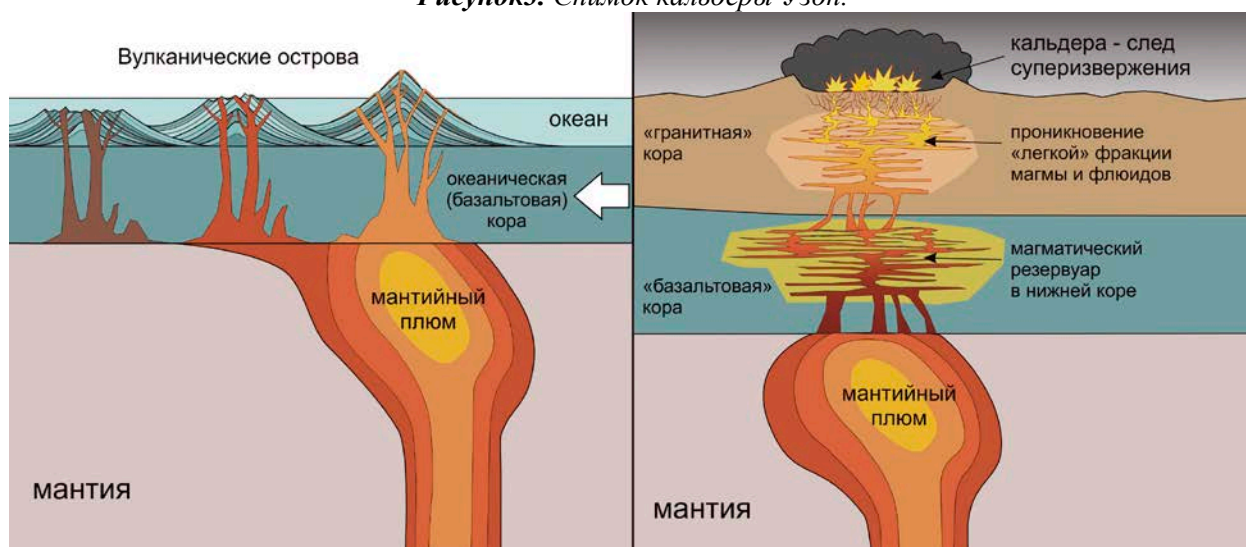
Плюм — это всплывающий горячий материал от границы с ядром (нижнемантийные плюмы) или от границы нижней и верхней мантии. Когда плюм движется в мантии, он состоит обычно из головы и хвоста. При достижении литосферы голова плюма уплотняется (растекается) (Рис.4).



*Рисунок 2. Строение вулкана пелейского типа.*



*Рисунок 3. Снимок кальдеры Узон.*



*Рисунок 4. Расположение плюма.*



Диапир (диапировая складка) (от греческого *diapairo* — протыкаю, пронзаю \* а. diapir; н. Diapir, Diapirfalte; ф. diapir; и. diapirgo) — куполообразная антиклинальная складка с интенсивно смятым ядром, срезающим крылья складки и возникающим за счёт выдавливания снизу высокопластичных пород (соль, глины) (Рис. 5).



Рисунок 5. Загросский диапировый купол.

## Список литературы

1. Геологические и геофизические исследования в вулканических областях, ответственный редактор К.Н. Рудич.
2. Гущенко И.И. Извержения вулканов мира (каталог). — М.: © Наука, 1979.
3. Влодавец В.И., Справочник по вулканологии, © Издательство "Наука", Москва, 1984 г.
4. Влодавец В.И., Вулканы Земли, © Издательство "Наука", Москва, 1973 г.
5. Геологические и геофизические исследования в вулканических областях, © Издательство АН СССР, Москва, 1963 г. Ответственный редактор Рудич К.Н.
6. Магма малоглубинных камер, сборник, изд-во «Наука», 1970 г., Ответственный редактор К. Н. РУДИЧ
7. Мархинин Евгений Константинович. Вулканы и жизнь: (Проблемы биовулканологии). - Москва, © "Мысль", 1980.- 1996 с, ил.
8. <http://geo.web.ru/db/msg.html?mid=1163814&uri=part11-03-3.htm>
9. [https://ru.wikipedia.org/wiki/Кислотный\\_дождь](https://ru.wikipedia.org/wiki/Кислотный_дождь)
10. <http://www.edudic.ru/geo/6044/>
11. <http://magnitologiya.academic.ru/1116/ПЛЮМ>
12. <http://www.mining-enc.ru/d/diapir/>

## О ГЕНЕЗИСЕ РАССОХИНСКО-БАЛАХНИНСКОГО МЕГАВАЛА ЦЕНТРАЛЬНО-ТАЙМЫРСКОГО ЖЕЛОБА В ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОМ РЕГИОНАЛЬНОМ ПРОГИБЕ

Корнеев А.А.\* (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Афанасенков А.П. (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Любаев Р.Р. (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Обухов А.Н. (ФГБУ "ВНИГНИ")

Рассохинско-Балахнинский вал приурочен к осевой зоне Центрально-Таймырского желоба Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП). Енисей-Хатангский региональный прогиб развивался под постоянным влиянием центральной Рассохинско-Балахнинской рифтовой зоны, почти совпадающей с одноименными валами. Эта зона явно принадлежит грандиозному Сибирскому центру пермско-триасового вулканизма. Вероятнее всего здесь происходит тройное сочленение Рассохинско-Балахнинского рифта с Уренгойско-Колтогорской и Худосейской рифтовыми зонами. Главный принцип рифтовой модели ЕХРП заключается в том, что основным режимом развития прогиба с позднепалеозойского времени является глобальное растяжение. Признаваемый большинством исследователей пермо-триасовый рифтинг находит фактическое подтверждение на сейсмических профилях. Однако крупные инверсионные валы, проходящие по оси Енисей-Хатангского регионального прогиба, обычно считаются структурами сжатия. Таким образом, необходимо объяснить каким образом в геоструктурах регионального растяжения появились структуры сжатия. Рассохинско-Балахнинский вал, как часть Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) расположен в арктических районах Сибири и является одним из немногих крупных слабоизученных объектов Программы федерального геологического изучения недр России, высокоперспективных для открытия месторождений нефти и газа. (Рис.1)

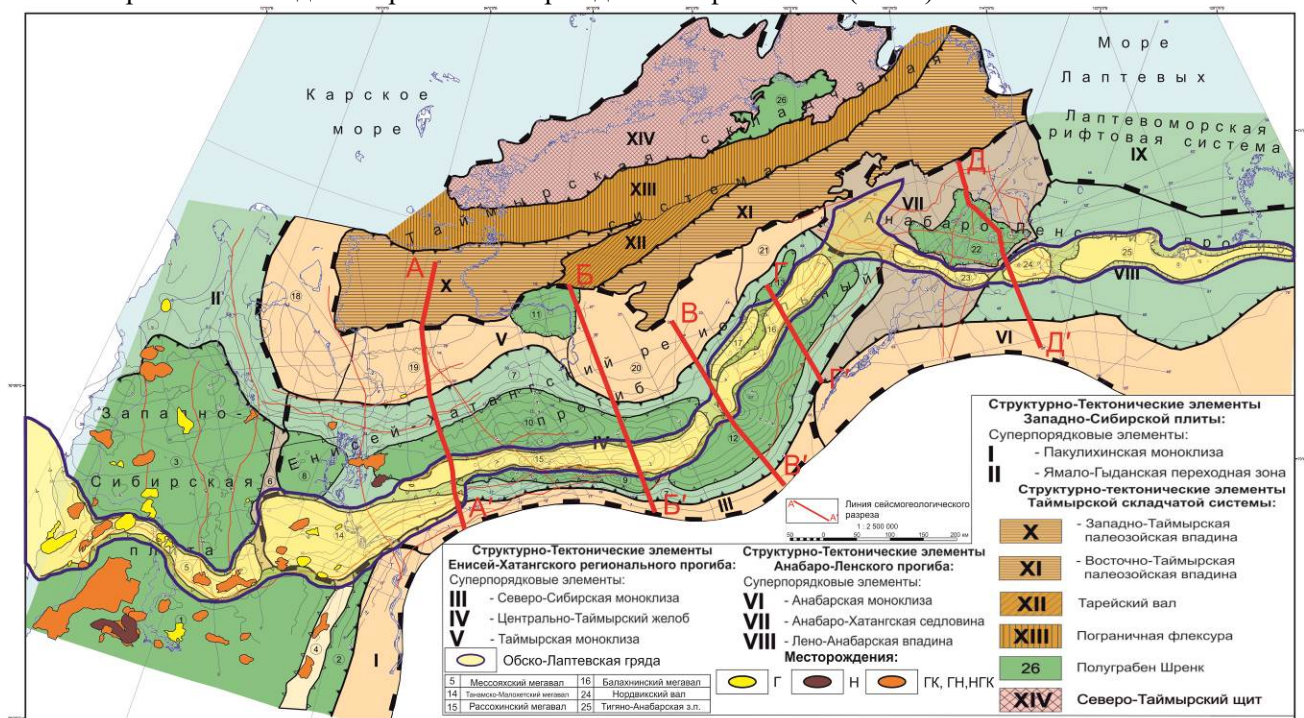


Рисунок 1. Структурно-тектоническая схема ЕХРП с расположением профилей через зону валов (ФГБУ «ВНИГНИ»)

Скважины Волочанские 1, 2, пробуренные в своде Рассохинского вала показали отсутствие залежей углеводородов, а Логатская 361, Кубалахская 1 и Балахнинская 3 - в своде Балахнинского вала закончились открытием мелкого газового месторождения. Это совсем не соответствует масштабу столь крупных и высокоамплитудных структур (по рангу - мегавалов) и также требует объяснения.

Эти валы являются частью крупнейшей на севере Сибири (более 2000 км.) Обско-Лаптевской гряды (Балдин В.А. и др., 2008), которая субширотно пересекает все, в целом субмеридиональные, структуры мезозойского бассейна Западно-Сибирской платформы (ЗСП) и проходит на восток по Енисей-Хатангскому региональному прогибу (ЕХРП), пересекает Анабаро-Хатангскую седловину и заканчивается Тигино-Анабарской зоной поднятий и Усть-Оленёкским валом. От реки Обь (в районе



## **НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Ямбурга) до моря Лаптевых гряда разделяет главный северный депоцентр прогибания ЗСП на Ямало-Гыданскую и Надым-Пурскую (Пендомаяхскую) синеклизы, а в ЕХРП гряда разделяет прогибы Центрально-Таймырского желоба и восточной Анабаро-Ленской зоны. Обско-Лаптевская гряда на территории ЕХРП состоит из ряда крупных высокоамплитудных (до 4-5 км и более) мегавалов северо-восточного простирания. В пределах площади исследования гряда представлена Мессояхским, Танамско-Малохетским, Рассохинским, Балахнинским мегавалами.

Изучение генезиса Рассохинско-Балахнинского вала необходимо начать с обзора соседних высокоамплитудных валов, также относящихся к Обско-Лаптевской гряде.

Мессояхский инверсионный вал (порог) выделен А.М. Брехунцовым в качестве крупной надпорядковой структуры, разделяющей самые глубокие Ямало-Гыданскую и Надым-Пурскую синеклизы Западно-Сибирского мегабассейна, и названа Мессояхским порогом. Позднее (Балдин В.А. и др.) включил Мессояхский порог в состав Обско-Лаптевской гряды поднятий. Мощность осадочного чехла по данным сейсморазведки здесь достигает 10-20 км. Мессояхский порог имеет амплитуду более 1000 м. и в основании возможно связан с субширотными сбросо-сдвигами. Мезозойский чехол нарушен поперечными разломами небольшой амплитуды (В.В. Харахинов и др., 2013). Мессояхский порог почти на всем протяжении отображается гравитационными аномалиями, а на отдельных участках проявляются и магнитные аномалии. По данным ГСЗ здесь установлена тектоническая ступень по поверхности Мохоровичича, достигающая 7 км. Мессояхский порог связан с Енисей-Хатангской рифтовой зоной, которая обусловила флюидодинамическую активность рассматриваемой мегаструктуры и играла решающую роль в создании тектоно-седиментационного облика осадочных комплексов и условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления (В.В. Харахинов и др., 2013). Её образование может быть связано со встречным гравитационным течением осадочных толщ с южного и северного бортов по реологическим разделам в рифтовом комплексе (возможно силлам).

Танамско-Малохетский мегавал протягивается на 250 км (Балдин В.А. и др., 2016), имея ширину 30 км. Он отличается волнообразным строением оси в плане и её крутым погружением на запад. В сводовой части вала обнаружены Малохетское, Нижнехетское, Зимнее газовые месторождения, а в зоне западного периклинального погружения – Северо-Соленинское, Южно-Соленинское, Мессояхское. В сводовой части вала установлено воздымание и сокращение мощности мезозойских пород, которое усиливается к востоку, к следующему Рассохинскому мегавалу. Эта огромная структура (протяженность более 550, ширина 30-45 км.) занимает южную часть Центрально-Таймырского желоба, разделяя южный узкий Дудыптинско-Жданихинский и глубокий обширный Агапский мегапрогибы. Вдоль осевой части выявлены (с запада на восток) Озерное, Верхне-Кубинское, Джангодское, Тундровое, Волочанское локальные поднятия, из которых на Озерном и Джангойском выявлены залежи газа в юрских и меловых отложениях. Восточная периклиналь вала осложнена смятием, возможным диапиризмом и мелкоамплитудными разломами. Мощность юры здесь достигает 2,5 км. Триасовые отложения дисгармоничны и отделены от юрских несогласием. В своде вала отмечено либо отсутствие меловых отложений, либо их наличие мощностью не более 700 м. Мощность триасовых отложений здесь от 1 до 3 км. Юрские отложения повсеместно подстилаются породами среднего и верхнего триаса, ниже которых более древние высокоскоростные (возможно палеозойские) породы в отличие от Малохетского вала не предполагаются.

Далее к востоку расположен Балахнинский мегавал (размеры 250 на 50 км.). В своде вала обнажаются меловые отложения. Рассматриваемый вал имеет ряд отличий особенностей. Во-первых, здесь вскрыт мощный (до 3800 м) юрский разрез и до глубины 4600 м триасовый. Южное крыло вала осложнено глубинным разломом, имеет амплитуду до 3.5 км. Северное крыло пологое. На этом валу отложения юры-мела и триасового комплекса образуют мощную толщу осадков явно инверсионного облика.

Традиционно образование валов в ЕХРП связывается с коллизией Таймырского микроконтинента (Афанасенков А.П. и др., 2017) с Сибирской платформой. Западный элемент этой гряды – Мессояхский вал (или порог) находится почти в центре севера Западной Сибири и его образование никак не может быть связано с Таймырским микроконтинентом, а Нордвикский вал на востоке вообще обязан своему происхождению соляно-купольной тектонике (Рис. 2.Д-Д').



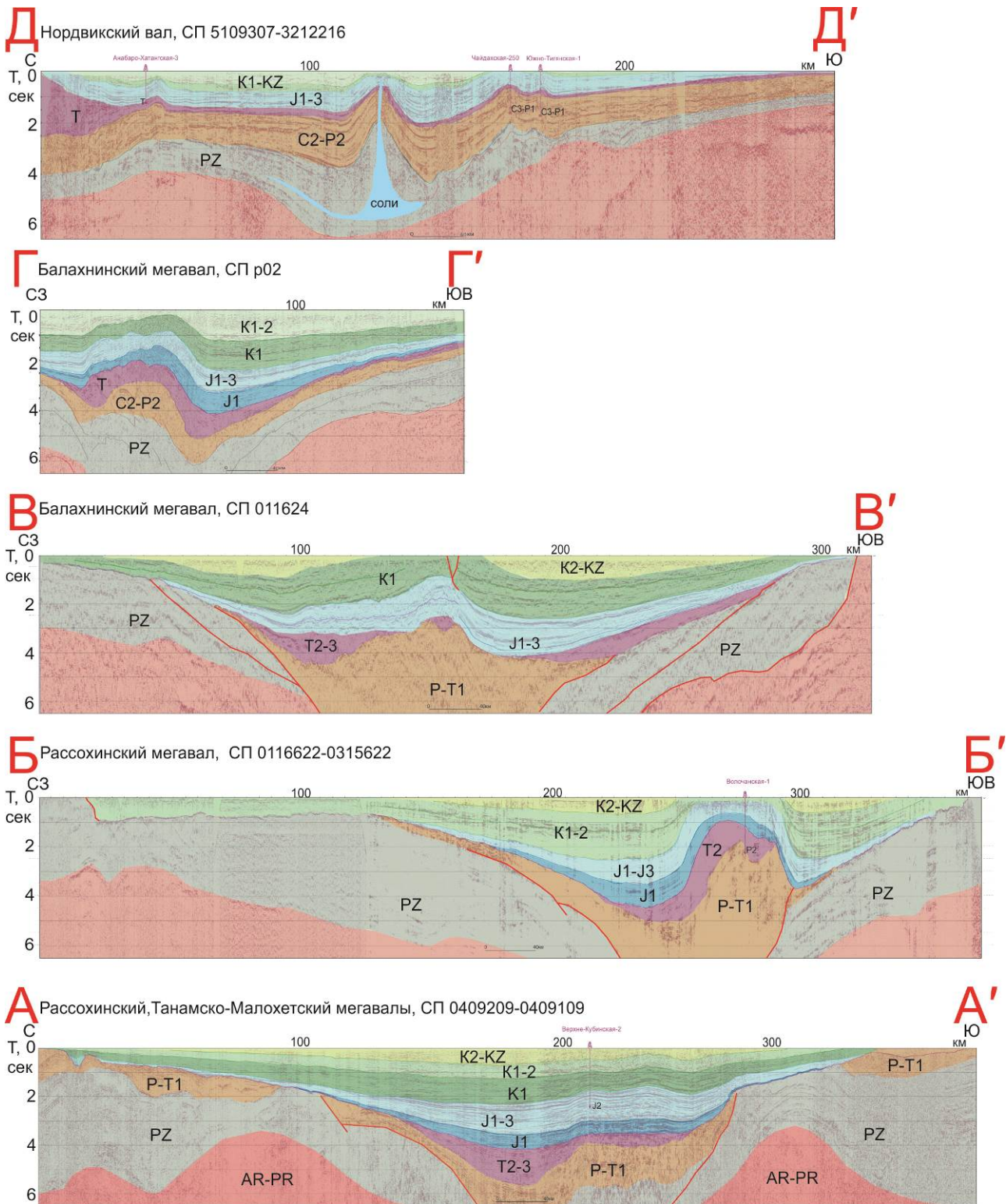


Рис 2. Сейсмогеологические разрезы через зону валов ЕХРП

При построении тектонической модели при анализе современных сейсмических работ по федеральным программам были отмечены новые довольно важные геологические факты. Так в пределах Северо-Сибирской моноклизы на южном борту ЕХРП повсеместно отмечается важная зона отсутствия, по крайней мере, триасовых, а в районе Южно-Пясинского куполовидного поднятия карбон-пермских и возможно более древних формаций (рис. 2.А-А'). Эта зона отсутствия верхнего палеозоя и триаса прослеживается и на северном борту ЕХРП. То есть зоны узких вытянутых зияний протягиваются вдоль северного и южного борта Рассохинско-Балахнинской рифтовой зоны. Ширина ее в среднем составляет около 20 км, причем на западе она увеличивается до 50 и более км и рифейские и нижнепалеозойские толщи под зоной зияния подняты в крупную пологую антиклинальную складку. Почему же триас на бортах не смят, а разорван на фрагменты? Важен еще и

масштаб рассмотрения исходных данных. Привычное сжатие горизонтального масштаба (обычно 1 к 20), настолько затушевывает механизм деформаций, что кажется разумным латеральное смятие осадочной толщи в десятки и сотни километров (рис. 3). На самом деле горизонтальное сжатие на примере Рассохинского и Балахнинского валов составляет всего около 5 км.

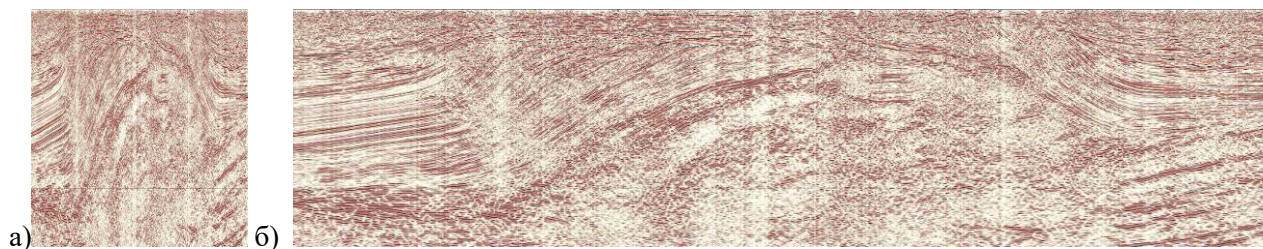


Рис.3. Сравнение отношений горизонтального и вертикального масштабов представления сейсмических данных: сжатых (а -1:20) и приближенных к нормальному (б -1:6)

Механизм образования валов в осевой части Центрально-Таймырского желоба может быть объяснен в рамках концепции гравитационной геодинамики (Обухов А.Н.). Эта концепция предполагает, что деформации осадочного чехла происходят из-за сползания как осадочных формаций, так и основания с приподнятых бортовых зон, в данном случае с плечей рифта, в опускающуюся депрессию. На основании изучения истории геологического развития время заложения прогиба – средний триас. Эта северная пассивная окраина Сибирского континента в конце пермского - начале триасового периодов подверглась рифтингу и образовался региональный уклон, по которому произошло гравитационно-геодинамическое оползание ниже-палеозойских терригенно-карбонатных компетентных толщ в рифтовую долину. При этом происходил мощный вулканизм, создавший трапповое плато площадью до 2 млн. кв. км. И только со среднего триаса, началось образование удлиненной структуры ЕХРП. Зоны спрединга-растяжения, разбили вулканическое плато и его палеозойское основание на серию крупных фрагментов-пластин, которые начали оползать в рифтовые понижения. Тектонически денудированные краевые области стали испытывать изостатическое всплывание и таким образом изометрическое поле седиментогенеза досреднетриасового времени стало уменьшаться и приобрело современный вид удлиненного прогиба. Встречное движение аллохтонных пластин создало в самых погруженных зонах ЕХРП антиклинальные валы. Гравитационно-геодинамические срывы на Северо-Сибирской и Южно-Таймырской моноклизах продолжались в течение всей истории прогиба, усиливаясь в середине мела, в конце олигоцена и в плиоцен-четвертичное время. Именно ими объясняется инверсионная структура валов ЕХРП и наличие в них погребенных покровов.

Механизм формирования валов в рифтовой зоне в результате сползания пластин пород с бортовых зон хорошо описан в статье (L. Geoffroy, 2015).

Следует отметить различный генезис всей линии валов с Запада на Восток, трудно объясняемый с точки зрения классической плитотектонической концепции, однако в случае гравитационно-геодинамической теории эти различия легко объяснимы.

Выделим основные типы валов Обско-Лаптевской гряды:

1. Западный элемент этой гряды – Мессояхский вал (или порог) находится в самой глубокой зоне Западно-Сибирского бассейна, и его образование никак не может быть связано с коллизионным взаимодействием с Таймырским блоком. Появление и структура вала объясняются встречным сползанием бортовых зон вместе с расположенными на них осадочными толщами в эпицентр рифтовой зоны (Рис. 2.А-А').
2. Южная асимметрия Рассохинского вала (его наваливание на южный борт) объясняется тем, что масштаб гравитационного сползания с плато Путорана был большим чем с Таймырского блока (северный борт более пологий) (Рис. 2.Б-Б').
3. Северная асимметрия Балахнинского вала (его наваливание на северный борт) связано с тем, что здесь гравитационное сползание с Янгодо-Горбинского выступа было большим чем с Северо-Сибирской моноклинали (южный пологий борт Боганидско-Жданихинского прогиба) (Рис. 2.В-В' Рис. 2.Г-Г').
4. Нордвикский вал на востоке вообще обязан своему происхождению соляно-купольной тектонике, что является проявлением тех же самых гравитационно-геодинамических процессов. (Рис. 2.Д-Д').

Таким образом, все валы образованы глобальной гравитационной тектоникой. Если все валы Обско-Лаптевской гряды рассматривать как единую связанную систему, то хорошо наблюдается этапность и различия в их росте. В среднем и верхнем триасе рост валов был незначительным, не превышающим 5% от всего значения роста, в неокме скорость роста остается примерно такой же, с некоторым увеличением на западе ЕХРП. Основной рост валов приурочен к олигоцену, в четвертичный период произошло основное поднятие, особенно на востоке исследуемой территории. Наличие большой сети современных сейсмических профилей позволит в будущем детально описать эти различия и численно установить этапность и скорости роста валов на всем протяжении гряды.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., «Мезо-кайнозойская история развития севера западной Сибири на основе анализа сейсмических данных (Гыдан, Усть-Енисейский район)», Геология нефти и газа, 2017, №1, 34-46
2. Балдин В. А., «О выделении на севере Сибири крупнейшей Обско-Лаптевской гряды». Geomodel 2008 - 10th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development, 2008
3. Запивалов Н.П., Каштанов В.А. «Авлагены Западной Сибири и нефтегазоносность фундамента», Горные ведомости, 2014. С. 46-53
4. Обухов А.Н., Обухова М.А. «Гравитационная геодинамика новое направление тектонического анализа осадочных бассейнов». В сб. Современное состояние наук о Земле 1-4 февраля Москва, 2011 г., с 1353-1357
5. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. «Мессояхский порог- уникальный нефтегеологический объект на севере Сибири». Геология нефти и газа, 2013, №5, 34-48
6. L. Geoffroy, E.V.Burov, P. Werner. Volcanic passive margins: another way to break up continents/ Nature, October, 2015



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

*Коротков С.Б. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В ПАО «Газпром» активно реализуется «Восточная программа», главными составляющими которой являются создание новых газодобывающих кластеров - Чаяндинского и Ковыктинского, а также строительство газотранспортной системы «Сила Сибири». Геологоразведочная деятельность в последние годы охватывает три субъекта РФ – Якутию, Иркутскую область и Красноярский край.

По прошествии 10-ти лет активных поисково-разведочных работ накоплен значительный материал сейсморазведочных и буровых работ, позволяющий внести существенные коррективы в существующие представления о геологическом строении и перспективах нефтегазоносности недр Сибирской платформы. Приходится признать, что ряд устоявшихся «фактов» переходит в разряд научных заблуждений. К такому выводу автор пришел в процессе работы с первичными материалами при составлении и экспертизе различных геологических документов: геологических отчетов регионального характера, технико-экономических предложений по лицензированию участков недр, проектов поисково-оценочных и разведочных работ, отчетов по подсчетам запасов, отчетов о НИР по оценке надёжности газопорупоров для создания подземных хранилищ гелиевого концентрата. Наблюдения сопоставлялись с геолого-геофизическими данными и опытом работы автора в других регионах Мира: Прикаспийской впадине, Западной Сибири, Северном море, Дальнем востоке и Персидском заливе.

Ниже приводится авторское видение главных «заблуждений», приводящих к ложным выводам о перспективности того или иного района работ, лицензионного участка или поискового интервала глубин.

Заблуждение 1 – регион крайне слабо изучен. При перелете на самолете над территорией Восточной Сибири в нефтегазоносных и перспективных районах, поражает количество старых сейсмических профилей, видимых невооруженным глазом с высоты 9000 м в виде регулярных просек разной плотности. Работа с фондовой информацией и «свежими» отчетами, представляемыми на геологическую экспертизу, полностью подтверждает это визуальное наблюдение – все средние и крупные положительные структуры покрыты хотя и не регулярной, но достаточно плотной сетью сейсмических профилей МОВ ОГТ 2D, позволяющей достаточно уверенно трассировать региональные реперы и картировать структурные поднятия. На подавляющем большинстве лицензионных участков ранее (в основном, в советский период) уже бурились глубокие скважины, параметрические или поисковые, выполнялись геофизические и геохимические полевые и камеральные работы – гравимагниторазведка, электроразведка, газовая съемка. Условно, все работы можно разделить на три этапа покорения «дальней» Сибири: 1950-60-е гг., 1970-1980-е гг. и 1980-нач.1990-х гг. В наше время идет четвертая итерация поисков и разведки, начатая в середине «нулевых» годов. Качество геофизических данных, результатов бурения и испытания скважин, петрофизических и геохимических исследований, выполненных ранее организациями бывш. Мингео СССР, можно оценить как достаточно высокое для тех лет и достаточное для текущей оценки перспективности (или бесперспективности) поисковых объектов. Можно допустить, что были пропущены мелкие структуры, но даже оперативная оценка их возможных максимальных запасов УВ, с учетом удаленности от проектируемых и существующих газотранспортных систем или возможных потребителей газа, показывает их полную коммерческую бесперспективность, даже при самых благоприятных геологических факторах. Очевидно, многие такие площади после проведения геофизических работ или бурения одной-двух скважин были оставлены геологоразведчиками как экономически нерентабельные. Приходится признать, что советские «госплановские» экономисты были далеко не так плохи, как их представляла антисоветская и антироссийская пропаганда в годы перестройки и постперестроечный период. Теперь же эти участки вновь выставляются на тендеры для приобретения лицензий на право недропользования.

Заблуждение 2 – трапповый магматизм сильно затрудняет выполнение сейсморазведочных работ, обработку и интерпретацию данных. Все рассмотренные материалы сейсморазведочных работ дают основание полагать, что повсеместно распространенные траппы никак не отражаются на сейсмических разрезах. Существует ряд авторитетных мнений, чем это вызвано – правильным учетом и коррекциями при обработке данных, совершенствованием методологии полевых работ и аппаратуры или акустической однородностью траппов и заполняющих поровое пространство

флюидов с соседствующими пластами. Траппы не затрудняют выделение структур в продуктивных интервалах и практически не искажают волновое поле. На сейсмическом разрезе трапповые породы выглядят как обычные субгоризонтальные осадочные пласты и визуальнo выделить их, без предварительной увязки, довольно проблематично. Необходимо отметить, что рельеф Восточной Сибири создает в наше время в разы больше проблем для сейсморазведчиков, чем трапповый магматизм. Детально вопрос учета траппов для коррекции динамического анализа и детальных структурных построений в современной научной литературе практически не рассматривается. То же можно сказать и о соленосных толщах, достигающих в некоторых районах суммарной мощности 900 метров и более. Довольно странно, что касательно траппов, имеющих, в общем то, довольно небольшие мощности и согласованное залегание, имеется много рассуждений в научных докладах, лекциях и литературе, а вот касательно уникального многопластового соляного восточносибирского бассейна – в разы меньше, хотя последний доставляет много проблем буровикам в виде целого ряда осложнений, самыми опасными из которых являются рапопроявление и поглощение бурового раствора, что часто приводит либо к авариям и ликвидации скважин, либо к некачественному испытанию скважин. Крайне слабо в геологической литературе рассмотрены карналлитовые ( $KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) (рис.1), бишофитовые ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) и хлоркальциевые гигроскопичные отложения и рапы, достигающие минерализации более 600 г/л, например на Ковыктинском ГКМ. Необходимо признать, что до сих пор нет единого представления даже о геологическом строении «зон рапопроявления» - ряд исследователей связывают их с межсолевыми пропластками доломитов и аргиллитов, другие – с субвертикальными разломными нарушениями с гидротермальным глубинным подпором, существует также версия «твердого» состояния этих зон в пласте в состоянии покоя и перехода в жидкость только при буровом воздействии.



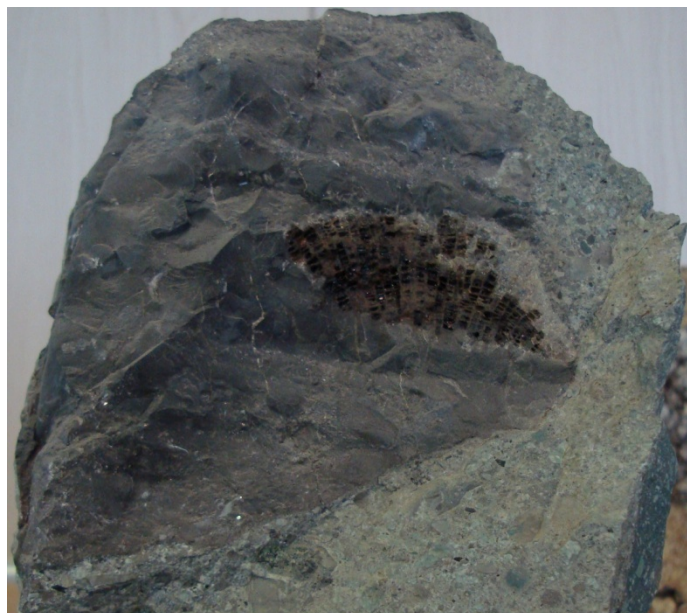
**Рисунок 1.** Карналлит  $KMgCl_3 \cdot 6H_2O$ , Германия. Геологический музей им. В.И. Вернадского, РАН, Москва (фото автора). Карналлит и бишофит ( $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ ) – одни из самых быстрорастворимых и гигроскопичных солей, встречаемых в природе.

Заблуждение 3 – гравиразведка и электроразведка дают хорошие результаты в Восточной Сибири, позволяет выделить выступы фундамента и другие структурные особенности. В отчетах обычно даются ссылки на гравиметрические, электроразведочные и магнитные съемки 1950 – 60-х годов. В последующие годы территория была покрыта сейсморазведкой МОВ ОГТ и разбурена. Ни в одном отчете не был приведен анализ сопоставления прогнозных построений и последующего подтверждения сейсмикой и бурением. Немногочисленные иллюстрации дают основание полагать, что гравиметрические и электроразведочные данные полностью бесполезны для нефтепоисковых целей и выполнялись для поиска кимберлитовых алмазонасных трубок, золотоносных полей и прочих рудных полезных ископаемых субвертикальных или объемно-массивных форм залегания. За 20 лет работы в разведочной нефтегазовой геологии автору ни разу не довелось видеть реальных примеров результативного использования этих двух методов. Адепты данного направления обычно апеллируют к главному достижению – «дешево и быстро», но стоимость даже самого дорогого (и надежного) геофизического метода – 3D МОВ ОГТ минимальна на фоне общих затрат на ГРП и просто ничтожна на фоне капитальных затрат на освоение месторождения и подключению его к нефте- газотранспортной системе.

Заблуждение 4 – перспективные объекты венда и рифея связаны с рифогенными постройками, обладающими повышенной пористостью. Данные утверждения встречаются во многих отчетах. Даже поверхностное ознакомление с работами отечественных палеонтологов и литологов, а также посещение Геологического музея РАН им. Вернадского показывает ошибочность данного утверждения – в данном периоде рифов еще попросту не существовало в природе (рифы современного типа «начинаются» с ордовикского периода). Строматолитовые постройки (рис.2) существенно отличаются своими ФЕС от рифов, в привычном нам понимании. Территория Сибирской платформы много раз испытывала глубокое погружение и последующий подъем. Даже если бы рифы существовали, то любая первичная пористость за гигантский, даже по геологическим меркам, отрезок времени полностью ликвидировалась бы.



**Рисунок 2.** Строматолитовая постройка, Палеопротерозой, Мурманская обл.. Геологический музей им. В.И. Вернадского, РАН, Москва (фото автора, 2017).



**Рисунок 3.** Битум в коралле. Ксенолит в кимберлите трубки Юбилейная. Музей кимберлитов им. Д.И. Саврасова г. Мирный (фото автора, 2014 г.)

Очевидно, что приоритетную роль играет трещиноватая пористость, причем связанная с разломными тектоническими субвертикальными нарушениями – на целом ряде лицензионных участков все скважины, пробуренные на небольшом расстоянии от скважины – открывательницы, в пределах замкнутого контура структуры, оказались «сухими».





*Рисунок 4. Битум в трещинах кимберлитовой породы трубки Удачная. Музей кимберлитов им. Д.И. Саврасова г. Мирный. (фото автора, 2014 г.)*

Заблуждение 5 – кимберлитовые трубки никак не влияют на нефтегазоносность региона, встретить кимберлитовую трубку в пределах лицензионного участка или месторождения – невозможно. При интерпретации сейсмических данных сама возможность выделения кимберлитовой трубки категорически отвергается. В г. Мирный компанией ПАО «Алроса» открыт музей кимберлитов, основанный на коллекции выдающегося геолога-алмазника Д.И. Саврасова. В коллекции около 5000 образцов кимберлитов из более чем 1200 кимберлитовых трубок, открытых лишь на территории Якутии (рис. 3 и 4). Около 20% из них алмазоносны. Применяемые методы поисков дают основание полагать, что открыто не более 30% трубок «взрыва». Остается открытым вопрос о трубках в Иркутской области и в Красноярском крае. Физико-химические характеристики кимберлитов из каждой трубки уникальны и не повторяются. Механизм формирования трубок до сих пор дискуссионен. Достоверно установлено строение лишь самого верхнего участка трубок до глубины порядка 1-2 км. Диаметр чаши около 1 км, магматические интрузивы непосредственно в трубке отсутствуют (дайки могут находиться в 300-500 м от трубки), породы внутри трубки «перемешаны» как будто «сухим взрывом», снизу прослеживаются подводящие разломы небольшого размера. Фактически вся Якутия «кистыкана» как решето кимберлитовыми трубками и их плотность довольно высока – среднее расстояние друг от друга разрабатываемых в настоящее время трубок не превышает 200-300 км. Теоретически, на этой территории не должно остаться месторождений газа и газового конденсата, но факты говорят об обратном – непосредственно к трубке Мир, поражающей воображение открытой выработкой глубиной 500 м (высота Останкинской башни 540м) и диаметром около 1 км, примыкает газонефтеконденсатное месторождение, «край» одной из нефтяной залежи которого был вскрыт горной открытой выработкой. Другие малоизвестные особенности – с одной стороны карьера, из довольно небольшого интервала нижнего горизонта, выходят и формируют настоящий водопад пластовые воды, из трубки активно выделяется сероводород, накрывающий город тяжелым удушающим духом. Шахтные выработки осложнены метанопроявлением. Объяснить слабую корреляцию нефтегазопроисходительной и алмазной геологии можно тем, что в советское время поиски алмазов были засекречены. Остается загадкой, как при наличии гигантской «дыры дегазации» в столь древних формациях (кембрий-венд) сохранились не только нефтяные, но и газовые залежи?

Заблуждение 6. Кровля и подошва соляных пластов довольно гладкая. В ходе исследовательских и экспертных работ, а также натуральных исследований в Тыретском солеруднике (глубина разработки верхнебельской соленосной пачки около 600 м) сформировалось новое представление об особенностях строения соляных толщ. Первое – «гладкая» подошва солей, отрисовываемая при структурных построениях и принимаемая для расчета контура и площади газоносности, объема ловушки – не соответствует действительности. Похоже, что существует переходный интервал «соль-несоль» толщиной 3-5 метров, который можно отнести к «ложной покрывке». В Тыретском солеруднике Иркутской области (около 150 км от Ковыктинского ГКМ, 210 км от г. Иркутск), этот переходный комплекс фиксируется при проходке комбайном соляного пласта в виде строматолитовых доломитовых бугров высотой 3-5 метров. Недоучет наличия ложной покрывки в основании соленосной толщи может стать причиной построения ложной ловушки для газа. Возможно, то-же можно сказать и о кровле соленосных пачек. Исследование соляных формаций осложнено тем, что детальная интерпретация зачастую отсутствует, особенно в подсчетах запасов УВ. Вместе с тем, с этим уникальным соляным бассейном – самым большим на нашей планете, связано множество геомеханических загадок, серьезно осложняющих поисково-разведочное и эксплуатационное бурение. Например, по мнению ряда исследователей, почти всем интервалам рапопроявления предшествует интервал катастрофического поглощения бурового раствора. На сегодняшний день рапопроявления в восточносибирском регионе крайне слабо изучены и практически совсем не описаны в литературе. По рассказам очевидцев, наблюдавших эти катастрофические проявления на буровых, процесс начинается достаточно спонтанно и объем самоизливающейся рапы довольно значителен (до 2500 м<sup>3</sup>/сут). Другой интересной особенностью соляных пластов, например в зоне соледобычи в г. Тыреть, является то, что пласты и пропластки идеально субгоризонтальны и параллельны – и это в кембрийской толще, в 200 км от байкальской складчатой зоны, на древнейшей платформе нашей планеты, испытавшей многочисленные тектонические катаклизмы.

Заблуждение 7. Восточная Сибирь – это будущее нефтегазового комплекса России, «новая» Западная Сибирь, территория – огромна, много неоткрытых гигантских и крупных месторождений. Нужно признать, что подавляющее большинство нефте-газоконденсатных месторождений Восточной Сибири заведомо убыточны для варианта стандартного освоения с закачкой газа в магистральные газотранспортные системы или для сбыта местным потребителям. Прежде всего, это связано с небольшими объемами ловушек, сильной изменчивостью коллекторов/дебитов и значительной удаленностью от объектов транспортно-энергетической инфраструктуры и сбыта. Снижению рентабельности способствует и мощнейшая в мире сеть гидроэнергетики, обладающая избыточными мощностями. Но совокупные ресурсы и запасы газа, в том числе тяжелых (дорогих) фракций, огромны. Месторождения оценены, запасы утверждены, существуют схемы опытно-промышленной эксплуатации – на все это были потрачены немалые суммы из государственного бюджета и бюджетов недропользователей. Отказаться от этих ресурсов было бы неразумно. Представляется, что единственно правильным решением является комплексное освоение рудно-минеральных и углеводородных ресурсов. Возможно использование газа в качестве экологически чистого газомоторного топлива для карьерного и шахтного транспорта (существует серьезная проблема загазованности открытых выработок дизельными самосвалами), в качестве газохимического и энергетического сырья для извлечения редкоземельных элементов и т.п. В таком случае попутная газификация населенных пунктов и объектов промышленности будет рентабельна и даст синергетический экономический эффект от реализации нефтегазовых проектов. Очевидно, что важную роль в решении этой проблемы должны сыграть ведущие ВУЗы нашей страны, скорректировав учебные геологические программы для сближения нефтегазовой и рудной геологии и геофизики. Только изменив мышление будущих руководителей и специалистов геологоразведочной и добывающих отраслей удастся рационально и быстро решить данную проблему.

## Список литературы

1. Коротков С.Б. Газ на больших глубинах: Новые модели поисковых объектов и направления совершенствования методов ГРП. М.: Газпром-экспо, 2012. - 108 с.
2. Шеин В.С. Геология и нефтегазоносность России. М.: ВНИГНИ, 2012. – 848 с.

## ГЕОХИМИЯ ОБ СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ТАЛЬБЕЙСКОГО БЛОКА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ)

*Котик И. С.\*, Котик О. С., Валяева О. В., Соколова Л. В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар)*

Силурийские отложения в составе среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных объектов для поиска залежей углеводородов (УВ) в пределах гряды Чернышева. По результатам проведенных здесь геологоразведочных работ на протяжении всего силурийского разреза отмечались нефтенасыщенные интервалы, в керне по трещинам и кавернам наблюдались выпоты нефти, а при опробовании в скв. 2-Адакская из верхнесилурийско-нижнедевонского интервала получен приток легкой нефти [1].

При оценке перспектив нефтегазоносности этого нижнепалеозойского комплекса немаловажное значение имеет характеристика литолого-геохимических факторов, обуславливающих условия накопления органического вещества (ОВ), распределения в разрезе нефтегазоматеринских пород и их генерационных свойств. Геохимические исследования проводились нами по скважинам 1-Воргамусюрская, 1-Харутамылькская, 1 и 2 – Адакская, в которых с различной полнотой вскрываются силурийские отложения в автохтонном и аллохтонном залегании. Силурийские отложения представлены преимущественно карбонатными и глинисто-карбонатными разностями, сформированными в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях [2].

На основании химико-битуминологических и пиролитических исследований в разрезе силурийских отложений выделяются следующие классы нефтегазоматеринских пород (НГМП): бедные, средние и богатые (рисунок, в). Выделение классов проводилось на основании содержания в породе ОВ ( $C_{орг}$ , %) и хлороформного битумоида (ХБА, %), величины генерационного потенциала ( $S_1+S_2$ , мг УВ / г породы) и водородного индекса (НИ, мг УВ / г  $C_{орг}$ ). Средние и богатые НГМП приурочены к глинисто-карбонатным разностям пород, которые слагают верхнесилурийскую часть разреза. В мергелях, глинистых известняках и доломитах содержание  $C_{орг}$  составляет 0,5–6 %, значения НИ составляют 224–580 мг УВ / г  $C_{орг}$  (рисунок, в), а  $S_1+S_2$  повышается до 2–6, достигая 33 мг УВ / г породы. Бедные НГМП выделены в основном в отложениях нижнего силура ( $C_{орг} < 0,1$ –0,3 %, НИ – 4–173 мг УВ / г  $C_{орг}$ ,  $S_1+S_2 < 1$  мг УВ / г породы).

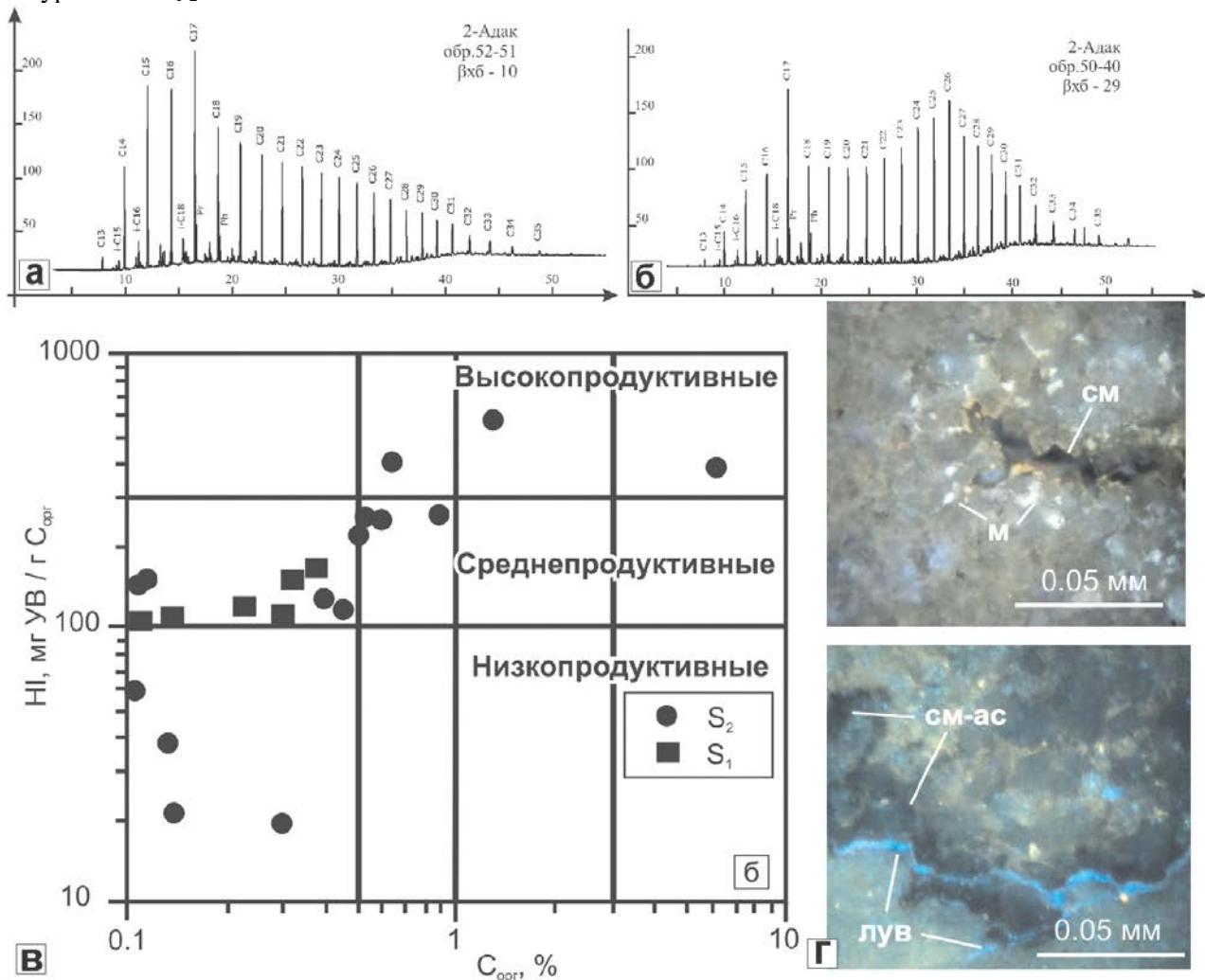
Выход ХБА в известняках и доломитах составляет 0,01–0,02 %. В глинисто-карбонатных породах их концентрация повышается до 0,03–0,16 %. Значения битумоидного коэффициента ( $\beta_{ХБ}$ ) во всех изученных разрезах для основной части образцов находятся в диапазоне 5–20 %, что характеризует их как автохтонные [3]. Аллохтонные битумоиды характеризуются повышенным значением  $\beta_{ХБ}$  (24–38 %), которые установлены для небольшого количества образцов в скважинах 1-Воргамусюрская и 1, 2-Адакская. Согласно данным люминесцентно-битуминологического анализа в ультрафиолетовом свете (УФ) в межзерновом пространстве, пустотах и стилолитовых швах диагностируются легкие, маслянистые и смолисто-асфальтеновые битуминозные компоненты (рисунок, г) [4]. Исследования в УФ также показали, что в породах присутствует несколько генераций битумов, имеющих различное положение в пустотном пространстве. Это может указывать на неоднократное поступление битуминозных веществ с более поздним притоком легких маслянистых компонентов по стилолитовым швам.

Среди изученных битумоидов выделяются две группы образцов, характеризующихся различными молекулярно-массовыми распределениями алканов нормального строения. К первой группе относятся битумоиды со значительным преобладанием среднемолекулярных n-алканов состава  $C_{13}$ – $C_{18}$ , составляя 46–66% и максимумом в области n- $C_{15}$  – n- $C_{17}$  (рисунок, а). В среднемолекулярной части отмечается преобладание нечетных соединений, коэффициент нечетности  $K_{нч}C_{15}-C_{21} = 1,0$ –1,3,  $K_{нч}C_{17} > 1$ . Значения отношения нечетных к четным в высокомолекулярной области (СР1) 1,0–1,5. Полученные коэффициенты в целом отражают участие в составе исходного ОВ планктонной составляющей [5]. В этой группе выделяется ряд образцов с повышенной концентрацией высокомолекулярных n-алканов (рисунок, а), что может отражать участие водорослевого ОВ. Подобные особенности в распределении n-алканов отмечаются также в силурийских отложениях прилегающих областей Хорейверской впадины и юга гряды Чернышева, где в составе ОВ встречены остатки водорослей [6].



Во второй группе битумоидов доля среднемолекулярных соединений снижена, а концентрация углеводородов состава  $>C_{19}$  составляет 51–74% (рисунок, б). Количество высокомолекулярных n-алканов в области  $C_{25}$ – $C_{33}$  повышается до 45%, значения соотношения  $n-C_{17}/n-C_{25}$  и CPI для этих образцов наиболее низкие 1,1–2,9 и 0,92–1,2 соответственно. Полученные значения геохимических параметров в этой группе битумоидов могут указывать на смешанный состав ОВ, сформированного за счет планктонной и водорослевой составляющей, с увеличением вклада донных водорослей. Общий характер распределения n-алканов в изученных битумоидах отражает участие морского планктонно-водорослевого ОВ в составе исходной биомассы. По данным палинологических исследований по скважинам 1, 2 – Адакские и 1 – Харутамылькская основной биоценоотический состав ОВ силурийских отложений представлен остатками фито- и зоопланктона и зообентоса [1].

Катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений оценивалась преимущественно по материалам скважины 1-Воргамусюрская. По данным пиролитических исследований (Rock-Eval) значения  $T_{max}$  и PI составляют 430–443°C и 0,1–0,2 соответственно, с увеличением вниз по разрезу. Полученные данные указывают, что катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений соответствующий грациям  $МК_{1-2}$ , то есть главной зоне нефтегенерации. Уровень преобразованности определялся также по индексу окраски конодонтов (ИОК), используемого для оценки прогрева вмещающих отложений [7]. Цветовые градации конодонтов, выраженные через индексы окраски, изменяются с глубиной залегания отложений, составляя 1,5–2. По данным ИОК интенсивность прогрева вмещающих толщ достигала 90–140 С°, что отвечает грациям катагенеза на уровне  $МК_{1-2}$ .



**Рисунок 1.** а–б – хроматограммы распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов; в – диаграмма изменений водородного индекса (HI) от содержания  $C_{орг}$ , г – микрофотографии шлифов в УФ свете (битуминозные компоненты: см – смолистые, ас – асфальтеновые, м – маслянистые, лув – легкие углеводороды).

Таким образом, в мелководно-морских условиях в раннесилурийское время формировались в основном бедные НГМП. Средние и богатые глинисто-карбонатные НГМП с повышенным содержанием ОВ накапливались преимущественно в позднесилурийское время. Исходным органическим материалом являлось морское планктонно-водорослевое ОВ. Катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений изменяется по площади, достигая градаций МК<sub>1-2</sub> в северной (скв. 1-Воргамусюрская) и МК<sub>2,3</sub> в южной частях Тальбейского блока.

Исследования выполнены при частичной поддержке программы УрО РАН (№ 15-18-5-21) и гранта РФФИ (№ 16-35-00278 мол\_а).

## Список литературы

1. Данилов В. Н., Огданец Л. В., Макарова И. Р. и др. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 2. Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/1/22\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf).
2. Жемчугова В. А., Мельников С. В., Данилов В. Н. Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). М.: Академия горных наук, 2001. 110 с.
3. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. М.: МГУ, 2004. 415 с.
4. Даньщикова И. И., Процько О. С. Литологическая и геохимическая характеристика силурийских отложений Тальбейского блока // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: Материалы 23-й научной конференции. Сыктывкар: Геопринт, 2014. С. 22–24.
5. Хант Д. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Мир, 1982. 703 с.
6. Клименко С.С., Анищенко Л.А. Состав ОВ нефтегазоносных толщ, особенности условий и времени генерации УВ в осадочном чехле Тимано-Печорского бассейна // Успехи органической геохимии: Материалы конф. Новосибирск, 2010. С. 174–178.
7. Epstein A. G., Epstein J. B., Harris L. D. Conodont color alteration – an index organic metamorphism / U. S. Geological Survey Professional Paper 995, 1977. P. 27.

## ГЕОХИМИЯ И УГЛЕПЕТРОГРАФИЯ УГЛЕЙ ЮГА КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ (Р. КОЖЫМ)

*Котик О. С.\*, Котик И. С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар)*

В настоящее время при поисках залежей углеводородов серьезное внимание по всему миру уделяется нетрадиционным комплексам, как в отношении коллекторов, так и в отношении источников генерации газовых и нефтяных углеводородов. Угленосные отложения относятся к аналогичным комплексам, и их изучение по различным регионам проводится именно с позиции оценки генерационных возможностей. За последние 30 лет появилось большое количество работ по вопросу возможности генерации нефтяных углеводородов (УВ) углями [1, 2, 3, 4]. Пермские угленосные отложения Косью-Роговской впадины Тимано-Печорского бассейна благодаря многокомпонентности органического вещества (ОВ) относятся к таким объектам. Рассматриваемые отложения кожмрудницкой свиты ( $P_1kr$ ) кунгурского возраста характеризуются повышенной угленосностью разреза и соответственно содержанием ОВ. Однако, не все ОВ способно генерировать УВ, большое значение имеет его состав, катагенетическая преобразованность и УВ-потенциал. На примере проведенных исследований углей кунгурского разреза показаны различия в УВ-составе битумоидов в зависимости от углепетрографического состава углей и условий их накопления.

Углепетрографические и геохимические исследования проводились по углям и углистым аргиллитам кунгурского возраста из разреза обнажения № 5 на р. Кожым в южной части Косью-Роговской впадины. Для изученных образцов углей значения  $C_{орг}$  находятся в пределах 21,7 - 62,7 %, при НОП 83,2 - 98,9 %. В аргиллитах значения  $C_{орг}$  более низкие до 1,5 % и НОП - 77,5 %. Содержание битумоида (ХБА) в углях от 0,03 до 0,6 %. Значения показателя отражения витринита ( $R_o$ ) изменяются в небольших пределах 0,4 - 0,6 % и свидетельствуют о том, что породы комплекса достигали глубин и соответственно прогрета начальной зоны нефтяного окна.

В изученных образцах витринит (до 90 %) является доминирующей группой микрокомпонентов. Следующими по содержанию являются инертинит (до 35 %) и липтинит (до 25 %). В составе группы витринита определены следующие мацералы: витродетринит, телинит, гелинит и коллотелинит с преобладанием последних. Семифюзинит, фюзинит и инертродетринит являются преобладающими компонентами группы инертинита, в меньшем количестве встречаются макринит и микринит. Группа липтинита представлена кутинитом, споринитом, резинитом, липтодетринитом и альгинитом, эксудатинитом, хорошо диагностируемых в проходящем и ультрафиолетовом (УФ) свете. Также в УФ отчетливо видны сгустки и пленки легкого и маслянистого битума, выделившегося из липтинитовых компонентов. Благодаря липтинитовым компонентам и определенной катагенетической зрелости (градации  $MK_1$ ) исследованные угли обладают хорошим УВ-потенциалом. Проведенные ранее исследования [5] показали, что эти угли характеризуются смесью керогенов двух типов ОВ (III и II).

По результатам исследования УВ состава битумоидов углей в верхней части разреза наблюдается доминирование высокомолекулярных соединений. Для верхней части разреза, где преобладают лагунные и континентальные отложения с более выдержанными прослоями углей, битумоиды характеризуются бимодальным распределением и большим содержанием высокомолекулярных нечетных n-алканов (рисунок). По углепетрографическому составу в углях преобладают компоненты группы витринита (до 90 %), но выявлено значительное содержание (до 25 % и более) липтинитовых компонентов, разнообразных по составу. Из липтинитовых компонентов обнаружены: кутинит, споринит, резинит с эксудатинитом, альгинит (в зольных прослоях) и многочисленные мелкие скопления битумов, выделившихся из этих компонентов. В средней части разреза, для которых характерны отложения предфронтальной зоны пляжа, лагуны и реже прибрежной равнины, определены битумоиды с меньшим содержанием высоко- и низкомолекулярных n-алканов, но с тем же преобладанием нечетных соединений (рисунок). В составе микрокомпонентов преобладает (до 80 %) группа витринита, инертинит встречается в виде отдельных детритных форм и тонких прослоев фюзинита, липтинитовые мацералы (до 15 % - споринит, кутинит, резинит, липтодетринит) приурочены большей частью к зольным прослоям. В низах разреза, где преобладают отложения открытого мелководья, предфронтальной зоны пляжа, лагуны и реже прибрежной равнины, в аргиллитах определены битумоиды с крайне низким содержанием высоко- и большим присутствием среднемолекулярных n-алканов, а также с менее выраженным преобладанием нечетных соединений (рисунок). В составе ОВ преобладает витринит, инертинит и липтинит немногочисленны.



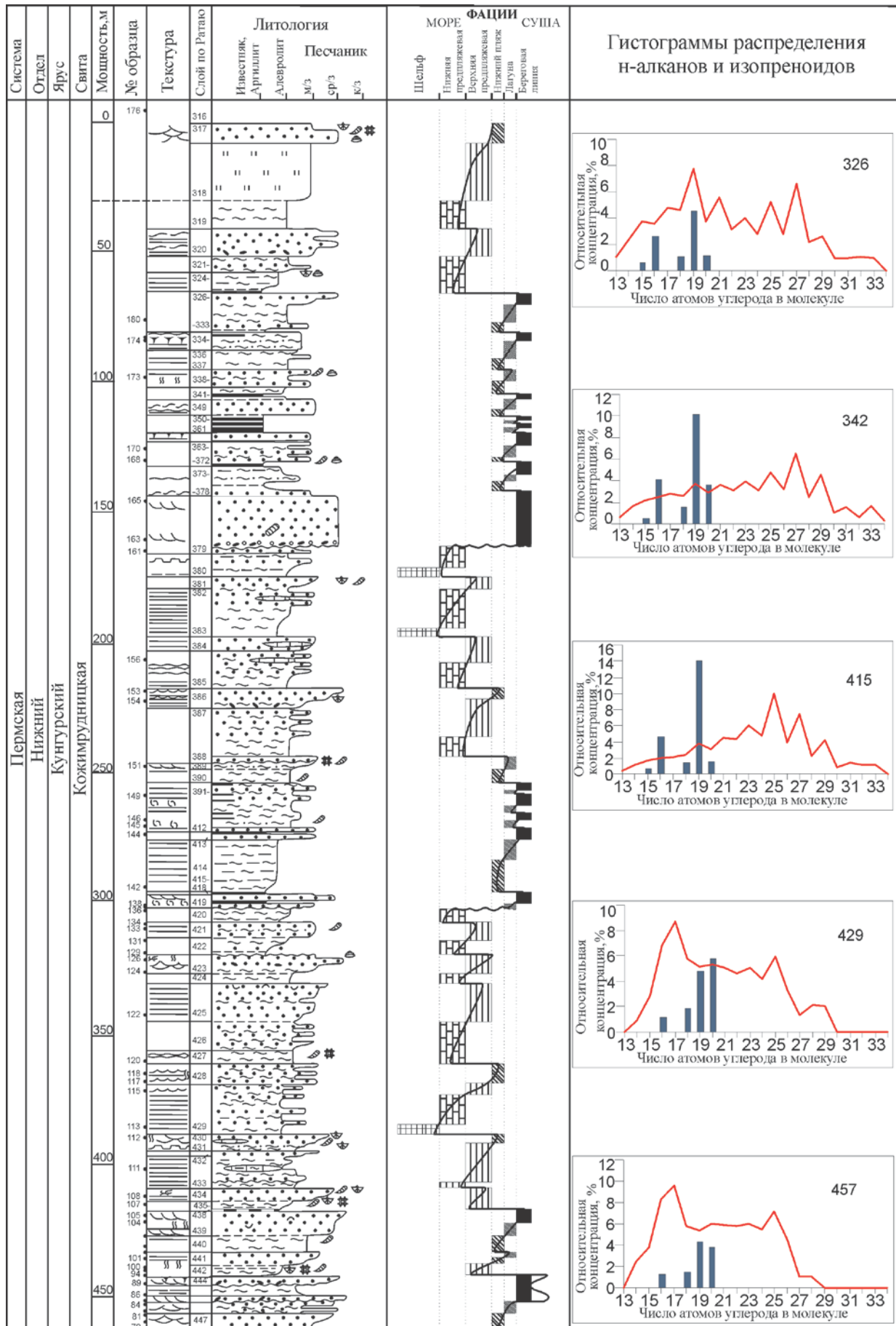


Рисунок 1. Литолого-фациальная характеристика разреза и примеры распределения нормальных и изопреноидных алканов в углях и аргиллитах кожимрудницкой свиты (с дополнением по: б).

Для всех изученных образцов характерно преобладание нечетных n-алканов над четными ( $> 1-2,5$ ) и пристана над фитаном ( $Pr/Ph - 1-8,98$ ). Рассчитанные значения  $SP12$  более единицы ( $1-2,4$ ), а индекса  $SP11 - 1,01-2,04$ . Такие значения  $SP1 > 1$ , свидетельствуют о том, что исходным материалом углей была высшая наземная растительность и в первую очередь компоненты группы липтинита. Липтинит в изученных углях в среднем содержится от 5 до 25 %, такие значения являются значительными и благодаря чему рассматриваемая угленосная толща может обладать хорошими нефтегазоматеринскими свойствами. Также изученные образцы обладают геохимическим сходством с углями других угленосных бассейнов Австралии [7], Танзании [2], Бангладеша [4] и других. В работах [2, 4, 7-9] авторы рассматривают возможность генерации нефтяных УВ углями с большим содержанием липтинита. Повышенные значения липтинита, а именно кутинита, споринита и резинита согласуются с результатами ГХ, где отмечается преобладание высокомолекулярных n-алканов. Которые указывают на возможность генерации более восковых УВ, связанных с углистым ОВ.

Проведенные исследования показывают, что в составе ОВ углей кожмрудницкой свиты кунгурского возраста преобладают компоненты группы витринита, с подчиненным количеством группы инертинита и липтинита. Геохимические исследования свидетельствуют о присутствии керогенов двух типов III и II-III (смешанного), что также подтверждается результатами ГХ, где отмечается небольшое преобладание высшей растительности и незначительное участие водорослевого вещества в составе исходного ОВ пород. Степень катагенетической зрелости, согласно показателю отражения витринита ( $R_o - 0,4-0,6$  %) соответствует грациям начала главной зоны нефтеобразования. Наличие в составе углей липтинита с выделившимися из него визуально диагностируемыми битумными скоплениями свидетельствует о возможности генерации УВ углями.

Исследования выполнены при частичной поддержке программы УрО РАН (№ 15-18-5-21).

## Список литературы

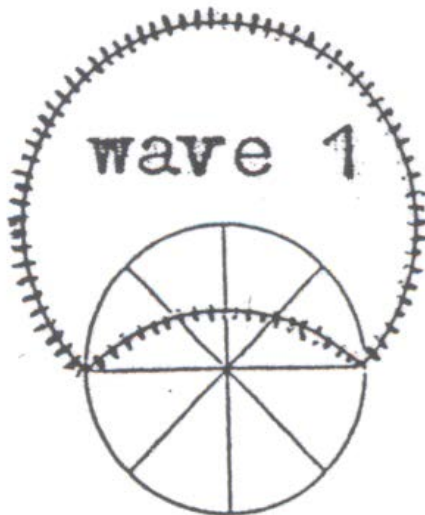
1. Wilkins R. W. T., George S. C. Coal as a source rock for oil: a review // *International Journal of Coal Geology*. 2002. Vol. 50. P. 317-361.
2. Semkiwa P., Kalkreuth W., Utting J., Mpanju F., Hagemann H. The geology, petrology, palynology and geochemistry of Permian coal basins in Tanzania: 2. Songwe-Kiwira Coalfield. *International Journal of Coal Geology* 55, 2003, pp. 157-186.
3. Обласов Н. В. Геохимия углистого органического вещества и его роль в формировании месторождений нефти и газа на территории Томской области. Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. М., 2010. 20 с.
4. Farhaduzzaman Md., Abdullah W. H., Islam Md. A. Depositional environment and hydrocarbon source potential of the Permian Gondwana coals from the Barapukuria Basin, Northwest Bangladesh. *International Journal of Coal Geology*, v. 90-91, 2012. pp. 162-179.
5. Анищенко Л. А., Клименко С. С., Рябинкина Н. Н. и др. Органическая геохимия и нефтегазоносность пермских отложений севера Предуральяского прогиба. – СПб.: Наука. 2004. – 214 с.
6. Биота Востока Европейской России на рубеже ранней и поздней перми: Материалы к Междунар. симпоз. «Верхнепермские стратотипы Поволжья» / Ред. Т.А. Грунт, Н.К. Есаулова, Г.П. Канев. М.: ГЕОС, 1998. 356 с.
7. Thompson S., Cooper B., Morely R.J., Barnard P.C. Oil generating coals. In: Thomas, B.M., et al. (Ed.), *Petroleum Geochemistry in Exploration of the Norwegian Shelf*. Graham & Trotman, London, 1985, pp. 59-73.
8. Killips S. D., Funnell R. H., Suggate R. P., et al. Predicting generation and expulsion of paraffinic oil from vitrinite-rich coals. *Org Geochem*, 29, 1998, pp. 1-21.
9. Vinchet P.W., Mortinore I.R., McKirdy D.M. Hydrocarbon generation, migration and entrapment in the Jackson-Naccowlah area, ATP 259, Sothwestern Queensland. *The APEA Journal* 25, 1985, pp. 62-84.

## ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ДИХОТОМИЯ ЗЕМЛИ ВОЛНОВОЙ ПРИРОДЫ И ЕЕ ОТРАЖЕНИЕ НА МАСШТАБЕ ПРОЯВЛЕНИЙ СЛАНЦЕВЫХ ГАЗОВ

Кочемасов Г.Г.

Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН, Москва, [kochem.36@mail.ru](mailto:kochem.36@mail.ru)

Волновая планетология [3 - 6] исходит из того, что все тела Солнечной системы, двигаясь по некруговым (эллиптическим, параболическим) кеплеровским орбитам с циклически меняющимися ускорениями неизбежно подвергаются коробящему действию инерционно-гравитационных волн. Во вращающихся телах (а все тела вращаются!) эти волновые коробления, приобретающие стоячий характер, имеют широко известные два ортогональных и два диагональных направления. Интерференция волн этих направлений приводит к образованию трех основных закономерно расположенных типов тектонических блоков: поднимающихся (+), опускающихся (-) и нейтральных (0), в которых подъемы и спады взаимно скомпенсированы. В полном соответствии с теорией волн волновые коробления представляют собой гармонические серии, начинающиеся с фундаментальной волны 1, имеющей длину планетарного круга (экватора) и максимальную амплитуду. В данной работе акцентировано внимание на фундаментальной волне 1 длиной  $2\pi R$  ( $R$ -радиус тела), охватывающей планетарное тело и принуждающей одну его половину (полушарие-сегмент) подниматься, а противоположную – опускаться (Рис. 1).



**Рисунок 1.** Фундаментальная волна 1 длиной  $2\pi R$  поднимает одну полусферу и опускает противоположную.

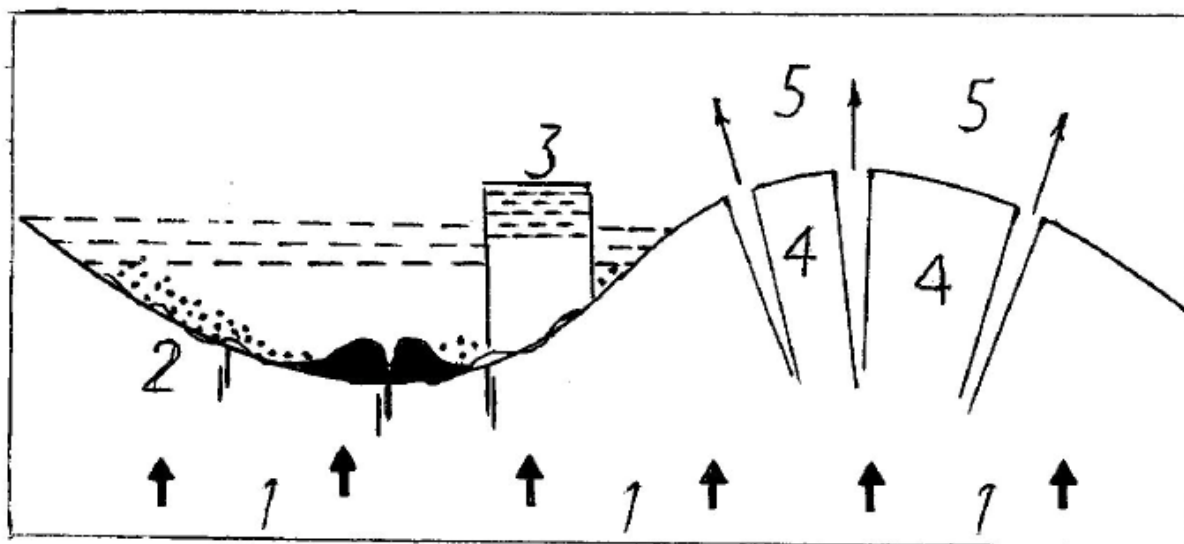
Поднятие означает увеличение планетарного радиуса и расширение блока (полушария), опускание – уменьшение радиуса и сжатие блока. Поднимающееся Восточное полушарие Земли изобилует трещинами-разломами, из которых наиболее крупные планетарного масштаба рифты. Сжимающееся Западное полушарие характеризуется сдвигами и гигантского масштаба Срединно-океаническим хребтом, через который выдавливается «лишний» мантийный базальтовый материал, образующийся вследствие планетарного сжатия. Срединно-океанические хребты характеризуют также вторичные океаны Восточного полушария, представляющие структуры второго порядка – тектонические секторы (волна 2, длина  $\pi R$ ).

Имея в виду биогенное происхождение сланцевых углеводородов и часто наблюдаемое расхождение (отсутствие корреляции) между их запасами и содержаниями органического углерода в пластах, целесообразно рассмотреть важный дополнительный источник в виде долгоживущей дегазации недр. Этот источник тем более реален, что огромные запасы метана сосредоточены в газгидратах на дне океанов, особенно значительные именно в западном тихоокеанском полушарии. Попытки извлечения из них газа делаются в Японии. Огромные количества неорганического метана присутствуют на планете Плутон и спутнике Титан.

Углеродно-водородная дегазация Земли в форме элементов или их углеводородных соединений представляет собой «вечное» расходование того огромного запаса летучих, который получила

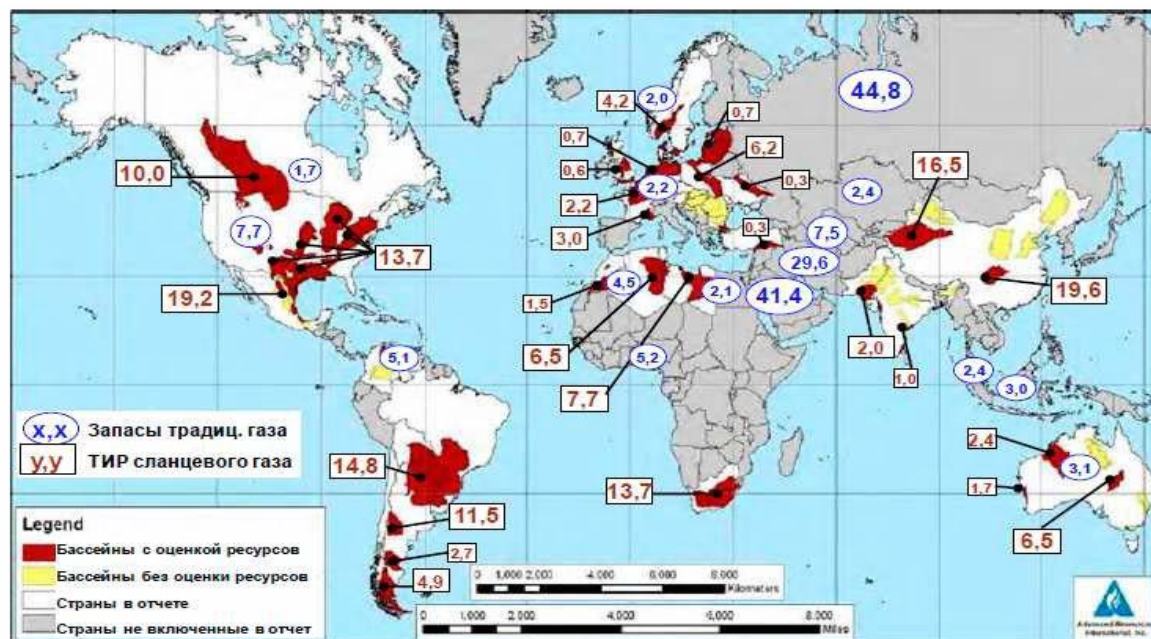


планета еще на стадии аккреции. По данным Б.М. Валяева [1] при ежегодном минимальном поступлении углеводородных газов из недр планеты  $5 \times 10^{13}$  г/год за 500 млн. лет к поверхности Земли вынесено  $2,5 \times 10^{22}$  г углеводородов – во много тысяч раз больше прогнозных запасов в нефтях, битумах, горючих сланцах вместе взятых. Но дегазация планеты происходит по-разному в сжатых и растянутых тектонических блоках. Первые, мало трещиноватые, препятствуют свободной дегазации и, значит, накапливают летучие углеводороды, преимущественно метан. Вторые, разбитые трещинами, способствуют дегазации и в них в остатке накапливаются менее летучие жидкие углеводородные фракции – нефти. Статистика запасов разных категорий нефтей и газов в разного масштаба тектонических обстановках однозначно это подтверждает [5].



**Рисунок 2.** Схема углеводородной дегазации Земли (1) с принципиальной разницей между поднятым и опущенным блоками (для фундаментальной волны это два полушария-сегмента). 2 – смятие и сдвиги ложа, «выдавливание» базальтов в срединно-океанических хребтах, образование газгидратов (точки). 3 – поднятые континенты опущенного блока со «сланцевым барьером» бассейнов, пропитанным сланцевыми газами и легкой нефтью. 4 – разбитый трещинами-разломами поднятый блок, обогащенный малоподвижными жидкими углеводородами в результате интенсивного дегазирования (5).

В самом крупном опущенном тектоническом сегменте-полушарии – Западном Тихоокеанском гигантские запасы метана сконцентрированы в газгидратах дна океана (Рис. 2). Лед воды, образующийся при низких температурах, является естественным препятствием для свободного выхода метана. В континентальных блоках Америки таким препятствием и накопителем служат сланцевые толщи осадочных бассейнов. Континенты Западного полушария имеют «тектоническое» преимущество перед континентами Восточного полушария, в первую очередь, из-за повышенной «сохраненной» газоносности недр. Сланцевый газ здесь находится в больших концентрациях и объемах, а значит, будет истощаться медленнее. Совсем другие перспективы ждут эксплуатационников Восточного полушария – главным образом, Европы. Помимо разного рода экономических и экологических причин, а также меньших доступных площадей для размещения тысяч скважин, европейский сланцевый газ в силу изложенных выше тектонических соображений должен быть менее благоприятным в смысле концентраций и возможной длительности эксплуатации. Перспективы китайского сланцевого газа в огромных осадочных бассейнах (Тарим и др.) более благоприятны. Тем не менее, заключаются выгодные долгосрочные контракты для использования обычного газа северного соседа и Туркмении.



Источник: Департамент Энергетики США, 2011 [turbinist.ru](http://turbinist.ru)

**Рисунок 3.** Оценка ТИР основных известных сланцевых месторождений, и сравнение их с доказанными резервами газа по странам на 2011 год, трлн. м<sup>3</sup>

По данным U.S. Energy Information Administration и The Guardian UK следующие запасы сланцевого газа находятся в разных странах (в триллионах кубических футов): Китай-1275, США-862, Аргентина-774, Мексика-681, Южная Африка-485, Австралия-396, Канада-388, Ливия-290, Алжир-231, Бразилия-226, Польша-187, Франция-180, Норвегия-83, Чили-64, Индия-63, Парагвай-62, Пакистан-51, Великобритания-20 (Рис. 3). Сравнение показывает, что наибольшие запасы сосредоточены в странах, окружающих Тихоокеанский бассейн. Такая тектоническая приуроченность говорит в пользу того, что биогенный газ сланцев существенно подпитывается газом глубинной дегазации, которая характерно отличается в двух полушариях-сегментах. Сланцевые покровы, достигающие больших размеров в Америках, служат не только вместилищем биогенного газа и легкой нефти, но и хорошим экраном, задерживающим глубинный газ и увеличивающим его ресурсы.. Природная особенность в распределении масштабов сланцевых газов оказывает критическое влияние на цены углеводородов и мировую политику [2].

## Список литературы

1. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений // Геология нефти и газа, 1997, № 9, с. 30-37.
2. Канарейкин А. «Сланцевая революция» или авантюра века? // Энергетика и промышленность России, 2013, № 15-16 (227-228), с.12-13.
3. Кочемасов Г.Г. Сверхдлинные литосферные волны, формирующие морфотектонический облик планет // Астрономический циркуляр Института астрономии РАН, 1991, № 1550, с. 37-38.
4. Кочемасов Г.Г. Волновая планетология против импактной и плитотектонической // Регулярности и симметрия в строении Земли. Материалы I-III научных семинаров. ТРИНИТИ РАН - МГУ, 1994-1996. РОСТ, Москва, 1997, 151 с. (с. 5-17).
5. Кочемасов Г.Г. Нефтегазообразование в рамках разномасштабных тектонических блоков Земли волновой природы // Дегазация Земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь. Материалы Всероссийской конференции с международным участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина, 18-22 октября 2010 г.-М.: ГЕОС, 2010.-712 с. (258-261).
6. Kochemasov G.G. Earth and Moon: similar structures – common origin // NCGT Journal, v. 2, # 2, 2014, 28-38.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

*Крючков В.Е., Пензин А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

На территории Сибирской платформы продуктивны отложения верхнего рифея - нижнего кембрия. Месторождения углеводородов (УВ) – преимущественно многопластовые, сводовые, разбиты на множество тектонических блоков (рисунок 1). Природные газонефтеносные резервуары представляют собой структуры облекания различных по величине выступов пород фундамента и рифея, их величина определяется размерами подстилающих поднятий. Пласты-коллекторы, вмещающие УВ, характеризуются значительной литологической изменчивостью, что определяет значительную изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород.

В карбонатных отложениях верхнего рифея залежи УВ выявлены на вершине Камовского свода Байкитской антеклизы (Юрубчено-Тохомская зона нефтегазонакопления). Породы-коллекторы, вмещающие УВ, представлены выходящими на предвендскую эрозионную поверхность доломитами. Их основной составной частью служат известковые, в различной степени доломитизированные простейшие сине-зеленые водоросли. Породы изменены постседиментационными преобразованиями. Структура водорослевых компонентов, слагающих породы, различается с трудом или уничтожена полностью. Водорослевые образования часто представляют собой комочки и сгустки пелитоморфного кальцита. Распространены тектонические трещины и трещины усыхания. Пористость пород изменяется от долей процента до 15-17%. Пористые разновидности доломитов залегают на вершинах приподнятых блоков, на склонах и в низинах - плотные микрозернистые доломиты. Покрышками, экранирующими залежи УВ, служат аргиллиты и глинистые алевролиты нижнего венда.

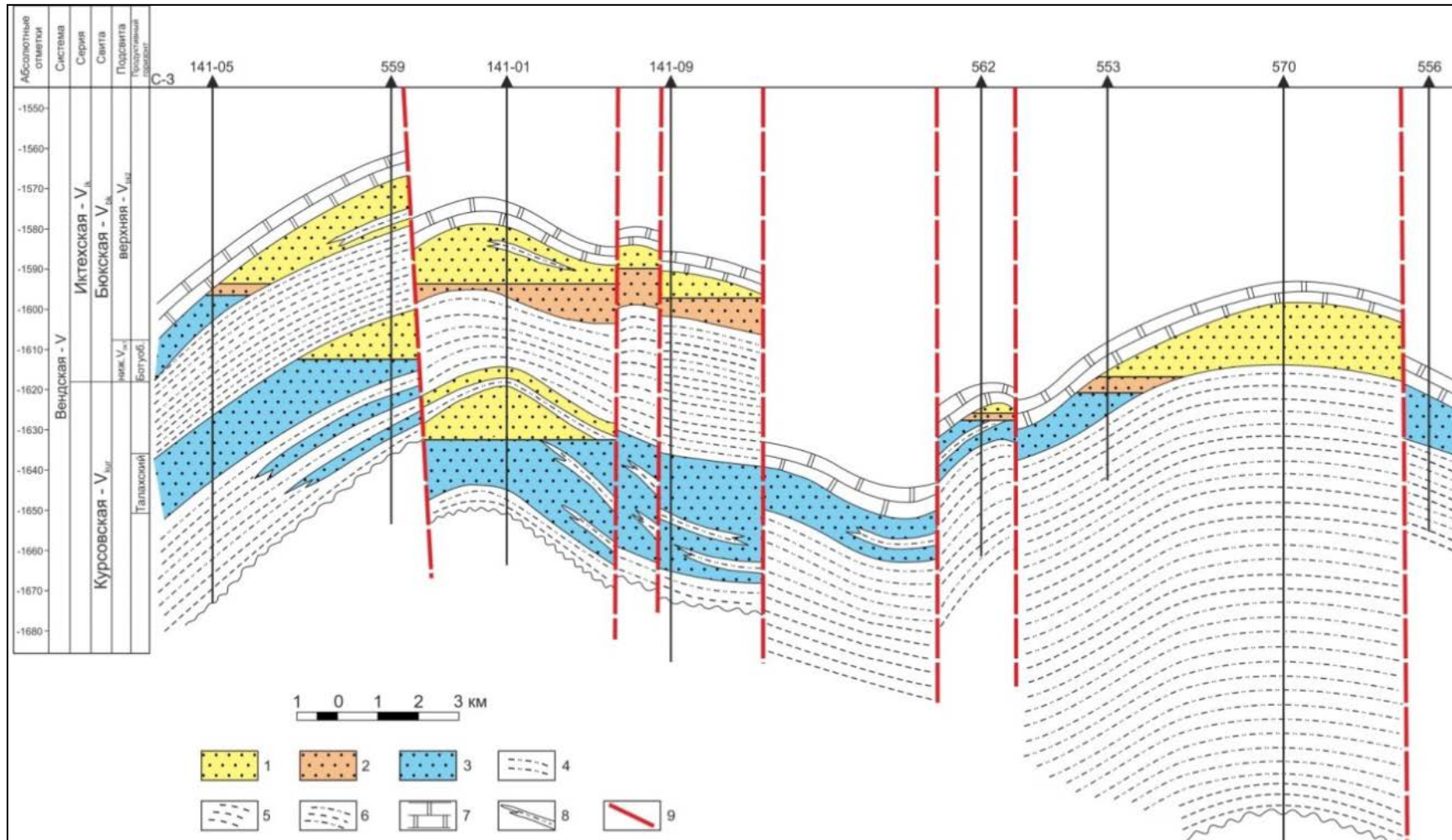
Осадконакопление в позднем рифее в пределах Байкитской антеклизы и прилегающих районов осуществлялось в условиях мелководного морского бассейна нормальной солености. Единственным источником карбоната накопления служили простейшие сине-зеленые водоросли. Скелетных пороодообразующих организмов в морях протерозоя еще не существовало. Наиболее благоприятные условия произрастания водорослей существовали в зонах мелководья на вершинах приподнятых блоков фундамента, возвышавшихся в рельефе морского дна.

Рифейский период на территории Сибирской платформы завершился региональной регрессией и длительным перерывом осадконакопления. Предвендский перерыв - время интенсивной тектонической активности, выведенные на поверхность породы рифея подверглись процессам выветривания. Под воздействием пресных метеорных вод в породах углублялись и расширялись поры и трещины, улучшалась их сообщаемость. Наилучшие условия фильтрации пресных вод отмечаются на возвышенностях в первично пористых известняках. В течение предвендского перерыва сформирован основной объем современного пустотного пространства рифейских карбонатных пород. Эвапоритовые породы, перекрывавшие карбонатные породы верхнего рифея, размыты во время длительного предвендского перерыва.

Терригенные отложения венда - основной газо-нефтеносный комплекс Сибирской платформы. В них выявлено наибольшее количество месторождений, сосредоточены основные запасы и ресурсы УВ. Породы-коллекторы представлены кварц-полевошпатовыми песчаниками и алевролитами. В сводах положительных структур породы грубозернистые, лучше отсортированы, чем на крыльях. С удалением от сводов уменьшается размер обломочных зерен, ухудшается их сортировка, окатанность. В составе пород возрастает количество глинистого цемента, ухудшаются ФЕС. Пористость пород изменяется от долей процента до 23-25%. В порах и трещинах отмечаются примазки битумов, минеральные новообразования (кремнистые минералы, ангидрит, соль).



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



1-песчаники газонасыщенные; 2-песчаники нефтенасыщенные; 3- песчаники водонасыщенные; 4-алевролиты глинистые; 5-аргиллиты; 6-переслаивание плотных алевролитов и аргиллитов; 7-доломиты; 8-линзы и прослои плотных алевролитов; 9-тектонические разломы

**Рисунок 1.** Схематический геологический профильный разрез продуктивных отложений Таз-Юряхского НГКМ

Характерна тенденция ухудшения коллекторских свойств пород на глубинах свыше 3500 м, образуются конформные и инкорпорационные контакты вдавливания зерен, сокращается поровое пространство. Покрышками, экранирующими залежи УВ, служат толщи переслаивания аргиллитов и глинистых алевролитов.

Вендский период - время обширной трансгрессии. В разрезах скважин отмечается наличие чередующихся континентальных, прибрежно-морских и мелководно-морских отложений. Цикличность обусловлена периодическими колебаниями уровня моря на фоне устойчивого прогибания Сибирской платформы. В строении континентальных циклов осадконакопления участвуют преимущественно аллювиальные осадки, сформированные как постоянными, так и временными водными потоками. На прибрежно-морских равнинах формировались терригенные отложения пересыпей, кос, баров. Основными источниками сноса обломков служили Алданская и Анабарская антеклизы, Енисейский кряж, приподнятые участки Непско-Ботубинской и Байкитской антеклиз. Размыту подвергались различные по составу породы рифея и фундамента. Эвстатические колебания уровня Мирового океана определили формирование в разрезе нижнего венда толщи переслаивания терригенных пород образованных в разнофациальных условиях.

Основной объем порового пространства терригенных пород сформирован во время мелководно-морских циклов осадконакопления на вершинах приподнятых тектонических блоков. Под воздействием волн, особенно во время штормов, на вершинах выступавших в рельефе морского дна поднятий, образованные в разнофациальных условиях осадки подвергались взмучиванию, легкие зерна мелкоалевритовой и пелитовой размерности большей частью выносились на склоны и за пределы поднятий. На возвышенностях формировались высокопористые песчано-алевритовые тела, сложенные отсортированными зернами кварца и полевых шпатов с небольшим количеством цемента. С удалением от поднятий деятельность волн слабела, ухудшалась сортировка обломков, в составе осадков возрастало количество мелкоалевритовых обломочных зерен, глинистых частиц. Осадки этих зон характеризуются низкими значениями первичной пористости.

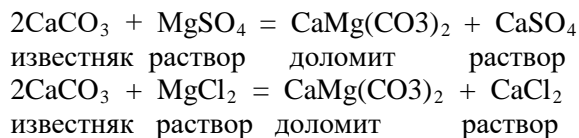
Различия коллекторских свойств на тектонических структурах усилены на стадии литификации осадков. На вершинах поднятий отсортированные зерна кварца и полевых шпатов служили каркасом, препятствующим уплотнению, что обусловило сохранение значительного объема межзерновых пор. На склонах и в низинах мелкоалевритовые глинистые осадки интенсивно уплотнены, первичная пористость в них сохранилась в небольшом объеме.

Анализ выполненных геолого-разведочных работ (ГРР) показал наличие возможных перспектив увеличения запасов УВ на крупных месторождениях ПАО «Газпром»: Чайндинском и Тас-Юряхском НГКМ, Ковыктинском ГКМ. Наиболее высокоемкие продуктивные пласты этих месторождений – ботубинский и парфеновский горизонты, залегающие в кровле терригенного комплекса, перекрыты карбонатными пластами верхнего венда, которые на перечисленных месторождениях рассматриваются в качестве покрышек, экранирующих залежи УВ. Изолирующие свойства карбонатных пластов в условиях интенсивной дизъюнктивной нарушенности пород осадочного чехла Сибирской платформы вызывают глубокие сомнения. В разрезе надботубинской карбонатно-соленосной толщи имеются как плотные, так и пористые разновидности доломитов. Редкие испытания на приток карбонатных пород верхнего венда в открытом стволе Чайндинского НГКМ в отдельных скважинах показали наличие промышленных притоков газа. Наиболее вероятными покрышками, экранирующими залежи УВ, служат пласты солей верхнего венда – нижнего кембрия. Плотные разновидности карбонатных пород в трехслойных газонефтеносных природных резервуарах служат промежуточными толщами рассеивания углеводородов (ложные покрышки).

В позднем венде - раннем кембрии территория Сибирской платформы служила дном обширного морского бассейна. Основной составной частью карбонатных пород, как и в позднем рифее, служили сине-зеленые водоросли. Благоприятные условия формирования пористых карбонатных построек, вмещающих залежи УВ, существовали на вершинах приподнятых в рельефе морского дна тектонических блоков. Во время периодических регрессий на месте единого обмелевшего моря образовывались изолированные и частично изолированные водоемы с затрудненным водообменом, морская вода интенсивно испарялась, увеличивалась концентрация растворенных в воде солей, начиналась садка эвапоритов. Рапные рассолы просачивались в донные осадки и породы, кристаллизовались в пустотном пространстве, частично запечатывая его. Ионы

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

магния, привнесенные рапными рассолами, оказывали доломитизирующее воздействие на известковые илы и известняки согласно следующим реакциям [1]:



Во время трансгрессий море углублялось, возобновлялось карбонатное осадконакопление. Эвстатические колебания уровня моря обусловили формирование в разрезе верхнего венда – нижнего кембрия толщи переслаивания доломитизированных известняков и эвапоритов.

## Выводы

1. Осадконакопление рифей–нижнекембрийских отложений осуществлялось одновременно с ростом тектонических структур. Гипсометрическая дифференциация отдельных тектонических блоков в процессе осадконакопления определила существенную латеральную неоднородность формирования вещественного состава и ФЭС пород. Благоприятные условия формирования пород-коллекторов существовали на вершинах приподнятых тектонических блоков во время мелководно-морских циклов осадконакопления. В процессе карбонатного осадкообразования эти зоны благоприятны для формирования высокоемких водорослевых биостромов и биогермов, в процессе терригенного осадконакопления эти же зоны подвержены гидродинамической переработке песчано-алевритовых осадков, что существенно улучшило их ФЭС.

2. Карбонатные отложения рифея перспективны для поисков залежей УВ только в зонах их выхода на предвендскую эрозионную поверхность, так как пустотное пространство этих пород сформировано во время предвендского перерыва в осадконакоплении.

3. В южных, экономически наиболее освоенных и изученных районах Сибирской платформы, крупные структуры облекания выступов пород фундамента и рифея к настоящему времени разбурены. В нераспределенном фонде этого региона имеются лишь малоперспективные лицензионные участки, на которых возможно открытие средних и мелких месторождений УВ.

4. Не высоки перспективы ведения ГРП в малоизученных районах впадин и прогибов южной части Сибирской платформы на больших (свыше 3,5 - 4 км) глубинах залегания перспективных горизонтов, геологические риски здесь достаточно велики.

5. На отдельных крупных месторождениях имеются резервы прироста запасов УВ в слабоизученных карбонатных отложениях верхнего венда – нижнего кембрия [2].

6. Анализ выполненных ГРП показал необходимость продолжения работ в северных малоизученных районах Восточной Сибири, прежде всего в зоне развития нижнекембрийских солей. В осадочном чехле районов сочленения Тунгусской синеклизы с Байкитской, Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклизмами, Турухано-Норильской грядой, а также другими крупными тектоническими структурами, выявлены крупные выступы, своды, валы, локальные поднятия. Эти районы, а также доступные для глубокого бурения приподнятые блоки центральных районов Тунгусской синеклизы, перспективны для постановки ГРП.

## Список литературы

1. Крючков В.Е. Литолого-седиментационные особенности строения Берямбинского газового месторождения в связи с перспективами нефтегазоносности межсолевых карбонатных отложений Сибирской платформы / В.Е. Крючков, А.Г. Медведев, В.Г. Худорожков // Геология нефти и газа. – 2010. - № 3 - С. 45-51.

2. Крючков В.Е. Перспективы увеличения разведанных запасов углеводородов Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения / В.Е. Крючков, А.А. Пензин // Вести газовой науки: проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. - № 1 (25). – С. 34-39.



## РОЛЬ КАТАЛИТИЧЕСКИХ И ТЕРМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ

*А.Я. Куклинский\* (Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ВолгоградНИПИморнефть")*

Оценка перспектив нефтегазоносности отложений существенно зависит от понимания особенностей процессов нефтегазообразования.

Одна из основных задач, которую предстоит решить: связана ли вертикальная зональность нефтегазообразования в осадочных бассейнах с генезисом и аккумуляцией разнотипных нефтей и газов. Несмотря на значительное количество работ в этом направлении (А. Ф. Добрянский, В. А. Успенский, Н. Б. Вассоевич, А. Э. Конторович, Ал. А. Петров, С. Т. Филиппи и др.), на наш взгляд, проблема еще не решена.

Подавляющее большинство исследователей считает, что основная масса нефтей образуется в результате термokatалитического воздействия на органическое вещество в интервале разреза, называемом главной зоной нефтеобразования или «нефтяным окном». Здесь генерируются в основном среднепарафинистые нефти, в составе которых содержится значительное количество нормальных и изопреноидных алканов, и высокопарафинистые нефти, в которых нормальные алканы резко преобладают над изопреноидными.

Скопления нефтей на небольших глубинах выше этой зоны чаще всего связывают с миграцией в ловушки верхней части разреза или с общим поднятием бассейна, после чего в соответствии с известной схемой Ал. А. Петрова парафинистые нефти типа  $A^1$  подвергаются гипергенным преобразованиям различной интенсивности и постепенно (тип  $A^2$ ) становятся все более тяжелыми, малопарафинистыми (типы  $B^2$  и  $B^1$ ).

Выше главной зоны нефтеобразования, где особенно остро стоит вопрос о возможности сингенетичного нефтеобразования, допускается генерация только незрелых (ранней генерации) нефтей (Ал. А. Петров, О. К. Баженова), отличающихся значительным содержанием как слабопреобразованных полициклических биомаркеров, так и *n*-парафинов и изопреноидов. Однако запасы малопарафинистых нефтей в зоне протокатагенеза значительно превышают запасы нефтей ранней генерации.

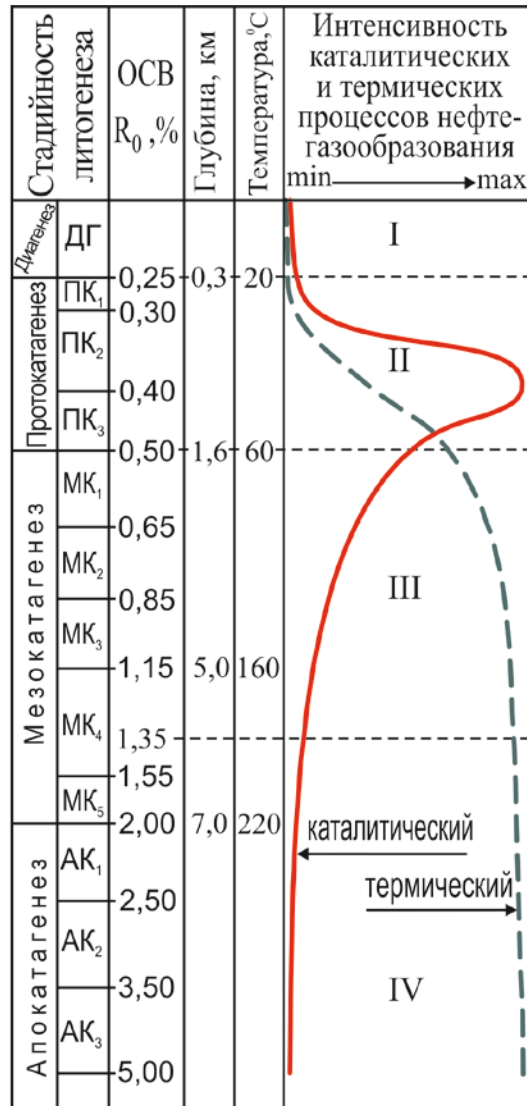
Наличие нефтей на больших глубинах, ниже главной зоны нефтеобразования обычно объясняют погружением бассейна с ранее сформировавшимися залежами. Нефти в залежах облегаются вплоть до газоконденсатов за счет распада высокомолекулярной части без существенного изменения химического состава.

Для подтверждения той или иной гипотезы генезиса малопарафинистых (нафтеновых, биодegradированных, незрелых и т.п.) нефтей неоднократно проводилось лабораторное моделирование предполагаемых процессов их образования: каталитический крекинг гетеросоединений, биодegradация парафинистых нефтей, термодиффузия, механическое воздействие на породу, термолиз незрелого органического вещества и т.п.

Несмотря на разную суть, каждый процесс часто давал желаемый результат, а иногда домысливался, что приводило к противоречивым выводам. Это объясняется тем, что условия экспериментов не были адекватны природным, а полученные продукты имели лишь некоторое сходство с малопарафинистыми нефтями. Моделирование подтвердило направленность процессов в определенных условиях, но не доказало в полной мере ни одного из предположений.

Такое положение естественно, так как при всей важности моделирования «критериями исторических теорий в космологии, геологии, биологии служат их самосогласованность, непротиворечивое объяснение большой совокупности фактов, исходящее из немногих основных принципов, и предсказания...» (М. В. Волькенштейн).

По нашим представлениям, базирующимся на большом количестве собственных и литературных данных, основным принципом, который позволяет непротиворечиво объяснить и предсказать совокупность фактов, связанных с вертикальной зональностью нефтегазообразования и накопления, является сочетание каталитических и термических процессов генерации углеводородов в осадочных породах. Изменение интенсивности этих процессов в зависимости от стадий литогенеза пород показано на рисунке.



**Рисунок 1.** Схема изменения интенсивности каталитических и термических процессов нефтегазообразования.

Зоны генерации УВ: I – биохимического газообразования; II – каталитического нефтегазообразования; III – термокаталитического нефтегазообразования; IV – термического газообразования.

Сразу после диагенеза и ранней стадии протокатагенеза происходит резкое увеличение интенсивности каталитического процесса. Оно связано с активизацией наиболее каталитически активных разбухающих глинистых минералов на стадиях ПК<sub>2</sub>-ПК<sub>3</sub> благодаря частичной потере ими естественной влажности при погружении отложений. Затем в результате преобразования глинистых минералов и уменьшения их удельной поверхности каталитическая активность падает, но на стадиях МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub> она еще достаточно велика. На более поздних стадиях глинистые минералы преобразуются до хлорита и их каталитическая активность снижается, но не пропадает совсем.

Интенсивность термического процесса растет с увеличением стадий литогенеза. До ПК<sub>3</sub> его роль незначительна. Затем по мере вхождения в главную зону нефтеобразования она достаточно резко

возрастает и на стадии МК<sub>5</sub> достигает максимальных значений. С этого момента термический фактор особенно преобладает над каталитическим.

Сочетание каталитических и термических процессов позволяет объяснить состав углеводородных флюидов различного типа с единых генетических позиций.

Уже в среднем протокатагенезе образуются малопарафинистые нефти (типа Б<sup>1</sup> и Б<sup>2</sup>) и нафтеновые газоконденсаты. Это происходит при сравнительно низких температурах и давлениях, но значительном влиянии алюмосиликатных катализаторов, которые на небольших глубинах характеризуются достаточно большим числом и силой кислотных центров, что способствует интенсивному протеканию реакций циклизации жирных кислот, фрагментов смол, асфальтенов и слабозрелого керогена, образовавшихся при разрыве гетеросвязей в органическом веществе. Такие реакции с термодинамической точки зрения наиболее выгодны при низких температурах. Параллельно происходят реакции структурной и скелетной изомеризации, перераспределения водорода и т.п. Поэтому для малопарафинистых нефтей характерны высокоциклические компоненты и сильно разветвленные цепи.

Парафиновые углеводороды этих нефтей при незначительном содержании отличаются резким преобладанием изо- над n-парафинами. Их отношение близко к термодинамическому равновесию в условиях залегания (А. Я. Куклинский). Разветвленность изопарафинов велика, часто встречаются геминальные метильные группы.

Нафтеновые углеводороды, составляющие основу малопарафинистых нефтей, имеют высокую цикличность. Среди них обнаружены адамантаны и их гомологи – показатели каталитической изомеризации в основном мостиковых нафтенных структур. Цепи нафтенных углеводородов характеризуются высокой разветвленностью и повышенным содержанием геминальных и вицинальных метильных заместителей в кольцах. В бензинах отмечается повышенное, по сравнению с парафинистыми нефтями, содержание углеводородов с пятичленными кольцами, которое падает в более высококипящих фракциях.

Ароматические углеводороды тоже имеют высокоциклический характер. В них нафтенные циклы сконденсированы с бензольным (чаще всего), нафталиновым или фенантроновым ядром. Цепи, как и в нафтенах, сильно разветвлены. В моноароматических углеводородах, по сравнению с парафинистыми нефтями, отмечается большее содержание этилбензола по отношению к сумме ксилолов.

Содержание бензиновых фракций очень мало, и они представлены сильно разветвленными углеводородами, что, вместе взятое, свидетельствует о незначительной глубине каталитического крекинга, когда успевает пройти только его первая фаза – реакции изомеризации, циклизации, перераспределения водорода и т.п.

Это также подтверждается составом сопутствующего газа. Он состоит в основном из метана, который, судя по облегченному изотопному составу, имеет биогенное происхождение. Однако на фоне метана обычно обнаруживается до 4 % об. углеводородов C<sub>2</sub>-C<sub>4</sub> с преобладанием изобутана над n-бутаном, что указывает на следы более глубокого каталитического крекинга, приводящего к образованию незначительной части газовой составляющей малопарафинистых нефтей.

По молекулярному составу малопарафинистые нефти имеют некоторые различия, фиксируемые методом газожидкостной хроматографии. Для хроматограмм нефтей типа Б<sup>1</sup> характерен сплошной нафтенно-ароматический «горб». В нефтях типа Б<sup>2</sup> на фоне «горба» появляются изопреноидные и часто n-парафиновые углеводороды. Такие нефти в случае несколько повышенного содержания последних относят к нефтям ранней генерации, не подвергшихся биодеградаци (Ал. А. Петров). Однако с позиций каталитического нефтегазообразования генезис нефтей типа Б<sup>2</sup> (в том числе ранней генерации) связан с нехваткой катализатора и/или его активности для более полной циклизации цепей и, как следствие, образования нефтей типа Б<sup>1</sup>.



Закономерности в составе и строении компонентов малопарафинистых нефтей свидетельствуют об их каталитическом образовании из органического вещества, находящегося на ранних стадиях катагенеза, при сравнительно низких температурах и давлениях, но не в результате биодеградациии парафинистых нефтей.

Эти выводы в значительной мере относятся и к нефтям типа А<sup>2</sup>, которые встречаются в породах, находящихся в основном в конце стадии ПК<sub>3</sub>, где при активном катализаторе происходит увеличение температуры, способствующее углублению каталитического крекинга. В результате образуется больше, чем в малопарафинистых нефтях, низкокипящих фракций и газообразных компонентов.

Парафиновые углеводороды нефтей А<sup>2</sup> отличаются значительным преобладанием изопреноидных углеводородов над n-парафиновыми при небольшом содержании последних. Нафтеновые углеводороды характеризуются меньшей цикличностью, чем в малопарафинистых нефтях. Среди моноциклических выделяются триметилзамещенные циклогексаны с изопреноидной цепью, образование которых связано с каталитической циклизацией непредельных соединений изопреноидного строения. Ароматические углеводороды по составу близки к аналогичным углеводородам малопарафинистых нефтей.

В бензиновых фракциях степень разветвления нафтеновых колец и парафиновых углеводородов высокая. В газах, по сравнению с нефтями типа Б, несколько увеличивается содержание каталитической составляющей на фоне биогенного метана. Преобладание изобутана над n-бутаном сохраняется.

Среднепарафинистые нефти образуются на начальных стадиях мезокатагенеза при температурах 50 °С и более, когда развитие получает термический крекинг керогена и еще достаточно интенсивны каталитические реакции. В катализаторах ослабевает сила кислотных центров и уменьшается их число. Интенсивность циклизации и скелетной изомеризации, которые протекают в основном на сильных кислотных центрах, убывает, что уменьшает цикличность и увеличивает содержание n-парафиновых углеводородов. Для структурной и некоторых видов скелетной изомеризации (расширение или сужение цикла) сила кислотных центров постепенно перестает играть столь важную роль. Определяющей становится температура, которая растет по мере погружения пород. Поэтому интенсивность этих реакций увеличивается на средних и умеренно слабых кислотных центрах. Это сказывается на составе среднепарафинистых нефтей, в бензиновых фракциях которых уменьшается количество разветвленных углеводородов, но структурные изомеры ближе к термодинамическому равновесию, чем в малопарафинистых нефтях. Продолжая это сравнение, отметим, что в среднепарафинистых нефтях количество газа увеличивается. В нем на фоне метана и этана возрастает содержание пропана и бутанов, характерных для каталитических процессов. Однако отношение изобутана к n-бутану убывает, по сравнению с газами малопарафинистых нефтей.

На более поздних стадиях мезокатагенеза по мере погружения осадочных пород происходит преобразование каталитически активных глинистых минералов в малоактивные. В них сохраняются только слабые кислотные центры. Каталитические процессы начинают играть гораздо меньшую роль, чем термические. Если к этому времени в керогене сохраняется ресурс высокомолекулярных алифатических компонентов, образуются высокопарафинистые нефти, отличающиеся незначительной цикличностью и наименьшей разветвленностью цепей. Однако в них в связи с ростом температуры нефтеобразования структурные изомеры еще ближе к термодинамическому равновесию в условиях залегания. Растворенные в этих нефтях газы в основном становятся более метановыми, подчеркивая преобладание термической составляющей в процессе их генезиса.

В еще более жестких термобарических условиях и/или при незначительном каталитическом воздействии на кероген образуются легкие парафинистые нефти, метановые и ароматические газоконденсаты, сухие газы.

Типы нефтей формируются до попадания их в коллектор в основном в процессе каталитического и термического распада керогена. При этом важную роль играет состав органического вещества, что признается большинством исследователей.

После аккумуляции в коллекторе нефть практически не меняет свой состав. Это связано с тем, что глинистый цемент, являющийся основным катализатором в коллекторах, гораздо более преобразован, и, следовательно, имеет меньшую каталитичность, чем глины нефтематеринских толщ. Кроме того, его содержание по отношению к нефти крайне мало. Поэтому в коллекторах каталитическое преобразование углеводородов практически не происходит.

Роль термического фактора в преобразовании нефтей в коллекторах тоже мала. При температуре до 140 °С углеводороды не распадаются даже за 200 млн. лет. Лишь при температурах 180-200 °С за 50 млн. лет может происходить распад нефтей с образованием, как и в «жестких» генетических условиях, парафинистых и ароматических газоконденсатов (А. Я. Куклинский).

Руководствуясь изложенной схемой, с известной долей условности можно выделить в разрезе осадочных пород, кроме газовой биохимической, три зоны нефтегазообразования: каталитическую, термокаталитическую и термическую. Границы этих зон могут перекрываться и варьировать в зависимости от термобарических и каталитических условий бассейна. Наиболее надежны границы каталитической зоны. Термокаталитическая зона в основном совпадает с общепринятой главной зоной нефтеобразования.

Состав углеводородных флюидов является отражением особенностей их генезиса в осадочном чехле и позволяет проследить вертикальную генетическую зональность при незначительных масштабах миграции, что и наблюдается в природе.

Анализ распределения запасов нефти по разрезу в различных регионах мира показал, что во многих бассейнах имеется связь между зональностью нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Основное различие заключается в том, что главная зона нефтенакпления смещена несколько выше главной зоны нефтеобразования, где должна генерироваться основная масса углеводородов. Такое смещение обычно объясняют вертикальной миграцией углеводородов и аккумуляцией их на сравнительно небольших глубинах, в толщах с наилучшими коллекторскими свойствами.

Однако, исходя из вышеизложенного, этому факту можно дать, на наш взгляд, более правильное генетическое толкование. Максимум нефтенакпления приходится как раз на ту область разреза, где пересекаются кривые, характеризующие интенсивность каталитического и термического процессов. Здесь генерация нефти происходит в наиболее благоприятных условиях, когда каталитический фактор еще достаточно интенсивен, а термический – уже достаточно интенсивен.

Признание каталитического образования малопарафинистых нефтей на небольших глубинах расширяет критерии их поиска. Эти нефти скапливаются в основном в коллекторах, расположенных не далеко или контактирующих с глинистыми породами, содержащими достаточно большое количество разбухающих минералов, обладающих повышенной каталитической активностью.

При нефтегазообразовании в близких термобарических условиях из однотипного органического вещества даже небольшие колебания каталитического фактора сказываются на молекулярном составе флюидов. Поэтому их сравнение широко используется в нефтепоисковой практике. Оно позволяет по близости молекулярного состава нефтей в разновозрастных отложениях выделять перспективные зоны нефтегазонакопления. Кроме того, служит для отнесения нефтей из одного или разных пластов к одной или разным залежам, где в случае даже незначительной каталитической неоднозначности генерирующих (в основном глинистых или карбонатно-глинистых) источников образуются и аккумулируются в залежах углеводороды различного молекулярного состава.

Таким образом, сочетание каталитических и термических процессов с единых генетических позиций объясняет большую совокупность фактов, связанных со стадийностью нефтегазообразования и нефтегазонакопления, и применяется для оценки перспектив нефтегазоносности отложений и повышения эффективности поисково-разведочных работ.

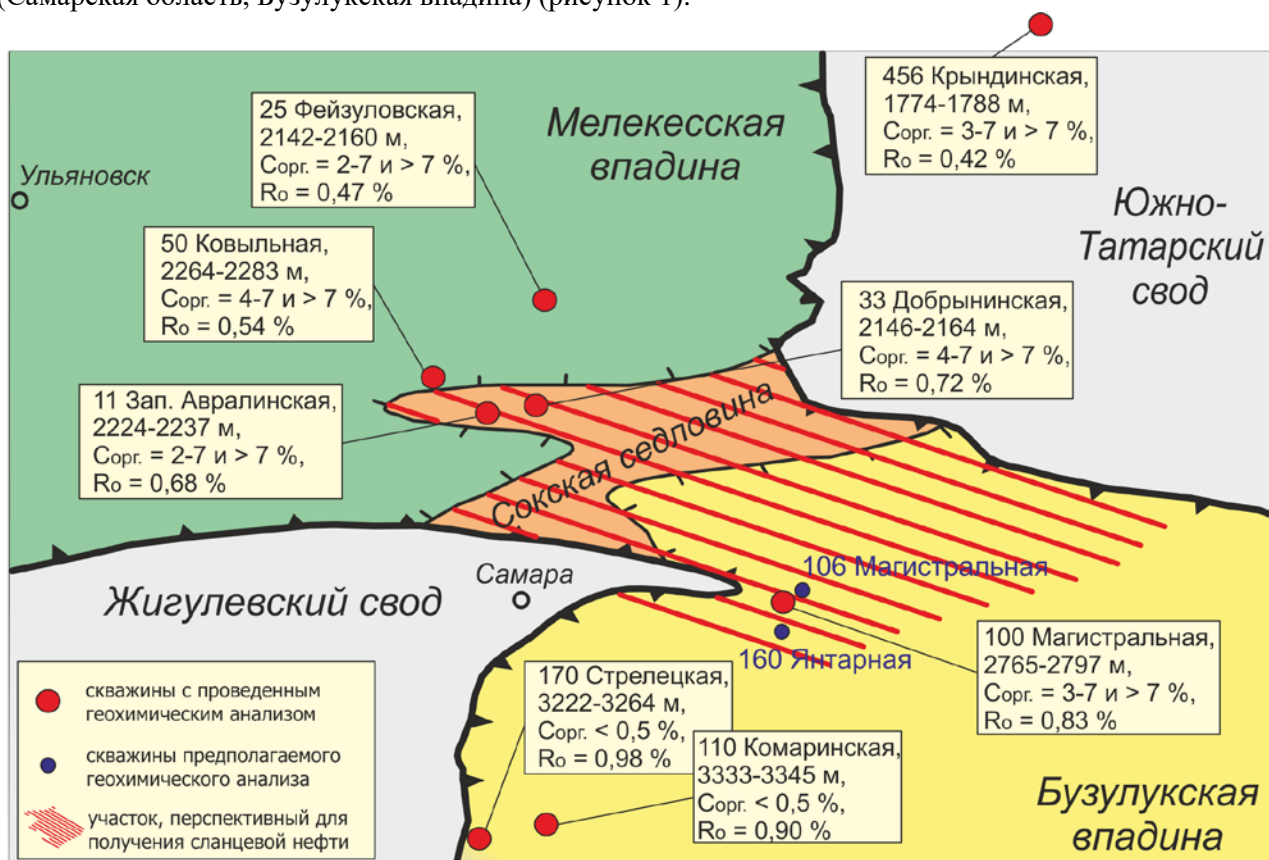
## ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ И УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТЕЙ

*А.Я. Куклинский\** (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»),  
*А.Н. Морошкин* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»),  
*А.В. Ермоловский* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»),  
*О.И. Савицкая* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»)

Самарская и Ульяновская области относятся к старейшим нефтедобывающим районам России, где большинство крупных месторождений выработано, и прирост запасов в значительной мере связывается с перспективами получения трудноизвлекаемой сланцевой нефти из доманиковых отложений [1, 2].

В тектоническом отношении исследованная территория представляет собой юго-восточную часть Восточно-Европейской платформы, в пределах которой выделяют следующие тектонические элементы I порядка: Жигулевский свод, Бузулукская впадина, Сокская седловина, Мелекесская впадина, Татарский свод.

Геохимическое районирование территории Самарской и Ульяновской областей по перспективности получения сланцевой нефти из доманиковых (семилукских) отложений проведено на основе изучения кернового материала, полученного на лицензионных участках АО «РИТЭК» в скважинах 456 Крындинская (Республика Татарстан, Северо-Татарский свод), 25 Фейзуловская и 50 Ковыльная (Ульяновская область, Мелекесская впадина), 11 Западно-Авралинская и 33 Добрынинская (Самарская область, Сокская седловина), 100 Магистральная, 110 Комаринская и 170 Стрелецкая (Самарская область, Бузулукская впадина) (рисунок 1).



**Рисунок 1.** Схема расположения скважин и геохимический анализ доманиковых пород

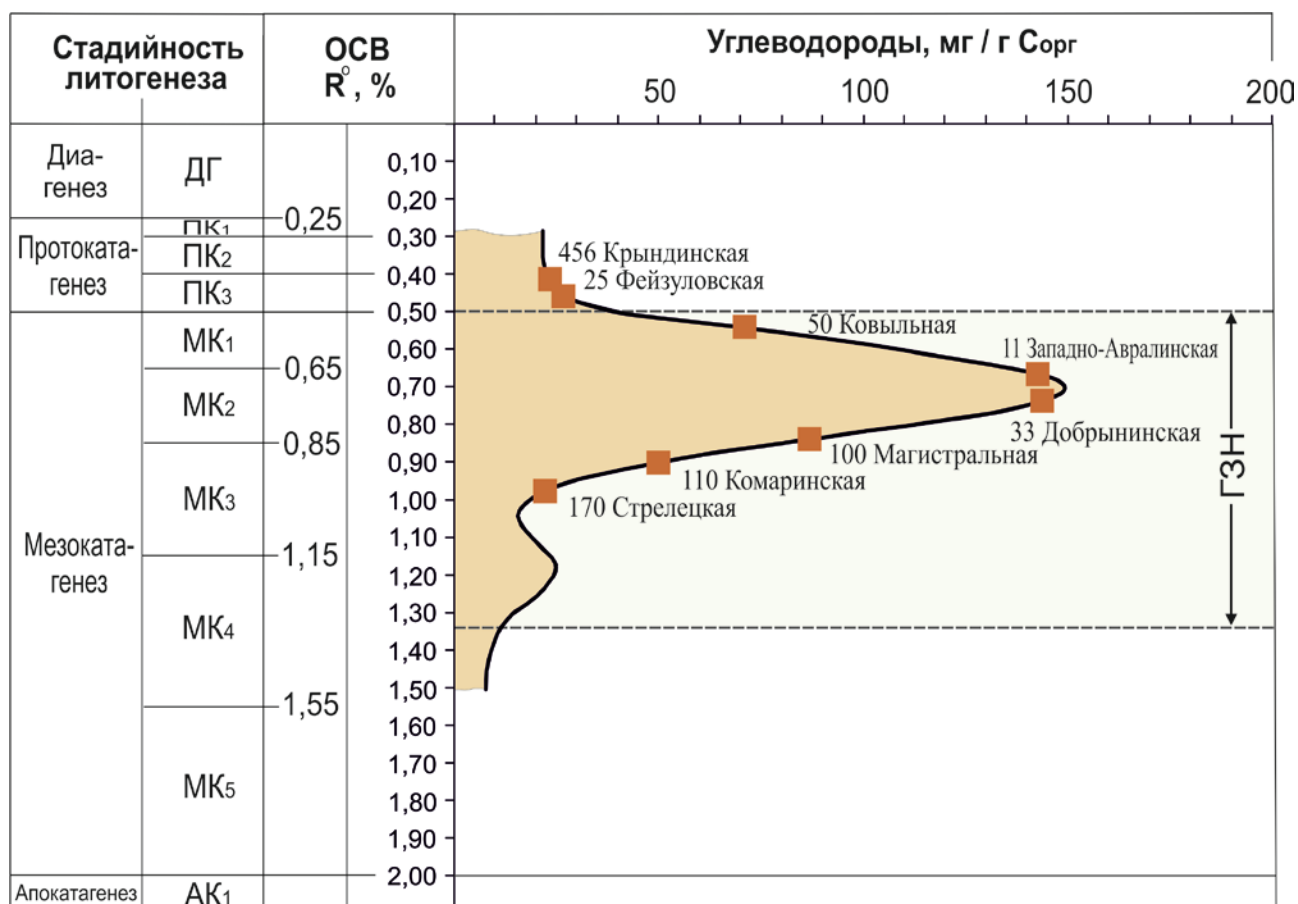
Комплекс геохимических работ включал пиролитический Rock-Eval анализ пород, люминесцентно-битуминологический анализ экстрактов из них, молекулярный анализ в экстрактах из пород



парафиновых углеводородов методом газожидкостной хроматографии и полициклических биомаркеров методом хромато-масс-спектрометрии.

В разрезах скважин 456 Крындинская (1774-1788 м), 25 Фейзуловская (2142-2160 м) и 50 Ковыльная (2264-2283 м), относящихся к Северо-Татарскому своду в первом случае и Мелекесской впадине во втором и третьем, исследованные породы в основном отличаются высокими значениями содержания органического углерода (ТОС=2-39 % масс.), водородного индекса (НІ=419-640 мг УВ/г ТОС), генерационного потенциала [(S1+S2)=9-194 мг УВ/г породы] и содержат высококачественное органическое вещество II типа. Но они находятся в самом начале главной зоны нефтеобразования на стадиях катагенеза ПК<sub>2</sub>-МК<sub>1</sub> (отражательная способность витринита R<sup>0</sup> соответствует интервалу значений 0,37-0,58%). В породе содержатся слабо преобразованные тяжелые нефти, в которых изопреноидные углеводороды преобладают над n-парафиновыми. Это снижает возможность получения сланцевой нефти.

В разрезах скважин 11 Западно-Авралинская (2224-2237 м) и 33 Добрынинская (2146-2164 м), относящихся к Сокской седловине, исследованные породы в основном характеризуются высокими значениями содержания органического углерода (ТОС=2-17 % масс.), водородного индекса (НІ=325-587 мг УВ/г ТОС), генерационного потенциала [(S1+S2)=15-66 мг УВ/г породы] и содержат высококачественное органическое вещество II типа. В отличие от предыдущих скважин, они находятся в главной зоне нефтеобразования на стадиях мезокатагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub> (R<sup>0</sup> соответствует интервалу значений 0,63-0,78%). В породе содержатся уже более легкие нефти, в которых n-парафиновые углеводороды преобладают над изопреноидными. Такие породы перспективны для получения сланцевой нефти.



**Рисунок 2.** Положение скважин, вскрывших доманиковые отложения, на кривой генерации углеводородов керогеном II типа

В разрезе скважины 100 Магистральная (2765-2797 м), относящейся к северной части Бузулукской впадины, исследованные породы характеризуются в основном высокими значениями содержания

органического углерода (ТОС=3-24 % масс.), водородного индекса (НІ=307-431 мг УВ/г ТОС), генерационного потенциала [(S1+S2)=10-106 мг УВ/г породы] и содержат органическое вещество II типа. Они находятся в главной зоне нефтеобразования на стадиях мезокатагенеза МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub> (R<sup>0</sup> соответствует интервалу значений 0,80-0,88%). Нефти по составу близки к нефтям из скважин 11 Западно-Авралинская и 33 Добрынинская. Такие породы, как и в предыдущем случае, перспективны для получения сланцевой нефти.

В скважинах 110 Комаринская (3333-3345 м) и 170 Стрелецкая (3222-3264 м), относящихся к южной части Бузулукской впадины, ситуация резко меняется. Доманиковый горизонт в основном представлен породами с низкими значениями содержания органического углерода (ТОС<0,5 % масс.), водородного индекса (НІ=50-289 мг УВ/г ТОС), генерационного потенциала [(S1+S2) <5 мг УВ/г породы] и содержат органическое вещество III типа. Они находятся в главной зоне нефтеобразования на стадии мезокатагенеза МК<sub>3</sub> (R<sup>0</sup> соответствует интервалу значений 0,85-1,09%). Среди рассеянных углеводородов нефтяного ряда наблюдается резкое преобладание n-парафиновых над изопреноидными. Эти породы из-за незначительного углеводородонасыщения и низкого генерационного потенциала не целесообразно использовать для получения сланцевой нефти. Постепенное увеличение зрелости органического вещества с севера на юг в совокупности с количеством генерируемых углеводородов в главной зоне нефтеобразования (рисунок 2) являются ключом к районированию территории по степени перспективности получения сланцевой нефти из доманиковых отложений (рисунок 1).

Проведенный комплекс геохимических исследований позволил сделать следующие основные выводы.

В Самарской области территория Сокской седловины и примыкающая к ней северная часть Бузулукской впадины является наиболее перспективной для проведения опытных работ по получению сланцевой нефти из доманиковых отложений. Для уточнения южной границы зоны в соответствии с нашим предложением запланировано бурение двух дополнительных скважин (рисунок 1).

Северные лицензионные участки, расположенные в Ульяновской области в пределах Мелекесской впадины, являются малоперспективными из-за недостаточной степени зрелости органического вещества доманиковых отложений.

Бесперспективными в связи с низким нефтегенерационным потенциалом являются доманиковые отложения южных районов Самарской области в пределах Бузулукской впадины.

## Благодарность

Авторы признательны заместителю генерального директора по геологоразведке АО «РИТЭК» С.В. Декия за постоянную поддержку при выполнении данной работы.

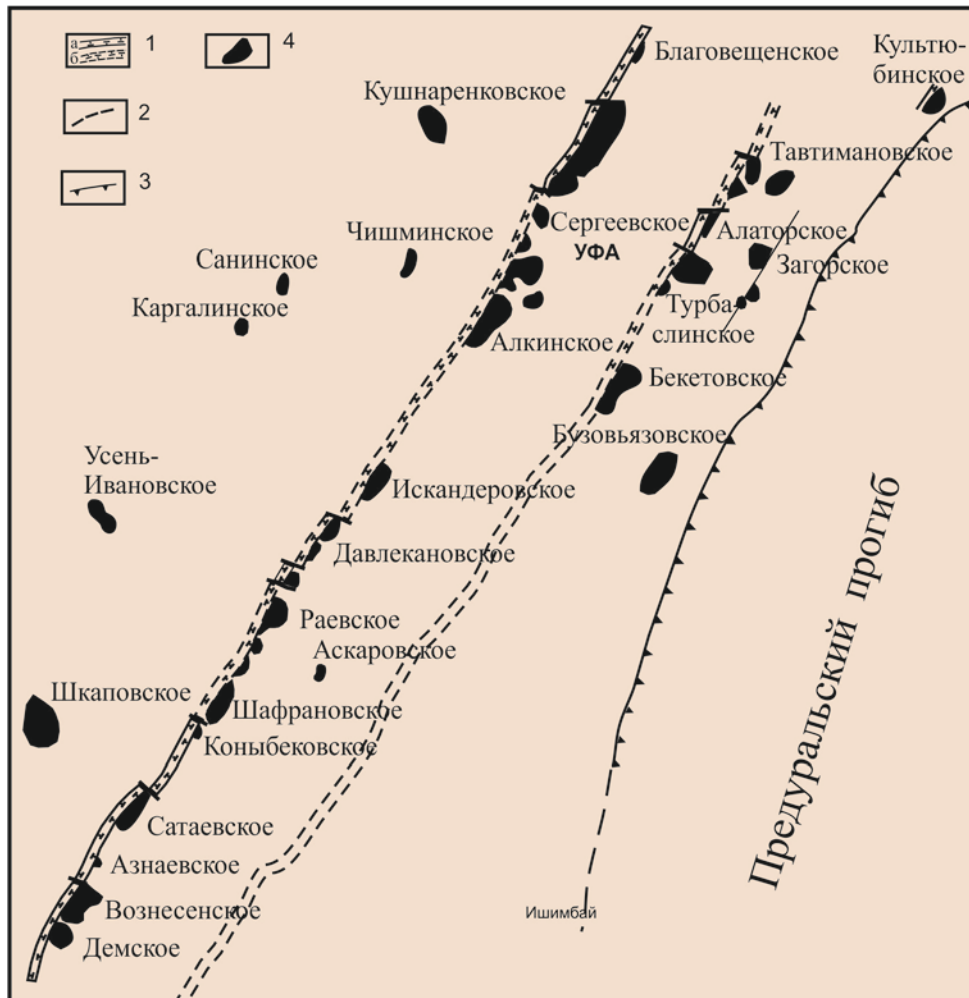
## Список литературы

1. Кирюхина, А.Т. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов / А.Т. Кирюхина, Н.П. Фадеева, А.В. Ступакова, Е.Н. Полудеткина, Р.С. Сауткин // Геология нефти и газа. – 2013. - №3.
2. Неручев, С.Г. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко и др. – Л.: Недра, 1986.

## РОЛЬ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕЙ В НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

С.П. Левшунова (ФГБУ «ВНИГНИ»), Соавтор Б.А. Соловьев (ФГБУ «ВНИГНИ»)

В восточной части Башкортостана в терригенном комплексе девона открыт ряд нефтяных месторождений, характерной особенностью большей части которых является приуроченность, в основном, к конседиментационным грабенообразным прогибам (Сергеевское, Загорское, Раевское, Уразметовское и другие) (рис. 1).



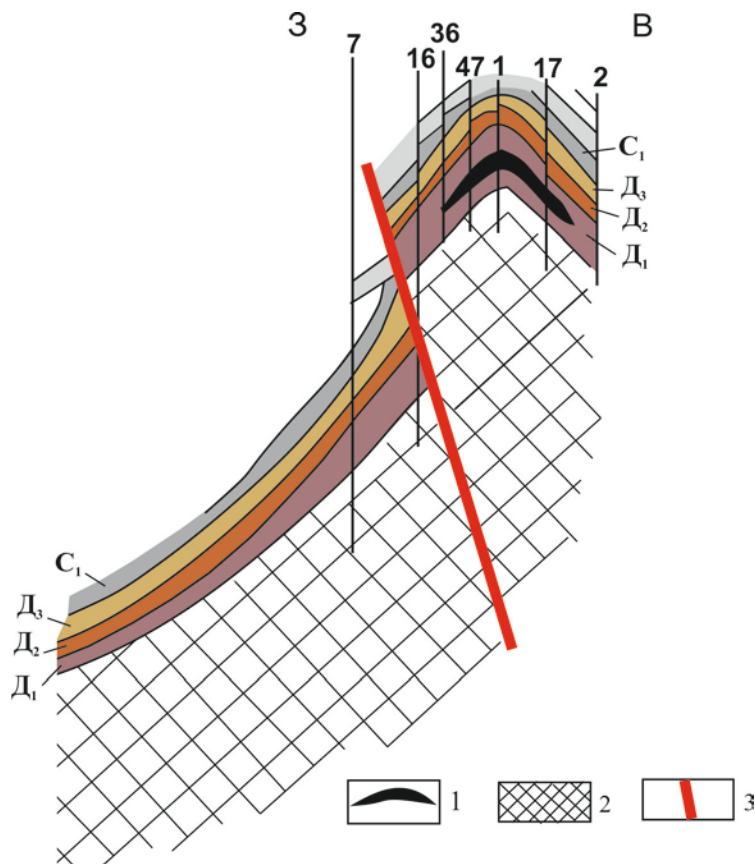
**Рисунок 1.** Тектоническая схема восточного склона Русской платформы в восточной части Башкортостана

1-девонские грабенообразные прогибы: а-установленные глубоким бурением, б-выявленные сейсморазведкой МОВ и глубоким бурением; 2-предполагаемые сбросы в терригенном девоне; 3-условная граница Предуральского прогиба; 4-нефтяные месторождения в терригенном девоне; 5-линия геологического разреза I-I.

Эти грабенообразные прогибы образуют протяженные линейно вытянутые полосы северо-восточного простирания, совпадающего с простиранием Уральской складчатой системы (Сергеевско-Демская, Тавтимапово-Уршакская и другие). Для этих структур характерны дизъюнктивные нарушения типа раздвигов, сопровождающиеся сбросами, затрагивающими пашийские, муллинские и более древние горизонты терригенной толщи девона, а также более древние додевонские отложения. Нарушения затухают уже в кыновских отложениях, выполняющих эти прогибы и представленных терригенными, чаще всего непроницаемыми породами – аргиллитами. Общее погружение отложений терригенного девона происходит как в восточном направлении, в



сторону Уральского складчатого сооружения, так и в юго-восточном. На самом северо-востоке располагается Культюбинское нефтяное месторождение, относящееся, по нашему мнению, уже к передовым складкам Урала (рис.2).



**Рисунок 2.** Геологический разрез Культюбинского месторождения  
1-залежь нефти; 2-бавлинские (вендские и рифейские) образования;  
3-взбросо-надвиги.

В продуктивной толще терригенного девона рассматриваемой восточной части Башкортостана на глубинах от 2030 до 2660 м развито пять продуктивных горизонтов: ДV, ДIV, ДIII, ДII и ДI. Нефти средние и тяжелые ( $0,873-0,910 \text{ г/см}^3$ , высокосернистые (серы от 2,10 до 3,17 %). Содержание растворенных в нефтях газов колеблется от 45 до  $96 \text{ м}^3/\text{т}$ . В их составе отмечается высокое содержание неуглеводородных компонентов: углекислого газа – до 9,93-13,4% (Уразметовское и Загорское месторождения) и азота – до 9,7-14,8% (Раевское и Сергеевское месторождения).

В пределах Культюбинского месторождения, находящегося уже в передовых складках Урала, залежь нефти обнаружена в пласте ДV нижнего девона. Несмотря на нахождение на наименьшей из изученных глубине (1929 м), она наиболее легкая ( $0,869 \text{ г/см}^3$ ). В содержащихся в растворенных в нефтях газах этого месторождения установлена самая высокая концентрация азота – 24,8% (таблица 1). Хотя залежь в пласте ДV нижнего девона является основной, кроме нее в пределах Культюбинского месторождения открыты еще 3 небольшие нефтяные залежи: две – в верейских и одна – в башкирских отложениях.

Проведенный сопоставительный анализ геохимических характеристик нефтей и газов этого месторождения выявил их существенные различия, по сравнению с содержащимися в пласте ДV нижнего девона (таблица 1). В каменноугольных отложениях нефти тяжелые ( $0,901-0,908 \text{ г/см}^3$ ) с низким содержанием растворенных в них газов ( $98,1-21,1 \text{ м}^3/\text{т}$ ) и с высокой концентрацией сероводорода (до 7,08-10,56 %) и  $\text{CO}_2$  (до 3,59 %). И здесь нефть пласта ДV нижнего девона является наиболее легкой ( $0,869 \text{ г/см}^3$ ), содержащей наибольшее количество растворенных газов ( $43,95 \text{ м}^3/\text{т}$ ), в составе которых полностью отсутствуют как сероводород, так и углекислый газ.

Таблица 1

Геохимическая характеристика нефтей и растворенных в нефтях газов залежей Культюбинского месторождения (с использованием данных Япарова Э. и др., 2008 г.)

| Залежь | Плотность нефти, г/см <sup>3</sup> | Газосодержание, м <sup>3</sup> /т | Состав газов, %  |                 |                |                 |                                                                  | Групповой УВ состав газов, % |                                                                  |
|--------|------------------------------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|----------------|-----------------|------------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------------------------------------------------|
|        |                                    |                                   | H <sub>2</sub> S | CO <sub>2</sub> | N <sub>2</sub> | CH <sub>4</sub> | ∑ C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | CH <sub>4</sub>              | ∑ C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> |
| Св3    | 0,908                              | 21,10                             | 2,65             | 3,59            | 8,4            | 21,73           | 63,63                                                            | 25,52                        | 74,480                                                           |
| Св4    | 0,905                              | 19,80                             | 7,08             | 3,02            | 10,73          | 17,68           | 61,49                                                            | 22,34                        | 77,66                                                            |
| Сбш    | 0,901                              | 8,10                              | 10,56            | 2,33            | 8,78           | 17,23           | 78,33                                                            | 22,00                        | 78,00                                                            |
| ДV     | 0,868                              | 43,95                             | 0                | 0               | 24,82          | 20,68           | 54,50                                                            | 27,51                        | 72,49                                                            |

Существенно песчаное выполнение разреза нижнего девона (пласты ДVнж и ДVвх) очень малой мощности (до 9 м), континентальный генезис этих песчаников, обусловленный принадлежностью к континентальной равнине, временами заливаемой морем, не позволяют связывать происхождение содержащихся в них углеводородных флюидов в пределах Культюбинского месторождения именно с нижнедевонскими образованиями. Залегание их на рифей-вендских отложениях заставило рассмотреть особенности нефтегазообразования в этих комплексах и геохимическую характеристику содержащихся в них флюидов.

Как известно, в пределах Башкортостана месторождения углеводородов в рифей-вендском комплексе отсутствуют, однако имеется значительное количество нефтегазопроявлений. При этом в рифейских образованиях газопроявления тяготеют к восточной (Приуральской) зоне (Шиханская, Кабаковская, Леузинская, Муслюмовская, Апутовская и другие площади), а нефтепроявления – к западной (Копей-Кубовская, Чекмагушевская, Серафимовская, Калтасинская площади). В вендских образованиях несколько преобладают нефтепроявления, причем не только в центральной (Старопетровская, Байкибашевская, Игровская и другие площади), но и в восточной (Приуральской) части Башкортостана (Салиховская, Сухопольская, Апрельская, Кунгакская площади). Проведенный анализ газовой составляющей в этих нефтегазопроявлениях показал, что среди неуглеводородных газов нередко резко преобладает азот – до 50-60 %, а иногда и до 80-93 % (в песчаниках нижнего рифея Ново-Урнякской и среднего рифея Орьбашской площадей). Сопутствующие им колоссально высокие концентрации гелия (до 1,50-1,85 %) свидетельствуют о глубинном характере этого азота и гетерогенности содержащихся в рифей-вендском комплексе газов: наряду с сингенетичными углеводородами, в них присутствует и глубинный азот.

К северу от Башкортостана в Удмуртии и Пермской области в вендских отложениях открыты два нефтяных месторождения – Шарканское (2297 м) и Тыловайское (2524 м), а также значительное количество нефтегазопроявлений. Нефти тяжелые (0,965 г/см<sup>3</sup>), высоковязкие (до 99,99 мПа·с), сернистые (0,28 %), приурочены к границе рифея и венда и находятся в нижних проницаемых пластах венда. Залежи находятся в северной части Камско-Бельского авлакогена, равно как и большое количество нефтегазопроявлений. Состав газов при этом отличается высоким содержанием азота, также как и состав попутных газов нефтяных залежей в вышележащих отложениях. Так, в газах вышележащих подольских, каширских и верейских отложений Ульмольского газового месторождения концентрация азота составляет 99 %.

В основу выявления особенностей формирования залежей в нижнедевонских отложениях положена флюиодинамическая модель нефтегазообразования (Б.А.Соколов и др., 2000, 2001). Суть ее заключается в том, что нефтегазоносность осадочных комплексов определяется следующими условиями: погружением отложений в обстановке растяжения консолидированной коры, их значительной мощностью и интенсивным прогревом восходящими флюидными газоводяными потоками. Эти потоки, состоящие из струй паров воды, углекислого газа, водорода, азота, гелия, представляют собой как продукты дегазации верхней мантии, интрузивных и эффузивных пород, так и газообразные продукты, генерируемые породами нижних слоев осадочной толщи, находящимися в главной зоне газообразования [3].

Особого внимания в данном случае заслуживает присутствие в составе глубинных теплоносителей азота [2].

Как установлено (Г.Х.Дикенштейн, Б.А.Соловьев и др., 1975), молекулярный азот широко распространен как в газах древних платформ, так и в соленосных бассейнах (Средне-Европейский и Прикаспийский НГБ и др.) [1]. В то же время установлено (В.Ф.Волынец и др., 1966, 1967), что огромные количества азота в породах и органическом веществе находятся в связанном состоянии. При этом подсчитано (Н.А.Еременко, В.Ф.Волынец, С.П.Левшунова, 1972), что в слабо метаморфизованных осадочных породах химически связанного азота в форме  $N-NH_3$  содержится в десятки раз больше, чем в органическом веществе. В процессе прогрессивного метаморфизма основная часть этого азота высвобождается из породы, причем основным процессом является не перераспределение  $N-NH_3$ , а разрушение связанного азота до молекулярного с уходом последнего в газовую фазу. Таким образом, накопление больших масс молекулярного азота определяется не столько источником, сколько кинетикой его выделения. К аналогичному выводу о ведущей роли именно кинетики выделения азота из связанного состояния пришли и Б.Мюллер, Б.Кросс, П.Герлинг и др. (1997) при изучении генезиса молекулярного азота в газовых залежах Германии.

В восточной части Башкортостана, особенно в зоне передовых складок Урала созданы все условия для высокой метаморфизации как рифей-вендских, так и подстилающих метаморфогенных и магматогенных образований с выделением огромных масс молекулярного азота. Последний проникает в вышележащие отложения, разбавляя древние частично разрушенные залежи нефти. В девонском комплексе наиболее удобным коллектором для этого могут явиться песчаники нижнего девона, а локальными и зональными покрывками при этом – глинистые известняки бийско-афонинского возраста.

## Список литературы:

1. Г.Х.Дикенштейн, Б.А.Соловьев и др. Месторождения нефти и газа Северо-Западноевропейской нефтегазоносной провинции – М., Недра, 1975, с.208.
2. С.П. Левшунова. Неуглеводородные газы и их роль в формировании нефти – М., Спутник, 2004, с.99.
3. Б.А. Соколов. Новые идеи в геологии нефти и газа – М., МГУ, 2001, с.479.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## О ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ЗОН КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА

Леоненко Г.Н.\* (РГГРУ), Леоненко Е.В. (МГУ)

Безусловным достижением геологических наук конца XX века является широкое развитие, наряду с геологическими и геохимическими исследованиями, энергетической направленности изучения осадочных бассейнов (ОБ) и их нефтегазоносности.

Работа, выполненная авторами, посвящена результатам комплексного исследования, которое основано на энергетическом, гидродинамическом и геолого-геохимическом подходах.

Известно, что нефтегазоносный осадочный бассейн (НГОБ) представляет выраженную в современной структуре Земли впадину или прогиб (зону погружения) на коре различного типа, которая заполнена слабо или умеренно деформированной насыщенной водой и содержащей залежи нефти, газа и газоконденсата толщей осадочных пород, включающей биогенные высокоуглеродистые слои, общей мощностью до 10-20 км. НГОБ характеризуется самостоятельной неоднородной флюидодинамической системой. Процессы, происходящие ОБ и затем в НГОБ обуславливают образование, перемещение углеводородов, формирование и сохранение залежей нефти и газа, если интенсивность воспроизводства и подтока УВ выше их рассеивания.

Нетрудно видеть, что все отмеченные явления могут происходить только под воздействием энергетических факторов: повышение температуры приводит к преобразованию пород и органического вещества и появлению нефти и газа, а изменение давления способствует перемещению флюидов и образованию залежей углеводородов (УВ). Отметим, что в нефтепромысловой геологии управление давлениями и температурой лежит в основе технологий перемещения нефти к забоям скважин и на поверхность Земли, т.е. методов отработки, или искусственного расформирования залежей (процессу, обратному нефтегазонакоплению).

Выполненные авторами исследования на примере НГОБ молодых платформ России показали, что основными энергетическими условиями нефтегазоносности в эволюции НГОБ, наряду со строением фундамента, являются литологическая и флюидодинамическая неоднородность толщ (по коллекторским параметрам), неравновесность условий в недрах, взаимосвязь и взаимодействие литофациальных комплексов и флюидов. С ними тесно связаны последовательность и интенсивность изменений энергетических факторов, а также развитие зон разуплотнения в недрах. Энергия и флюиды поступают в центральную часть бассейна, соответствующую главной зоне газообразования (по Н.Б. Вассоевичу), снизу из энергонасыщенных горизонтов фундамента и из глубоких горизонтов НГОБ, а также из верхних слоев ОБ, где господствует инфильтрационный режим вод. Но более значительная по объему часть нефти, газа, воды воспроизводится в самом НГОБ в главной зоне нефтегазообразования (ГЗН) при генерации УВ и при отжиме вод. В ГЗН эта масса флюидов перераспределяется и циркулирует в коллекторских толщах – литофлюидодинамических системах (ЛФДС), способствуя формированию скоплений УВ. Таким образом, главная зона нефтегазообразования является и наиболее крупной зоной нефтегазонакопления УВ в бассейнах.

При седиментации, среди индикаторов энергетических условий нефтегазоносности в эволюции ОБ, наиболее важное значение имеет скорость осадконакопления и динамика переноса и седиментации осадков, а при нагреве и погружении пород – величины температуры и давления. В эволюции осадконакопления ОБ существует не менее трех групп литофациальных (включающих литофлюидодинамические) комплексов, которые различаются изменениями скорости осадконакопления, ее соотношением с динамикой переноса и седиментации осадков и распределением зон разуплотнения и трещиноватости. Выделяются модели: высокоскоростные (20-50 и более м/млн.лет), соответствующие молодым платформам с горизонтальными, наклонными до вертикальных зонами разуплотнения; низкоскоростные (1-20 м/млн. лет), более свойственные древним платформам с субгоризонтальными зонами разуплотнения, а также переменноскоростные (1-50 и более м/млн. лет) – участки заполнения рельефа фундамента, обладающие высокой вертикальной проводимостью, характерные для бассейнов рифтовых зон и подвижных складчатых областей (рис. 1.).

| Скорость осадконакопления, м/млн лет        | Динамический энергетический уровень, положение осадков                                |                                                                                                      |                                                                                                |
|---------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                             | $K_{\phi} = 0,1-1,0$ и более 1,0                                                      | $K_{\phi} = 0,1-1,0$                                                                                 | $K_{\phi} > 1,0$                                                                               |
| Высокая - 20-50 и более (молодые платформы) | <p>Аз</p> <p>Прибрежно-континентальные (речные, озерные) отложения</p>                | <p>Аи</p> <p>Прибрежно- и мелководно-морские (дельтовые) отложения (вартовская, похурская свиты)</p> | <p>Аш</p> <p>Морские (турбидиты и пелагические) осадки (ачимовская толща, меганская свита)</p> |
| Низкая - 1-20 (древние платформы)           | <p>Бз</p> <p>Прибрежно-континентальные и континентальные (аллювиальные) отложения</p> | <p>Би</p> <p>Мелководно-морские (шельфовые) отложения (васюганская свита)</p>                        | <p>Бш</p> <p>Морские (пелагические) осадки (баженовская толща)</p>                             |
| Переменная - 1-50 и более (рифты)           | <p>Вз</p> <p>Аллювиально-аллювиальные отложения</p>                                   | <p>Ви</p> <p>Турбидиты</p>                                                                           | <p>Вш</p> <p>Шельфовые, пелагические глинисто-карбонатные осадки</p>                           |

**Рисунок 1.** Классификация седиментационно-динамических моделей по скорости осадконакопления и по динамике переноса и седиментации осадков.

Связь величин свойств коллекторов этих комплексов с энергетическим коэффициентом (представляющим соотношение скорости осадконакопления с динамикой переноса и седиментации осадков) и с температурой в недрах НГОБ оказалась высокостатистически значимой. Коэффициенты корреляции близки к 1. Это свидетельствует о том, что энергия седиментации и прогрева оказывает огромное влияние на формирование коллекторов (ЛФДС).

В седиментогенезе происходит заложение зон (линз) разуплотнения (снижения плотности). Они, например, простираются вдоль флюидных контактов, возникают на участках перегибов фундамента над зонами долгоживущих разломов, а также на участках сочленения фаций.

В дальнейшем образование и совершенствование сложных геодинамических систем, к которым относятся толщи коллекторов нефтегазоносных бассейнов, происходит под влиянием их флюидодинамического режима, признаками которого являются изменения физико-химических характеристик флюидов, пластовых температур и давлений. Об активности флюидодинамических процессов свидетельствует неравномерность распределения флюидов в разрезе и по латерали, отклонение величин пластовых давлений от гидростатических в залежах, значительный разброс температур, неравномерность условий в недрах, фиксируемая притоками и поглощениями при бурении в любом разрезе и меняющаяся нелинейно во времени продуктивность скважин (по результатам испытаний), которая в глубоких горизонтах в половине объектов не соответствует предполагаемой по коллекторским свойствам.

Важную роль в изменении параметров зон коллекторов играет миграция флюидов. Затрудненный или свободный режим передвижения флюидов использован при разделении толщ коллекторов на автогенетические (закрытые) комплексы, эволюция изменений которых при погружении в недра Земли осуществляется за счет внутренней специфики толщ (баженовская свита в Красноленинском районе, тюменская в Уренойском); и интрагенетические (открытые), саморазвитие которых зависит от внешних условий, которые приводят к быстрому изменению режима флюидов и резким преобразованиям минералов, пород и органического вещества (баженовская и тюменская свиты в Сургутском и Нижневартовском районах, юрско-меловые толщи Салымской группы месторождений).

Автогенетические системы Красноленинского района характеризуются более высоким содержанием водорода в залежах. Рассеянное органическое вещество автогенетических систем, по сравнению с интрагенетическими, отличается пониженным количеством углеводородных газов и смол в хлороформном битуминоиде, повышенными битуминоидными коэффициентами, отражающими

содержание углеводородов и хлороформенного битуминоида А, при примерно равном количестве асфальтенов. Интенсивные катагенетические изменения содержания углеводородов, водорода, объема газов, количества кислорода и серы в автогенетических системах происходят на глубинах 2.5-3.0 км, в интрагенетических – 1.8-2.3 км.

В автогенетических комплексах погружения (верхнеюрские и меловые отложения Красноленинского района, юрские Уренгойского), изменения дебитуминированного ОВ, битумов и связанные с ними образование вод, нефтегазогенерация, влияющие на формирование коллекторов, происходят медленнее с разницей начала генерации в 60 млн. лет (в среднем Приобье в конце альба, в Красноленинском районе в олигоцен-четвертичное время), в более глубоких горизонтах (на 0.35-1.0 км), при более высоких температурах на 10-30<sup>o</sup>С, и сопровождаются генерацией большего количества газообразных углеводородов, на 1-5% объемных.

Значительная часть углеводородных скоплений образовалась при участии процессов восходящей миграции флюидов в виде их потоков, которые формировались под давлением снизу. Флюидодинамические условия, необходимые для существования залежей, обеспечивались за счет термодеструкции органического вещества и подтока флюидов из более глубоких горизонтов (пласты ЮС1, ЮС2 ачимовская толща Западно-Таркосалинского, Ново-Молодежного, Южно-Покачевского, Конитлорского, Уренгойского и других месторождений).

Подток углеводородов служит причиной возникновения зон разуплотнения с АВЦД, расщепления пород на путях миграции флюидов. На изменения динамического режима залежей четко реагирует отношение пристана к фитану в нефтях, которое возрастает, изменение выхода легких фракций и плотности нефтей. В зонах разломов, по которым происходит перемещение флюидов, преобладают два вида изменений: обогащение низкомолекулярными компонентами, вследствие дополнительного поступления углеводородов в залежь (Талинское, Салымское и другие месторождения) или относительное накопление тяжелых высокомолекулярных компонентов, как признак потери легких компонентов в процессе миграции. Прямыми признаками подтока углеводородов из глубоких горизонтов является присутствие палеозойских спор и пыльцы в нефтях мезозойских залежей (Ханты-Мансийское, Семиярское, Салымское и другие месторождения). Пути миграции флюидов, кроме коллекторских толщ, служат вертикальные и наклонные зоны трещиноватости и разуплотнения с повышенной пористостью, проницаемостью и температурой, которые формируются над зонами долгоживущих разломов в фундаменте, ограничивающих кольцевые и рифтовые системы. Причины их появления обусловлены различным уплотнением, смещением пород и миграцией флюидов на участках сочленения разнофациальных комплексов. Поскольку прогибы и участки сочленения мигрируют, происходит смещение и трещинных зон. В результате формируются наклонные трещинные системы, по которым происходит движение флюидов.

Сочетание авто- и интрагенетических режимов обеспечивает нефтегазогенерацию, периодическую пульсирующую эмиграцию, восходящую и нисходящую миграцию и формирование сингенетических зон коллекторов нефти и газа, обладающих аномально высоким и избыточным пластовым давлением по соседству с зонами генерации углеводородных флюидов. Важную роль в этом процессе играет образование зон разуплотнения. Их сочетания с участками уплотнения и недоуплотнения в глубинных зонах коллекторов являются подобием моментальной фотографии пульсационного процесса самоорганизации нефтегазоносных бассейнов при благоприятных условиях генерации, миграции и сохранения залежей углеводородов.

## Список литературы

1. Гусева А.Н., Леоненко Г.Н. Роль миграции флюидов в самоорганизации коллекторских толщ нефтегазоносных бассейнов (на примере Западной Сибири). Материалы Международной конференции «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». 1995.
2. Леоненко Г.Н., Леоненко Е.В. Основы вещественно-энергетических представлений об изменении литологии нефтегазоносных толщ в истории осадочных бассейнов. Материалы VII Всероссийского литологического совещания. ИНГГ СО РАН Новосибирск, том 2, с. 168-170



## ВЛИЯНИЕ ПОТОКА СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО CO<sub>2</sub> НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД

Лифшиц С.Х.

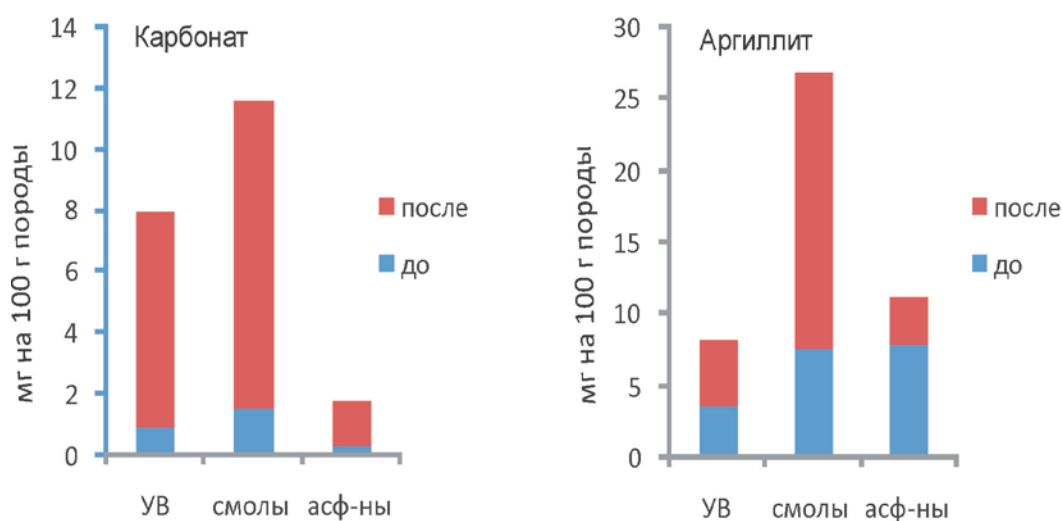
Институт проблем нефти и газа СО РАН

### Введение

Высокий спрос на нефть и газ привел к тому, что в настоящее время особое внимание уделяется извлечению углеводородов из плотных коллекторов. К таким углеводородным ресурсам относят, например, сланцевые нефть и газ. Миграция углеводородов в плотных коллекторах крайне затруднена. Можно предположить, что вследствие этого сланцевая нефть не формируется в залежь. Однако все нефтематеринские породы сильно уплотнены, тем не менее это обстоятельство не всегда является препятствием для миграции углеводородов. Следует отметить, что процессы миграции углеводородов, особенно первичной миграции, еще слабо разработаны. Согласно законам диффузии самопроизвольно могут идти только процессы рассеивания вещества. По-видимому, для его концентрирования необходим некий источник энергии и (или) вещества. Вероятно, таким источником может служить поток глубинных флюидов.

### Экспериментальная часть

Ранее нами была рассмотрена модель нефтеобразования, согласно которой формирование газонефтяной залежи идет в открытой системе, т.е. в системе, открытой по потоку энергии и вещества [1]. Как указывалось [2], в условиях главной фазы нефтеобразования реализуются условия, при которых глубинные флюиды преимущественно находятся в сверхкритическом состоянии. Это означает, что глубинные флюиды обладают сверхтекучестью и способностью растворять не только жидкие, но и твердые органические вещества. Кроме того, в сверхкритических средах реакционная активность веществ резко увеличивается. Было сделано предположение, что глубинный флюид способен не только растворять и транспортировать углеводороды, но и влиять на проницаемость пород. В работе [3] описан эксперимент, согласно которому обработка зерен пород (1-2 мм) потоком сверхкритического CO<sub>2</sub> привела к увеличению выходов хлороформенных битумоидов для карбонатной породы приблизительно в 6 раз и для аргиллитовой в 2,5 раза. На рисунке показано, как изменился выход отдельных фракций экстрактов до и после обработки пород сверхкритическим диоксидом углерода.



**Рисунок 1.** Выход отдельных фракций хлороформенных экстрактов до и после обработки пород в сверхкритическом диоксиде углерода.

Условные обозначения: УВ – углеводороды, асф-ны - асфальтены

Несмотря на то, что сверхкритический диоксид углерода способен вымывать из породы углеводороды вследствие более высокой их растворимости во флюиде [2], выход углеводородных фракций после обработки пород сверхкритическим  $\text{CO}_2$  не только не уменьшился, но и в случае карбонатной породы даже увеличился (рис.1).

Таким образом обработка пород сверхкритическим  $\text{CO}_2$  облегчила доступ растворителя к битуминозным веществам, что может быть связано с увеличением проницаемости пород. Было сделано предположение, что в потоке сверхкритического  $\text{CO}_2$  вероятно протекание реакции растворения карбонатов до бикарбонатов, т.к. влага всегда присутствует в породах. Вследствие протекания этой реакции может увеличиться проницаемость не только карбонатных пород, но и, например, песчаников, благодаря частичному растворению перемычек, цементирующих зерна породы. В составе аргиллитов также обычно содержится небольшое количество карбонатов, что может хотя бы в небольшой степени повлиять на проницаемость этих пород.

Наряду с оценкой проницаемости пород по доступности экстракции битуминозных веществ хлороформом, в нескольких образцах была измерена газопроницаемость пород до и после обработки их сверхкритическим  $\text{CO}_2$  на установке УИПК-02М. Результаты экспериментов приведены в таблице.

**Таблица 1**

*Результаты измерения газопроницаемости пород до и после сверхкритической экстракции*

| Образец     | L, cm | D, cm | F, cm <sup>2</sup> | До обработки сверхкритическим $\text{CO}_2$ |                    |        |                                        | После обработки сверхкритическим $\text{CO}_2$ |                    |        |                                        | Δк, % |
|-------------|-------|-------|--------------------|---------------------------------------------|--------------------|--------|----------------------------------------|------------------------------------------------|--------------------|--------|----------------------------------------|-------|
|             |       |       |                    | t, с                                        | V, cm <sup>3</sup> | P, кгс | K, мкм <sup>2</sup> * 10 <sup>-3</sup> | t, с                                           | V, cm <sup>3</sup> | P, кгс | K, мкм <sup>2</sup> * 10 <sup>-3</sup> |       |
| Доломит №1  | 5,15  | 2,90  | 6,6                | 112,79                                      | 100                | 72,4   | 0,17                                   | 135,28                                         | 500                | 67,2   | 0,76                                   | 347,1 |
|             | 5,15  | 2,90  | 6,6                | 103,86                                      | 100                | 72,4   | 0,18                                   | 137,64                                         | 500                | 67,2   | 0,75                                   | 316,7 |
|             | 5,15  | 2,90  | 6,6                | 120,38                                      | 100                | 72,4   | 0,16                                   | 135,74                                         | 500                | 67,2   | 0,76                                   | 375,0 |
|             | 5,15  | 2,90  | 6,6                | 116,24                                      | 100                | 72,4   | 0,16                                   | 139,64                                         | 500                | 67,2   | 0,74                                   | 362,5 |
|             | 5,15  | 2,90  | 6,6                | 102,89                                      | 100                | 72,4   | 0,19                                   | 133,21                                         | 500                | 67,2   | 0,77                                   | 305,2 |
| Доломит №2  | 5,10  | 2,90  | 6,6                | 14,46                                       | 100                | 72,4   | 1,3                                    | 65,22                                          | 500                | 67,6   | 1,6                                    | 23,1  |
|             | 5,10  | 2,90  | 6,6                | 13,57                                       | 100                | 72,4   | 1,4                                    | 67,88                                          | 500                | 67,6   | 1,5                                    | 7,1   |
|             | 5,10  | 2,90  | 6,6                | 13,86                                       | 100                | 72,4   | 1,4                                    | 63,78                                          | 500                | 67,5   | 1,6                                    | 14,3  |
|             | 5,10  | 2,90  | 6,6                | 13,72                                       | 100                | 72,4   | 1,4                                    | 65,74                                          | 500                | 67,5   | 1,5                                    | 7,1   |
|             | 5,10  | 2,90  | 6,6                | 14,22                                       | 100                | 72,4   | 1,3                                    | 66,90                                          | 500                | 67,4   | 1,5                                    | 15,4  |
| Аргиллит №3 | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 0                                           | 0                  | 72,4   | -                                      |                                                |                    | 67,2   | -                                      |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 0                                           | 0                  | 72,4   | -                                      |                                                |                    | 67,2   | -                                      |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 0                                           | 0                  | 72,4   | -                                      |                                                |                    | 67,2   | -                                      |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 0                                           | 0                  | 72,4   | -                                      |                                                |                    | 67,2   | -                                      |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 0                                           | 0                  | 72,4   | -                                      |                                                |                    | 67,2   | -                                      |       |
| Аргиллит №4 | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 5,41                                        | 1000               | 2,2    | Образец сломан                         |                                                |                    |        |                                        |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 5,41                                        | 1000               | 2,2    |                                        |                                                |                    |        |                                        |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 5,48                                        | 1000               | 2,2    |                                        |                                                |                    |        |                                        |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 5,44                                        | 1000               | 2,2    |                                        |                                                |                    |        |                                        |       |
|             | 5,05  | 2,90  | 6,6                | 5,51                                        | 1000               | 2,2    |                                        |                                                |                    |        |                                        |       |

Обозначения: L – высота цилиндра, D – диаметр, F – площадь сечения, t – время фильтрации, V – объем газа, прошедший через образец, P – давление на образце, K – коэффициент газопроницаемости

Коэффициент газопроницаемости пород определяли при линейном направлении потока газа. Используемый газ - технический азот из баллонов. Керновый материал был отобран из коллекции К.И.Микуленко. Первый керн – нефтенасыщенный доломит одной из скважин Талаканского месторождения. Второй керн – аргиллит, Алданская антеклизы, Верхний-Бестях, ручей Красный.

Для проведения измерений газопроницаемости из отобранных кернов пород были выточены цилиндры высотой  $5,00 \pm 0,20$  см и диаметром  $3,00 \pm 0,10$  см. Из первого керна - два цилиндра №1 и №2. Из второго - цилиндры №3 и №4. Газопроницаемость образцов определяли в 5-ти повторностях. После измерений цилиндры пород поместили в экстрактор установки по сверхкритической экстракции, описание которой приведено в работе [2]. Обработка пород сверхкритическим  $\text{CO}_2$  осуществляли двое суток, днем в проточном режиме, ночью в режиме настаивания. По окончании

воздействия сверхкритическим диоксидом углерода образцы пород извлекли и вновь измерили их газопроницаемость.

Видно, что для карбонатной породы газопроницаемость первого образца возросла в среднем с 0,17 до 0,76 млрдарси, т.е. более чем на 300%. Второго образца - с 1,36 до 1,54 млрдарси, в среднем на 13,4%. Образец аргиллита (№3) оказался непроницаемым как до, так и после обработки сверхкритическим  $\text{CO}_2$ . Образец №4 сломался в ходе испытаний.

Таким образом, экспериментально установлено увеличение газопроницаемости карбонатной породы в потоке сверхкритического  $\text{CO}_2$ . Аргиллит на всю высоту образца оказался непроницаем, однако это не исключает частичного увеличения проницаемости данного типа пород в подобных условиях. Проведенные эксперименты по изучению влияния потока сверхкритического  $\text{CO}_2$  на газопроницаемость пород позволяет предположить, что глубинный флюид способен увеличивать проницаемость пород, т.е. формировать коллекторские свойства пород, а также способствовать первичной миграции углеводородов в залежь. В отсутствие глубинных флюидов углеводороды, по-видимому, так и остаются замурованными в породе, особенно когда речь идет о плотных коллекторах. Что мы и наблюдаем на примере сланцевых нефти и газа.

Авторы выражают благодарность А.С. Портнягину за помощь в измерении газопроницаемости пород.

## Список литературы

1. Лифшиц С.Х. Механизм образования нефти в сверхкритическом потоке глубинных флюидов // Вестник РАН. - 2009. - Т.79. - № 3. - С. 261-265.
2. Лифшиц С.Х., Чалая О.Н. Возможный механизм образования нефти в потоке сверхкритического флюида на примере диоксида углерода // Сверхкритические флюиды: Теория и практика. - 2010. - Т. 5. - № 2. - С. 45-55.
3. Лифшиц С.Х. Экспериментальное моделирование процессов миграции углеводородов в плотных осадочных породах // Сб. научных трудов Международной научно-практической конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа» 28-29 мая 2015, М.: изд-во МГУ. - 2015. - С. 155-157.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ИССЛЕДОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП НА ОСНОВЕ МЕТОДА ДИСКРЕТНОГО ЭЛЕМЕНТА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ С ЗАЛЕЖАМИ ГАЗА В БАССЕЙНЕ ЧИньшуй КИТАЯ

**Лу Яньцзюнь.\*** (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра Теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, аспирант; e-mail: [lhmus@mail.ru](mailto:lhmus@mail.ru))

**Шелепов В. В.** (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра Теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, профессор; e-mail: [shelepov@vnigni.ru](mailto:shelepov@vnigni.ru))

**Ян Чжаочжун** (Инженерный институт нефти и газа Юго-западного нефтяного университета, профессор; e-mail: [yzzycl@vip.sina.com](mailto:yzzycl@vip.sina.com))

**Хань цзиньсюань** (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; e-mail: [1057548676@qq.com](mailto:1057548676@qq.com))

Метан угольных пластов (МУП) представляет собой форму природного газа, содержащегося в угольных пластах. Образовавшийся метан в основном адсорбируется органическим веществом угля. Остальной метан в свободном состоянии находится в порах угля и в растворённом состоянии находится в воде угольных пластов<sup>[1]</sup>. МУП располагается в многих странах мира. В Китае геологические ресурсы МУП на глубинах до 2000 м составляет 36,81 трлн кубометров, затем в России, в Канаде, занимая третье место в мире<sup>[2]</sup>.

В Китае в конце 2012 года пробурили почти 12 тысяч скважин угольных пластов, в том числе примерно 3 тысячи разведочных скважин. Почти 8 тысяч добывающих скважин, ежедневный дебит газа доставал до 8 миллионов кубометров<sup>[3]</sup>.

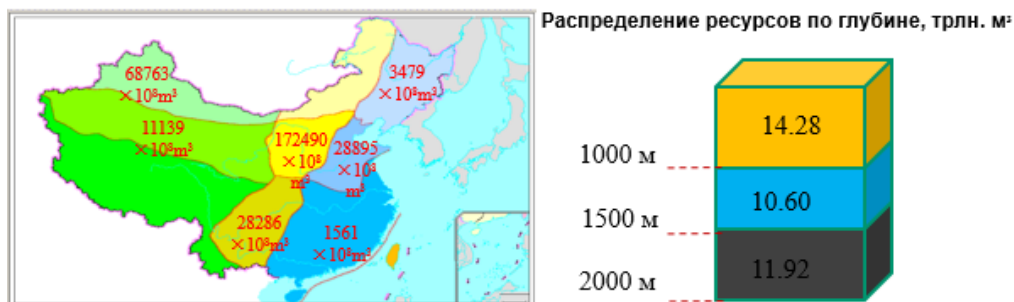


Рисунок 1. Распределения ресурсов метана угольных пластов в Китае

В Китае уголь с залежами газа характеризуется низкой пористостью и низкой проницаемостью. Чтобы достигать промышленного дебита газа, нужно пользоваться такими методами интенсификации притока флюидов<sup>[4]</sup>, а ГРП является главным методом разработки МУП<sup>[5]</sup>. Хороший дизайн ГРП является ключом удачной разработки МУП, поэтому нужно изучать механизма возникновения и продолжения трещины от разрыва, чтобы инструктировать операцию ГРП.

### Механические характеристики угольных горных пород

С помощью эксперимента можно получить механические характеристики угольных горных пород (Таблица 1 и Таблица 2).

Таблица 1  
Механические характеристики угольных горных пород I

| Номер  | Коэффициент Пуассона | Модуль упругости (МПа) | Прочность на сжатие (МПа) |
|--------|----------------------|------------------------|---------------------------|
| A0--1  | 0.246                | 2668.7                 | 32.5                      |
| A0--2  | 0.435                | 2552.0                 | 30.1                      |
| A0--3  | 0.423                | 2713.3                 | 18.5                      |
| A90--1 | 0.261                | 3672.5                 | 36.2                      |
| A90--2 | 0.324                | 2471.3                 | 25                        |
| A90--3 | 0.415                | 3346.1                 | 30.6                      |

**Таблица 2**

*Механические характеристики угольных горных пород II*

| Номер  | Прочность на натяжение (МПа) | средняя прочность на натяжение(МПа) |
|--------|------------------------------|-------------------------------------|
| A0-0   | 1.84                         | 2.07                                |
| A0-1   | 3.18                         |                                     |
| A0-10  | 1.19                         |                                     |
| A90-7  | 0.53                         | 1.36                                |
| A90-07 | 2.08                         |                                     |
| A90-10 | 1.46                         |                                     |

Относительно от песчаника, угольная порода обладает низкой прочностью на натяжение ( 0.53-3.18МПа ) ,низкой прочностью на сжатие ( 18-32МПа ) и низким модулем упругости(2552.0-3672.5МПа), высоким коэффициентом Пуассона(0.25-0.435).

Типы пород верхней формации и нижней формации от угольных пластов представляет собой песчаник и алевролит.

**Таблица 3.**

*Механические характеристики верхней формации и нижней формации*

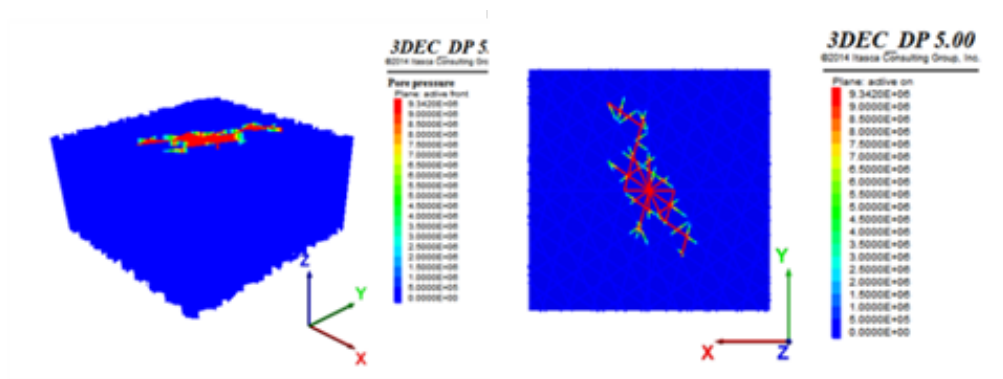
| Пласт                   | Типы пород | Плотность | Модуль упругости (1000 МПа) | Коэффициент Пуассона |
|-------------------------|------------|-----------|-----------------------------|----------------------|
| Верхняя формация Шаньси | песчаник   | 2.55      | 9.51-31.1                   | 0.18-0.22            |
| Нижняя формация Шаньси  | алевролит  | 2.62      | 8.58-10.1                   | 0.21-0.28            |

## Исследование численного моделирования ГРП на основе метод дискретного элемента

Угольная порода в процессе диагенеза от тектонических действий, в результате появились кливажи, постельные принадлежности и другие слабые структуры, поэтому угольные породы обладает характеристикой прерывистой структуры. В настоящее время методы численного моделирования распространения трещины включают метод конечных элементов, метод граничных элементов, метод конечных разностей и метода дискретных элементов. Тем не менее, метод конечных элементов, метод конечных разностей и метод граничных элементов для моделирования содержит дефекты, наличие прерывистой структуры горных соединений, трещин и других вопросов<sup>[6,7]</sup>. Метод дискретного элемента с учетом прерывистой структуры породы, имеет определенные преимущества с точки зрения гидравлического распространения трещины моделирования распределения кливажей. В данной работе основной принцип метода дискретных элементов вылета, с дискретным элементом программного обеспечения 3DEC, используют язык FISH программирования, изучение трещины распространения при ГРП<sup>[8]</sup>.

Метод дискретных элементов (DEM) Cundall в первый раз (в 1971 году) предположил<sup>[9]</sup>, наряду с методом конечных элементов, как область анализа делится на блоки, блок к ограничениям прерывистой структуры. Основная идея метода дискретных элементов, чтобы отделить тело как совокупность дискретных жестких элементов, так что каждый жесткий элемент удовлетворяет уравнению движения, а затем вычислили общие закономерности движения разрывов.

вовремя моделирования распространения трещин разрыва в угольных пластах необходимо ввести соответствующие параметры угольных пород, в сочетании с лабораторными параметрами, заданными экспериментальные результаты и результаты предыдущих исследований<sup>[10, 11]</sup>, результаты моделирования показано на Рис 2.



**Рисунок 2** Результаты численного моделирования с помощью программы 3DEC

Было обнаружено, по результатам моделирования:

- ① Главная трещина разрыва почти вдоль направления максимального горизонтального напряжения растяжения, формируются в основном вертикальные трещины;
- ② трещины, проходящие вдоль кливажей, показывая естественные трещины в виде сети.

Для проверки результата распространения трещины разрыва с помощью программы 3DEC, проведение в тех же условиях физического эксперимента при трехосной, как показано на Рис 3.



**Рисунок 3** Испытательная машина и результат физического моделирования

С помощью физического эксперимента моделирования мы обнаружили, что после гидравлического разрыва формировали множественные трещины в угольных породах. особенно около призабойной зоны скважины скважины существуют сложные трещины.

Через сравнение между физическим экспериментом и численного моделирования на программе 3DEC можно показывать, что оба результата с большой последовательностью, в основном отражены в: ① после гидроразрыва в угольных породах результаты двух методов имели много трещин, и около призабойной зоны количество трещин больше всего; ② сформулированные трещины несимметричны от скважины. в то время как основное направление распространения трещины почти совпадает с направлением максимального главного напряжения.

## Заключение

(1) В Китае ресурс МУП богат, разработка которого имеет большое значение для людей. В настоящее время ГРП является главным методом разработки МУП в бассейне Чиньшуй. Механические характеристики необыкновенные ( $E$  низкий,  $\nu$  высокий). моделирования распространения гидравлического разрыва является важной работой для дизайна ГРП.

(2) Метод дискретного элемента представляет собой новый метод моделирования распространения гидравлического разрыва. Во время моделирования основной трещины, проходящие вдоль максимального напряжения, и сформулированные трещины несимметричны от скважины.



Через сравнение с физическим экспериментом показало, что результаты численного моделирования хорошо согласуются с экспериментальными результатами, и доказать правильность метода.

## Список литературы

- [1] Фэн Вэньгуан. Разработка месторождений угольных метанов [М]. Пекин: Издательство науки, 2009, 2-7
- [2] Liu Chenglin, Zhu Jie, Che Changbo et al. Methodologies and results of the latest assessment of coalbed methane resources in China [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(11): 130-132.
- [3] Luo Pingya. A discussion on how to significantly improve the single - well productivity of CBM gas wells in China [J]. Natural Gas Industry, 2013, 33(6): 1-6.
- [4] Li Jingming, Cao Haiyan, Li Xiaojun, et al. Characteristics of coalbed methane resource and the development strategies [J]. Natural Gas Industry, 2009, 29(4): 9-13.
- [5] Jeffrey R G, Vlahovic W, Doyle R P, et al. Propped Fracture Geometry of Three Hydraulic Fractures in Sydney Basin Coal Seams [C]. Paper 50061 presented at the Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 1998.
- [6] Bathe K J, Wilson . Numerical Methods in Finite Element Analysis [M]. Prentice-Hall, Inc, 1976.
- [7] Jaswon M A. Integral equation methods in potential theory. I [J]. Proceedings of the Royal Society of London. Series A, Mathematical and Physical Sciences, 1963: 23-32.
- [8] Лу Яньцзюнь. Исследование механизма объемного гидроразрыва в угольных пластах с залежами газа [D]. Юго-западный университет нефти и газа. 2015.7
- [9] Gundall P A. A computer model for simulating progressive large scale movement in block rock system [J]. Symposium ISRM, 1971, Proc 2: 129-136.
- [10] Qu Ping, Shen Ruichen, Fu Li, et al. Application of the 3D discrete element method in the wellbore stability of coal-bed horizontal wells [J]. Acta Petrolei Sinica, 2011, 32(1): 153-157
- [11] Yin Hu, Li Qian, Guo Liang, et al. Evaluation of Wellbore Stability in coal seams by use of the universal discrete element code (UDEEC) Method [J]. Natural Gas Industry, 2012, 32(11) : 59-63

## АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Лупанов П.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Соавторы – Демонина А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Корзун А.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

### Введение

Нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются весьма сложным тектоническим и геологическим строением, которые находятся на четвертой стадии разработки. Чтобы оживить эти месторождения, применяют один из наиболее эффективных методов увеличения производительности скважин – гидравлический разрыв пласта (ГРП) [Желтов, 1975].

Ввиду сложных условий разработки месторождений и сложного процесса проведения данного метода, на рынке нефтегазовой отрасли появились программные обеспечения, которые позволяют сделать дизайн ГРП. Это позволяет подобрать более точные параметры (жидкость-разрыва, пропант, дебит закачки флюидов и др.) для проведения операций ГРП перед работами на производстве.

Целью проведения ГРП является увеличение продуктивности скважин, с воздействием на призабойную зону скважины: путем закачки вязкой жидкости создаются высокие давления, превышающие в 1,5-2 раза пластовое давление, в результате чего пласт расслаивается, и в нем образуются трещины [Желтов, Христанович, 1955].

Весьма опасным при проведении операции ГРП является неконтролируемый рост трещины. Это приводит к разрыву не только продуктивного пласта, но и глинистых покрышек. Особенно часто это происходит в неоднородных коллекторах с высокой глинистостью.

### Постановка задачи

Используя фактические данные по нефтяному месторождению северной части Западной Сибири и зная, что в конкретном продуктивном пласте может возникнуть неконтролируемый рост трещины, был проведен дизайн ГРП в одной из выбранных скважин. Для решения поставленной задачи была использована программа Meyer MFrac (Baker Hughes Incorporated), которая использовалась строго в научно-исследовательских целях.

В данной программе при выполнении задачи была выбрана трехмерная модель трещины [Baker Hughes Incorporated, 2013]. Дизайн (моделирование) был выполнено для 3-х слойной модели, состоящей из одного слоя песчаников мощностью 37 м, залегающего в интервале 2925-2962 м. Интервал перфорации составляет 2927-2942 м. Другие два слоя - это аргиллиты, которые залегают выше песчаников на глубине 2916-2925 м мощностью 9 м и ниже песчаников на глубине 2962-2970 мощностью 8 м. Песчаники коллектора с высокой степенью глинистости, что отражается на физико-механических свойствах пород.

Для каждого слоя в модели были заданы физико-механические и фильтрационные свойства горных пород. В ходе работы было выполнено восемь вариантов дизайна гидравлического разрыва пласта с шагом дебита закачки 0,05 м<sup>3</sup>/мин (72 м<sup>3</sup>/сут). В качестве жидкости-разрыва был выбран флюид – вода, той же температуры, что и температура в пласте 25 °С.

### Результаты

Дизайн ГРП был проведен со следующими дебитами: 72 м<sup>3</sup>/сут, 144 м<sup>3</sup>/сут, 216 м<sup>3</sup>/сут, 288 м<sup>3</sup>/сут, 360 м<sup>3</sup>/сут, 432 м<sup>3</sup>/сут, 504 м<sup>3</sup>/сут и 576 м<sup>3</sup>/сут (Рисунок 1). Но мы отметим только более значимые шаги, при которых наблюдались резкие изменения поведения трещины в ходе моделирования.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

| Расход смеси Q        | Время t  | Чистое давление P <sub>чист</sub> | Забойное давление в трещине P <sub>заб</sub> | Длина трещины l | Средняя ширина трещины b <sub>ср</sub> | Верхняя высота h <sub>в</sub> | Нижняя высота h <sub>н</sub> | Общая высота h |
|-----------------------|----------|-----------------------------------|----------------------------------------------|-----------------|----------------------------------------|-------------------------------|------------------------------|----------------|
| (м <sup>3</sup> /сут) | (мин)    | (атм)                             | (атм)                                        | (м)             | (см)                                   | (м)                           | (м)                          | (м)            |
| 72,00                 | 14400,00 | 11,48                             | 441,30                                       | 13,33           | 0,09                                   | 9,98                          | 16,90                        | 26,88          |
| 144,00                | 7200,00  | 12,70                             | 442,52                                       | 16,69           | 0,11                                   | 10,27                         | 20,00                        | 30,27          |
| 216,00                | 4800,00  | 13,43                             | 443,25                                       | 18,93           | 0,12                                   | 10,48                         | 22,13                        | 32,63          |
| 288,00                | 3600,00  | 13,71                             | 443,53                                       | 20,69           | 0,13                                   | 10,66                         | 23,83                        | 34,49          |
| 360,00                | 2880,00  | 10,89                             | 440,71                                       | 22,26           | 0,10                                   | 10,81                         | 25,33                        | 36,15          |
| 432,00                | 2400,00  | 14,60                             | 444,42                                       | 23,50           | 0,14                                   | 10,96                         | 26,44                        | 37,39          |
| 504,00                | 2057,10  | 14,84                             | 444,66                                       | 24,68           | 0,15                                   | 11,09                         | 27,49                        | 38,58          |
| 576,00                | 1800,00  | 15,40                             | 445,22                                       | 25,91           | 0,15                                   | 11,23                         | 27,98                        | 39,21          |

Рисунок 1. Изменение характеристик трещины при изменении дебита жидкости.

При минимальном дебите 72 м<sup>3</sup>/сут поверхностное давление составило 160,11 атм, забойное в давление – 441,3 атм. Размеры образованной трещины составили: высота - 26,88 м, длина – 13,3 м, средняя ширина – 0,09 см. Трещина находится в пределах пласта-коллектора.

При дебите 432 м<sup>3</sup>/сут поверхностное давление составило 176,85 атм, забойное в давление – 444,42 атм. Размеры образованной трещины составили: высота - 37,4 м, длина – 23,5 м, средняя ширина – 0,14 см (Рисунок 2). Были видны два резких снижения поверхностного и забойного давлений. Падение давления связано с открытием трещин в выше и ниже залегающих аргиллитах. Таким образом, при заданном дебите закачки и более трещина будет расти выше и ниже пласта-коллектора, но не прорвав покрывки.

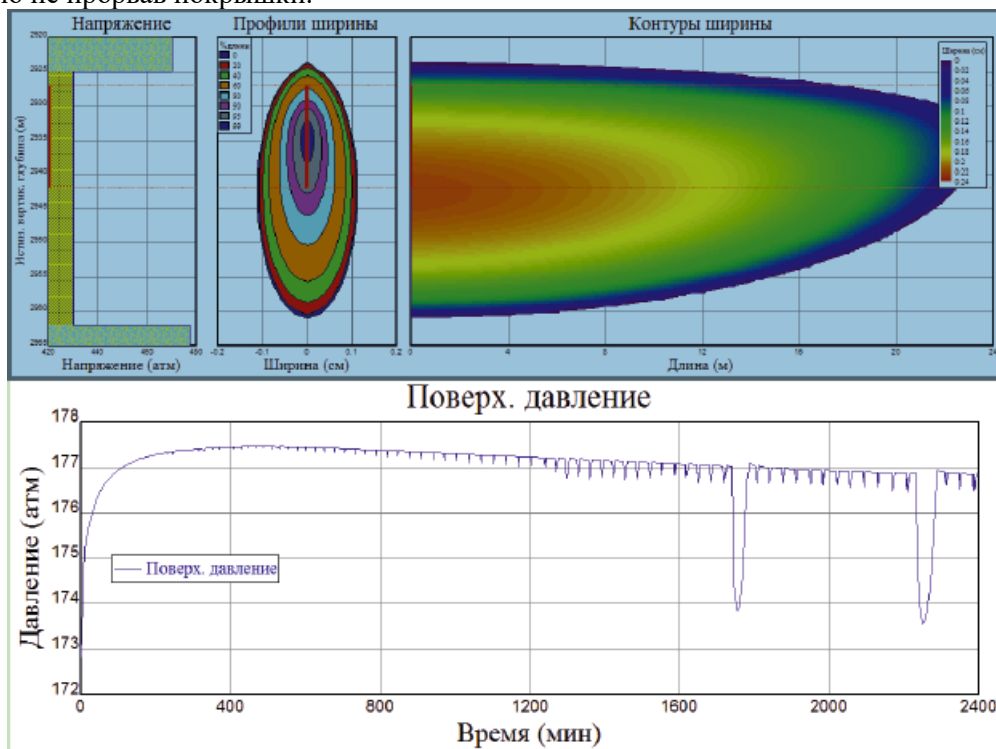


Рисунок 2. Результаты моделирования ГРП при дебите 432 м<sup>3</sup>/сут.



При максимальном дебите ( $576 \text{ м}^3/\text{сут}$ ) поверхностное давление составило 181,78 атм, забойное давление – 445,22 атм, чистое давление – 15,40 атм. Закачка продолжалась 1800 мин. Размеры трещины: высота - 39,21 м, длина – 25,91, средняя ширина – 0,15 см. Трещина распространяется за пределы пласта-коллектора.

## Заключение

В ходе выполненных исследований была установлена линейная зависимость между размерами трещины и дебитом, что говорит нам о нормальном, постепенном раскрытии и увеличении трещины.

В процессе дизайна ГРП было определено, что трещина появляется на первой минуте закачки жидкости в пласт. По мере увеличения дебита размеры трещины растут не одинаково: сначала происходит рост до верхнего глинистого пласта; затем достигает нижнего глинистого пласта; после достижения нижней границы, происходит прорыв глинистых пластов.

В результате мы получили что, в продуктивном пласте песчаников при достижении определенного дебита, в нашем случае  $432 \text{ м}^3/\text{сут}$ , трещина формируется не только в пределах коллектора, но и захватывает выше и ниже лежащие глинистые пласты (аргиллиты), что и приводит к неконтролируемому росту трещины.

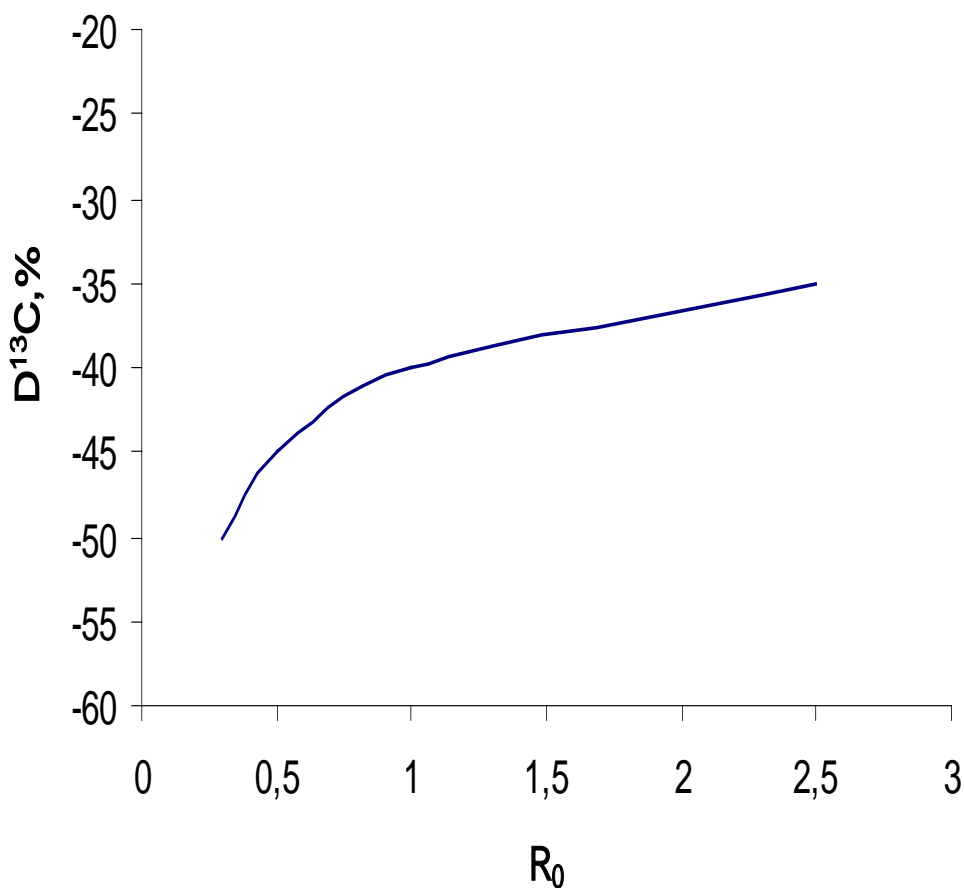
## Литература

1. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта. «Недра», 1975 г.
2. Желтов Ю.П., Христанович С.А. Образование вертикальных трещин при помощи очень вязкой жидкости. «Недра», 1955 г.
3. *Baker Hughes Incorporated*. Пакет программ Meuser для моделирования гидроразрыва (MFrac). Справочник пользователя. 2013 г.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗРЕЛОСТИ НЕФТИ ПО ИЗОТОПНОМУ СОСТАВУ УГЛЕРОДА МЕТАНА.

*Магомедов Ш.А., Мамаев О.А., Чупалаев Ч.М., Расулов Г.С.  
Институт проблем геотермии ДНЦ РАН, г.Махачкала*

Процесс созревания керогена сопровождается систематическими изменениями химических и оптических свойств ОВ. Коэффициент отражения витринита  $R_0$  варьирует от  $R_0 = 0,3\%$  в незрелом ОВ до  $R_0 \geq 3\%$  в перезрелом керогене, что видно по рис.1. Помимо этого, в ходе созревания происходит изотопное фракционирование с обогащением тяжелым изотопом, которое вызвано различием энергии связи пар:  $C^{13} - C^{12}$  и  $C^{12} - C^{12}$ . Метан, образованный из ОВ под влиянием температуры, обогащен  $C^{12}$  по сравнению с исходным материалом, поскольку для разрыва связей  $C^{12} - C^{12}$  требуется меньшая энергия. Органическое вещество и возникающие углеводородные компоненты в процессе созревания керогена обогащаются тяжелым изотопом углерода. Эти изотопные сдвиги, обусловленные созреванием, в керогене и нефти часто замаскированы, но отчетливо выявляются в природных скоплениях метана.

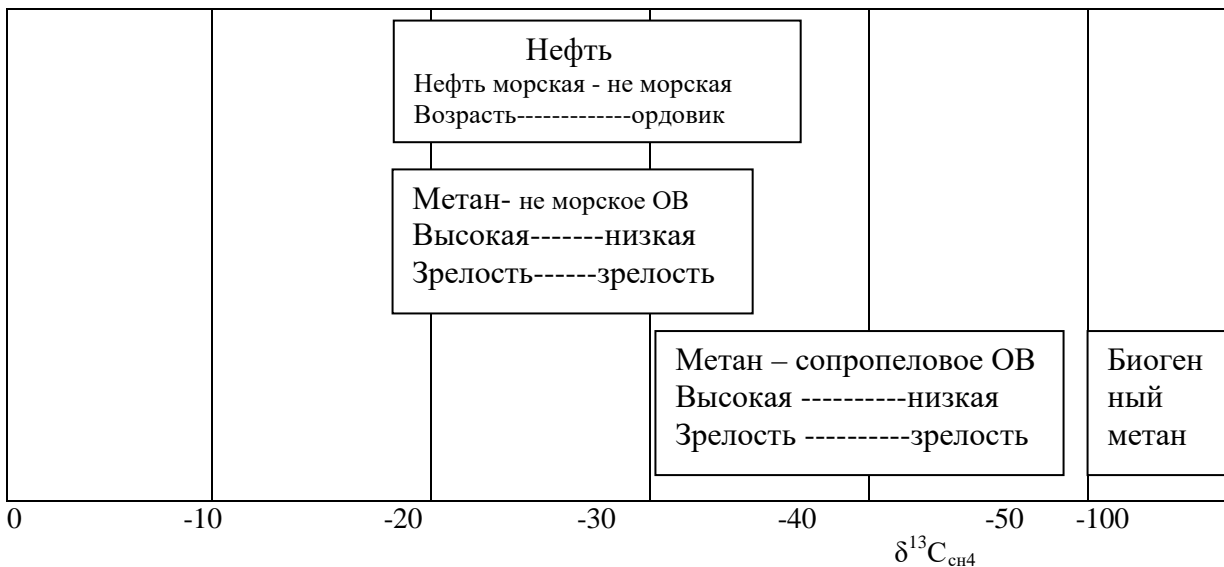


**Рисунок 1.** Зависимость изотопного состава углерода метана сопропелового ОВ от коэффициента отражения витринита.

Изотопные отношения углерода в метане варьируют в диапазоне 80‰, и их величина определяется следующими моментами: 1) механизмом возникновения (биогенное или термальное); 2) общим типом исходного органического вещества (не морское или сопропеловое ОВ), подвергающегося термальным изменениям; 3) степенью зрелости исходного органического вещества. Для большинства сырых нефтей характерен диапазон значений  $\delta^{13}C$  от -34 до -18‰.

Поскольку существует определенная связь изотопного состава углерода в нефти и керогене, то это позволяет различить нефти морского и неморского генезиса. Изотопный состав углерода метана, источником которого были преимущественно породы морского генезиса, характеризуется аналогичной связью со степенью зрелости. Метан морских осадков, однако, обогащен изотопом  $^{12}\text{C}$  по сравнению с «сухопутным» метаном. Изменения изотопного состава углерода метана различных генетических типов показаны на рис.2. Термокаталические газы морских отложений характеризуются примерным диапазоном значений  $\delta\text{C}$  от  $-50\text{‰}$  (низкая степень зрелости) до  $-30\text{‰}$  (перезрелые исходные породы).

Считается, что значительное обеднение газов изотопом  $\text{C}^{13}$  типично для формирования бактериальных газов ( $\delta\text{C}^{13}$  варьирует от  $-55$  до  $-100\text{‰}$ ).



**Рисунок 2.** Вариация изотопного состава углерода метана различных генетических типов.

Газы плиоцен – миоценовых отложений (месторождение Русский Хутор) характеризуются сильно облегченным изотопным составом углерода и кислорода.

Метан этих отложений биогенного генезиса, который характеризуется сильно облегченным изотопным составом по  $\text{C}^{13}$ .

Углерод метана мезозойских отложений характеризуется относительно тяжелым изотопным составом ( $\delta\text{C}^{13} = -20$  -  $-50\text{‰}$ ) и соответствует газам глубинного термокаталического преобразования органического вещества

В интервале глубины от 0 до 500м., где встречается метан, предельно обогащенный легким изотопом, результаты анализов  $\text{C}^{13}$  природных образцов ложатся на теоретическую кривую. Обогащение метана изотопом  $\text{C}^{12}$  в этой зоне можно рассматривать как результат действия системы  $\text{CO}_2$  —  $\text{CH}_4$ , углеродный обмен который осуществляется бактериями. Изотопные данные показывают, что мощность биохимической зоны генерации метана значительно больше и микробиологические процессы происходят до глубины 300- 500 м., причем в масштабах, обеспечивающих образование значительных газовых скоплений.

Ниже биохимической зоны находится зона каталической генерации метана. Механизм изотопного обмена в системе  $\text{CO}_2$  —  $\text{CH}_4$ , здесь отключается, так как температуры еще слишком низки для действия неорганической системы  $\text{CO}_2$  —  $\text{CH}_4$ , а бактериальная деятельность практически отсутствует. Обогащение метана изотопом  $\text{C}^{12}$  по сравнению с исходным органическим веществом и вертикальный градиент значений  $\text{C}^{13}$ , наблюдаемый в этом интервале глубины и температуры, объясняется кинетическим изотопным эффектом и зависимостью кинетического изотопного эффекта от температуры.

Третья область распространения газов — зона термального метаморфизма и вулканизма. При температурах порядка  $200^\circ\text{C}$  и выше создаются условия для установления равновесия изотопного обмена в неорганической системе  $\text{CO}_2$  —  $\text{CH}_4$ . Метан чаще всего характеризуется изотопным составом в пределах от  $-20$  до  $-29\text{‰}$ . Константа равновесия, вычисленная из изотопных данных, отвечает реальным температурам, наблюдающимся в этой зоне. Это обстоятельство используется



некоторыми исследователями для определения при помощи  $\text{CH}_4$  —  $\text{CO}_2$  изотопного термометра глубинных температур подземных источников.

В наиболее глубоких слоях земной коры, где господствуют температуры 600 - 800°C и выше разделение изотопов незначительно и углерод присутствующих здесь газов прямо наследует изотопный состав исходного углерода.

Термальный пояс Земли является областью гомогенизации изотопного состава газов, которые независимо от происхождения путем вторичного обмена приобретают изотопный состав определяющийся только местными температурными условиями и относительными концентрациями  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$ .

| Месторождение, № скважины | Интервал перфорации, м | Возраст отложений | $\delta^{13}\text{C}$ ,‰ РДВ |
|---------------------------|------------------------|-------------------|------------------------------|
| Юбилейное, СКВ.№29        | 4439 - 4443            | J <sub>1</sub>    | -41                          |
|                           | СКВ.№9                 | T <sub>1</sub>    | -43,5                        |
| Солнечная, СКВ.№1         | 4484 - 4498            | T <sub>1</sub>    | -31                          |
|                           | СКВ.№3                 | T <sub>2</sub>    | -31,2                        |
|                           | СКВ.№38                | T <sub>1</sub>    | -36,3                        |
| Сухокумское, СКВ.№69      | СКВ.№56                | T <sub>1</sub>    | -47                          |
|                           | 3772 - 3978            | T <sub>2</sub>    | -45,2                        |
|                           | СКВ.№35                | K <sub>2</sub>    | -41,3                        |
| Солончаковая, СКВ.№2      | 4498 - 4505            | T <sub>1</sub>    | -33                          |
|                           | СКВ.№12                | K <sub>1</sub>    | -34,8                        |
|                           | СКВ.№15                | J <sub>1</sub>    | -35,6                        |
|                           | СКВ.№38                | T <sub>1</sub>    | -37,2                        |
| Рифовая, СКВ.№4           | 4256 - 4275            | T <sub>2</sub>    | -32,5                        |
| Центральная, СКВ.№3       | 3978 - 3997            | K <sub>1</sub>    | -41,4                        |
| Таловая, СКВ.№6           | 4324 - 4356            | T <sub>1</sub>    | -36,7                        |
| Кумухская, СКВ.№4         | 4247 - 4289            | T <sub>1</sub>    | -32,6                        |
| Русский Хутор СКВ.№95     | 1710 - 1716            | N <sub>1</sub>    | -61,3                        |
|                           | СКВ.№96                | N <sub>1</sub>    | -89,5                        |
|                           | СКВ.№103               | N <sub>1</sub>    | -74,5                        |
|                           |                        |                   |                              |
|                           |                        |                   |                              |

Исследованные нами изотопные вариации углерода метана  $\delta^{13}\text{C}$  газов термальных вод нефтегазовых месторождений Прикумской зоны Восточного Предкавказья показали, что газы плиоцен – миоценовых отложений характеризуются облегченным изотопным составом углерода ( $\delta^{13}\text{C} = -61 \div -90\%$ ), т.е. биогенного генезиса, а углерод метана мезозойских отложений характеризуется относительно тяжелым изотопным составом ( $\delta^{13}\text{C} = -20 \div 47\%$ ), что соответствует газам глубинного термокаталического преобразования ОВ.

Использование изотопов углерода при поисках нефти приобретает все большее значение как ценный метод, который может эффективно содействовать разведке углеводородов.

Резюмируя изложенное можно сделать следующие краткие выводы:

1. В природе, в результате различных геофизических и геохимических процессов происходит естественное перераспределение стабильных изотопов углерода, которое может достигать в метане до 10%.
2. Высокочувствительная экспериментальная методика позволяет с большой точностью определить эти изотопные вариации углерода в метане в газах из различных генетических месторождений.
3. Установлено, что метан плиоцен - миоценовых отложений генетически биогенного происхождения и характеризуется сильно облегченным изотопным составом углерода ( $\delta^{13}\text{C} = -50 \div -100\%$ ), а метан мезозойских отложений – зоны термального метаморфизма характеризуется менее легким изотопным составом ( $\delta^{13}\text{C} = -20 \div -40\%$ ).
4. Изотопный состав углерода метана зависит от генезиса исходного органического вещества (морское или не морское), от степени зрелости, от глубины залегания ОВ, от

# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



типа разложения ОВ (биохимическое или термokatалитическое) и т.д.

5. В мировой практике, при разведке и прогнозировании нефтегазовых месторождений широко используются изотопные данные метана для получения первоначальных сведений о месторождении.
6. По нашим экспериментальным результатам изотопного состава углерода метана нефтегазовых месторождений Восточного Предкавказья можно твердо утверждать, что исходное ОВ этого региона в основном морского происхождения.

## МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОЛОНОК КЕРНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ ЕЁ АПРОБАЦИИ

*Мануилова Е.А.\* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Калмыков Г.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Белохин В.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

В настоящее время баженовская свита Западно-Сибирского нефтегазового бассейна считается важным стратегическим объектом для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли Российской Федерации [1]. Породы баженовской свиты из-за их особых условий формирования, изменяющегося по латерали литологического состава и повышенного содержания органического вещества относят одновременно и к нефтематеринским породам, и к коллекторам. Особое внимание уделяется определению основных подсчетных параметров данных отложений, получаемых на керне, которые могут быть использованы для оценки объемов подвижной, высвобождаемой и потенциальной нефти, а также выделению интервалов естественных коллекторов, содержащих подвижную извлекаемую нефть и обеспечивающих приток нефти из пласта в скважину без дополнительных геолого-технических мероприятий, и технически-стимулируемых коллекторов, содержащих нефть в изолированных порах, которые способны обеспечить приток в скважину при техническом воздействии (кислотные воздействия, гидроразрыв пласта и др.), и их распространению по площади. Для решения поставленных задач необходимо провести комплекс аналитических исследований. В связи с этим была разработана методика проведения исследований колонок керна пород баженовской свиты. Методика включает измерения фильтрационно-емкостных свойств и основных пиролитических параметров (S1, S2, TOC) до и после экстракции органическим растворителем, исследования вещественного состава, а также специальные методы исследования, направленные на изучение структуры порового пространства и сообщаемости пор, такие как растровая электронная микроскопия и рентгеновская микротомография.

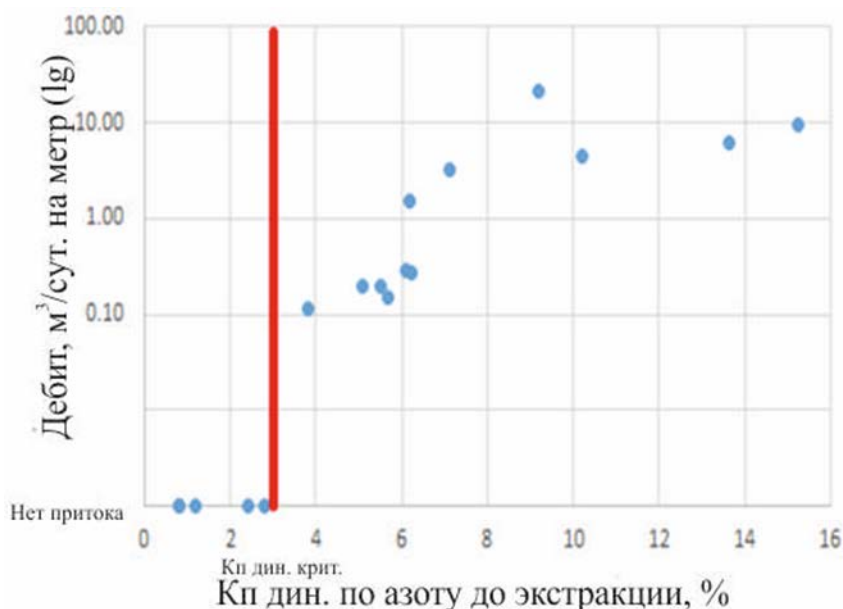
В основе создания методики исследования колонок керна для пород баженовской свиты лежит предложенная ранее [3, 4] модель порового пространства и насыщающих их флюидов для данных отложений, без знания которой невозможно подобрать комплекс исследований, позволяющий определить основные подсчетные параметры (Рисунок 1). Модель включает: свободные подвижные углеводородные соединения сообщающихся пор, заполняющие динамическое поровое пространство; свободные неподвижные углеводородные соединения замкнутых пор и сообщающихся пор, запечатанных смолисто-асфальтовыми компонентами; углеводородные соединения, сорбированные (физически связанные) на поверхности сообщающихся и замкнутых пор; воду, физически связанную с поверхностью глинистых минералов; воду капилляров с гидрофильной поверхностью



**Рисунок 1.** Модель порового пространства и насыщающих флюидов для пород баженовской свиты

Основным свойством коллекторов является наличие порового пространства, заполненного подвижным флюидом [2]. Поэтому согласно разработанной методике на первом этапе проводят измерение пористости и проницаемости газоволюметрическим методом (газ – азот), получая при этом значения динамической пористости и абсолютной газопроницаемости. Данные параметры характеризуют пространство, свободное от подвижных флюидов. В целом для пород баженовской свиты значения динамической пористости варьируют в среднем от 0,5% до 2%, отдельные интервалы характеризуются значением динамической пористости 3-6%, максимальные значения достигают 15%.

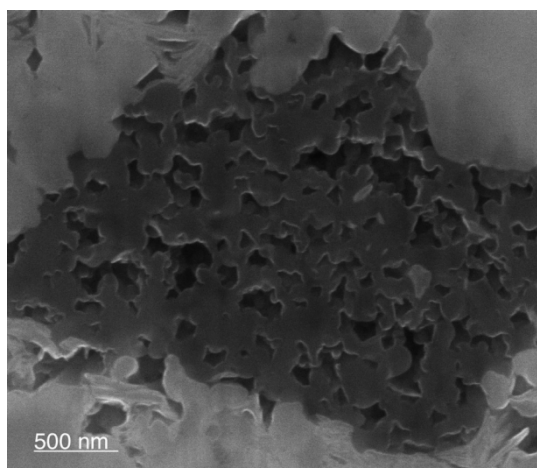
Значение динамической пористости, равное 3%, является пороговой отметкой, разделяющей естественные и технически-стимулируемые коллектора, и было выбрано на основании сопоставления значений дебитов скважин с значениями динамической пористости для данных скважин (Рисунок 2). Как видно из рисунка, для пород с низкими значениями динамической пористости (менее 3%) притока в скважинах не наблюдалось. При динамической пористости 3-6% в среднем дебиты изменяются от 0,1 м<sup>3</sup>/сутки на метр до 0,5 м<sup>3</sup>/сутки на метр, а при значении динамической пористости выше 6% были получены существенные притоки, значения дебита достигали 30,0 м<sup>3</sup>/сутки на метр.



**Рисунок 2.** Дебиты, полученные из скважин с различным значением пористости

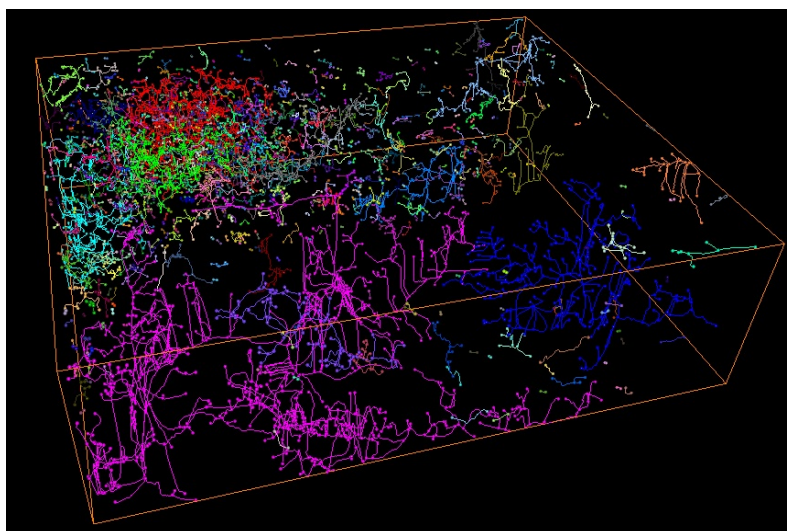
Другим методом оценки наличия открытой пористости, а также определения типа, формы и размера пор является исследование образцов керна под растровым электронным микроскопом. На основании проведенных исследований установлено четыре типа пустотного пространства: порово-микрокавернозный тип и межкристаллическое пустотное пространство преобладающее в кремнистых, карбонатно-кремнистых и фосфоритовых породах; трещинно-каверновый тип в породах слоя КС; внутрикерогеновое пустотное пространство преимущественно в глинисто-кремнистых породах, находящихся на стадии катагенеза выше МКЗ. На рисунке 3 изображены поры образующие внутрикерогеновое поровое пространство преимущественно овальной формы размером до 0,5 мкм. Однако размер пор может увеличиваться за счет повышения термической зрелости керогена.





**Рисунок 3.** Изображение внутрикерогенового порового пространства в образце породы БС под растровым электронным микроскопом

Для исследования структуры порового пространства и оценки сообщаемости пор, а также наличия закрытых пор в образцах породы баженовской свиты используется рентгеновская томография и растровая электронная микроскопия с фокусированным ионным пучком. Пример реконструкции сообщаемости пор в образце породы с помощью растровой электронной микроскопии с фокусированным ионным пучком представлен на рисунке 4. Рисунок показывает наличие порового пространства в образце породы и сообщаемость пор между собой. Например, фиолетовым цветом показаны поры, доля которых в исследуемом образце составляет 38%, которые связаны между собой и являются частью открытой пористости образца. Светло-зеленым и красным показаны связанные между собой поры в керогене. Как видно из рисунка, все поры в керогене закрытую пористость, так как они изолированы от общей пористости образца.



**Рисунок 4.** Реконструкция сообщаемости пор между собой в образце породы БС (светло-зеленым и красным показаны поры в керогене; другими цветами показаны связанные поры в минеральной матрице, фиолетовым цветом показаны связанные поры, доля которых в исследуемом образце составляет 38%)

На втором этапе проводят пиролизические исследования для определения общего количества органического вещества в породе, стадии его катагенеза, а также количества сорбированных углеводородных соединений и генерационного потенциала породы. В результате исследования исходного образца получают значения исходных параметров S1, S2, ТОС. В результате проведенных исследований установлено, что значения PI выше 0,2-0,25, HI выше 200 мг УВ/ г ТОС и OSI более 100 соответствуют повышенному нефтенасыщению. Исследования образцов после экстракции органическими растворителями позволяют определить количество сорбированных углеводородных

соединений (по изменению параметров S1 и S2 до и после экстракции), а также оценить генерационный потенциал (S2 после экстракции), из которого может быть получена нефть.

Следующим шагом проводят изучение вещественного состава пород баженовской свиты. С этой целью проводят изучение петрографических шлифов под поляризационным микроскопом, которое уточняет результаты макроописания полноразмерных колонок керн. Используя данные рентгенофлуоресцентного, рентгенофазового анализов и пиролиза до и после экстракции рассчитывают минерально-компонентный состав скелета породы по разрезу. Комбинирование проведенных исследований позволило установить приуроченность естественных коллекторов к четырем литологическим типам пород:

1. Кремнистые и карбонатно-кремнистые породы, где радиолярии являлись источником биогенного кремнезема;
2. Глинисто-кремнистые и кероген-глинисто-кремнистые породы, где органическое вещество находится на высокой стадии катагенеза и обладает керогеновой пористостью;
3. Фосфоритовые породы;
4. Карбонаты слоя КС (карбонатные бактериальные образования с брекчиевидной структурой, часто кавернозные, приуроченные к нижней части баженовской или кровле абалакской свиты).

В результате проведенных комплексных исследований колонок керн согласно разработанной методике строится геолого-геофизический планшет, на который наносятся основные результаты исследований. На рисунке 5 представлен пример планшета по скважине N месторождения А, где показаны (слева направо) гамма каротаж, акустический и плотностной каротаж, профильные измерения содержания калия, сопротивления горной породы, содержание основных компонент горной породы в виде массовой модели (сумма компонент нормирована на 100%), результаты динамической пористости, данные пиролитических исследований (параметры S1 и S2 до экстракции, S2 после экстракции, Tmax, ТОС, НI, PI).

В результате удалось выделить два перспективных интервала. Первый интервал можно отнести к естественному коллектору, который характеризуется значением динамической пористости, достигающей 6%, параметрами НI=600 мг УВ/г ТОС и PI немного выше 0,2, что соответствует повешенному нефтенасыщению. Этот интервал относится к радиоляритовому прослою и имеет кремнисто-карбонатный состав. В данной скважине из описанного ранее интервала был получен приток нефти с дебитом 4 м<sup>3</sup>/сутки.

Также по разрезу был выделен потенциально продуктивный интервал на глубине 2818,0-2820,0 м, характеризуется довольно высокими значениями параметров НI=350 мг УВ/г ТОС, PI=0.3 и содержащий до 40 мас.% фосфоритов. В то же время динамическая пористость составляет 1%, поэтому данный интервал можно отнести к технически-стимулируемому коллектору с достаточно высоким содержанием подвижной нефти.

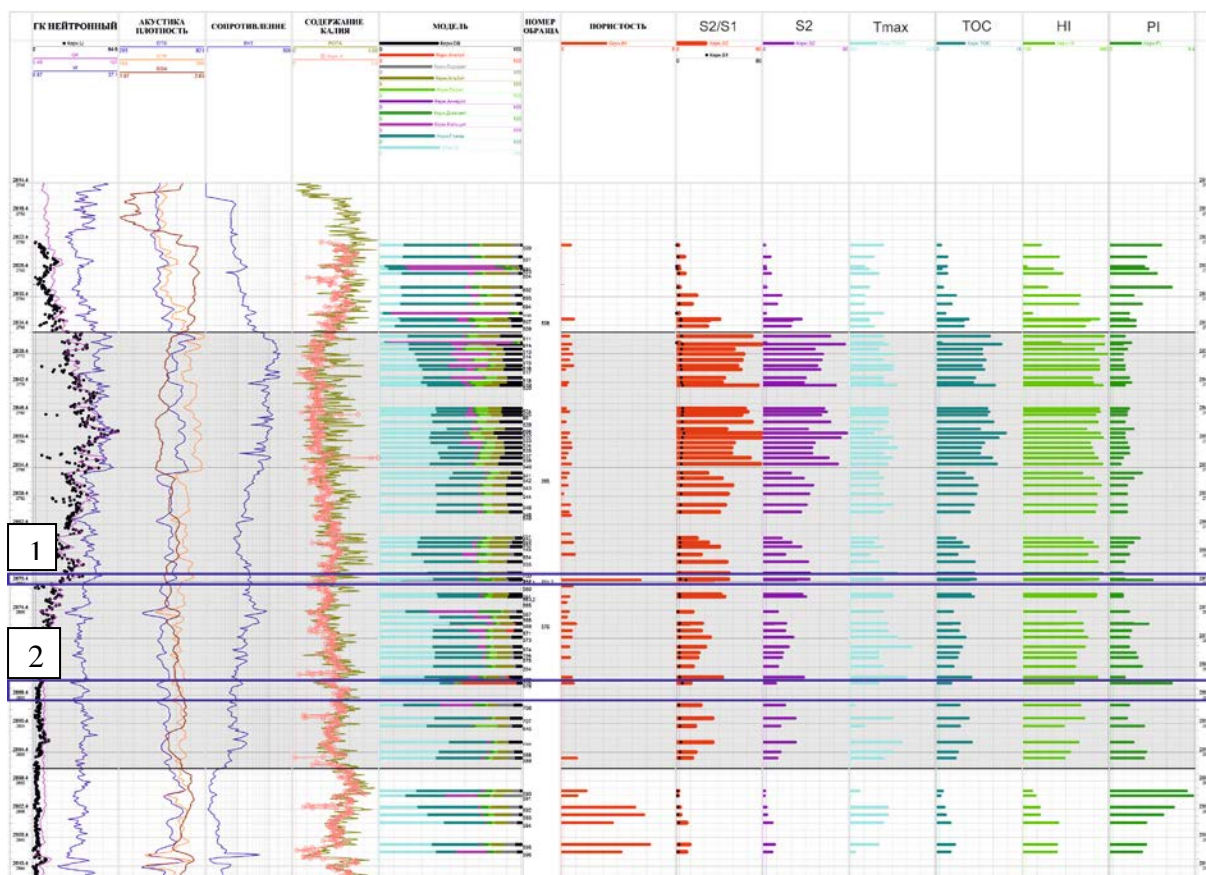


Рисунок 5. Геолого-геофизический планшет по скважине N месторождения А

Апробация представленной методики исследования колонок ядра баженовской свиты была применена на нескольких месторождениях центрального района Западной Сибири. Разработанная методика и комплексный анализ полученных результатов позволяет выявлять на скважине естественные и технически стимулируемые коллекторы, определить их основные параметры, необходимые для подсчета запасов и ресурсов, а также делать прогнозы по их распределению по площади. Полученные результаты можно использовать при построении геологической модели распространения баженовской свиты на территории Западной Сибири, при проведении бассейнового моделирования и для моделирования протекания различных процессов в пласте (развитие трещин при ГРП, прогрев пласта), создания методик специального воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи.

## Список литературы

1. Баженовская свита. Общий обзор, нерешенные проблемы / И.С.Афанасьев, Е.В.Гаврилова, Е.М.Бирун, Г.А.Калмыков, Н.С.Балушкина // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – Москва, 2010. – № 5. – С. 20–25.
2. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О.К. Баженова [и др.] – 3-е изд., прераб. и доп. – М.: Издательство Московского университета, 2012. – 432 с.
3. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. – Дисс. на соиск. уч. степени доктора геол.-мин. наук: 25.00.12 / Калмыков Георгий Александрович; М.: МГУ им. М. В. Ломоносова, 2016. – 391 с.
4. Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты / С.И. Билибин, Г.А. Калмыков, Д.И. Ганичев, Н.С. Балушкина // Геофизика. – Москва, 2015. – №3. – С. 5-14.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ БАСЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ НЕОКОМА

Маркина Е.А.\* ("Бейсин-ГеоТехнологии"), Емельяненко О.А. ("Бейсин-ГеоТехнологии")

### Цели седиментационного моделирования

Основная цель четырехмерного седиментационного моделирования с использованием программного обеспечения (ПО) DionisosFlow - получение прогноза распределения фаций с высоким разрешением (возможных коллекторов и покрышек, вероятных нефтематеринских пород).

Седиментационное моделирование с использованием технологии DionisosFlow позволяет:

- Оценивать правильность концептуальных моделей осадконакопления в регионе и проверять интерпретацию фаций, выполненную альтернативными методами (петрофизическими и геофизическими),
- Прогнозировать распределение фаций в слабоизученных областях,
- Получать региональные карты фаций и коэффициентов песчаности/глинистости для всех стратиграфических интервалов (не только для пластов-коллекторов), в качестве входных данных для дальнейшего бассейнового моделирования.

### Методология построения седиментационной модели с использованием программного обеспечения

Разработанное ПО позволяет решить следующие задачи:

- Оценка погружения бассейна с течением времени с учетом изменения геометрии бассейна и палеобатиметрии;
- Тестирование и количественная оценка роли и взаимодействия различных крупномасштабных процессов осадконакопления;
- Прогноз распространения и оценка количественных характеристик осадочных толщ (кремнисто-обломочных и/или карбонатных коллекторов, погрышек, НМП и т.д.) в слабоизученных областях.
- Развитие трёхмерной литостратиграфической модели изучаемой территории с течением времени.

Базовая последовательность работ при моделировании в DionisosFlow предполагает четыре основных этапа (рис. 1):

1. Построение структурного каркаса 3D модели на основании имеющихся данных исследований (структурные карты/карты мощностей; карты палеобатиметрии и др.);
2. Определение параметров обстановок осадконакопления (источники сноса осадочного материала, объёмы осадочного материала, параметры переноса осадочного материала, эвстатические колебания, темпы размыва и пр.);
3. Качественная и количественная калибровка результатов моделирования;
4. Преобразование соотношения глин/песчаников в литофации на основании критериев, характеризующих условия осадконакопления, и результатов интерпретации распределения коллекторов, покрышек и нефтематеринских пород на исследуемом участке.

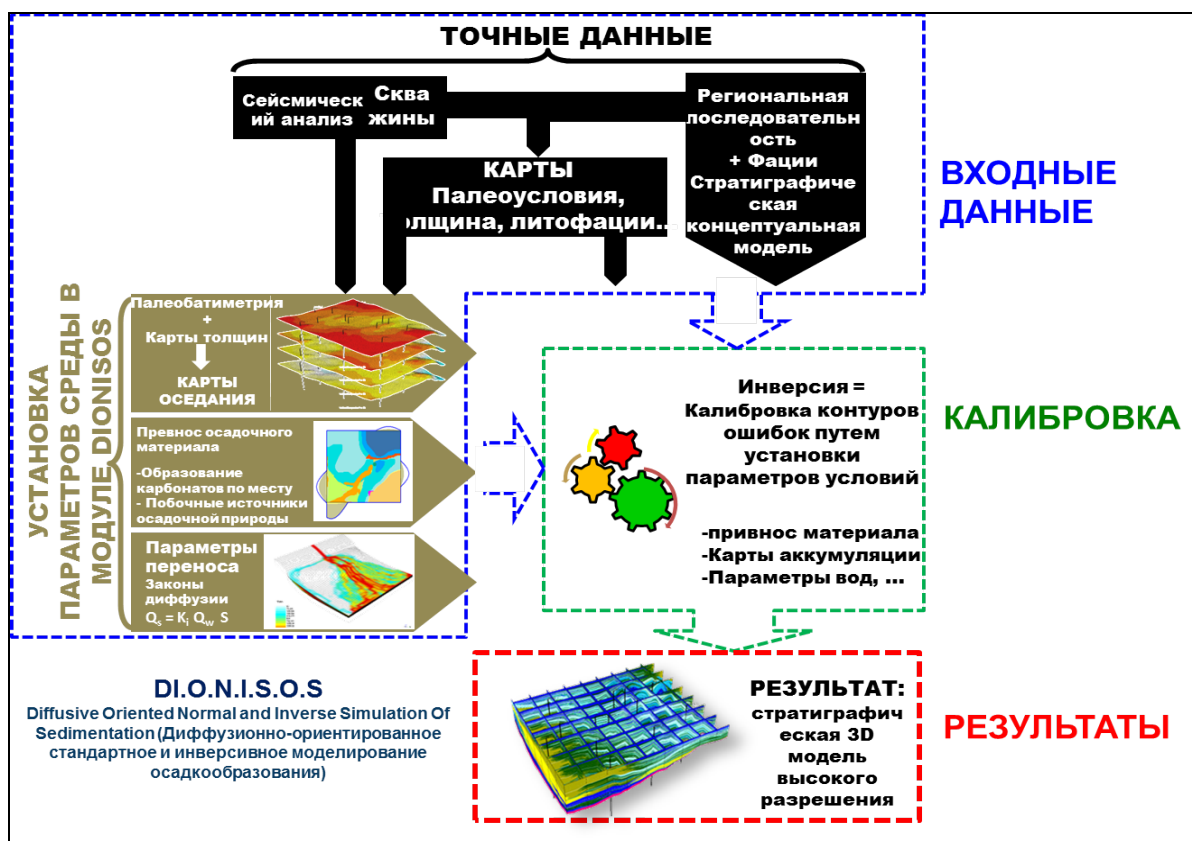
Основное преимущество в использовании ПО для седиментационного моделирования заключается в количественной оценке параметров осадконакопления и сложных взаимодействий между пространством аккомодации, поступлением осадочного материала и его переносом. Для характеристики процессов переноса осадочного материала решается следующее нелинейное уравнение диффузии (Tucker and Slingerland, 1996, 1997; Coulthard, Kirkby and Macklin, 2002; Granjeon, 2014):

$$Q_s = K \cdot Q_w \cdot S$$

$$K = f(\text{time, bathymetry})$$

$Q_s$  - это объём транспортируемых осадков, пропорциональный наклону  $S$  и стоку воды  $Q_w$ ; он изменяется в соответствии с заданным коэффициентом  $K$ , который рассчитывается в зависимости от размеров зёрен каждого из литологических типов и условий осадконакопления (например, континентальных, прибрежных, морских).





*Рисунок 1. Порядка работы при седиментационном моделировании с использованием ПО DionisosFlow, показывающее основные входные данные и параметры, учитываемые при моделировании.*

Коэффициент диффузии – один из наиболее важных параметров переноса осадков, который связывает характеристики потока осадков, склона и коэффициента переноса разных литологических типов, представленных в модели. Это уравнение одновременно охватывает несколько процессов осадконакопления (перенос реками, оползание грунтов, обвалы и оседания, осыпи и оползни и пр.) и моделирует, в основном, объёмный (массовый) перенос осадков.

При моделировании учитываются различные физические процессы и на каждом временном шаге учитываются три основных параметра среды:

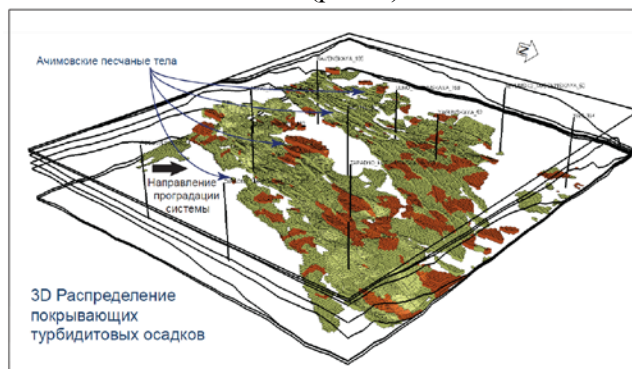
- Пространство аккомодации (в соответствии с погружением/проседанием и эвстазией) отражает общее пространство, имеющееся для накопления осадков. Эта информация задаётся пользователем при помощи структурных/глубинных карт и палеобатиметрических карт, что позволяет рассчитать карты «разности погружения»/«погружения» для данного временного интервала.
- Поступление осадков может соответствовать флювиальному потоку (из внешних источников), размыву рельефа (внутренний источник) или образованию карбонатов на месте (внутренний источник). Поступление осадков может настраиваться путём задания положения и хронологии обломочных источников на границе модели, что будет воспроизводить изменение поступления осадков и водных потоков с течением времени.
- Перенос осадков (диффузность), использующий уравнение переноса (диффузионное уравнение), которое управляет тем, как осадки в бассейне размываются, переносятся и откладываются. Диффузность имеет также большое влияние на итоговое распределение фаций и геометрию стратиграфических тел.

Полученные результаты сравниваются со входными данными (скважинными и сейсмическими). Результаты моделирования на качественном и количественном уровне сопоставляются со скважинными данными (1D контроль - сопоставление модельной/рассчитанной глинистости), сеймостратиграфическими разрезами (2D контроль) и картами толщин (3D контроль объёмов осадка). Параметры обстановки могут быть повторно откалиброваны в соответствии с калибровкой скважинных данных.

В данной работе будут представлены результаты моделирования процессов осадконакопления неокомских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (рис. 2).



Распределение песчаности



**Рисунок 2.** Прогноз развития интервалов с улучшенными коллекторскими свойствами и прогноз зон образования литостратиграфических ловушек на основании седиментационного моделирования.

По результатам моделирования было выявлено площадное распространение литологических ловушек в пределах неокомского комплекса (в т.ч. распределение ачимовских отложений), а так же определены участки, где ачимовские песчаные тела сообщаются с ундиформенной частью. Полученные результаты легли в основу последующего количественного моделирования миграции углеводородных флюидов и оценки ресурсов изучаемого участка.

## Выводы

При выполнении бассейнового моделирования важно использовать седиментационное моделирование:

1. С целью выявления литологических ловушек в пределах исследуемой территории для последующего расчета объема углеводородных скоплений в литологических ловушках.
2. С целью воссоздания литологических карт на основании общих концептуальных представлений истории развития региона для последующего выполнения бассейнового моделирования в пределах малоизученных территорий.

## Список литературы

1. Allen J.P. & Fielding C.R. (2007) – Sequence architecture within a low-accommodation setting: An example from the Permian of the Galilee and Bowen basins, Queensland, Australia. AAPG Bulletin V 91 n°11 (November 2007), 1503-1539.
2. Beicip-Franlab (2013) – Sedimentary and stratigraphic analysis of Yugansk and Middle Obs areas.
3. Blackbourn G. (2012) - Development of the West Siberian Basin during the Mesozoic and Tertiary: Early to Middle Jurassic; and Petroleum Geology of the West Siberian Basin: The Cretaceous Period Blackbourn Geoconsulting Reports; rogtectmagazine.com.
4. Bohacs K.M. and Suter J. (1997) - Sequence stratigraphic distribution of coaly rocks: Fundamental controls and examples. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 81, 1612-1639.
5. Catuneanu, O., Abreu, V., Bhattacharya, J.P., Blum, M.D., Dalrymple, R.W., Eriksson, P.G., Fielding, C.R., Fisher, W.L., Galloway, W.E., Gibling, M.R., Giles, K.A., Holbrook, J.M., Jordan, R., Kendall, (2009) - Towards the standardization of sequence stratigraphy. Earth-Science Reviews, v. 92, p. 1-33.
6. Dalrymple R.W. & Choi K. (2007) - Morphologic and facies trends through the fluvial-marine transition in tide-dominated depositional systems: A schematic framework for environmental and sequence-stratigraphic interpretation. Earth-Science Reviews, 81, 135-174
7. Haq, B.U., Hardenbol, J. and Vail, P.R. (1988) - Mesozoic and Cenozoic chronostratigraphy and cycles of sea-level change. In: C.K. Wilgus et al. (eds), Sea-Level Changes: An Integrated Approach. Society of Economic Paleontologists and Mineralogists, Special Publication 42, p. 71-108.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ИССЛЕДОВАНИЕ ГАГАТОВ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ

*Маслова Е.Е. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Макарова Е.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

В виде прослоев в угленосных отложениях и в пластах угля встречаются отдельные линзовидные образования, называемые гагатом, представленные, по мнению многих исследователей, просмолённой древесиной. Они обладают повышенной вязкостью, раковистым изломом, не трещиноваты. Распространенность этих пород в угленосных толщах достаточно широкая. Чаще всего гагаты встречаются в юрских и меловых отложениях. В связи с их способностью легко обрабатываться (полироваться), они часто использовались для изготовления украшений с древнейших времен, о чем свидетельствуют многочисленные находки археологов в захоронениях различных эпох.

Используя методы органической петрографии и геохимии органического вещества было отмечено, что некоторые гагаты следует рассматривать как специфические угли, обладающие более высоким содержанием водорода и пониженным показателем отражения, в отличие от углей и рассеянного органического вещества вмещающих пород. В связи с высоким атомным отношением Н/С делается вывод о возможном нефтегенерационном потенциале этих пород [1].

Вопросы генетической принадлежности и мацерального состава гагатов до сих пор до конца не решены. По мнению некоторых исследователей [2] гагат является битуминизированной древесиной, примером обогащения липоидными и битуминозными веществами углистого вещества. Предполагается, что гагаты представляют собой первоначальную древесину, которая была вторично пропитана битумом окружающего органического вещества и отложена в условиях застойных вод. Исследования гагатов Австрии [3] показали, что они являются битуминозной древесиной (коллотелинит), подтвердили происхождение гагатов как континентального органического вещества, источником которого являются сосновые деревья.

Рассматриваются два способа образования гагатов: пропитывание древесины битумом извне, т.е. из окружающих пород, или изнутри, т.е. пропитывание смолой древесины, которая в катагенетических процессах способна генерировать жидкие углеводороды. Результаты геохимических исследований [3] исключают возможность внешнего происхождения битуминозных веществ, характерных для гагатов. Наиболее вероятный источник – просмоление древесины торфяных лесов перед захоронением. Кроме того, возможно обогащение липидами на стадии бактериальной переработки органического вещества в осадке.

Нами было исследовано 4 образца гагатов разного возраста из разных регионов: о.Сахалин (эоцен), Чехия (поздний мел), Германия (ранняя юра) и Крым (среднеюрского возраста).

Все образцы были исследованы методом ИК-спектроскопии, применяемой для изучения состава веществ, в частности, органических, таких как янтарь. ИК спектр представляет собой кривую, максимумы и минимумы которой соответствуют полосам поглощения, по их относительной интенсивности и положению делается вывод о составе и строении изучаемого вещества.

ИК-спектр снимается в координатах интенсивность пропускания - длина волны (волновое число). Суспензии с образцами гагатов исследовались на ИК Фурье спектрометре ФСМ 1201 с помощью программного обеспечения FSPEC в диапазоне  $4000-400\text{ см}^{-1}$ , с разрешением  $4\text{ см}^{-1}$  и числом сканирований 20. Приготавливалась суспензия на основе вазелинового масла. Вазелиновое масло, применяемое для суспензии, имеет свои полосы поглощения, которые могут совпадать с полосами поглощения гагатов, это калибровалось при приготовлении суспензии с КВг при исследовании нами янтарей. В областях собственного поглощения вазелинового масла трудно или почти невозможно получить данные о поглощении самого образца, что является недостатком данного метода. Интерпретация полученных ИК спектров проводилась с использованием справочных материалов и исследований других авторов [4, 5].

Янтарь является литифицированной природной смолой растений. На основании того, что можно рассматривать гагат, как специфический продукт просмоления древесины, нами была предпринята попытка сравнения результатов исследования методом ИК-спектроскопии янтарей и гагатов. Для этого на кривые ИК спектров отснятых образцов гагатов были нанесены ИК спектры балтийского янтаря, как наиболее характерного из группы ископаемых смол (рис.1, красная кривая).

Наибольшее отличие отмечается в отсутствии пика  $1600\text{ см}^{-1}$  у ИК кривой янтаря, в то время как на всех ИК спектрах гагатов он проявлен. Полоса  $\approx 1600\text{ см}^{-1}$  соответствует поглощению ароматических связей  $\text{C}=\text{C}$ . Ее наличие отмечается также в ИК спектрах современных смол хвойных

растений, интерпретируется как присутствие терпенов, характерных для древесины. Отмечается и наличие у всех образцов гагатов широкой полосы поглощения при  $3550-3400\text{ см}^{-1}$  ( $\nu$  колебания группы О-Н спиртов). На ИК спектрах янтарей эта полоса выражена менее интенсивно.

Следует отметить, что в составе органической части гагатов отсутствуют или представлены незначительно карбоновые кислоты и их сложные эфиры (полосы, обусловленные  $\nu$  колебаниями связей С-О карбоновых кислот ( $1320-1210\text{ см}^{-1}$ ) и их сложных эфиров ( $1250$  до  $1160\text{ см}^{-1}$ ), интервалы  $1725-1700\text{ см}^{-1}$  характеризующие  $\nu$  колебания связей С=О карбоновых кислот). Ароматические связи С-Н разных типов замещения с полосами поглощения  $900-700\text{ см}^{-1}$ , также слабо проявлены.

Рассмотрим подробнее отличия исследованных образцов. В составе позднемелового гагата из Чехии присутствуют полосы при  $1008$  и  $1034\text{ см}^{-1}$ , показывающие наличие  $\nu$  колебаний С-О в первичных спиртах, но они имеют очень слабую интенсивность. Кроме того, в отличие от спектров других образцов, только здесь присутствует поглощение при  $1700\text{ см}^{-1}$ , что говорит о наличии С=О связей карбоновых кислот (рис. 1, желтая кривая).

В ИК спектре среднеюрского гагата из Крыма отмечаются основные описанные выше характеристики для всех гагатов (рис. 1, синяя кривая). Также имеются слабые поглощения в области  $1300-1165\text{ см}^{-1}$  связей С-О карбоновых кислот и их сложных эфиров. Кроме того, слабо, но проявлены полосы поглощения  $900-700\text{ см}^{-1}$ , принадлежащие области ароматических связей С-Н разных типов замещения.

В ИК-спектре раннеюрского гагата из Германии помимо отмеченных общих черт для кривых ИК спектров всех исследованных гагатов отмечаются более интенсивные, чем у крымских гагатов поглощения в области  $1300-1165\text{ см}^{-1}$ , которые относятся к связям С-О карбоновых кислот и их сложных эфиров. Также присутствуют полосы при  $1032$ ,  $1085\text{ см}^{-1}$ , показывающие наличие связей С-О эфиров, первичных, вторичных спиртов. Проявлены полосы поглощения  $775$ ,  $800$  и  $876\text{ см}^{-1}$ , принадлежащие области ароматических связей С-Н разных типов замещения. Похожая картина наблюдается и у ИК спектра сахалинского гагата эоценового возраста (рис. 1, малиновая кривая).

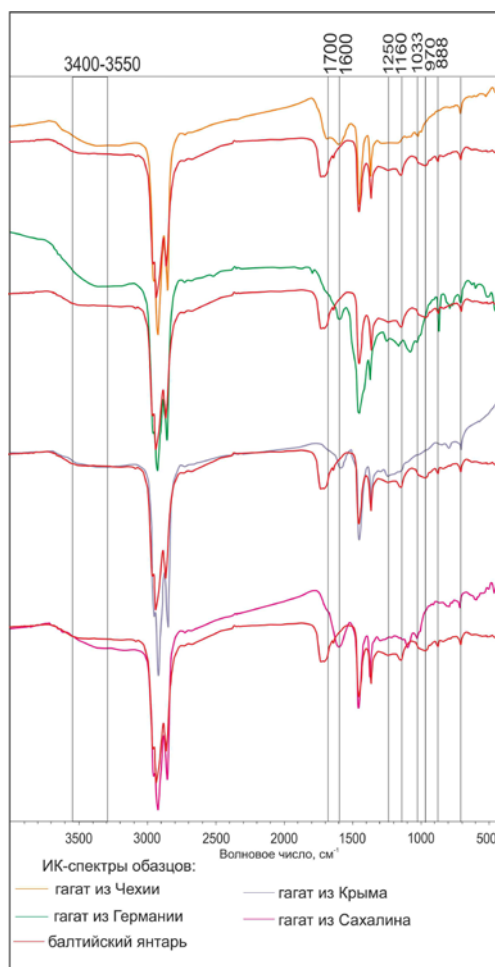


Рисунок 1. ИК-спектры исследованных гагатов и балтийского янтаря



В ИК-спектре сахалинского гагата присутствуют полосы при 1033 и 1100  $\text{см}^{-1}$ , показывающие наличие связей С-О эфиров, первичных, вторичных спиртов. Полосы очень слабой интенсивности при 802 и 914  $\text{см}^{-1}$ , предположительно, соответствуют внеплоскостным  $\delta$  колебаниям связи С-Н в ароматических соединениях, так как расположены в области 650-1000  $\text{см}^{-1}$ .

Мы сравнили ИК спектры одновозрастных янтарей и гагатов о.Сахалин (рис. 2). Основные вышеописанные отличия гагатов и янтарей (на примере балтийского) отмечаются и для этих одновозрастных образований, что может свидетельствовать об устойчивых различиях в химическом составе органических соединений, слагающих их веществ. По нашему мнению, это касается, прежде всего, наличия древесной составляющей в составе гагатов, в то время как янтарь представляет мацерал резинит.

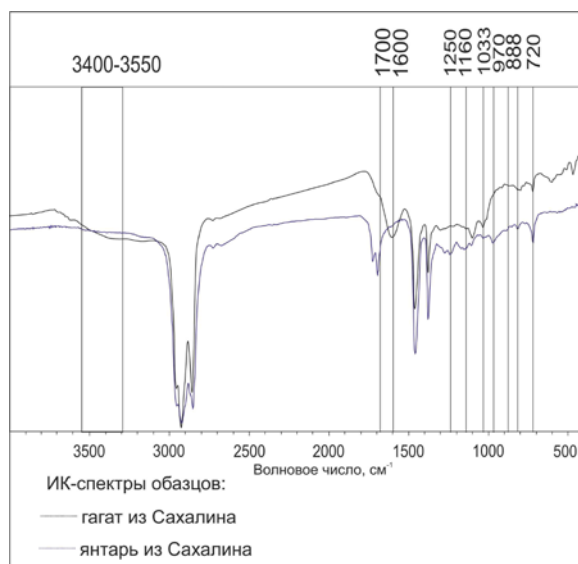


Рисунок 2. ИК-спектры эоценовых гагата и янтаря о.Сахалин

Анализ ИК спектров свидетельствует о том, что в составе всех исследуемых гагатов очень мало кислородных соединений, преобладают ароматические соединения. Наиболее интенсивно полосы поглощения, указывающие на наличие ароматических соединений, проявлены в образце гагата о.Сахалин, что может быть связано с меньшим преобразованием органического вещества. В образцах гагатов из Чехии, Германии и о.Сахалин проявлены полосы поглощения, показывающие наличие связей С-О эфиров, первичных, вторичных спиртов, которые также были выявлены в ИК-спектрах ископаемых и современных смол, исследованных нами ранее. Только в гагате из Чехии присутствует средней интенсивности полоса поглощения при 1700  $\text{см}^{-1}$  С=О связей карбоновых кислот, характерная для ископаемых и современных смол. Несмотря на то, что эта характерная для смол полоса поглощения карбонильных групп отсутствует в гагатах, некоторые исследователи считают гагат смолоносной разновидностью гумусовых углей [6].

## Список литературы

1. Applied Coal Petrology: The Role of Petrology in Coal Utilization, Edited by: Isabel Suárez-Ruiz and John C. Crelling, 2008.
2. Taylor, G.H., Teichmuller, M., Davis, A., Diessel, C.F.K., Littke, R., Robert, P., 1998. Organic petrology. Gebrüder Borntraeger. Berlin.
3. Bechtel A. and others, "Chemical characteristics of Upper Cretaceous (Turonian) jet of the Gosau Group of Gams/Hieflau (Styria, Austria)", INT J COAL, 46(1), 2001, pp. 27-49
4. Тарасевич Б.Н. ИК спектры основных классов органических соединений. Москва, МГУ, 2012. 54 с.
5. Шакс И.А., Файзуллина Е.М. Инфракрасные спектры ископаемого органического вещества. Л Недра 1974г. 132 с.
6. B. Kosmowska-Ceranowicz, Z. Migaszewski, 1988: O czarnym bursztynie i gagacie.

## ЭКОНОМИЧНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА БАЗЕ НЕСТАЦИОНАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С АКТИВИЗАЦИЕЙ ПРОЦЕССОВ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ

*Медведев Кирилл Юрьевич*

*РУП ПО «Белоруснефть» «БелНИПИнефть» РБ, Гомель*

[K.Medvedev@beloil.by](mailto:K.Medvedev@beloil.by)

Ежегодно мировая добыча нефти из карбонатных отложений увеличивается [1]. На сегодняшний день с карбонатными отложениями связано более 40% мировых запасов нефти и около 60% мировой добычи. Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, широко распространены на Ближнем и Среднем Востоке, США, Канаде, Мексике, Венесуэле и других странах мира [2].

В настоящее время в Беларуси открыто более 75 месторождений нефти и газоконденсата. Наибольшее число залежей нефти (более 90%) связано с карбонатными подсолевыми и межсолевыми комплексами. На текущий момент из числящихся на балансе РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» остаточных извлекаемых запасов нефти более 64% относятся к трудноизвлекаемым, 44% этих запасов сосредоточены в залежах с низкопроницаемыми коллекторами и вязкими нефтями и 20% приурочены к высокообводненным зонам залежей с активными запасами, но с обводненностью добываемой продукции более 80% и выработкой запасов 80-90% [3].

В сложившихся условиях для поддержания добычи нефти на запланированных уровнях главной задачей нефтяной отрасли Беларуси является увеличение коэффициентов извлечения нефти по сравнению с проектными на залежах с активными запасами и увеличение темпов отбора и КИН на залежах с трудноизвлекаемыми запасами.

Учитывая поставленную задачу по увеличению коэффициента извлечения нефти действующих месторождений в лаборатории РУП ПО «Белоруснефть» «БелНИПИнефть» был выполнен ряд экспериментальных исследований по определению коэффициентов вытеснения нефти. Всего выполнено три различных вида исследований:

1. Циклическое воздействие на керн тремя различными гидродинамическими режимами фильтрации с определением приростов  $K_{\text{выт}}$  после каждого режима.

*Технология:* определение коэффициента вытеснения нефти водой выполнялось путем прокачки через модель пластовой воды с постоянной объемной скоростью до полного прекращения выхода нефти из модели. Далее, скорость прокачки увеличивалась относительно начальной в 2 раза и вытеснение продолжалось до полного прекращения выхода нефти из модели. Затем скорость прокачки увеличивалась относительно начальной в 4 раза и также процесс вытеснения продолжался до полного прекращения выхода нефти из модели.

2. После проведения первого эксперимента (циклического воздействия) вытеснение продолжалось с использованием растворов вода+ПАВ.

*Технология:* первоначально вытеснение осуществлялось на статическом режиме с неизменным расходом закачки воды. При прохождении 2-х поровых объемов объем прокачки увеличивается в 2 раза (создание условий циклического воздействия). После полного обводнения в модель пласта закачивается оторочка раствора композиции АФ9-12, сульфонола и щелочи в размере 0,5 нефтенасыщенного объема пор. По количеству дополнительно извлеченной из модели пласта нефти рассчитывается прирост коэффициента вытеснения за счет применения раствора ПАВ.

3. Вытеснение нефти капиллярными силами (статическое вытеснение за счет противоточной капиллярной пропитки) при воздействии насыщенного нефтью керна с раствором вода+ПАВ.

*Технология:* лабораторные исследования проводились на приспособлениях изготовленных из оргстекла и состоящих из стакана и мерной бюретки с ценой деления 0,01 см<sup>3</sup>. Резьбовое соединение с резиновой прокладкой и резиновая трубка с зажимом на конце мерной бюретки позволяют герметизировать образец керна и окружающую его жидкость. Благодаря этому на протяжении всего опыта плотность и концентрация вытесняющего агента остаются постоянными. Партия таких заряженных стаканов помещается в термошкаф, где создается определенная температура. Далее ежедневно производится отсчет капиллярно вытесненной нефти. После прекращения выделения нефти (через 1,5-2 недели) вода в стакане заменяется композицией ПАВ, отсчеты в дальнейшем снимаются через 1-2 суток до полного прекращения выделения нефти.

## Основные выводы и заключения

1. Циклическое воздействие с использованием двух режимов позволило прирастить  $K_{\text{выт}}$  от 1,43% до 7,53%. Основные приросты получены после первого режима (цикла) воздействия.
2. При более высоких значениях начальной нефтенасыщенности моделей достигнуты большие приросты  $K_{\text{выт}}$  при циклическом воздействии, при условии равных значений проницаемости.
3. Применение ПАВ после циклического воздействия оказалось эффективным и позволило получить приросты  $K_{\text{выт}}$  в среднем 7,1%.
4. Применение растворов ПАВ на высокопроницаемых моделях позволило получить наибольшие приросты  $K_{\text{выт}}$  в сравнении с низкопроницаемыми.
5. Приросты  $K_{\text{выт}}$  за счет использования ПАВ при капиллярной пропитке составляют от 5,67 до 16,76% (абсолютных). Капиллярная пропитка с использованием только воды в некоторых случаях практически не происходила и значения  $K_{\text{выт}}$  не превышали 1%.
6. Значения прироста  $K_{\text{выт}}$  при капиллярной пропитке не зависят от величины начальной нефтенасыщенности коллектора.
7. Прирост  $K_{\text{выт}}$  при капиллярной пропитке увеличивается с уменьшением проницаемости моделей.

## Список литературы

1. Муслимов, Р.Х. Новая стратегия освоения нефтяных месторождений в современной России оптимизация добычи и максимизация КИН // Нефть. Газ. Новации. – 2016. - №4. – С. 8-17.
2. Гавура В.Е. Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 1995.- 496 с.
3. Демяненко Н.А., Повжик П.П., Дубинин Б.А. Стратегия поисков и разведки и разработки месторождений углеводородов в Республике Беларусь // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь: Сборник научных трудов. – Вып. 8. – Гомель: БелНИПИнефть, 2012. – 470 с.

## ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОКТАКОНСКИХ РИФОВ КЕМБРИЯ НА ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ БАХТИНСКОГО МЕГАВЫСТУПА (СИБИРСКАЯ ПЛАТФОРМА)

*Мельников А.П. (АО СНИИГГИМС), Соавтор Масленников М.А. (АО СНИИГГИМС), Соавтор Шабанова О.С. (АО СНИИГГИМС)*

### Введение

Бахтинский мегавыступ расположен на территории Южно-Тунгусской нефтегазоносной области (НГО), Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП), основные перспективы нефтегазоносности связаны с ловушками литологического, рифового типа. Проведенные ранее литофациальные исследования и анализ мощностей отложений позволили выявить рифовые системы на трех уровнях кембрия: в верхах томмотского – низах атдабанского ярусов (моктаконская свита), в тойонском, низах амгинского ярусов (дельтулинская и таначинская свиты) и в верхах амгинского-низах майского яруса (имбакская свита) [1]. В статье будут рассмотрены особенности геологического строения и перспективы нефтегазоносности моктаконских рифов на восточном склоне Бахтинского мегавыступа на основе корреляции отложений и сейсмофациального анализа.

### Стратиграфическое положение и литофациальная характеристика моктаконской свиты

Первоначально моктаконская свита выделена в качестве второй пачки, позднее подсвиты кочумдекской свиты нижнего кембрия, а затем свиты в пределах Суриндаконского района. Стратотипом является разрез скважины Нижнетунгусская 6 (инт. 3530-3665 м) Название дано по Моктаконской площади. Согласно залегает на ясенгской свите и перекрывается марской свитой. Свита представлена сероцветными до черных доломитами, мелко и среднезернистыми, пористо-кавернозными, доломитами водорослевыми, в отдельных прослоях сульфатноносными. Мощность 80-260 м. Изменения мощности объясняются органогенной природой моктаконской свиты.[2] Отложения свиты формировались в зоне перехода от внутреннего к внешнему карбонатному шельфу. Стратиграфически соответствует осинскому горизонту, который выделен в объеме среднеусольской подсвиты усольской свиты нижнего кембрия и широко распространен в центральных и южных районах Лено-Тунгусской НГП Сибирской платформы.

### Нефтегазоносность

На сегодняшний день в осинском горизонте открыты залежи углеводородов (УВ) на 11 месторождениях Непско-Ботуобинской НГО (Талаканское, Северо- и Южно-Талаканское, Марковское, Северо-Марковское, Ичёдинское, Криволуцкое, Пилюдинское, Игнялинское, Верхнечонское, Вакунайское), на отдельных площадях Ангаро-Ленской, Предпатомской, Байкитской и Катангской НГО, получены промышленные притоки нефти и газа и отмечены нефтегазопроявления. На территории Южно-Тунгусской НГО осинский горизонт продуктивен на Моктаконском месторождении.

Моктаконское месторождение на Суриндаконском выступе приурочено к рифовому телу в моктаконской свите, характеризующемуся округлыми очертаниями и имеющему высоту над межрифовыми участками 100 м. От соседней Таначинской скважины 8 (рифовой банки) оно отделено узким прогибом, выполненным сульфатно-доломитовым межрифовым комплексом. На месторождении установлено три залежи: нефтяная в рифе моктаконской свиты (резервуар А-VI), газоконденсатная в абакунской свите (структура облегания, резервуар А-V) и газовая в таначинской свите (резервуар А-I)[3]. Залежь моктаконской свиты сводовая, массивная, литологически экранированная. Коллекторы – карбонатные, трещинно-поровые и трещинно-каверновые с пористостью 3-15 %. Покрышкой служат сульфатно-карбонатные породы марской свиты. Нефтяная залежь имеет площадь 50 км<sup>2</sup> и высоту 45 м.

### Методика исследований

На первом этапе проанализированы материалы по скважинам территории исследования, результаты испытаний в скважинах Намурская 1 и Чункинская 282, которые подтверждают потенциальную нефтегазоносность моктаконской свиты.

Была выполнена корреляция по этим же скважинам, скоррелированы моктаконская свита, и ее аналог на Байкитской антеклизе – средняя усольская подсвита (Рис. 1а).

На втором этапе, основываясь на результаты интерпретации каротажа по скважинам, выделено три типа разреза: Намурский, с увеличенной карбонатной моктаконской свитой мощностью 120 м, Вакунайский, с сокращенной карбонатной моктаконской свитой (30 м), и появлением солей вакунайской свиты, выделенной только в пределах Вакунайской площади, и Байкитский тип разреза,

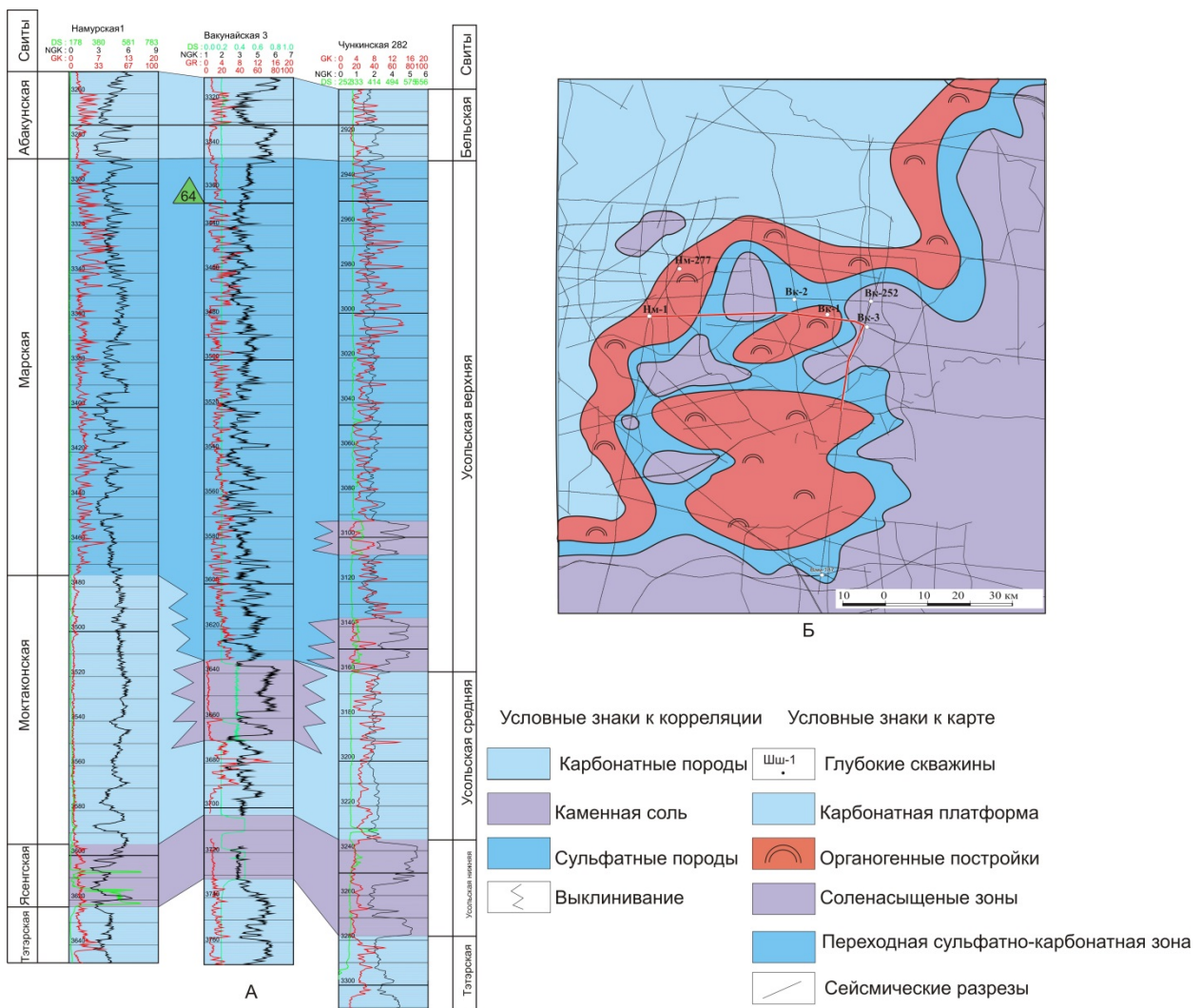


где выделяется среднеусольская подсвита (осинский горизонт), мощностью 80-90 м и надосинская солевая пачка верхнеусольской подсвиты.

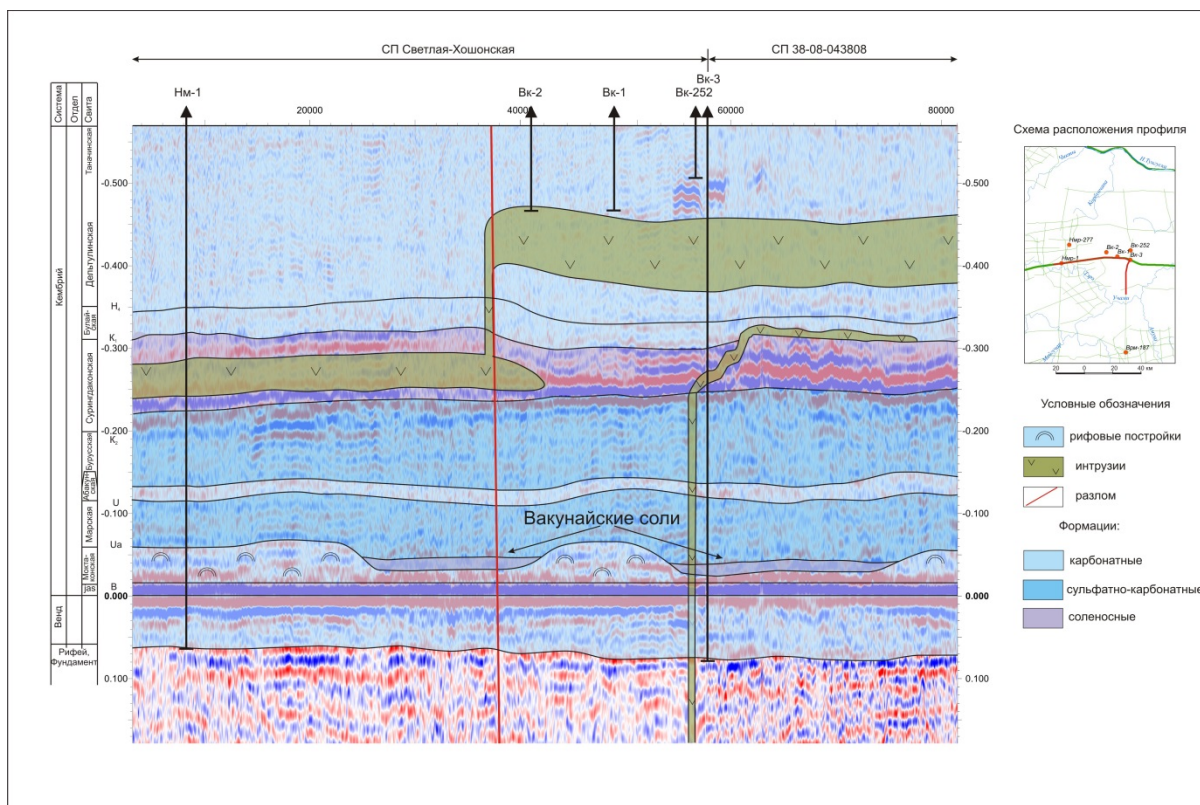
На третьем этапе оценивалось волновое поле на сейморазрезах - конфигурация отражающего горизонта (или совокупность осей синфазности), непрерывность прослеживания, амплитудно-частотные характеристики разреза. Для отслеживания смены литологического состава пород с соленасыщенных пластов байкитского типа до сульфато-карбонатных пластов намурского типа рассматривался отражающий горизонт Ua, являющийся высокоамплитудным отражением верхней границы карбонатной среднеусольской подсвиты (моктаконской свиты) с нижними соленосными пачками верхнеусольской подсвиты. В данном случае, оценивалась не волновая картина сейсмической записи в пределах интервала разреза, а больше динамическая выраженность самого отражающего горизонта Ua.

При уменьшении соленасыщенности разреза Байкитского типа наблюдается заметное ослабление амплитуды отражающего горизонта (а также его средней энергии) при переходе к сульфато-карбонатным породам Намурского типа, обусловленное снижением акустической дифференцированности разреза в моктаконской и марской свитах.

В результате интерпретации и стратификации временных сейсмических разрезов ОГТ намечены площади распространения рифовых построек в моктаконской свите нижнего кембрия. Такие постройки прогнозировались вне зоны развития вакунайских солей (Рис. 2).



**Рисунок 1** Корреляция разрезов скважин (а) и фрагмент палеогеографической схемы на время формирования моктаконской свиты (б).



**Рисунок 2** Пример выделения органогенных построек моктаконского времени по данным 3D и 2D сейсморазведки.

## Выводы

По результатам корреляции разрезов скважин и данным сейсморазведки выделено три типа разреза.

Первый тип разреза – Намурский, вскрыт на Намурской площади, породы представлены карбонатами моктаконской свиты мощностью 120 м, и сульфатно-карбонатными породами марской свиты мощностью 180 м. Отложения формировались в условиях карбонатной платформы и органогенных банок.

Второй тип разреза – Вакунайский, вскрыт скважиной Вакунайская 3. Мощность моктаконской свиты резко уменьшается до 33м, появляются соли вакунайской свиты, выделенной лишь в скважине Вакунайская 3 и по всей видимости имеющей ограниченное распространение. Мощность солей 35 м.

Третий тип разреза – Байкитский, распространен на территории Байкитской антеклизы, представлен карбонатными породами среднеусольской подсвиты (осинский горизонт) и соленосной верхнеусольской подсвитой. Мощность осинского горизонта 80 м, мощность перекрывающей его соленосной пачки верхнеусольской подсвиты 25-50 м.

По данным материалов сейсморазведки выделяются следующие фациальные зоны: восточная граница Моктаконской карбонатной платформы и зона фациального замещения на лагунные сульфатно- и соленосно-карбонатные фации. В пределах этой зоны прогнозируется распространение отдельных органогенных построек различного размера и морфологии (банки, атоллы, отдельные массивы и платформы), по аналогии с детально изученными по данным сейсморазведки 3D постройками осинского горизонта на территории Непско-Ботуобинской антеклизы.

По результатам картирования типов разрезов выделена карбонатная платформа с контурами, имеющими сложный извилистый характер, выделены отдельные постройки (размером от 10x20 до 20x40 км) и банки в зоне фациального замещения. (Рис. 16)

Исходя из особенностей геологического строения территории, и установленных закономерностей развития карбонатных коллекторов (на Непско-Ботуобинской антеклизе), на востоке Бахтинского мегавыступа можно прогнозировать два основных типа ловушек. Первый тип связан с краевой зоной рифогенного массива, кровельная часть которого может быть значительно прокарстованной, массив перекрыт непроницаемыми сульфатноносными доломитами, и может включать ряд типично рифовых



ловушек. Второй тип ловушек может быть связан с крупными одиночными органогенными постройками и сопряженными с ними карбонатными песчаными барами моктаконской свиты, такие постройки спрогнозированы на Вакунайской площади.

## **Список литературы**

1. Мельников Н.В., Шабанова О.С. Стратотипы свит кембрия в Тынепской впадине Бахтинской области Сибирской платформы. — Геология и минеральные ресурсы Сибири.—2017.—№2.— в печати
2. Мельников Н.В. Стратиграфия кембрия Бахтинского мегавыступа.— Геология и геофизика №3.— 10 с.
3. Мельников Н.В. Венд-кембрийский солеродный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития)/Мельников Н.В. — Новосибирск, Издательство СО РАН, 2009.— 43 с.

## ФОРМИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО РЕГИОНА КАВКАЗА

*Микерина Т.Б.*

*(Кубанский государственный университет, г. Краснодар).*

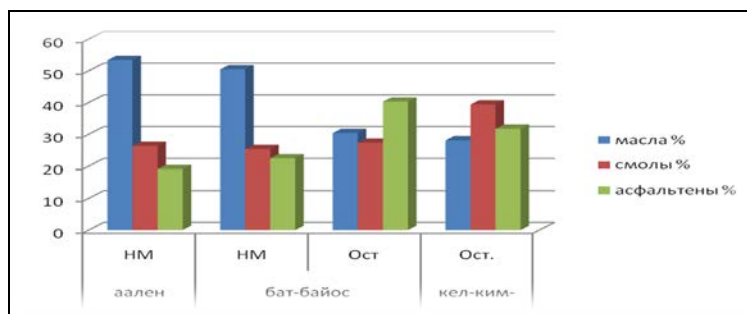
Многолетний отечественный и зарубежный опыт по изучению и анализу условий и закономерностей формирования теплового режима нефтегазоносных районов свидетельствует о проведении достаточно широких исследований. Большинство исследователей однозначно признается возможность выделения по результатам геотермических наблюдений в разрезе осадочного чехла различных по размерам геологических структур, изучения и уточнения особенностей их строения.

Значительное влияние литологического состава осадочных пород в перераспределении глубинного теплового потока позволяет по результатам геотермических исследований не только уточнять литолого-стратиграфическое расчленение разреза («геотермические реперы»), но и решать более конкретные вопросы размещения залежей УВ в связи с особенностями теплового режима и распространением региональных нефтегазоводоупорных толщ. Разработка научно-обоснованных геотермических показателей перспектив нефтегазоносности и направлений использования результатов геотермических исследований в при поисках нефти и газа основывается на анализе и интерпретации тех геологических факторов, которые, с одной стороны, определяют формирование теплового режима, а с другой стороны, контролируют формирование, размещение и сохранение залежей УВ. Тепловой режим осадочно-породных бассейнов играет важную роль в процессах нефтегазообразования и устанавливается по результатам геотермических исследований.

Многолетние (1960-1986 гг.) геотермические исследования на территории Западного Предкавказья позволили установить разнообразный характер и особенности его теплового поля в условиях различных глубин и стратиграфических комплексов. Реализация нефтегазоматеринского потенциала в осадочных бассейнах напрямую зависит от условий его прогрева, поскольку преобразование исходного ОВ связано с тепловыми источниками, приуроченными в первую очередь к мощным осадочным бассейнам. В зависимости от интенсивности тепловых потоков погружение и катагенетическое преобразование органического вещества(ОВ) приводит к возникновению очагов нефтегазообразования в зоне высоких температур.

Для оценки степени катагенетической преобразованности РОВ используются несколько методов, таких как пиролитический, который позволяет получить информацию о породе без длительной обработки керна или шлама для получения керогена; наиболее точный - метод отражательной способности витринита(ОСВ). Метод инфракрасной спектроскопии Е.А.Глебовской (1971) позволяет с большой долей вероятности оценивать степень катагенетической преобразованности органического вещества. Характеристика структурно-группового и группового состав выделенных битуминозных компонентов в мезозойских отложениях Западного Предкавказья отражает процесс погружения потенциально нефтегазоматеринских отложений (градации протокатагенеза ПК<sub>1</sub> - ПК<sub>3</sub>) в главную зону нефтегазообразования, начало и окончание генерации жидких углеводородов (градации мезокатагенеза МК<sub>1</sub>, МК<sub>2</sub>, МК<sub>3</sub>); реализацию нефтематеринского потенциала и начало главной зоны газообразования (МК<sub>4</sub>, МК<sub>5</sub>); окисленность, осмоленность и влияние других процессов на органическое вещество(рис.1).





**Рисунок 1.** - Соотношение масел, смол и асфальтенов в групповом сингенетических остаточных и нефтематеринских ХБА в юрских отложениях Восточно-Кубанской впадины[2]

Тепловой режим любого нефтегазоносного бассейна характеризуется следующими параметрами: величиной пластовых температур ( $T_{\text{пласт}}$ ), геотермических градиентов (ГГ), удельных тепловых потоков ( $q$ ), количеством тепла ( $Q$ ), прошедшего через породы.

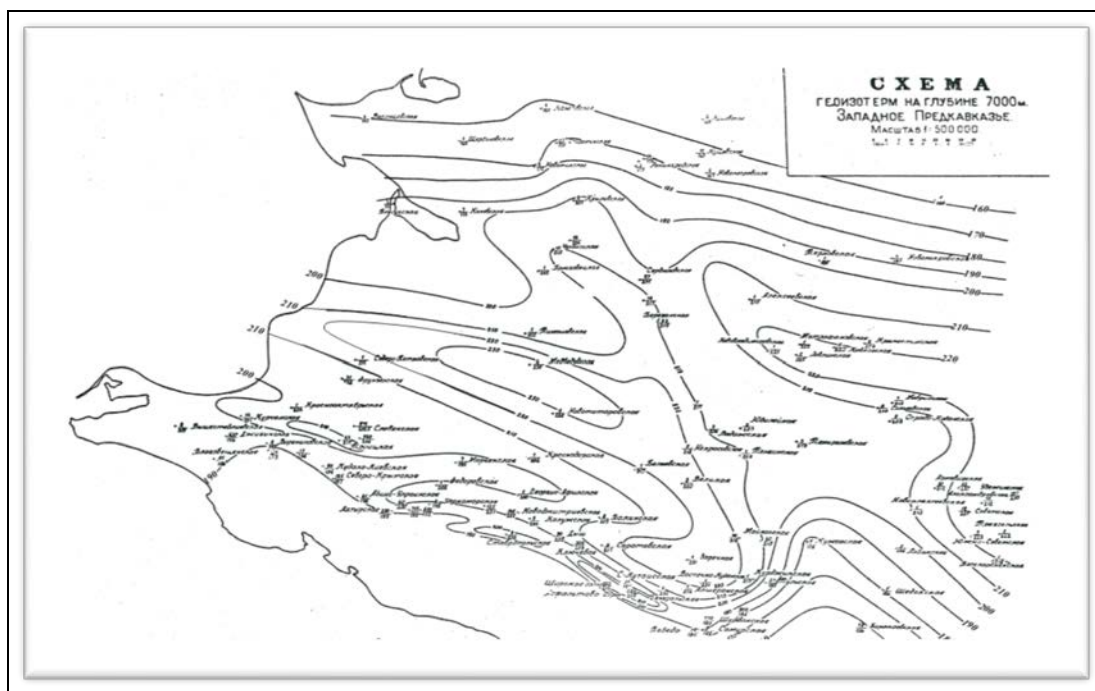
Основные особенности распределения теплового поля территории Западного Предкавказья и Северо-Западного Кавказа рассмотрены в работах Д.И. Дьяконова, В.Н. Матвиенко, Ф.А. Макаренко, Я.Б. Смирнова, Сергиенко С.И., Сидоренко и др. (1958, 1968, 1970, 1982, 1984, 1992 гг.) Абсолютные значения параметров теплового поля и особенности их распределения в недрах нефтегазоносных районов являются отражением не только характера геотектонического развития и строения территорий, но и выступают как один из основных термодинамических параметров, которые во многом определяют местоположение, масштабы и интенсивность реализации геолого-геохимических процессов образования, размещения и сохранения залежей углеводородов.

Изучение особенностей распределения пластовых температур в мезозойских и кайнозойских отложениях показало, что величины геотермических градиентов (ГГ) не зависят от глубины погружения пород и с уменьшением глубины залегания нефтегазоносных комплексов возрастают. Кроме того, отмечается отсутствие связи между величиной ГГ и степенью преобразованности пород.

Среди факторов, определяющих преобразованность ОБ, помимо абсолютных значений температур, удельных тепловых потоков, большое влияние оказывает количество тепла, прошедшее через горные породы, и, длительность этого воздействия. Для ЗП была предпринята попытка рассмотреть в качестве энергетической оценки степени катагенетического преобразования органического вещества осадочных пород количество тепла, которое прошло через отложения и заключенные в них вещества и флюиды за определенное геологическое время.

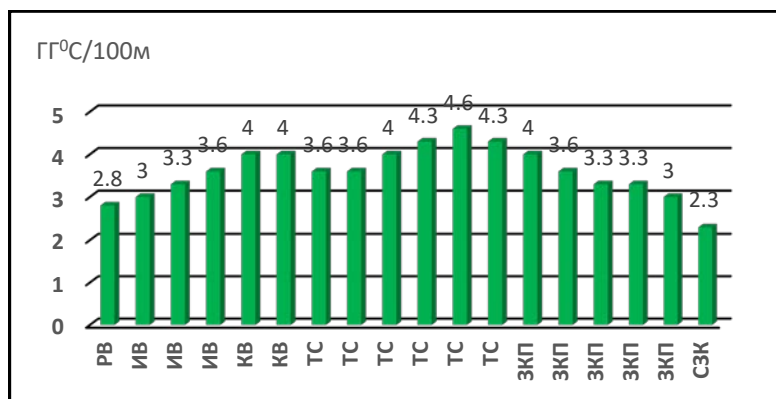
На основании данных ИКС о распределении генетических типов ХБА и степени преобразованности ОБ в мезозойских отложениях были построены схематические карты катагенетической преобразованности ОБ мезозойских отложений, которые позволили пространственно и по вертикали соотнести преобразованность РОВ юрских и меловых отложений с определенной градацией мезокатагенеза (от  $МК_1$  до  $МК_5$ ), выделить и прогнозировать очаги генерации жидких УВ, проследить эволюцию ОБ от более древних к молодым[1,2].

Карты геоизотерм, построенные В.Н. Матвиенко для среза глубин 3000, 5000 и 7000м показали наличие в АК НГБ 2-х региональных температурных аномалий(рис.2). Первая аномалия, если судить по пластовым температурам ( $T_{\text{пл}}^{\circ}\text{C}$ ) связана с Тимашевской ступенью (ТС), Каневско-Березанским валом(КБВ) и Адыгейским выступом(АВ), вторая – с Расшеватско-Кропоткинкой зоной поднятий(РКЗП) и с Армави́ро-Невиномы́ским валом(АНВ). Эти аномалии на глубине 3000м оконтуриваются геоизотермой  $120^{\circ}\text{C}$  и разделены Восточно-Кубанской впадиной(ВКВ).



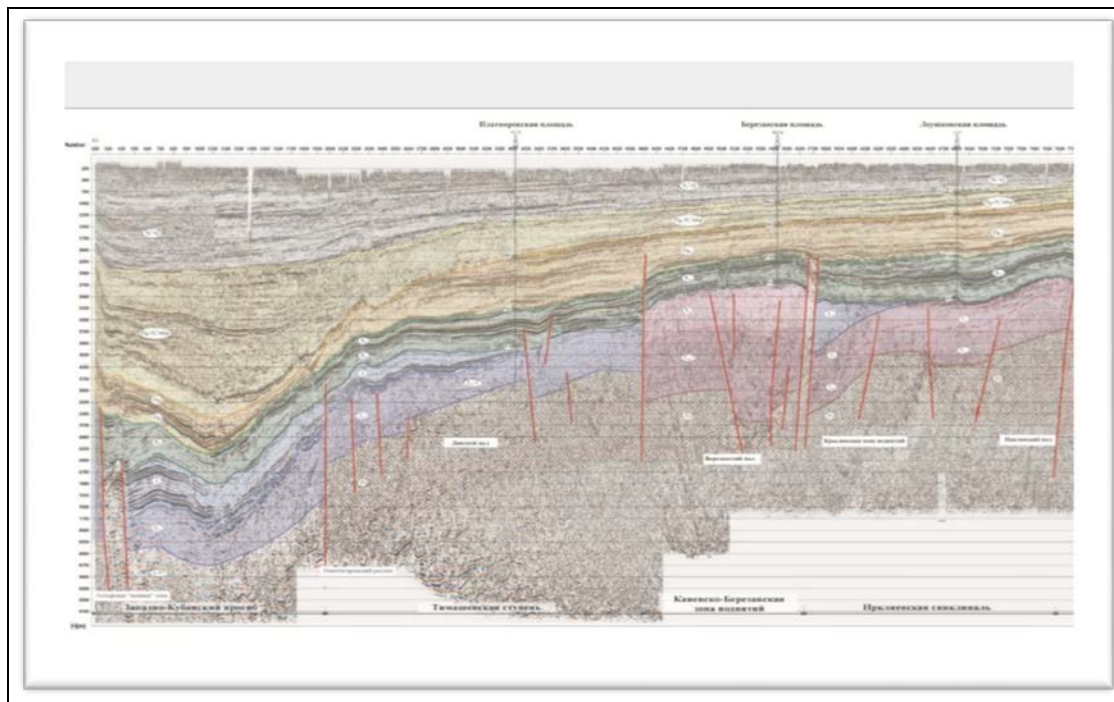
**Рисунок 2** - Схематическая карта геозотерм на глубине 7000м в АК НГБ (составил В.Н.Матвиенко)

На глубине 3000м значения геотермических градиентов варьируют с севера на юг от 2,8 на до 4,0<sup>0</sup>С/100м на КБВ, снижаются на севере ТС до 3,6<sup>0</sup>С/100м, вновь повышаются до 4,6 в зоне сочленения с Западно-Кубанским прогибом и снижаются до 2,3<sup>0</sup>С/100м на юге(рис.3). Изменение величины ГГ характеризуется определенными особенностями для разных районов Западного Предкавказья: наиболее охлаждена зона РВ и СЗК, наиболее прогрета зона сочленения ТС и ЗКП. Очевидно, что особенности теплового поля находятся в тесной связи с геологическим строением и развитием структурных форм земной коры.



**Рисунок 3** - Изменение величины геотермических градиентов на глубине 3000м по профилю: Ростовской выступ(РВ)-Ирклиевская впадина(ИВ)-Каневской вал(КВ)-Тимашевская ступень(ТС)-Западно-Кубанский прогиб(ЗКП)-Северо-Западный Кавказ(южный борт)

Природа температурной аномалии на границе ЗКП и ТС не может быть объяснена уменьшением толщины осадочного чехла, поскольку увеличение его толщины на Тимашевской ступени происходит с севера на юг от 3000м до 6000 м. По-видимому, региональная геотемпературная аномалия связана с наличием протяженного глубинного Новотитаровского разлома(НТР), верхняя часть которого прослеживается в верхнеюрских отложениях, и по которому ЗКП сочленяется со структурно более высоко расположенной Тимашевской ступенью(рис.4).

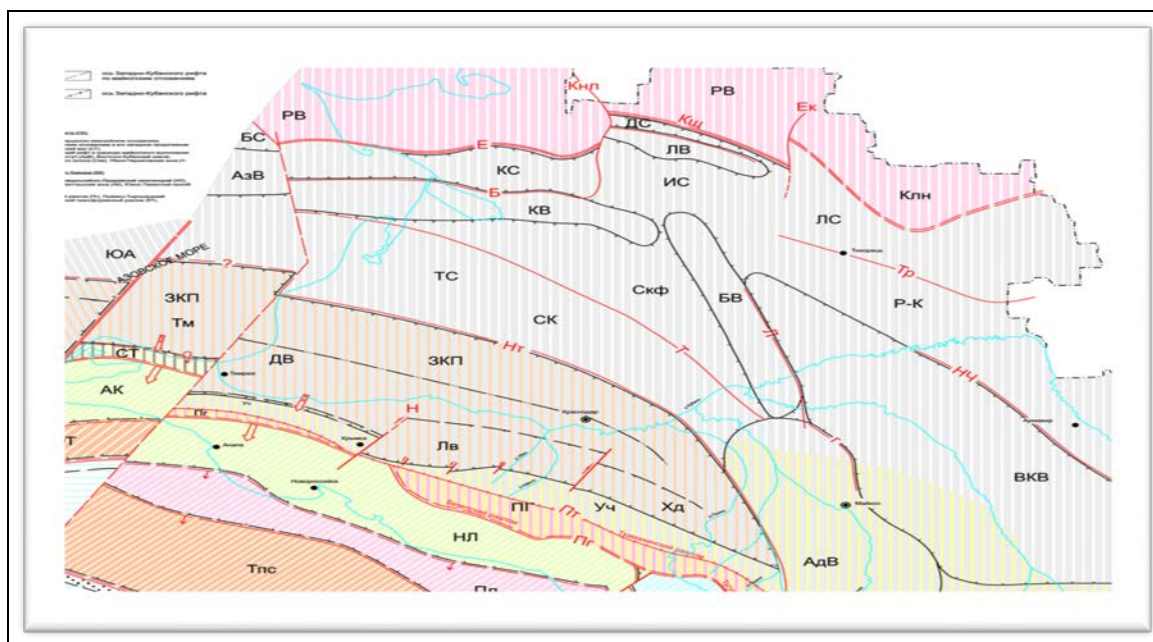


**Рисунок 4.** Региональный сейсмопрофиль с юга на север (Ахтырская шовная зона- Западно-Кубанский прогиб- Тимашевская ступень-Каневско-Березанский вал-Ирклиевская впадина)

На западном участке Новотитаровского разлома амплитуда смещения почти постоянна и составляет по верхнеюрским отложениям 350-400 м. Кинематически это взброс, имеющий незначительную надвиговую составляющую. Восточный участок разлома, дугообразно изгибаясь в плане в юго-восточном направлении, переходит, по-видимому, в Цицинский поперечный разлом, по которому восточное окончание прогиба сопрягается с Адыгейским выступом Скифской платформы(рис.5).

Южнее Новотитаровского разлома, на платформенном борту Западно-Кубанского прогиба, расположена Прибрежно-Новотитаровская зона разрывных нарушений, по которым происходит оползание блоков, и где выявлено около 20 месторождений в среднемиоценовых отложениях. Адыгейский выступ, характеризующийся повышенными тепловыми потоками с запада ограничен Цицинским разломом, затем восточнее пересекается Курджипским разломом, а с востока ограничивается Гиагинским разломом. Наиболее интенсивно значения ГГ также увеличиваются от юго-восточной части ЗКП в направлении с запада на восток к Адыгейскому выступу, в зоне между Цицинским и Курджипским разломами, а также на востоке АВ в зоне Гиагинского разлома.

В ВКВ возрастание ГГ наблюдается от центра к внешнему борту ВКВ, к зоне сочленения с АНВ и РКЗП по Невиномысский разлому. Всего в Западном Предкавказье выделяется 4 региональных глубинных разлома: Новотитаровский, Ахтырский, Черкесский и Невиномысский и еще больше – менее протяженных, осуществляющих связь осадочного чехла и фундамента, что приводит к формированию неоднородного теплового поля. Именно в этих зонах отмечаются повышенные содержания ОВ, повышенные тепловые потоки и максимальное количество тепла, прошедшее через мезозойские отложения. Как правило, с зонами глубинных разломов, по которым в водоемы постоянно поступают микроэлементы, усваиваемые зоо- и фитопланктоном, связано увеличение биопродуктивности в течение длительного времени.



**Рисунок 5-**Тектоническая схема расположения структур и разломов АК НГБ.

Региональные продольные и диагональные разломы: Нт - Новотитаровский, А - Ахтырский(шовная зона), Т - Тимашевский, Б - Бейсугский, Е - Ейский, Кц - Куцевский, Л - Ладожский, Г - Гиагинский, Ч - Черкесский, Нч - Невиномысский, Т – Тимашевский, Тр - Тихорецко-Расшеватский, К-Курджипский, Ц – Цицинский. (Составил И.В.Воскресенский)

В Западном Предкавказье предположительно к таким разломным зонам приурочены долгоживущие аномальные зоны повышенных содержаний РОВ, которые выделены в осадках, отлагавшихся в течение ранней и средней юры, раннего и позднего мела[1,2,3].

Таким образом, тепловой режим мезозойских отложений Азово-Кубанского НГБ определяется разными факторами, важнейшими из которых является наличие дизъюнктивной тектоники, влияющей на интенсивность глубинного теплового потока и формирующей неоднородности теплового поля, вызванные конвективным теплопереносом и перераспределением энергии внутри пород. Основная функция тепловых потоков – это глубинный массоперенос, который определяет многие физико-химические процессы, протекающих в осадочных бассейнах, в том числе влияют и на процессы генерации УВ.

## Список литературы:

1. Микерина Т.Б. Геолого-геохимические критерии перспектив нефтегазоносности юрских отложений Западного Предкавказья //Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». М.: Газпром. 2009. № 2. С.14-23.
2. Микерина Т.Б. Катагенетическая преобразованность органического вещества меловых отложений Западного Предкавказья и Северо- Западного Кавказа //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ВНИИОЭНГ. 2009. № 9. С.37-44.
3. Микерина Т.Б. Этапы нефтегазообразования в мезозойских отложениях Западного Кавказа //Геология нефти и газа. 2013. №2. С.61-66.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ НА ОСНОВЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА.

*Докладчик Мордасова А.В. \* (МГУ им. М.В. Ломоносова), Сулова А.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Ступакова А.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Ершова Д.К. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

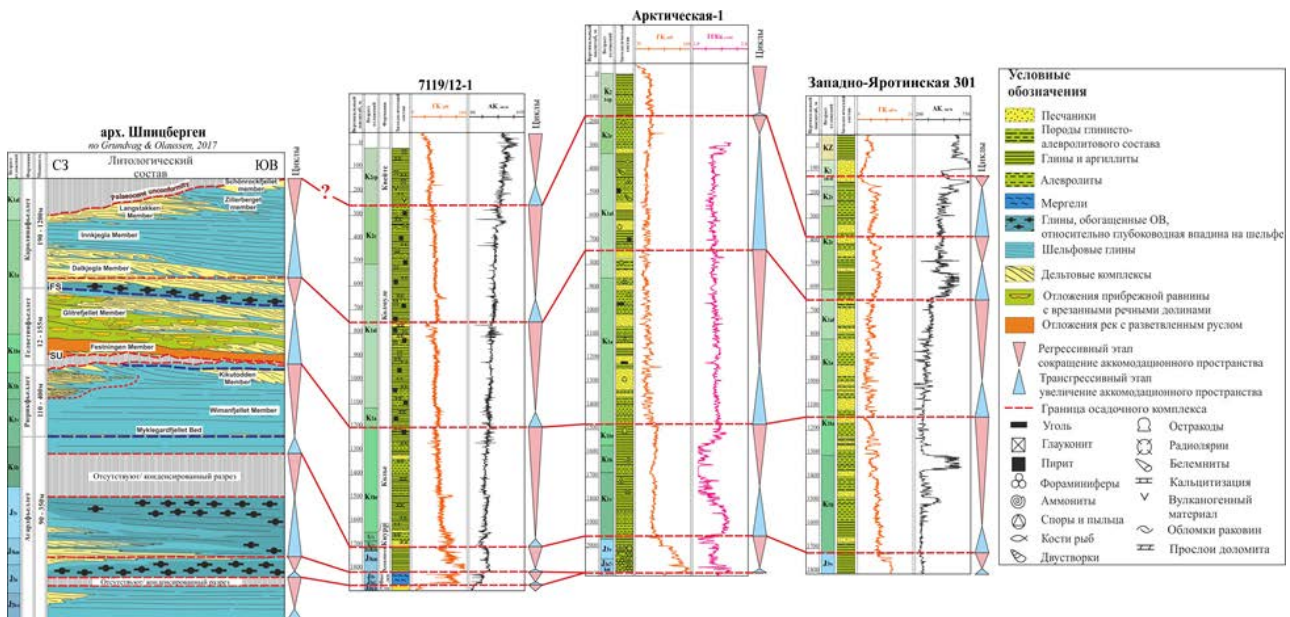
Присутствие нефтяных и газовых скоплений в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Баренцевоморского шельфа достоверно известно для прогиба Нордкапп и склонов поднятия Лоппа [7], в то время как в восточной части акватории наличие газовых скоплений отмечается по данным 3Д-сейсморазведки [1]. Наличие уникальных газоконденсатных месторождений в разновозрастных отложениях Карского моря и нефтяных месторождений в неокомском комплексе Западной Сибири так же определяют перспективность поисков скоплений углеводородов в нижнемеловых отложениях Баренцева моря. Верхнеюрские битуминозные аргиллиты могут служить источником УВ для ловушек в нижнемеловых отложениях.

Изучение геологического строения верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцевоморского шельфа основано на принципах циклостратиграфии и сейсмической стратиграфии. Для клиноформенного комплекса позднеюрско-раннебарремского возраста на основе сейсмических данных проведен детальный анализ размеров, геометрии и особенностей формирования клиноформенных тел различного генезиса [6].

Фактическим материалом для исследований являются каротажные данные по 26 поисково-разведочным скважинам, пробуренным на шельфе Баренцева и Печорского морей, и данные 2D – сейсморазведки, выполненной компаниями МАГЭ и СМНГ в 2006-2013гг на территории всей восточной части Баренцева моря в объеме более 43 000 пог.км.

Основными критериями для выделения сейсмостратиграфических комплексов являются характер границ и внутренних отражений. Граница комплекса отмечается по подошвенному или кровельному прилеганию, налеганию, срезанию или выклиниванию. Различные типы границ ССК так же могут указывать на направление сноса осадочного материала. Характер внутренних отражений может быть согласным параллельным, субпараллельным, хаотическим или бугристым; для клиноформенных толщ характерно наклонное положение внутренних отражающих горизонтов. Сейсмостратиграфические комплексы и подкомплексы ограничены основными поверхностями несогласия, которые маркируют смену режимов осадконакопления. Выделенные по сейсмическим данным сейсмостратиграфические комплексы (ССК) соответствуют крупным осадочным комплексам, в то время как сейсмические подкомплексы соответствуют крупным циклитам, выделенным по данным ГИС и описания каменного материала.

В меловых отложениях Баренцевоморского шельфа можно выделить два ССК: клиноформенный неокомский и параллельный ниже-верхнемеловой [3]. Неокомский клиноформенный ССК в нижней части ограничен поверхностью несогласия в подошве меловых отложений – кровле верхнеюрских черных глин, которые сформировались в период максимальной трансгрессии моря [5]. В пределах ССК выделяются подкомплексы, разделенные внутриформационными поверхностями несогласия: барремской, альбской и сеноманской. Эти несогласия носят региональный характер и выделяются в разрезе меловых отложений Западной Сибири [2] и на арх. Шпицберген, что определяет общность геологического развития этих областей в позднеюрско-раннемеловое время (рис. 1).



**Рисунок 1.** Корреляция верхнеюрско-нижнемеловых циклитов Баренцевоморского шельфа и Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

В неокомском подкомплексе выделяются клиноформенные тела различного типа, которые характеризуют определенные палеогеографические зоны [6]. Сигмовидные клиноформы высотой 100-150 м развиваются на склоне внутришельфовой впадины и, проградируя в сторону моря, наращивают мелководный шельф (рис. 2). Эти клиноформы сопоставляются с клиноформами неокома Западной Сибири. В ундаформенной части предполагается развитие прибрежно-морских («шельфовых») песчаных пластов, в собственно клиноформенной – каналов мутьевых потоков, в фондоформенной – песчано-алевритовых осадков подножия склона [4].

| Масштаб                | Характер сейсмической записи                                                                                               | Интерпретация                                                                             | Пример сейсмической записи  |
|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------|
| <b>высота &lt;100м</b> | Косые тангенциальные клиноформы, высота 50-70м<br>угол наклона 3-6°<br>плоская траектория<br>высокие амплитуды             | Песчаный фронт дельты (береговая линия)                                                   | <br>100 ms / 150 m<br>10 km |
|                        | Косые параллельные клиноформы, высота 50-90м<br>угол наклона около 1°<br>плоская траектория<br>низкие амплитуды            | Глинистый фронт дельты (подводная часть дельты)                                           | <br>100 ms / 150 m<br>10 km |
| <b>высота &gt;100м</b> | Косые и сигмовидные клиноформы, высота 110-140м<br>угол наклона 1 - 2°<br>плоская траектория<br>низкие и средние амплитуды | Глинистые отложения на склоне поднятий шельфа                                             | <br>100 ms / 150 m<br>10 km |
|                        | Сигмовидные клиноформы высота 100-150м<br>угол наклона 0,9 - 2,2°<br>восходящая траектория<br>низкие и средние амплитуды   | Песчаные в ундаформе (мелкий шельф) и фондоформе (впадина на шельфе), глинистые на склоне | <br>100 ms / 150 m<br>10 km |
|                        | Полгие клиноформенные тела<br>высота 170-220м<br>угол наклона 0,2-0,25°<br>низкие амплитуды                                | Глинистые отложения на склоне шельфовой впадины                                           | <br>100 ms / 150 m<br>10 km |

**Рисунок 2.** Типы клиноформенных тел в верхнеюрско-нижнемеловых отложениях Баренцева моря.

Таким образом, перспективы нефтегазоносности определяется областью распространения неокомских клиноформ различного типа. Морфология клиноформенных тел контролирует развитие природных резервуаров и ловушек различного типа – пластово-сводовых для ундаформенной части и литологически ограниченных для фондоформенной части.



## Список литературы

1. Захаренко В.С., Казанин Г.С., Павлов С.П. Предпосылки и условия формирования газогидратов на Штокмановской площади Баренцева моря. // Вестник МГТУ, том 17, №2, 2014г. С. 394-402.
2. Карагодин Ю.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В., Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома (системно-литмологический подход)/ Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2000. 200с.
3. Каюкова А. В., Сулова А. А. Сейсмостратиграфический анализ нижнемеловых отложений Баренцева моря с целью выявления перспектив нефтегазоносности // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2015. — № 3. — С. 100–105.
4. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза/ Геология и геофизика, 2011, т. 52, № 8, с. 1093—1106.
5. Сулова А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и практика (электронный журнал). — 2014. — Т. 9, № 2. — С. 1–19.
6. Helland-Hansen W., Steel R.J. Shelf edge and shoreline trajectories, a dynamic approach to stratigraphic analysis/ Basin Research (2009) 21, pp. 445–453.
7. Официальный сайт Норвежского нефтяного директората. [www.npd.no](http://www.npd.no)

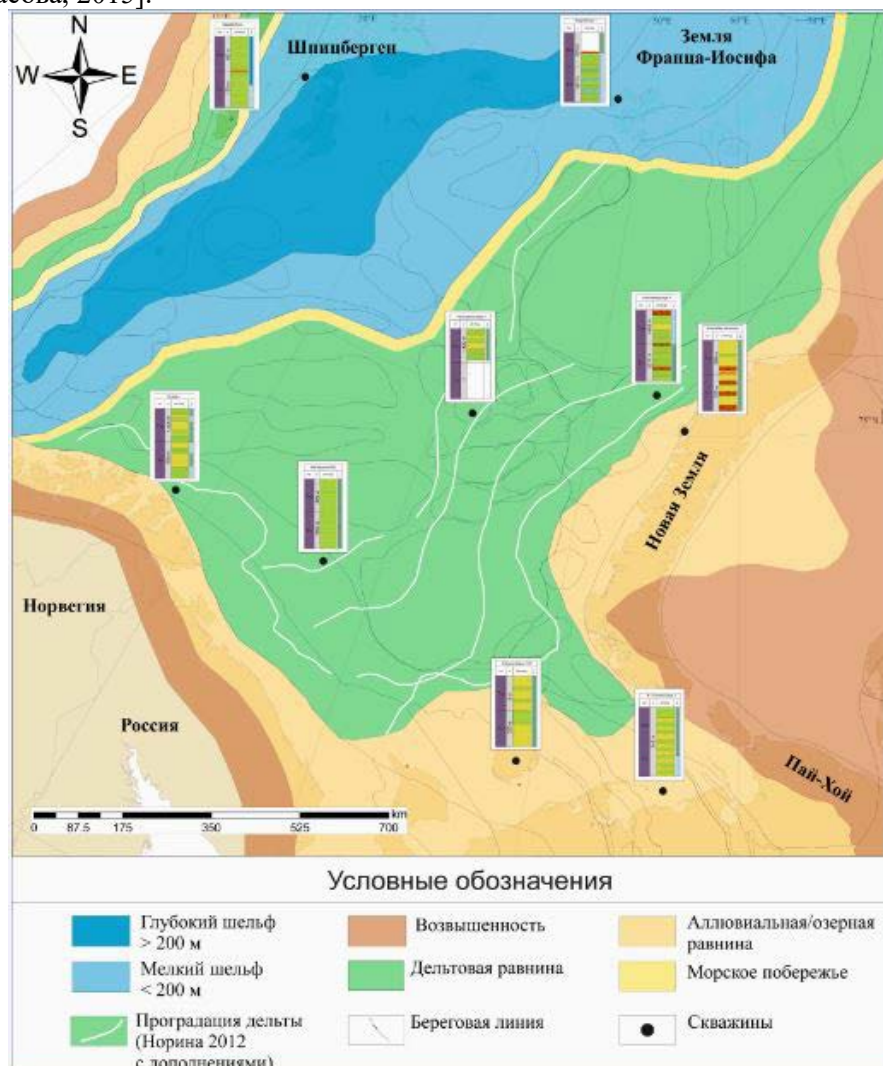
## МЕЗОЗОЙСКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА

*Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Ершова Д.К., Сулова А.А., Ступакова А.В., Катков Д.А., (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Западная Арктика является одним из наиболее перспективных стратегических объектов для поиска и открытия крупных и уникальных месторождений нефти и газа. Для изучения геологического строения Западно-Арктических бассейнов, а также выявления первостепенных объектов для бурения необходимо провести полный комплекс исследований от региональных сейсморазведочных работ до детального изучения генерационного потенциала нефтематеринских пород и фильтрационно-емкостных свойств резервуаров.

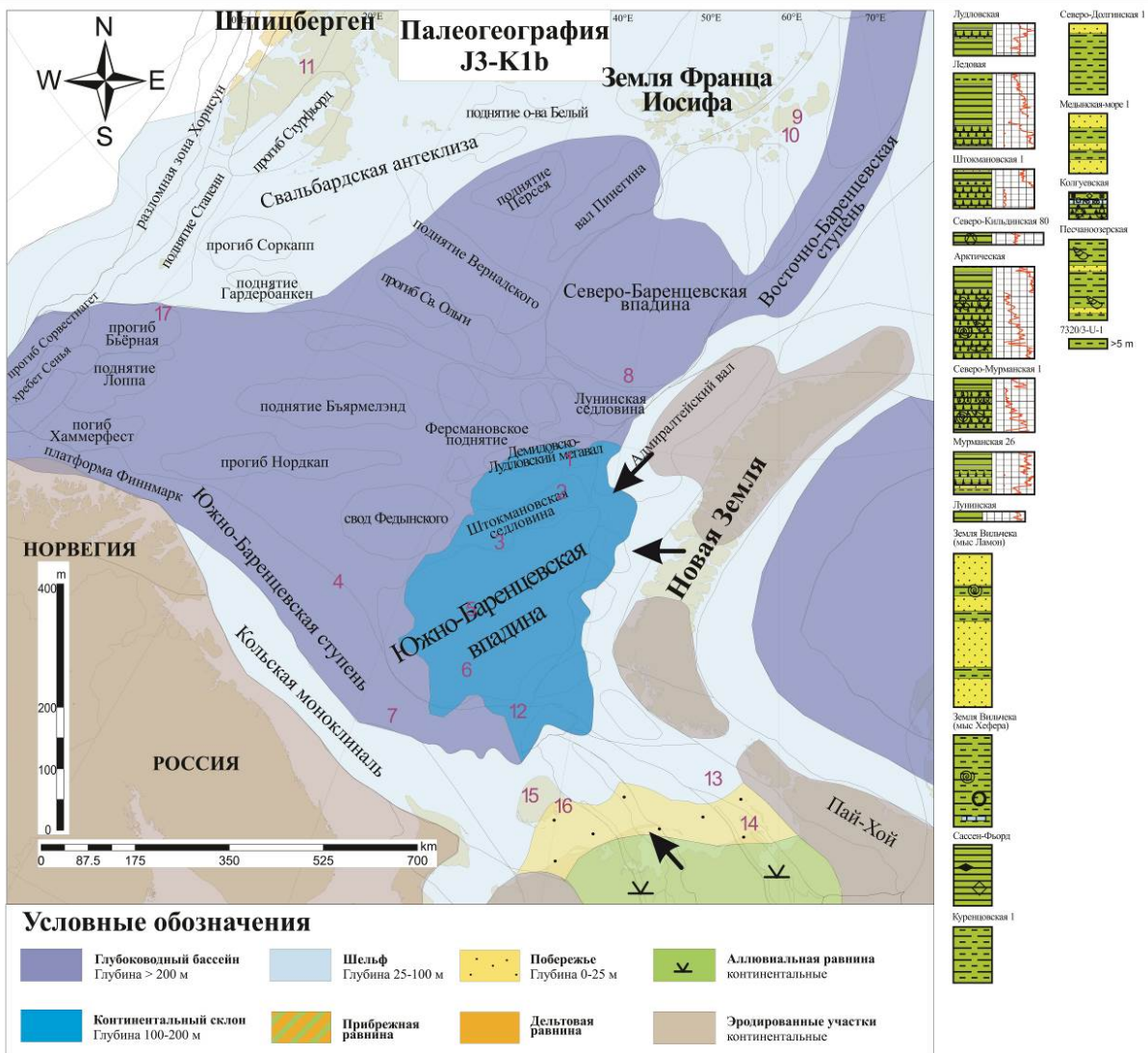
Обстановки осадконакопления (палеогеографические условия) и современный тектонический план являются наиболее важными факторами, влияющими на генерацию, аккумуляцию и консервацию залежей углеводородов. Благодаря этим факторам формируются ловушки разных типов и размеров.

Триасовые отложения накапливались в различных условиях: от обстановок дельтовой равнины в юго-восточной и центральной частях до глубоководных на северо-западе бассейна (Рис. 1) [Норина, 2014]. Юрский комплекс сложен терригенными отложениями, которые накапливались в изменяющихся условиях осадконакопления (от аллювиально-дельтовых, прибрежно-морских и мелководно-морских до относительно глубоководных) как во времени, так в пространстве [Сулова, 2012]. Накопление отложений мелового комплекса происходило в морских обстановках (Рис. 2) [Мордасова, 2015].



**Рисунок 1.** Палеогеография в Баренцевом море в среднем триасе





**Рисунок 2.** Палеогеография в Баренцевом море в позднеюрское-берриасовое время

В основу исследования разреза Баренцевоморского бассейна была положена интерпретация сейсмических профилей и данные скважин, пробуренных в пределах Баренцевоморского шельфа (в том числе данные норвежских скважин), а также анализ образцов, отобранных на обнажениях примыкающих к шельфу островов.

Были установлены источники сноса для Баренцевоморского бассейна. На каждом этапе геологического развития в разные части последнего поступало большое количество терригенного материала. Источниками сноса могли быть возвышенные участки: недавно сформированного Уральского орогена и древних Северо-Карской плиты и Восточно-Сибирской платформы. В каждый момент времени Баренцевоморский бассейн имел связь и сходное геологическое строение с одним из вышеупомянутых бассейнов.

Анализ строения палеозойского и мезозойского осадочных комплексов, построение структурных и палеогеографических карт, выделение основных несогласий и участков с клиноформным строением позволили детально изучить строение бассейна. Подробно исследовался клиноформный комплекс: измерена мощность, углы клиноформ, определены зоны их распространения и направление сноса (Рис. 3).

Баренцевоморский бассейн заполнялся клиноформами с Южно- и Северо-Карского блоков в разное геологическое время. На сейсмических данных можно увидеть клиноформы девонского, пермского, триасового и мелового периодов (Рис. 3). Они проградируют в западном направлении, незначительно меняя его по всей площади. Новая Земля также является объектом пристального изучения.

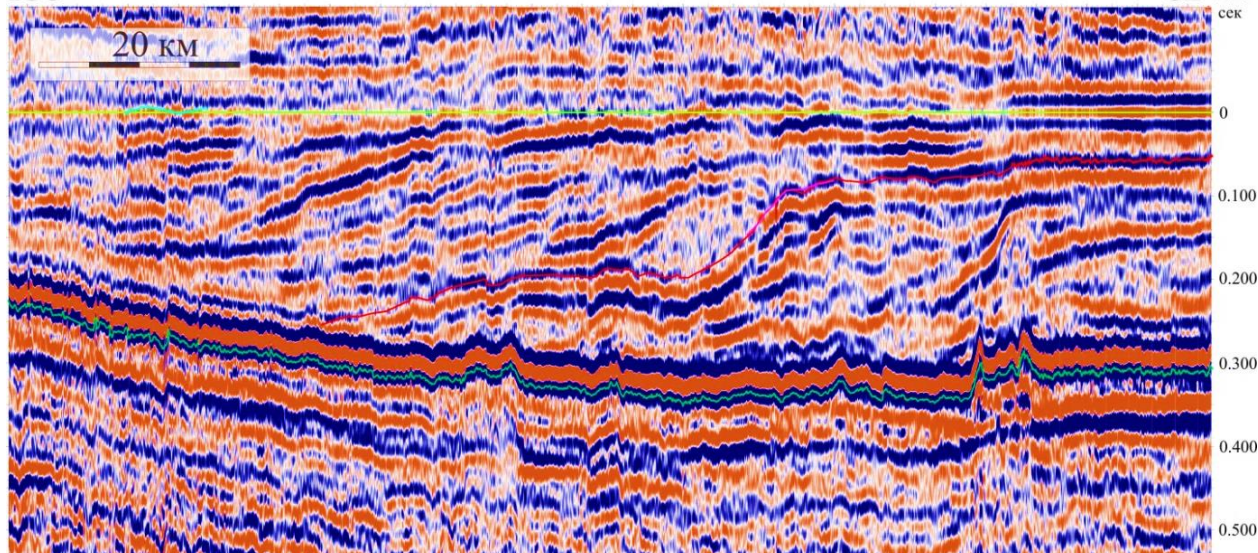
Формирование углеводородного потенциала мезозойских отложений Баренцева моря стало возможным благодаря циклической седиментации осадков и чередованию в разрезе глинистых

трансгрессивных слоев и коллекторов, сформировавшихся в течение трактов низкого и высокого стояния уровня моря.

Региональные палеогеографические исследования бассейна позволили выявить локальные потенциальные объекты. Что касается триасовых дельтовых и мелководно-морских отложений и меловых прибрежно-морских отложений, имеющих клиноформное строение, то они являются лучшими объектами для прогнозирования распределения коллекторских толщ.

Изучение нефтегазоматеринских пород показало, что хорошим генерационным потенциалом обладают нижнемеловые отложения, содержащие сапропелевое и смешанное органическое вещество (ОВ), а также нижнетриасовые с гумусовым ОВ.

ЮЗ



**Рисунок 3.** Проградирующие с северо-востока на юго-запад клиноформы в верхнеготеривско-барремском комплексе

Таким образом, изучение палеозойского и мезозойского осадочных комплексов Баренцевоморского региона, геологического строения и условий осадконакопления позволяет реконструировать историю развития Западно-Арктического шельфа. Это даст возможность более точно прогнозировать области распространения коллекторов, глубины залегания НМТ и пути миграции УВ из них, а также места развития покрышек.

## Список литературы

1. Мордасова, А.В. Сулова А.А. Сейсмостратиграфический анализ нижнемеловых отложений Баренцева моря с целью выявления перспектив нефтегазоносности // в журнале *Вестник Московского университета. Серия 4: Геология*, издательство *Изд-во Моск. ун-та (М.)*, № 3, с. 100-105
2. Норина Д.А., Ступакова А.В., Кирюхина Т.А. Условия осадконакопления и нефтегазоматеринский потенциал триасовых отложений Баренцевоморского бассейна // *Вестник Московского университета. Сер. 4, Геология*, № 1, 2014.
3. 2. Сулова А.А. Сейсмостратиграфический комплекс юрских отложений Баренцево-морского шельфа. // *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология.* — 2013. — № 3. — С. 68–70.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

*Мухаметшин Р.З.\* (Казанский федеральный университет), Калмыков А.В. (ООО «НПП «Чёрный ключ»»), Никифоров А.И. (Институт механики и математики КазНЦ РАН)*

Для оценки добывных возможностей реальных продуктивных пластов, равно как и для эффективной выработки содержащихся в них запасов нефтей (в особенности относимых к трудноизвлекаемым, или ТрИЗ), требуется наличие большого объема информации по физико-геологическим характеристикам объектов. Для класса ТрИЗ, связанного с залежами высоковязких нефтей, одними из общих (вне зависимости от литологии пород-коллекторов) факторов, которые оказывают весьма существенное влияние на нефтеотдачу, как показано в работе [1], являются собственно реологические (в том числе и неньютоновские) свойства нефтей и содержание в последних асфальтенов и смол. Поэтому залежи высоковязкой нефти (ВВН) представляют собой особую категорию объектов, требующих применения более активных систем разработки (плотных сеток скважин) и методов заводнения, более продолжительных сроков эксплуатации [2]. В условиях татарстанских месторождений УВ залежам ВВН в карбонатных коллекторах так называемых верхних горизонтов [3, 4] отводится роль основного резерва поддержания уровней добычи нефти. Практически все запасы (более 96%) этой нефти сосредоточены в регионально нефтеносных верейско-башкирских (средний карбон) и турнейских (нижний карбон) пластах. Помимо высокой вязкости нефти здесь отмечается пониженная проницаемость (в основном 0,01-0,1 мкм<sup>2</sup>) и высокая степень макро- и микронеоднородности пластов-коллекторов, то есть налицо целый «букет» показателей трудной извлекаемости запасов [3]. Проведенная нами экспертная оценка факторов, обуславливающих низкую эффективность разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах Татарстана, дала возможность расположить их в следующем порядке.

**Фактор 1. Нерегулярность пустотного пространства в карбонатных пластах-коллекторах, динамический характер их трещинной проницаемости.** Это, несомненно, главное отличие карбонатных коллекторов от пластов алевропесчаников. Оно обусловлено наличием в карбонатных породах трещин, связанных с тектоническими процессами; с последними часто ассоциируются постседиментационных (вторичных) явления в виде, в частности, выщелачивания, перекристаллизации, сульфатизации и, разумеется, что обуславливает чрезвычайно высокую степень фильтрационной микро-, мезо- и макронеоднородности [3, 5].

Анализ истории разработки приуроченных к карбонатным породам-коллекторам нижнего и среднего карбона залежей нефти, позволяет выделить характерную черту, которая выражается в одновременной отрицательной динамике, как дебитов, так и забойных давлений. Это обстоятельство обуславливает необходимость разработки объектов с применением заводнения. Однако, как показывает промысловая практика, эффективность этого мероприятия в условиях коллекторов сложного типа далеко не однозначна. Проведение исследований по схеме межскважинной гидроразведки позволило выявить случаи взаимовлияния нагнетательных скважин при отсутствии реакции от них на добывающих скважинах, либо она проявлялась в виде снижения дебитов по нефти при росте обводненности продукции и забойного давления [6].

Весьма существенная роль трещиноватости карбонатных пластов следует из результатов опытно-промышленных работ, проведенных на месторождениях Татарстана [3]: от ее степени зависит характер фильтрационной неоднородности пород-коллекторов и, как следствие, эффективность применяемых систем заводнения. В условиях низко- и среднепроницаемых пластов фильтрация нагнетаемой в пласт воды происходит в основном по высокопроницаемым каналам, что приводит к преждевременному обводнению скважин. Линейная направленность движения закачиваемой воды в карбонатных коллекторах объясняется ориентировкой естественных трещин (И.Н. Шустеф, В.Д. Викторин, 1973; [3]). По данным гидродинамических исследований фильтрационные свойства карбонатных пластов оказываются существенно (до 5-10 раз) выше, чем это отмечается по керну [7], что также свидетельствует о значительной роли трещиноватости карбонатных пород в фильтрационных процессах.

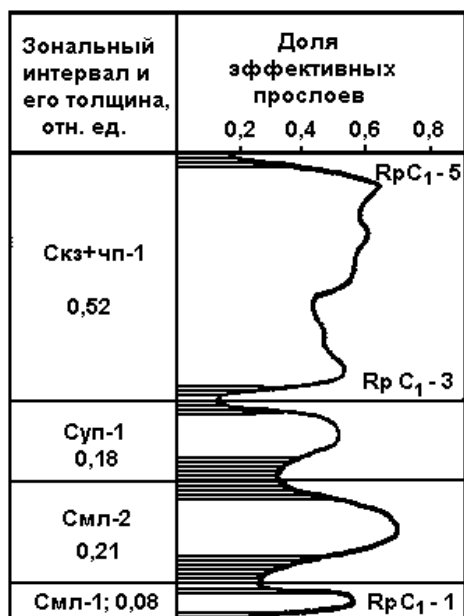
В процессе разработки залежей нефти (в особенности с применением искусственного заводнения) отмечается также активное проявление деформационных явлений и, как результат, динамический характер трещинной проницаемости карбонатных коллекторов. К тому же техногенное воздействие

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

на пласты может (как показано ниже) нарушать обычное вытеснение нефти по простирацию пластов, что особенно характерно для участков развития тектонической трещиноватости. Этим объясняются более низкие (на 30-50%) конечные коэффициенты извлечения нефти по залежам ВВН со сложными коллекторами – обычно около 0.15-0.20.

Впервые учет направления трещиноватости выполнен при составлении технологической схемы разработки залежи 221 (верхнетурнейский подъярус) Ромашкинского месторождения (1987 г.). Результаты дальнейших исследований идентичных по геолого-физическим характеристикам и системе размещения скважин участков показали [8], что размещение рядов нагнетательных и добывающих скважин параллельно трещинам позволило приблизиться к величине предельной нефтеотдачи и достичь текущей нефтеотдачи 38,4%, что в 1,7 раза выше, чем при их ортогональном размещении. Отсюда следует, что выявление зон повышенной тектонической трещиноватости в продуктивных отложениях, направление которых далеко не всегда совпадает с ориентацией систем планетарной трещиноватости, является важным и необходимым звеном при проектировании систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах. В частности, рассмотрены возможности крупномасштабной гравиметрической съемки на Чегодайском месторождении для оптимизации системы разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах сложного строения [9].

**Фактор 2. Многопластовость объектов разработки в карбонатных толщах (турнейский и башкирский ярусы).** Залежи нефти, приуроченные к данным карбонатным отложениям, в практике ведения ГРП и при проектировании разработки месторождений Урало-Поволжья традиционно относят к типично массивному типу. Согласно проведенным нами исследованиям это мнение не удовлетворяет главным условиям, а именно типу и строению резервуара. Особенности залегания пористо-проницаемых пород в турнейской и башкирской толщах предполагают формирование залежей нефти массивно-пластового (турнейский и башкирский ярусы) или пластового сводового (киселовские, или верхнетурнейские отложения) типов.



**Рисунок 1.** Геолого-статистический разрез турнейских отложений западного склона Южно-Татарского свода

Изменить представления о строении залежей и соответственно уточнить схему классификации последних позволило использование геолого-статистических разрезов. На ГСР, построенных по турнейской (рис. 1) и башкирской карбонатным толщам (Р.З. Мухаметшин, 1982; [3]), выделяются ритмы, выраженные волнообразными повышениями и понижениями доли коллекторов в разрезе. Выявленная таким образом принципиальная схема расчленения турнейского яруса на месторождения западного склона Южно-Татарского свода представлена зональными интервалами (ритмами), в границах которых выделяются пласты, индексируемые снизу вверх как Смл-1, С мл-2, Суп-1 и Скз+чп-1 (верхнетурнейская часть не имеет коррелятивов) (см. рис. 1). Наиболее выдержанным разделом в разрезе служит пачка плотных пород в основании верхнетурнейского подъяруса (репер  $C_1-3$ ). Специальные гидродинамические исследования подтвердили разобщенность карбонатных пластов верхнего и нижнего турне [10]. Это обуславливает необходимость изменения системы разработки, в частности на

Сарапалинском месторождении, организацию площадного заводнения для пласта Скз+чп-1, и использование технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

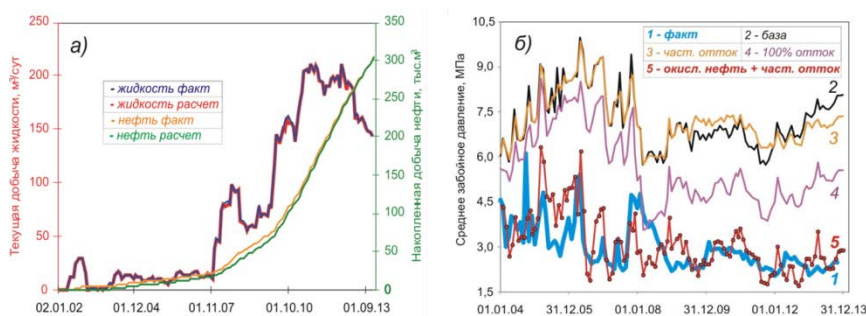
Составленные ГСР башкирской карбонатной толщи по четырем залежам месторождений восточного борта Мелекесской впадины (Нурлатское), западного склона Южно-Татарского свода (Архангельское и Ново-Елховское) и его вершины (Ромашкинское) также обладают ясно выраженной ритмичностью: четко выделяются пласты Бш-1 и Бш-2 [3]. Опытно-промышленное заводнение на экспериментальном участке Ромашкинского месторождения (залежь № 302) выявило двухступенчатый характер обводнения во времени. Наличие двух укрупненных пористо-проницаемых интервалов в разрезах скважин подтверждено профилями притока и приемистости.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

**Фактор 3. Затрудненная или специфичная гидродинамическая связь залежей ВВН с подстилающими их водоносными пластами.** Это приводит, во-первых, к необходимости принятия мер по поддержанию пластового давления; во-вторых, к непроизводительным затратам при попытках внедрения законтурного заводнения; в-третьих, требует проведения целенаправленных дополнительных геолого-технологических мероприятий.

В практике разработки залежей в карбонатных коллекторах нередки явления, когда, несмотря на высокий коэффициент компенсации и геофизические заключения, согласно которым колонны нагнетательных скважин герметичны и весь внедряемый агент поступает в нефтяную часть пласта, явного влияния закачки на режимы работы добывающих скважин не следует. Отмечены также случаи, когда с практически одновременным вводом двух залежей одного месторождения в разработку одна из них при компенсации отбора закачкой более 200% характеризуется двукратным снижением пластового давления, а вторая соседняя - при компенсации менее 50%, - давлением на уровне первоначального [11]. Гидродинамические исследования свидетельствуют о том, что в силу этого возможна полная утрата гидродинамической связи нагнетательных скважин с нефтяной частью пласта и возникновение такой связи с подстилающими водоносными горизонтами. Для явления с первой залежью предполагается, что порода-коллектор пронизана сетью трещин, которые в зоне ВНК способны смыкаться и размыкаться при некотором критическом давлении, превышающем гидростатическое давление. Превышение критического давления приводит к раскрытию трещин, что сопровождается частичным сбросом закачиваемой воды в подстилающую водоносную толщу. Согласно проведенным расчетам давление закачки для нагнетательных скважин не должно превышать начальное пластовое приблизительно на 15%. Сложности учета частичного сброса закачиваемой воды в подстилающую водоносную толщу при создании фильтрационной модели отражены на рисунке 2.



- 1 - факт – фактическое среднее забойное давление по скважинам залежи;
- 2 - база – оттоков нет, связь с законтурной областью не затруднена;
- 3 - част. отток – частичный отток, связь с законтурной областью не затруднена;
- 4 - 100% отток – полный отток, связь с законтурной областью не затруднена;
- 5 - окисл. нефть + част. отток – частичный отток, связь с контуром затруднена.

Адаптация модели залежи

а) – по расходным характеристикам, б) – по давлениям

**Рисунок 2.** Особенности моделирования разработки залежи ВВН в отложениях турнейского яруса

Уход большей части закачиваемой воды под залежь по вертикальным трещинам подтверждается выполненными в ТатНИПИнефти (Р.Н. Дияшев и др., 1987) гидродинамическими исследованиями в скважине 897 Бавлинского месторождения. Так, при росте забойного давления в диапазоне с 17,1 до 18,3 МПа расход воды возрастает с 540 до 1900 м<sup>3</sup>/сут, а проницаемость пласта - с 0,065 до 0,193 мкм<sup>2</sup>. Проведенные изоляционные работы оказались безрезультатными, и поэтому разработка этого участка в условиях низкопроницаемых (0,015–0,025 мкм<sup>2</sup>) коллекторов ведется со значительным (в 2–5 раз) превышением объема закачки воды над отбором жидкости. В то же время пуск скважины 897 под нагнетание привел к росту показателей разработки опытного участка верхнетурнейской залежи, тогда как геофизические исследования выявили в ней циркуляцию закачиваемой воды под интервалом перфорации. Полученные данные служат подтверждением мнения ученых (Р.Г. Абдулмазитов, 2004; [12]) о том, что вертикальное заводнение, то есть организация процесса вытеснения нефти водой в вертикальном направлении может значительно улучшить результаты разработки подобных залежей нефти. Это обусловлено тем, что в условиях трещинно-порового типа коллекторов вытеснение нефти водой снизу вверх значительно эффективнее, чем по напластованию: площадь, в пределах которой происходит процесс вытеснения, намного больше, чем площадь фронта



карбонатные пласты. Однако количественный прогноз перетоков нефти между пластами этого типа массивно-пластовых, литологически разнородных резервуаров весьма затруднен.

**Фактор 5. Техногенный:** в первую очередь при разработке залежей нефти в карбонатных коллекторах необходимо учитывать их отличительную черту - способность к улучшению фильтрационно-емкостной характеристики при воздействии на них растворов кислот и других реагентов. Для очистки призабойной зоны пласта (ПЗП) в карбонатных отложениях и увеличения продуктивности скважин широко используют различные модификации **солянокислотных обработок (СКО)** - обработки под давлением, разовые кислотные ванны, многократные кислотные ванны по К.Б. Аширову с созданием на забоях скважин искусственных каверн-накопителей нефти (ИКНН) и др. СКО позволяют не только восстановить, но и резко увеличить естественную проницаемость ПЗП и продуктивность скважин (таблица 1). Исследованиями К.Б. Аширова, Г.Б. Выжигина (1975-1981 гг.) доказано, что первая модификация – обработка под давлением – приводит в результате глубокого проникновения кислоты в естественные трещины к появлению каналов растворения, что снижает степень охвата пластов вытеснением и уменьшает конечную нефтеотдачу. Образование каналов растворения и изменения в структуре пустотного пространства в пластах способствуют формированию приобретенной неоднородности, и нефтенасыщенные породы принимают свойства трещинных коллекторов (Г.Б. Выжигин, 1990). Также отрицательный результат дают сернокислотные обработки в нагнетательных скважинах: вместо выравнивания профиля приемистости в условиях карбонатного разреза фактически происходит неконтролируемый гидроразрыв пластов (Р.З. Мухаметшин и др., 1992; [3]).

**Таблица 1**

*Некоторые параметры пластов турнейского яруса Ямашинского месторождения по данным гидродинамических исследований*

| Количественные показатели                                                   | Без обработки ПЗП | С обработкой ПЗП               |                     |
|-----------------------------------------------------------------------------|-------------------|--------------------------------|---------------------|
|                                                                             |                   | соляной кислотой под давлением | путем создания ИКНН |
| Число скважин                                                               | 42                | 11                             | 24                  |
| Число замеров                                                               | 52                | 19                             | 30                  |
| Гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{МПа} \cdot \text{с})$ | 0,091             | 0,125                          | 0,231               |
| Проницаемость, $\text{мкм}^2$                                               | 0,120             | 0,162                          | 0,416               |
| Пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$                                     | 0,0298            | 0,0559                         | 0,0935              |

## Выводы

1. Выполненный анализ результатов исследований карбонатных пластов на месторождениях ВВН Татарстана позволил очертить круг проблем, связанных с физико-геологическими и горно-геологическими условиями продуктивных горизонтов и без решения которых создаваемые геологические и фильтрационные адресные модели объектов разработки проблематично использовать для сколько-нибудь долгосрочного прогноза показателей разработки.
2. Моделирование рассмотренных проблем разработки осложнено двумя основными факторами: отсутствием априорной информации о поведении объектов в процессе разработки и несовершенством математического описания происходящих процессов.
3. Недопустима принципиальная возможность проектирования разработки залежей с карбонатными коллекторами с использованием фильтрационной модели, созданной применительно к терригенным коллекторам [14], то есть без учета динамической трещинной проницаемости, поскольку трещинная пустотность играет значительную роль в процессах выработки запасов нефти из карбонатных коллекторов с двойной пористостью. В то же время она весьма неоднозначна: согласно численному моделированию [15] при низком значении пустотности трещинного пространства, или малой раскрытости трещин, достигается наибольший КИН и его величина в 1,5-2,0 раза выше, чем при больших значениях трещинной пустотности.
4. Выполненный анализ многочисленных гидродинамических исследований карбонатных пластов показал необходимость проведения работ по определению величины оптимальных репрессий и



депрессий в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона и анализу изменения состояния в карбонатных отложениях призабойных зон скважин. При этом особое внимание следует уделять как вопросу оптимальных депрессий (область изучения которого представлена работами многих ученых), так и репрессий (последний может иметь множество дискуссионных моментов). Очевидно, прежде, чем приступить к дальнейшему рассмотрению вопроса оптимальных значений забойных и пластовых давлений, необходимо обратить внимание на способы получения первичных пьезометрических данных в промысловых условиях, являющихся основополагающими. Совершенные на этом этапе типичные ошибки делают бессмысленными дальнейшие математические расчеты, выводы и рекомендации.

## Список литературы

1. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья. М.: КУБК-а, 1997. 352 с.
2. Иванова М.М., Мухаметшин Р.З., Панарин А.Т. Динамика основных показателей разработки залежей вязкой и высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. 1994. № 11/12. С. 64-70.
3. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти: Автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук. М.: ИГиРГИ, 2006. 52 с.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учеб. пособие. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. 798 с.
5. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. М.: Недра, 1988. 150 с.
6. Особенности разработки и моделирования малых месторождений, приуроченных к массивным залежам карбонатного типа (на примере объектов ОАО «РИТЭК» – ТПП «ТатРИТЭКнефть») / Н.В. Нефёдов, В.Б. Карпов, А.В. Калмыков, А.И. Никифоров // Георесурсы. 2014. № 2(57). С. 8-12.
7. Учет особенностей геологического строения при разработке залежей вязкой нефти в карбонатных коллекторах (на примере месторождений Татарстана) / Р.Г. Абдулмазитов, Р.Г. Галеев, Р.Х. Муслимов [и др.] // Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения: докл. Второго Междунар. симпозиума. СПб: ВНИГРИ, 2000. С. 71-76.
8. Опыт учета основных систем трещин в системе заводнения низкопроницаемых карбонатных коллекторов / Р.М. Миннуллин, Р.З. Мухаметшин, А.Т. Панарин, В.А. Тайпова // Нетрадиционные коллекторы нефти, газа и природных битумов. Проблемы освоения: матер. научн. конфер. Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2005. С. 177-179.
9. Использование крупномасштабной гравиметрической съемки для оптимизации систем разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах / Р.З. Мухаметшин, В.И. Богатов, Ю.В. Волков, В.М. Лучников // Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов – теория и практика их применения: труды науч.-практич. конфер. Казань: Арт-дизайн, 2002. Т. 1. С. 411-417.
10. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Пути совершенствования системы разработки залежей нефти в карбонатных толщах (на примере месторождений Татарстана) // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: матер. XXI Губкинских чтений. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2016. Секция 5. Разработка и освоение месторождений УВ. С. 98-103.
11. Об эффективности заводнения нефтяных залежей в турнейских отложениях (на примере объектов разработки ЗАО «Татех») / А.В. Калмыков, Р.Р. Минебаев, Р.М. Мартынчук, А.И. Никифоров // Георесурсы. 2013. № 2(52). С. 29-33.
12. Сазонов Б.Ф., Пономарев А.Г., Соложенкина Е.К. Об эффективности вертикального заводнения в условиях трещинно-порового коллектора // Нефтепромысловое дело. 2011. № 6. С. 30-33.
13. Мухаметшин Р.З., Рамазанов Р.Г., Сулейманов Э.И. Влияние латеральной гидродинамической связи между залежами нефти турнейского и визейского ярусов на их разработку // Геология нефти и газа. 1985. № 3. С. 36-39.
14. Колганов В.И., Ковалева Г.А. О негативных последствиях неучета наличия трещиноватости в карбонатных коллекторах // Нефтепромысловое дело. 2011. № 1. С. 6-12.
15. Андреев Д.В. Роль пустотности системы трещин в выработке запасов нефти карбонатных трещиновато-поровых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2011. № 6. С. 17-20.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ЗОНЫ БИОДЕГРАДАЦИИ И СВЯЗАННЫЕ С НИМИ ИЗМЕНЕНИЯ НАФТИДОВ

*Мухаметшин Р.З.\* (Казанский федеральный университет), Пуанова С.А. (Институт проблем нефти РАН)*

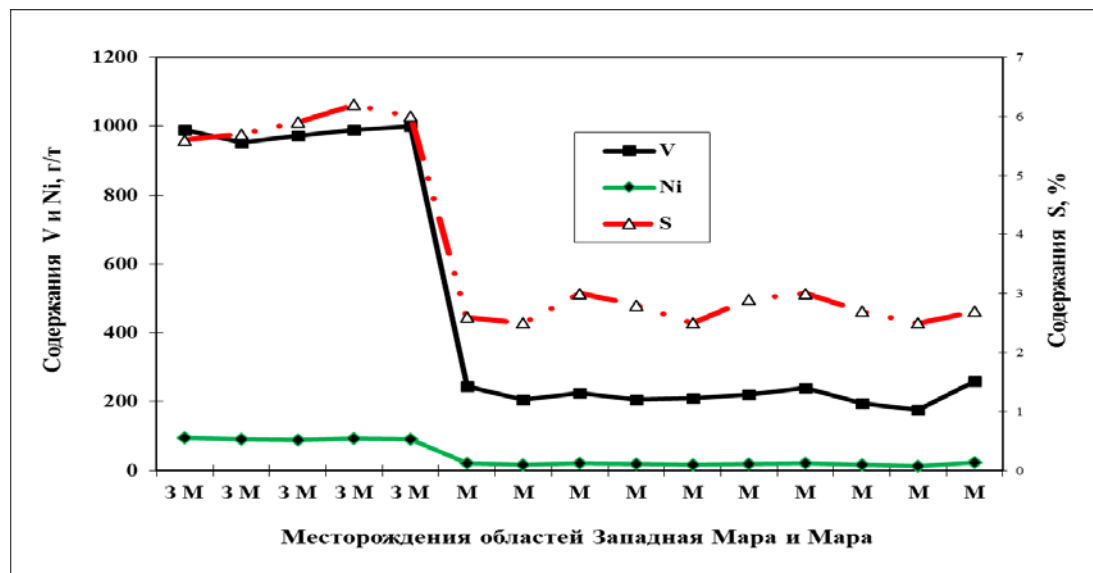
Изучение физико-химических свойств, индивидуального УВ и МЭ состава нафтидов приобретает все большую актуальность, особенно при геохимических оценках перспектив нефтегазоносности недр на различных этапах и стадиях поисково-разведочного процесса. Проблема генезиса достаточно крупных по запасам скоплений тяжелых нефтей, встречающихся на глубинах до 2 км (обычно выше) и содержащих значительное количество асфальтено-смолистых компонентов, часто высокосернистых, является дискуссионной и до сих пор однозначно нерешенной. Как правило, неглубоко залегающие продуктивные отложения включают залежи нафтидов двух разновидностей – **незрелых и биодegradированных. Незрелые нефти** – слабо преобразованы, «первичны», сформированы в зонах среднего и позднего протокатагенеза и слабого мезокатагенеза. Их УВ состав содержит информацию исходного ОВ – Fingerprint (слепок, отпечаток пальцев), обогащен биомаркерами и связан с условиями литофациальных обстановок захоронения органики (морские, континентальные) и их особенностями (типами) [1]. **Биодegradированные нефти** вторично изменены процессами гипергенеза. Трансформациям в зоне гипергенеза может быть подвержена нефть любой стадии преобразования. В результате процессов разрушения нефти биодegradируют, изменяется и затушевывается генетический код, обусловленный исходной биомассой. Количество биомаркеров уменьшается вплоть до полного исчезновения. Иными словами, на одних и тех же глубинах могут залегать сходные по физико-химическим свойствам нефти совершенно разного генезиса, и не всегда удается достаточно четко распознать, к какой генетической группе относятся УВ – к первично незрелым или вторично гипергенным.

Настоящее сообщение посвящено нафтидам зоны биодegradации и особенностям их МЭ состава. Типизация нефтей по содержанию «биогенных» элементов – V, Ni, Fe, – и физико-химическим свойствам выявила существенные отличия гипергенно измененных нефтей от нефтей других генетических групп в общем цикле нафтидогенеза. Они выделены нами в самостоятельный класс и являются нафтидами, вторично обогащенными МЭ, значительно отличаясь от класса нефтей, первично обогащенных МЭ [2]. Это ванадиевый ( $V > Ni > Fe$ ) или железистый ( $Fe > V > Ni$ ) типы нефтей, в которых генетический показатель – отношение  $V/Ni > 1$ . Содержание «биогенных» элементов V и Ni в нефтях многих месторождений превышает соответственно 100 и 50 г/т. Концентрации Mo, Cu, Zn, Re и др. также высокие (от 0,1 до 4 г/т). Нефти биодegradированы, тяжелые, или, как по ГОСТу 2002 г., битуминозные (плотность  $0,954 \text{ г/см}^3$ ), смолистые (сумма смол и асфальтенов 29%), высокосернистые (4,2%) – усредненные данные. Залежи этого типа часто связаны с бассейнами древних и молодых плит и тяготеют к небольшим глубинам (менее 1,5 км). Однако могут быть приурочены к тектонически мобильным областям земной коры – авлакогенам, краевым прогибам, межгорным впадинам. Таким образом, нефти при гипергенезе значительно обогащаются V, Ni, Co, Mo, Cr и другими МЭ. В качестве примеров гипергенно преобразованных нефтей ниже приводятся детальные данные по Волго-Уральскому НГБ, Бузачинскому своду (Казахстан), Афгано-Таджикской впадине (Таджикистан) и Маракайбскому НГБ (Венесуэла) [2, 3].

Под влиянием гипергенеза происходит резкое увеличение содержаний МЭ в жильных асфальтитах, сравнительно с асфальтами и тяжелыми нефтями, т.е. в ряду их генетической превращенности от нефтей к твердым битумам. Как отмечают [4, 5] нафтиды отличаются также и по содержанию Au и Re. Асфальтиты значительно обогащены этими металлами.

Дифференциация и корреляция нафтидов Маракайбского бассейна Венесуэлы различной стадии гипергенеза были нами проведены на основе содержаний V и Ni [6]. Плотность нефтей достигает  $0,991 \text{ г/см}^3$ , содержание серы – 5,54%, содержание асфальтенов – 18% (месторождение Тиа-Хуана). На рисунке 1 четко обособлены две зоны – Мара и Западная Мара. Нефти месторождений области Западная Мара классифицируются как очень тяжелые и тяжелые, с очень высокими содержаниями серы (5,6–6,2%), V (954–999 г/т) и Ni (91–96 г/т). Нефти области Мара – среднетяжелые, с более низким содержанием серы (2,5–3,0%), V (206–260 г/т) и Ni (14–24 г/т). Проявляется высокая корреляция между содержанием V и Ni как в нефти в целом, так и в ее

фракциях – смолах и асфальтенах. Геохимические данные по содержанию биомаркеров свидетельствуют о том, что нефти обеих областей генетически едины, связаны с морским типом исходного ОБ, а наблюдаемые различия в физико-химических свойствах и содержании МЭ объясняются процессами биодеградации, которые с большим размахом проявились на площади Западной Мары [6].



**Рисунок 1.** Изменение содержания V, Ni и S в нефтях месторождений Венесуэлы Западная Мара и Мара (по аналитическим данным [6])

Восходящие движения в НГБ, как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция нефтей по коллекторам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза, в результате чего интенсифицируются концентрационные механизмы накопления МЭ в них [4, 5]. Основная движущая сила этих процессов – геодинамическая активность НГБ. В таблице 1 отражены амплитуды воздымания осадочного чехла НГБ в кайнозое.

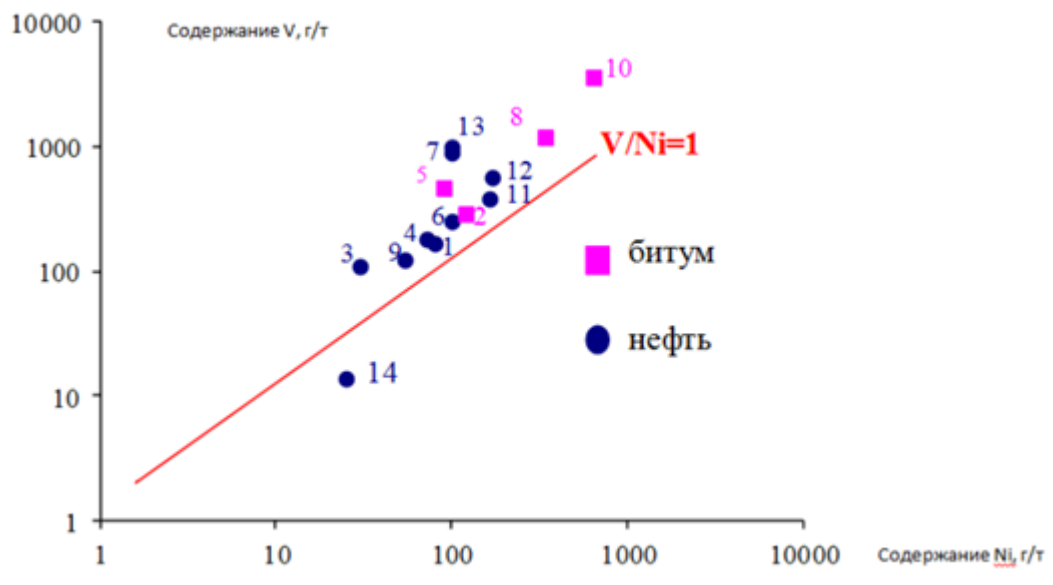
**Таблица 1**

Масштабы поднятий отложений в НГБ на инверсионной стадии их развития в кайнозое (по Н.Н. Лисовскому и др., 1984).

| Нефтегазоносный бассейн            | Максимальная амплитуда подъема, м |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| Западно-Канадский                  | 2000                              |
| Восточно-Венесуэльский             | 1800                              |
| Уинга-Пайсенс США (Скалистые горы) | 1500                              |
| Тунгусский                         | 1000                              |
| Волго-Уральский (Татарский свод)   | 300–400                           |
| Тимано-Печорский                   | 200–300                           |

Характер изменения величины V/Ni в нефтях показан на рисунке 2, на котором представлены нефтиды разной степени преобразованности (от тяжелых нефтей до природных битумов). Нефти, вторично измененные при гипергенезе, с промышленными концентрациями V и Ni, локализируются над линией равного содержания V и Ni ( $V/Ni = 1$ ). Это тяжелые, асфальтено-смолистые, высокосернистые, вторично обогащенные МЭ нефти Канады, Венесуэлы, Урало-Поволжья и других регионов, генерированные сапропелевым типом ОБ. 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 ( $Ni/V > 1$ ) [7, 8].



**Рисунок 2.** Усредненные содержания V и Ni в гипергенно преобразованных нефтях и природных битумах

Западно-Канадский НГБ: 1 – нефть, 2 – битум; 3 – НГБ Скалистых гор; Восточно-Венесуэльский (Ориноковский): 4 – нефть, 5 – битум; 6 – Тимано-Печорская НГП; Волго-Уральская НГП: 7 – нефть, 8 – битум; Лено-Тунгусский НГБ: 9 – нефть, 10 – битум; 11 – Южно-Мангышлакская НГО; 12 – Сурхан-Вахшский НГБ; 13 – Западно-Венесуэльский (Маракаибский) НГБ; 14 – НГБ Потигуар (Бразилия).

Химические процессы, протекающие при гипергенных преобразованиях нефтяков достаточно сложны. Предполагается, что обогащение нефтей металлами при гипергенезе происходит в результате концентрирования V, Ni, Mo, Re и других элементов при биохимическом и химическом окислении первично-металлоносных нефтей без дополнительного привноса элементов (месторождения ванадиеносных тяжелых нефтей Колвинского вала, Бирской седловины, Пермско-Башкирского свода, месторождения битумов Канадского асфальтового пояса и др.). Предельные концентрации V в тяжелых нефтях не превышают 130–140 г/т, в битумах – 140–380 г/т, Ni – соответственно 70–85 и 230 г/т. Однако возможно и дополнительное обогащение металлами (V, Ni, Mo, Ge, Re и др.) нефтей и битумов вследствие их сорбции асфальтено-смолистыми компонентами из подземных маломинерализованных вод, а также за счет растворения металлоносных фрагментов битумоидов и нефтей предшествующих генераций в процессе многофазного формирования и разрушения залежей [3, 9-11] вплоть до образования вязких и твердых битумов. Такие месторождения тяжелых нефтей-малы содержат V до 200–1400, Ni – 100–195, Mo – 2–15, Re – 0,2 г/т (нефти нижнекаменноугольных отложений Мелекесской впадины и пермские битумы Татарии, Маракаибского бассейна, пояса Ориноко, Сурхан-Вахшского и других регионов).

Диапазон изменения МЭ показателей определяется степенью биодеградаци, которая в свою очередь обусловлена историей геологического развития региона и типом исходного ОВ. Комплексное использование органических (УВ состав и биомаркеры) и неорганических (МЭ состав) критериев вторично преобразованных флюидов позволяет прогнозировать товарные качества нефтей, как УВ сырья и их металлоносность, а также более обоснованно проводить оценку перспектив нефтегазоносности регионов, выявляя плохую сохранность и деградацию залежей и одновременно обогащение нефтяков промышленно значимыми, но токсичными металлами. Месторождения нефтяков, подвергшихся процессам гипергенного преобразования, являющиеся промышленно ванадиеносными (содержание V 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.

## Список литературы

1. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Критерии различия гипергенно измененных (биodeградированных) и незрелых флюидов // ДАН. 2014. Т. 456. № 6. С. 691-697.
2. Пунанова С.А. Гипергенно преобразованные нафтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. 2014. № 1. С. 64-75.
3. 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.
4. Якуцени С.П. Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб: Недра, 2005. 372 с.
5. Гольдберг И.С. Природные битумы СССР (Закономерности формирования и размещения). Л.: Недра, 1981. 195 с.
6. Lopez L., Lo Monaco S., Galarraga F. et al. V/Ni ratio in maltene and asphaltene fractions of crude oils from the west Venezuelan basin: correlation studies // Chemical Geology. 1995. V. 119. № 1-4. P. 255-262.
7. Akinlua A., Torto N., Ajayi T.R., Oyekuenle J.A.O. Trace Metals Characterization of Niger Delta Kerogen // Fuel. 2007. V. 86. № 10-11. P. 1358-1364.
8. Duyck C., Miekeley N., Fonseca T. C. O., Szatmari P., Neto E. V. d. S. Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil // Journal of the Brazilian Chemical Society/ 2008. 19(5). С. 978-986.
9. Гольдберг И.С., Мицкевич А.А., Лебедева Г.В. Углеводородно-металлоносные провинции мира, их формирование и размещение // Проблемы оценки ресурсов и комплексного освоения природных битумов, высоковязких нефтей и сопутствующим им металлов. Л.: ВНИГРИ, 1990. С. 49-60.
10. Мухаметшин Р.З., Каюкова Г.П. Геохимические аспекты формирования залежей нефти Южно-Татарского свода // Геохимическое моделирование и материнские породы нефтегазоносных бассейнов России и стран СНГ: Докл. междунар. конфер. 11-14 мая 1999 г., Санкт-Петербург. СПб: ВНИГРИ, 2000. С. 119-127.
11. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Состав природных битумов Урало-Поволжья // Химия твердого топлива. 2014. № 1. С. 58-70.
12. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Особенности нефтей палеозоя центральных районов Урало-Поволжья и доманиковая толща как источник их образования // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 2016. № 6. С. 45-51.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ОЦЕНКА СОСТАВА ОБ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ

*Никулин Б.А.\* МГУ им М.В. Ломоносова, Чуткерашвили С.Е. ВНИГНИ, Скибицкая Н.А. ИПНГ РАН, Хмелевской В. К. МГУ им М.В. Ломоносова*

### Аннотация

Эффективность геофизических исследований скважин на углеводороды в карбонатных разрезах связано прежде всего с обоснованием связи общего органического вещества (ОВ) и состава битумоидов с свойствами пород, определенных по каротажу и керну в различных литофациальных и гидродинамических зонах.

В настоящей работе приводятся результаты оценки содержания органического вещества ОВ и битумоидов с его компонентами геофизическими и геохимическими методами в разрезах скважин палеозойских карбонатных отложений Калужской и Оренбургской областях.

*Ключевые слова:* органическое вещество, битумоиды, геофизические методы, петрофизика, геохимия, карбонаты.

В настоящее время при поисково-разведочных работах с целью выделения нефтематеринских толщ и оценки генерационных возможностей битумоидных компонентов необходима интеграция геохимических, петрофизических и геофизических исследований. Для решения этих задач, совместно с каротажными методами исследований, используются современные лабораторные методы (ЯМР, ЭПР, ГМ-С), газовые хроматографы, методы пиролиза (Rock-Eval), анализаторы шлифов и др., а также статистические методы обработки данных [3,4].

Продуктивность карбонатных пород с высоким нефтегенерационным потенциалом определяется седиментационными и наложенными процессами на этапах накопления ОВ и созревания керогена в различных структурно-вещественных и термобарических зонах. В связи с этим, при обработке геофизических данных, приходится учитывать множество факторов. Одним из таких факторов является содержание ОВ.

В настоящей работе, приводятся результаты оценки содержания ОВ геофизическими методами в карбонатном разрезе скважины палеозойских отложений, расположенной в Калужской области (скважина №1 МГУ), а также рассмотрены возможности определения содержания битумоидов и его компонентов в карбонатах скважины Оренбургской области. Эти объекты различаются термобарическими условиями формирования породы. Скважина №1 МГУ вскрывает девонские отложения на глубине 300м. Породы палеозоя во втором случае вскрыты на глубине 1-3 км.

### **Оценка содержания ОВ геофизическими и геохимическими методами.**

Исходными данными для исследований были каротажные измерения в скважине №1 МГУ методами: ГК-С(U,Th,K), БК, ГГМ-п; петрофизические и геохимические измерения проводились на кернах скважины: пиролиз (Rock-Eval), газовые хроматографы, спектральный рентгеновский анализ, ГМ, Кп, капаметрия, плотностной ГГМ и др. При анализе учитывалась стратиграфия и геологическое описание кернов [1].

Разрез скважины представлен чередованием доломита, мергеля, гипса и песчано-глинистых слоев. В верхней части разреза присутствует чисто угольный пласт. Из коллекции кернов выделены 15 представительных образцов и проведен геохимический анализ в лаборатории ВНИИГеосистем [Чуткерашвили С.Е., Литвинова В.Н., 2015г.]. В результате анализа получены параметры и коэффициенты пиролиза, содержание ОВ, метана и других компонентов сорбированных газов.

Результаты пиролиза образцов представлены на рисунке 1. Из общего объема информации результатов геохимического анализа выделены: содержание ОВ и метана, а также тип керогена и степень его преобразованности. По соотношению Тмах и Н1 можно предположить, что мы имеем дело с керогеном Ш и смешанного гумусо - сапропелевого типа с крайне низким уровнем преобразованности (стадия ПК). Содержание ОВ и метана отражены в таблице 1.

Используя содержание ОВ в качестве эталона, проведен регрессионный статистический многомерный анализ данных ГИС, петрофизики и метана на предмет их взаимосвязи с ОВ в породе. В таблице 1 приводятся результаты вычислений с коэффициентами корреляции (r).

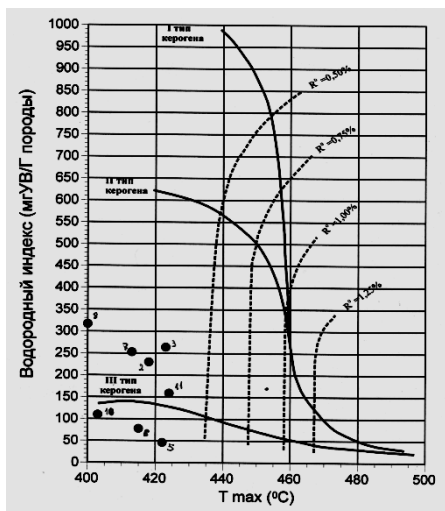


Таблица 1

|                                                                   |
|-------------------------------------------------------------------|
| OB от 0.27 до 28 (вес.%)                                          |
| CH <sub>4</sub> от 1 до 25 (10 <sup>-2</sup> см <sup>3</sup> /кг) |
| OB= F (Th/K, Th/U), r = 0.86                                      |
| OB= F (Th/K, Th/U, CH <sub>4</sub> ), r = 0.95                    |

Рисунок 1. Результаты пиролиза образцов

Корреляция OB с отношениями  $\frac{Th}{K}$  и  $\frac{Th}{U}$  достаточно высока и может использоваться на практике. Корреляция OB с метаном,  $\frac{Th}{K}$ ,  $\frac{Th}{U}$  еще выше, при этом основную факторную нагрузку несет метан. Соотношения U,Th,K в спектрометрическом методе ГМ-С являются весьма информативными и отражают в себе как минералогическую, так и фациальную обстановку разреза скважины. В плане практического применения, следует заметить также, что информацию о содержании метана можно получить из результатов газового каротажа.

### Объяснение природы радиоактивности пород и уточнение ее связи с компонентным составом битумоидных высокомолекулярных соединений (ВМС).

В настоящее время, в связи с детальными исследованиями битуминозных пород карбонатного типа, вопрос природы их радиоактивности стал вновь актуальным. Особенностью распределения U, Th, K в таких осадках является их низкое содержание в нерастворимом остатке Н.О.. Однако в некоторых интервалах, урановая компонента резко возрастает и становится доминирующей в ряду интегральной радиоактивности [ Никулин Б.А., Скибицкая Н.А. 2011г.].

Наиболее распространенным мнением о причине радиоактивности битуминозных пород считается адсорбция ионов урана на глинистом и органическом материале в морских восстановительных условиях осадконакопления, осаждение урана из пластовых вод на геохимическом барьере, например, в зонах ВНК и разрушенных нефтяных месторождений. В некоторых исследованиях приводятся и более сложные причины, связанные, в частности, с различным составом битумов. Указывается, что для одних разновидностей связь урана с битумом положительна, а для других – отрицательна. Отличительной чертой этих разновидностей является различное соотношение С, Н, О, N в битуме, унаследованное от первичной сапропелевой или гумусовой органики и степени его преобразования [2]. Примером такой ситуации является **разрез скважины палеозойских карбонатных отложений Оренбургского месторождения (Рис.2).**

Отложения рассматриваемого месторождения представляет собой чередование известняков и доломитов, гипсов, заглинизированных в различной степени или их разновидностей с включениями битумов. Разрез имеет циклическое строение, которое во многих случаях выявляется по литологическому составу методами ГИС, например, ГК, НГК, АК, КС, ПС и др. В ряду определяемых параметров, указанными методами, наиболее востребованными являются радиоактивность ГК, пористость Кп, минералогическая плотность G мин., связанную с литологией пород.

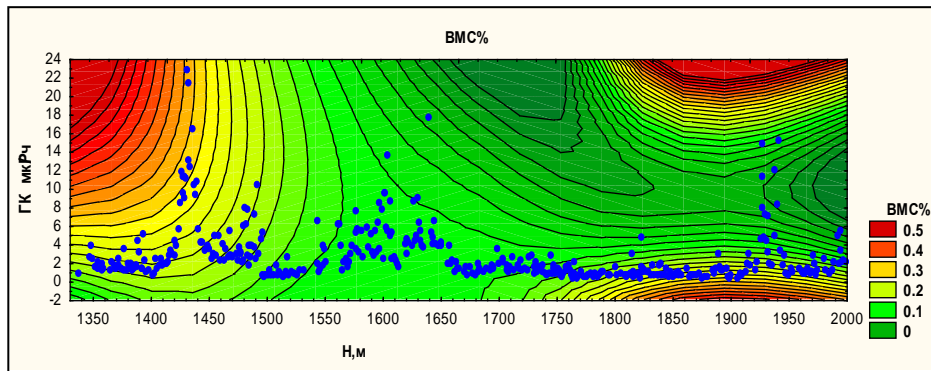


Рисунок 2. Распределение ВМС% и Гамма(мкР/ч) по глубине скважины /Нм./.

На рисунке 2 представлено 3-х мерное распределение ВМС и радиоактивности по глубине скважины. Видимая корреляция наблюдается в верхней и нижней частях разреза. В верхней ее части на глубинах 1350 – 1450 м. (Sm,Art) эта связь положительна, а в нижней 1800 – 2000м. (С2) - отрицательна. Следует отметить, что данные по ВМС были сглажены, что позволило улучшить связи ВМС–U (поинтервальная связь). Средняя часть разреза характеризуется слабой связью. При этом остается открытым вопрос об “ураганных” значениях как ВМС, так и урана, возможно связанных с их перемещениями и концентрации в ослабленных, разуплотненных зонах. Пространственное перемещение ВМС% и урана на этапе диагенеза – катагенеза вызывает много вопросов. На этих этапах к снижению корреляции могут привести энергетические процессы при созревании материнской органики, растрескивание, перекристаллизация и выщелачивание матрицы пород с последующим перемещением в тонкослоистом пространстве этих компонентов.

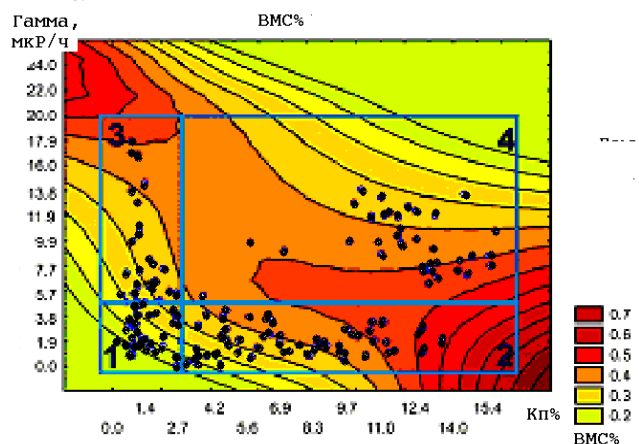
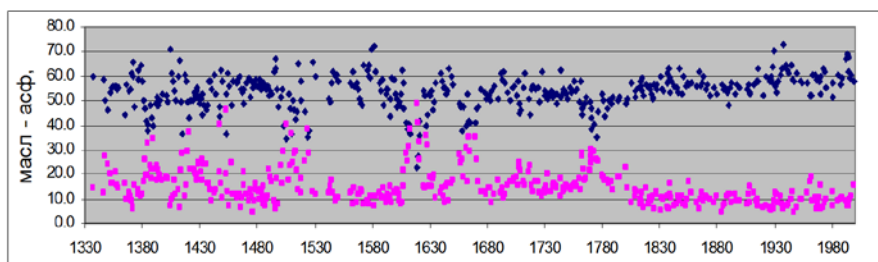


Рисунок 3. Распределение Кп%, Гамма(мкР/ч) и ВМС%

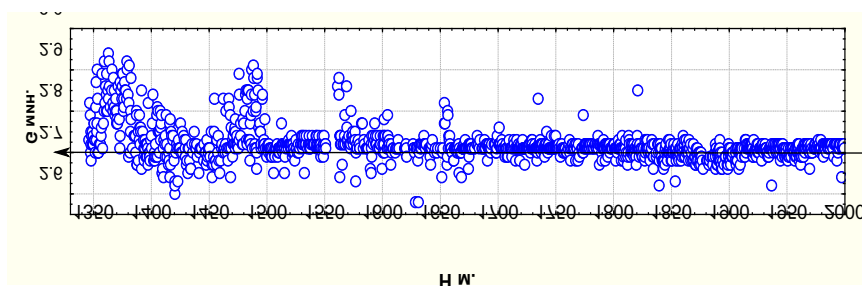
Одним из примеров подобной ситуации может служить кросс-плот (рис.3) на котором видны ассоциации точек наблюдения, связанных с различными генетическими процессам и типами керогена. На кросс-плоте можно выделить несколько зон: в зоне 3 максимальные значения урана приурочены к низкопористым пластам известняков и средними значениями ВМС с непереработанным сапропелевым (вторым) типом ОВ, связь ВМС-гамма положительная и достаточно ярко выражена. В зоне 2 высокие ВМС наоборот связаны с карбонатными коллекторами и низким значениям урана. Тип ОВ в этой зоне не вполне ясен и требует дополнительных исследований. В диапазоне средних значений урана (зона 4) связь ВМС-гамма более сложная и отрицательная. Есть предположение, что в данном случае при относительно высокой пористости присутствуют первый и второй типы зрелой органики и соединения урана.

Информацию о степени зрелости керогена более точно можно получить из распределения относительных содержаний маслянистых и асфальтеновых компонент по глубине скважины /Нм./ (Рис.4). Учитывая, что указанные компоненты расположены в крайних областях ряда

геохимических преобразования органики, по их отношению можно судить об условиях формирования месторождения, физических свойствах пород, выделения однородных интервалов.



**Рисунок 4.** Распределение относительных содержаний маслянистых и асфальтеновых компонент по глубине скважины /Нм./, (масла-верхний ряд, асфальтены-нижний ряд)



**Рисунок 5.** Распределение  $G_{\min}$  по глубине скважины /Нм./.

В первую очередь необходимо отметить цикличность данного распределения и совпадения в общих чертах их границ с литолого-фациальными элементами (Рис.5) и стратиграфии. На рис.5 представлено распределение  $G_{\min}$  по глубине скважины, на котором достаточно четко выделяются циклы формирования осадков, например, по доломитизированным известнякам на фоне известняков  $G_{\min} = 2.7$  г/см<sup>3</sup>. В конкретном примере снижение относительных содержаний асфальтенов свидетельствует также о значительности зрелости ВМС.

## Заключение

Полученные результаты позволяют по данным каротажа (ГМ-С), и содержания метана оценивать концентрацию ОВ и формулировать критерии выделения нефтематеринских интервалов карбонатных пород.

Результаты изучения связи типа битумоидных (ВМС) с данными ГИС карбонатных отложений Оренбургского месторождения выявило следующее:

- уверенной связи ВМС с ураном выявить не удалось. Исключением являются чистые низкопористые, непроницаемые известняки с содержанием урана и ОВ ниже среднего значения и низкой преобразованности керагена;
- высокие значения урана и ВМС расположены в доломитизированных известняках, мергелях с включениями гипса, что связано с их приуроченностью к определенной фациальной зоне;
- соотношение компонент ВМС – асфальтена и масел между собой объясняется стадийным преобразованием органики, изменения их геохимических свойств в зависимости от глубины скважины и термобарических условий.

## Список литературы

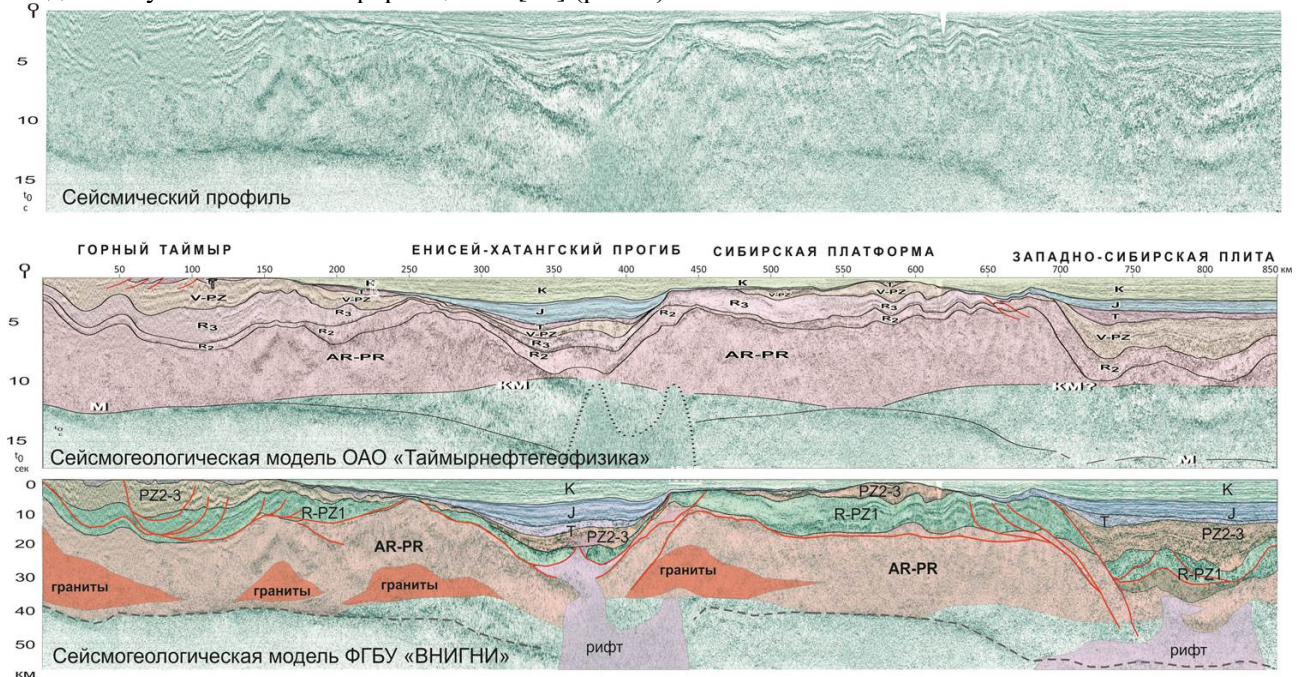
1. Пекин А.А., Гатовский Ю.А., Поляной Б.В. Верхнедевонские и нижнекаменноугольные отложения юго-запада московской синеклизы по данным бурения Александровской скважины (Калужская область) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. геология. 2011. №1.
2. Пеньков В.Ф., Уран и углеводороды. Москва, Недра, 1989г. 143с
3. Титаева Н.А., Ядерная геохимия, изд. Московского университета, 2000г. 235с.
4. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник. Под ред. М.М. Добрынина М.: Недра. 1988.



## К ВОПРОСУ О РИФТОГЕНЕЗЕ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА

*Афанасенков А.П., Обухов А.Н.\*, Чикишев А.А. (ФГБУ «ВНИГНИ»)*

В начале 2000-ых годов на Таймыре начались региональные нефтегазопроисследовательские сейсморазведочные работы МОГТ и на сегодняшний день уже отработано более 25 тыс. пог.км сейсморазведки в комплексе с электроразведкой. Уже проведены новые интересные интерпретации и [1,3,5,6, 7] и получены новые модели строения и развития региона, например, по профилю МОВЗ Таймыр - Диксон – Хантайское [5,6, 7]. Принципиальное отличие новой тектонической модели Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) заключается в том, что основным режимом развития прогиба с позднепалеозойского времени является глобальное растяжение. Признаваемый большинством исследователей пермо-триасовый рифтинг (С.В. Аплонов, В.С. Сурков, В.С. Старосельцев, Д.В. Вольнов, В.Е. Хаин и др.) находит фактическое подтверждение на сейсмических профилях. Рифты Енисей-Хатангского прогиба в рельефе фундамента фиксируются в виде глубокой линейной зоны грабенов, заполненных на всю мощность консолидированной коры магматическими образованиями основного и ультраосновного составов (субокеаническая кора), переслаивающимися с осадочно-вулканогенными формациями [10] (рис. 1)



**Рисунок 1.** Тектоническая модель Енисей-Хатангского регионального прогиба (с использованием материалов Д.Г.Кушнирова, 2016)

Особенностью рифтовой системы ЕХРП являются крупные инверсионные валы, проходящие по его оси. Казалось бы, тектоника региона однозначно определяется как рифтовая, спрединговая, однако формирование антиклинальных валов, абсолютным большинством геологов объясняется эпизодами сжатия, связанными с коллизией Карского и Сибирского кратонов, а также со складчатостью на Таймыре [1,2]. Это явное противоречие требует своего решения.

Основой для анализа была построенная во ВНИГНИ карта фундамента (рис.1). На новых сейсмических профилях северо-восточные области региона исследований, в первую очередь Анабаро-Хатангская седловина содержат признаки растяжения, но на них не отмечен разрыв основания чехла, а вот, начиная с Балахнинского вала, появляются признаки разрыва палеозойского основания: мощность пермтриасового синрифтового комплекса здесь увеличивается кратно и соответственно глубина фундамента начинает превышать двадцать километров. Особенно сильно палеозойские и архейско-протерозойские толщи углубляются на западе региона. Обычно это интерпретируется как непрерывное осадконакопление во всей узкой зоне ЕХРП на протяжении более чем 1 млрд. лет. Но это утверждение совершенно невероятно, - столь древняя и устойчиво развивающаяся структура, как раньше бы сказали геосинклинального типа, обязательно бы отразилась на всей палеозойской истории региона. А в палеогеографии здесь наблюдается устойчивая



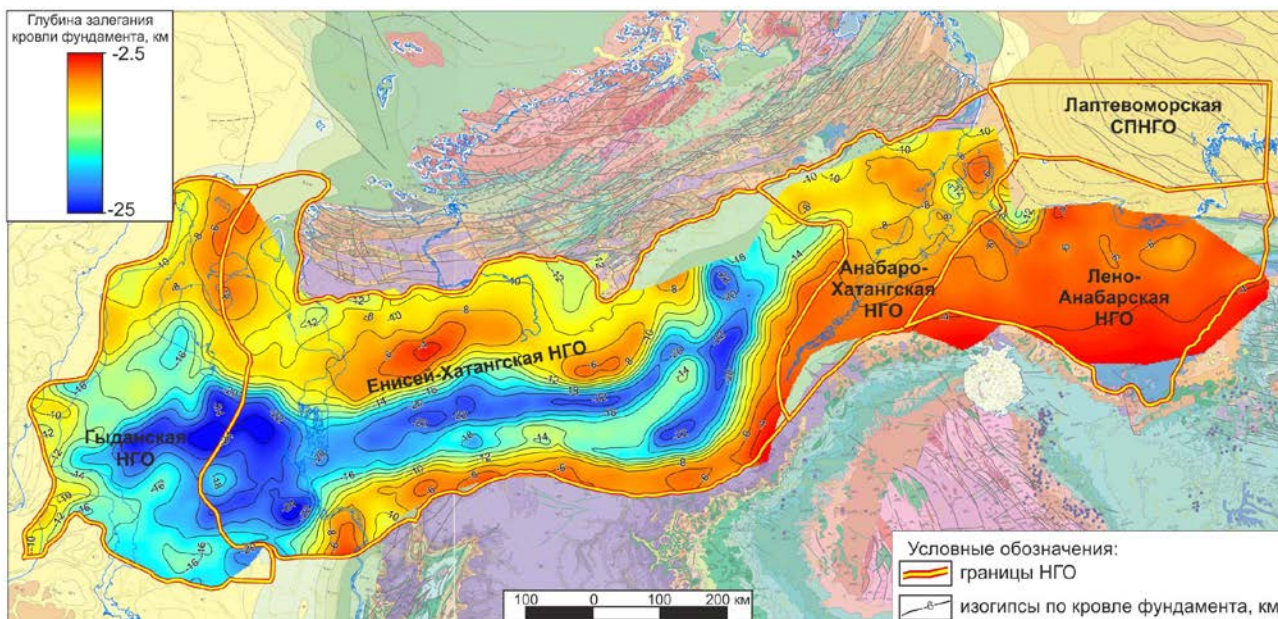
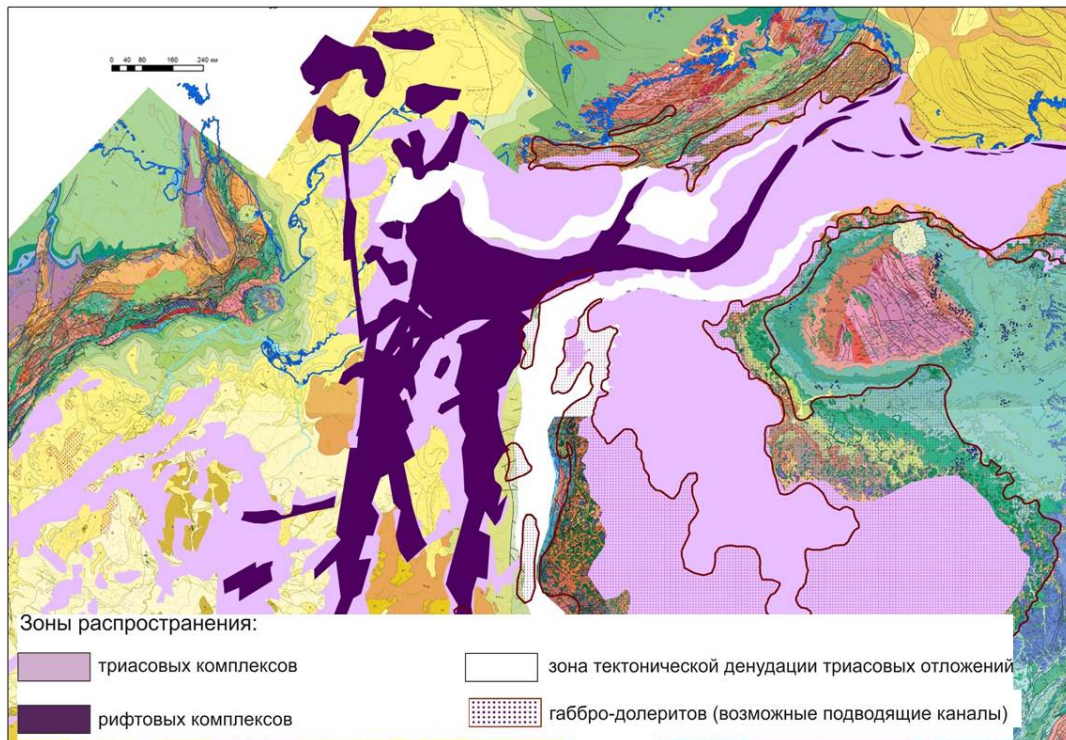


Рисунок 2. Схема фундамента Енисей-Хатангского регионального прогиба

область пассивной окраины со спокойным типом седиментогенеза, не изменяющимся от Сибирской платформы до Таймыра. Единственное объяснение этому углублению фундамента – фактический рифтинг со спредингом и разрывом коры на десятки километров. Таким образом, пермотриасовый рифтинг, привел не только к образованию особых триасовых бассейнов, но и к спредингу и разрыву континентальной коры и образованию узкой - от 120 км в районе Енисея до 60-70 км в районе Хеты зоны трещины – зияния, которое перешло в Анабаро-Хатангкой седловине в более широкую зону рассеянного спрединга без заметного разрыва палеозойских формаций. Эта зона спрединга соединилась с кайнозойским Лаптевоморским рифтом, но следует помнить, что пик её активности приходился на нижний-средний триас. Поэтому Енисей-Хатангский рифт, как и Уренгойско-Колтогорский [4] в Западной Сибири являются отмершими рифтами, которые не развились в океаны и были задавлены массивованным мезозойским осадконакоплением. Это часто случается с рифтами, развивающимися во внутриконтинентальных массивах или в субширотном направлении.

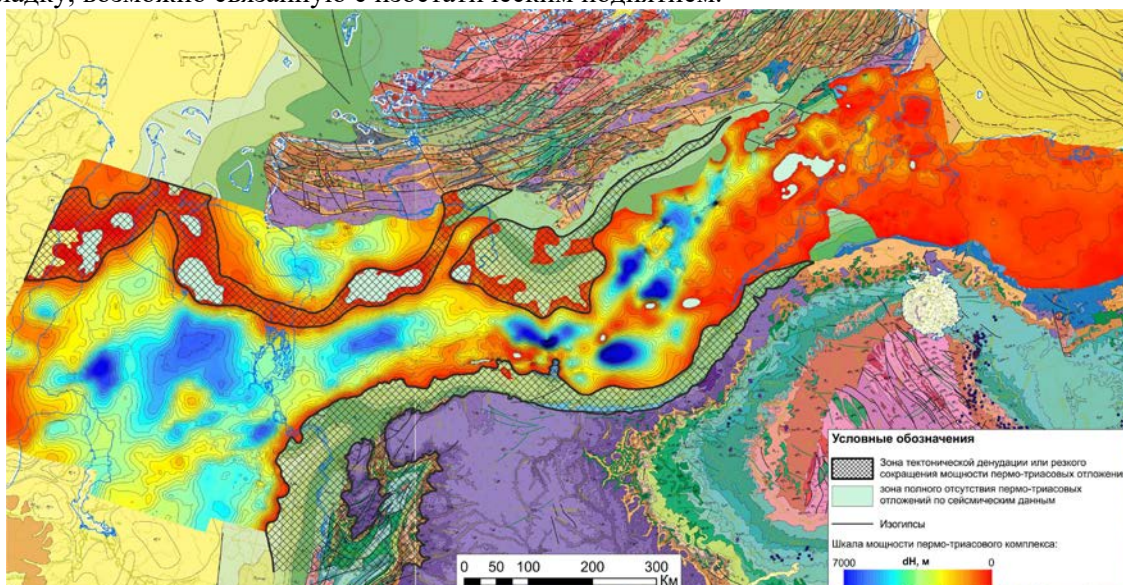
Важно отметить, что современные сейсмические методы со временами записи до 18 секунд дают уникальную возможность проследить геодинамику крупных регионов не по локальным и сомнительным определениям палеомагнитных параметров, а по объективным наглядным сейсмическим профилям. Так, разрыв палеозойских отражений на сейсмических профилях картировался по прекращению устойчивых отражений и переходу их в аномально прослеживаемую толщю с очень низкочастотной записью. Не менее важно, что по сейсмическим данным мы можем буквально проследить механику тектонических движений и четко определить время деформаций. Единственно, что сильно усложняет процесс анализа, это необходимость одновременно учитывать большое количество параметров и фактов, объемность деформируемых тел, необходимость рассматривать профили в масштабе близком к реальному (а все профили имеют длину около 200 и более км). Существенную помощь в интерпретации тектонических событий может оказать своеобразная нижнетриасовая вулканическая печать. На рубеже перми и триаса на Сибирской платформе и прилегающих территориях произошла вспышка траппового магматизма. В настоящий момент нижнетриасовые траппы обнажены непосредственно на Сибирской платформе и на Таймыре, и по современным U-Pb и  $40\text{Ar}/39\text{Ar}$  датировкам показано, что длительность основной фазы базальтового вулканизма составляла всего около 1 млн. лет. [8]. А это значит, что в конце раннетриасового времени существовало единое трапповое поле, которое может показать масштаб горизонтальных рифтовых подвижек. Действительно по бортам всей западной части ЕХРП по сейсмическим материалам выделены и закартированы зоны отсутствия не только триасовых вулканитов, но иногда всех палеозойских толщ. По нашему мнению это не зоны размывов – они представляют собой симметричные краевые узкие (до 50 км.) протяженные полосы, строго приуроченные к верхним северному и южному бортам ЕХРП. Это зоны тектонической денудации и их суммарная ширина соответствует зоне рифтового разрыва территории (рис 3).





**Рисунок 3.** Схема триасовых комплексов Западной Сибири и Енисей-Хатангского прогиба

Также ярко эти зоны отсутствия триасовых и верхнепалеозойских отложений выявляются на Северо-Сибирской моноклизе, где на фоне довольно устойчивых мощностей палеозойских отложений по сейсмическим данным выявлены важная зона отсутствия, по крайней мере, триасовых, а в районе Южно-Пясинского куполовидного поднятия карбон-пермских и более древних формаций. Это узкое вытянутое зияние в сплошном покрове траппов протягивается вдоль всей рифтовой зоны. По-видимому, край плато Путорана во время мезозойских перестроек обламывался в прилегающей депрессии Западно-Сибирского и Енисей-Хатангского бассейнов. Более того и по его периферии выделяются крупные блоки, предположительно оторванные от основного массива, прослеживаемые на геологической карте и на структурных картах по триасовому комплексу. Эта полоса полного отсутствия триаса и перми прослеживается почти до Анабарской моноклизы (рис.4). Ширина ее в среднем составляет около 20 км, причем на западе она увеличивается до 100 и более км и рифейские и нижнепалеозойские толщи именно под этой зоной образуют крупную пологую антиклинальную складку, возможно связанную с изостатическим поднятием.



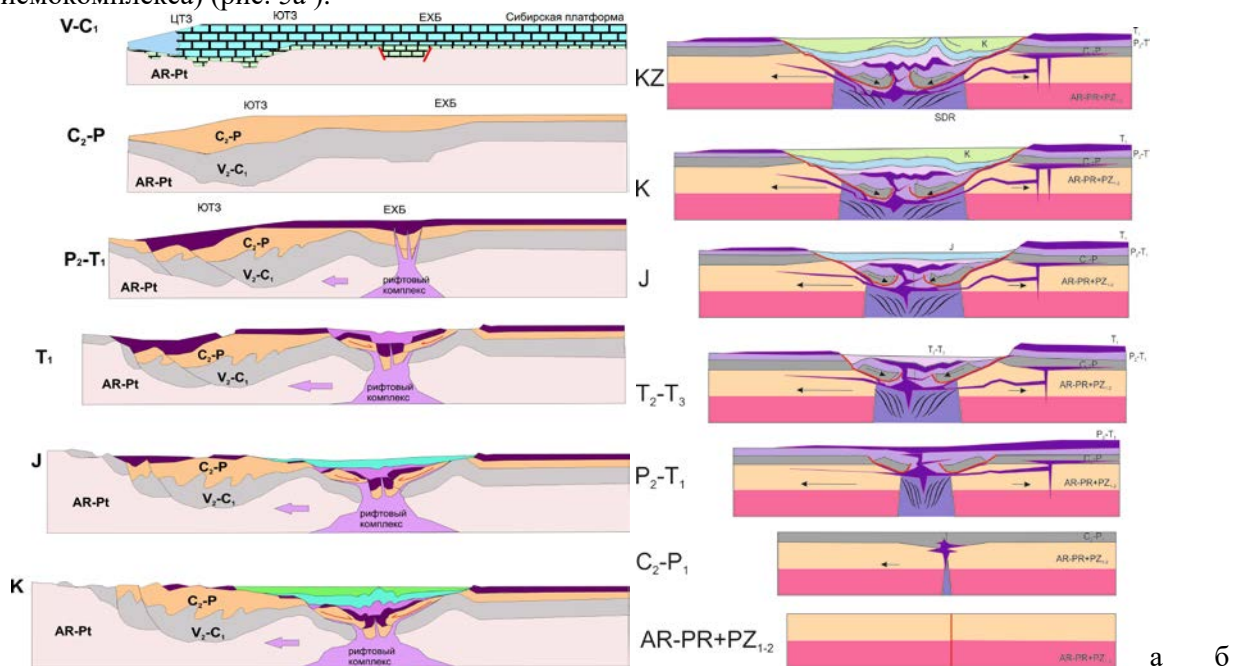
**Рисунок 4.** Карта мощности пермо-триасового комплекса. Зона тектонической денудации или резкого сокращения мощности пермо-триасового комплекса.

Отметим подробнее некоторые особенности геологической истории региона и рифтогенеза в нем, детально и хорошо описанные многими исследователями [1,7].

В *позднем венде-среднем кембрии* возможно была эпоха континентального рифтинга в Енисей-Хатангском бассейне (А). Время рифтинга точно не устанавливается и на сейсмических профилях эти рифты четко не выделяются. В районе Хатангско-Ленского бассейна и в районе Норильска (район Дудинского поднятия и Хантайско-Рыбнинского вала) на сейсмопрофилях можно видеть вендские сбросы. Со среднего кембрия и до середины визе (ранний карбон) территория Енисей-Хатангского бассейна была шельфовым морем и условиях жаркого климата в основном накапливались карбонаты. В среднем-позднем девоне (?) были фазы формирования эвапоритов., т.е. главный режим этого этапа – шельфовое карбонатно-терригенное осадконакопление.

В *среднем карбоне-перми* накопление известняков почти прекратилось и на всей Сибирской платформе, включая ее северную окраину началось формирование обширных терригенных угленосных формаций. Вдоль южного края Енисей-Хатангского бассейна и вдоль северного края Сибирской платформы угленосные формации тунгусской серии залегают на подстилающих образованиях с крупным несогласием, иногда явно угловым. Шло образование окраинно-континентальных Западно- и Восточно-Таймырских прогибов. В северной мористой их части накапливались основные по мощности (возможно, около 6 км) толщи мелководно-морских и континентальными в целом дельтово-угленосных формаций.

В *раннем триасе* произошли главные тектонические события. В первую очередь это был активный и быстрый (несколько миллионов лет) окраинно-континентальный рифтинг, особенно сильный в западной части будущего ЕХРП, приведший к разрыву верхней коры, отчленению Таймырского фрагмента Сибирской платформы, который был отодвинут на север. Между континентальными массивами образовалось зияние в 80-120 км на западе ЕХРП и около 70 км в центре, закрывшееся только в районе Анабаро-Хатангской седловины, т.е. протяженность зоны развития океанической коры достигла 800 км. Реконструкции структуры рифта на сейсмических профилях показывают, что рифтинг начался примерно на границе перми и триаса и был только в раннем триасе (синрифтовые отложения составляют только самую нижнюю часть триасового сейсмокомплекса) (рис. 5а ).



**Рисунок.5.** Схема тектонического развития Енисей-Хатангского прогиба (1) и гравитационно-геодинамическая модель (2, предложена А.Н. Обуховым)

Не менее ярким, быстрым и даже катастрофическим было второе событие - мощный вулканизм, создавший трапповое плато площадью до 2 млн. кв. км. Это плато стало главным фиксатором, своеобразной сургучной печатью, структура которого задокументировала масштаб горизонтальных разрывов в регионе. Ныне фрагменты нижнетриасового плато разорваны и отодвинуты друг от друга на десятки и сотни километров, что свидетельствует о близком масштабе



спрединга этой территории. Происходила дифференциация территории на континентальные и морские зоны седиментогенеза. Базальтовый вулканизм происходил во многих зонах в континентальных условиях, но в ЕХРП в морских, внедрение многочисленных базальтовых силлов и даек. Отмечаются одна пермская и четыре триасовых фаз внедрения многочисленных силлов и даек.

Важнейшим следствием рифтинга было образование регионального уклона, по которому произошло гравитационно-геодинамическое оползание ниже-палеозойских терригенно-карбонатных компетентных толщ в рифтовую долину (рис. 5б). При этом сползшие блоки, перекрывали спрединговые вулканические формации. Таким образом, в основании глубоких прогибов под Рассохинским валом мы видим отражения не от палеозойских и рифей-вендских формаций, а наклонные границы в пакетах лавовых базальтовых (долеритовых) формаций. Это хорошо известные на окраинах континентов наклонные отражения в океанической коре, так называемые SDR (рис. 4б). То есть в самых погруженных зонах ЕХРП нет автохтонных палеозойских и более древних формаций – они здесь разорваны и образуют зияние шириной до 120 км на западе. Примеры границ SDR на пассивных окраинах континентов известны в базальтовых формациях под осадочным чехлом давно уже различаются в Западно-Африканских окраинно-континентальных бассейнах. Так же детально разработаны и модели рифтовых процессов и это достаточно полно представлено в мировой научной литературе [12]. Эта модель согласуется и с глубинными профилями МОВ ОГТ и МОВЗ по западу Енисей-Хатанги.

Следует отметить, что как вулканический всплеск, так и рифтовое растяжение и даже спрединг имели довольно непродолжительную историю развития. Зная, что современный спрединг имеет скорости в несколько сантиметров в год (в среднем около 5 см/год) получается, что все движения произошли не более чем за три миллиона лет. Это была действительно катастрофа.

*Средний-поздний триас* – заложение ЕХРП. В самом конце раннего триаса региональное едва приподнятое вулканическое плато обрушилось в своде, и быстро расходящаяся рифтовая долина, заполняемая осадочно-вулканической терригенной формацией, углубилась. Эта толща стала основанием Енисей-Хатангского регионального прогиба, который в дальнейшем развивался, наследуя основные структурные границы средне-позднетриасового седиментационного бассейна. На западе в это же время закладывалось основание Западно-Сибирского мегабассейна (тампейская серия), что свидетельствует о глобальном характере раннемезозойских тектонических событий. Вероятнее всего Рассохинско-Балахнинский рифт был лишь одним из ветвей глобальной рифтовой системы, образовавшей Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию. В Ямало-Гыданской синеклизе и Пендомаяхской впадине хорошо проявляются последствия этого мощного рассеянного рифтинга или даже спрединга и в, частности, Мессояхский мегавал является естественным продолжением Балахнинского, Рассохинского и Тампейско-Малохетского валов. Крупные инверсионные валы, проходящие по оси Енисей-Хатангского регионального прогиба, обычно считаются структурами сжатия. На самом деле горизонтальное сжатие Рассохинского и Балахнинского валов составляет всего около 5 км. Более того, традиционно образование этих валов связывается с коллизией Таймырского микроконтинента с Сибирской платформой. На самом деле эти валы образуют единую тесно связанную систему антиклинальных валов, получившую даже собственное название – Обско-Лаптевская гряда. Западный элемент этой гряды – Мессояхский вал (или порог) находится почти в центре севера Западной Сибири и его образование никак не может быть связано с Таймырским микроконтинентом, а Нордвикский вал на востоке обязан своему происхождению соляно-купольной тектонике.

Продолжение срывов нижнепалеозойских терригенно-карбонатных компетентных толщ вместе с расположенными на них верхнепалеозойско-нижнетриасовыми толщами в образующийся рифтовый прогиб. Гравитационно-геодинамическое оползание становится особенно мощным при наличии в осадочной толще реологических разделов – солей, глин, а синхронное формирование интрузивов и силлов делает эти срывы наиболее мощными. Поэтому оползание средне-верхнепалеозойских толщ, создало главные структурные изменения в дотриасовых толщах. Гравитационно-геодинамические срывы продолжались в течение всей истории прогиба, усиливаясь в середине мела, в конце олигоцена и в плиоцен-четвертичное время.

По бортам ЕХРП образовались узкие и протяженные зоны тектонической денудации (рис. 3) вследствие сползания пластин палеозойско-раннетриасовых пластин в формирующийся Рассохинско-Балахнинский рифт. В пределах этих денудированных зон образовался дефицит масс вследствие удаления нагрузки толщ мощностью от 2 до 4 км. Нарушение равновесия коры вызвало изостатические субширотные поднятия на Южно-Таймырской и Северо-Сибирской мегамоноклизах,

## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

воздымание северного края Сибирской платформы. Отметим также что подобные изостатические поднятия происходят вследствие разуплотнения внутри коры за счет превращения магматических масс в гранитные плутоны, имеющие меньшую среднюю плотность, чем, например, соседствующие базальтоидные магмы. То есть под зонами тектонической денудации образуются, в конце концов, гранитные очаги, увеличивающие мощность коры. Синхронно с рифтингом развиваются срывы в палеозойских толщах по солям, по силловым каналам, разделам на границе архейского фундамента и синорогенное погружение большей части Енисей-Хатангского прогиба. **Эти движения и создали всю складчатость региона.** В среднем-позднем триасе в области Таймыра и края плато Путорана были интрузии небольших магматических тел гранитоидов с повышенной щелочностью, - эти гранитоиды прорывают уже сформированную складчатую структуру. Возможно, они связаны с гранитизацией, возникающей после масштабных срывов и изостатического всплывания тектонически денудированных зон. В позднем триасе сжатие уменьшилось, и рост валов-антиклиналей прекратился. Енисей-Хатангский бассейн погружался как синеклиза. Вероятно, на границе триаса и юры гравитационно-геодинамические подвижки в палеозойском комплексе завершились, изостатические поднятия закончились и продолжилась только погружение - реакция на глобальное вулканическое событие. Этим объясняется региональное предъюрское угловое несогласие. Это был финал синрифтовой складчатости.

В *юрское время* началось устойчивое погружение Енисей-Хатангского бассейна. При этом всегда нужно помнить, что мезозойский бассейн Енисей-Хатанги был неотъемлемой частью Западно-Сибирского мегабассейна и все тектонические объяснения этого цикла устойчивого прогибания неизбежно должны распространяться на всю эту огромную территорию. Общим у них было одно – рифтинг а не какие-либо движения на Таймыре или Урале. Значит мезозойский рифтинг медленно, но неуклонно продолжался и юрско-меловое время и площадь бассейнов седиментации все эти 100 миллионов лет также неуклонно увеличивалась. Так, обширная келловейская трансгрессия, охватила уже Таймыр и прибортовые зоны плато Путорана. В неокоме произошло резкое углубление бассейна в его северной зоне. Напомним, что в это время на Земле происходило раскрытие Атлантического океана, и многие территории могли стать областью погружения. На месте западного Таймыра, возможно, существовала зона повышенных глубин бассейна, как и в Западной Сибири депоцентр бассейна также сдвинулся на периферию к Уралу и Ямал-Гыдану. Главный центром сноса стало плато Путорана. Вокруг его северо-западной периферии постоянно находились латерально мигрирующие дельты. Вместе с тем с восточного Таймыра происходил локальный снос. Эти явления хорошо иллюстрируются развитием клиноформ в Енисей-Хатангском бассейне.

После клиноформных событий, в *апте-альбе* продолжилось обширное платформенное погружение бассейна. То есть заваливаемые осадочными толщами Уренгойско-Колтогорский и Рассохинско-Балахнинский рифты продолжали свое медленное растяжение. При этом на крутых бортах рифтов уже сорванные с основания аллохтонные пластины палеозоя под воздействием очередного погружения продолжили сползание к центру прогибов. В центре аллохтоны встретились, и началось инверсионное сжатие основания. Этот процесс во многом напоминает глиняный и соляной диапиризм и потому столь сходны последствия этих направленных навстречу друг другу срывов. И вообще срывы наклонно лежащих аллохтонных пластин не могут прекратиться полностью – малейшее увеличение уклонов, землетрясения сдвиги – все это немедленно усиливает сползания, а значит и инверсионные движения.

В *кайнозое* развитие седиментационных бассейнов резко сократилось по площади. Это изменение тектонического режима можно интерпретировать как полное отмирание мезозойских рифтов Сибири. Оно явно связано с раскрытием молодого рифта хребта Гаккеля. А отсутствие осадконакопления – это процесс размыва, особенно сильный на востоке вблизи Карского моря. Начался размыв палеозойского бассейна Таймыра, Анабаро-Хатангской седловины, Лено-Анабарской впадины, формирование палеодельты Енисея и Хатанги в море Лаптевых. Именно в этих дельтах запечатлена вся кайнозойская история северной окраины Сибирской платформы. Максимула этот процесс достиг в олигоцене-неогене. Тогда началось воздымание Таймыра и Сибирской платформы и относительное погружение (можно сказать сохранение) Енисей-Хатангского бассейна. Тем не менее это был главный период формирования и размыва восточной части Рассохинского и всего Балахнинского мегавалов, а также соляного диапиризма на Анабаро-Хатангской седловине. В четвертичное время район Енисей-Хатангского бассейна подвергся оледенению и процессам связанными с оледенениями. Центры оледенения были на Таймырских горах.

Такая сложная история развития региона на первый взгляд существенно осложняет перспективы нефтегазоносности. Однако вопросы нефтегазоносности следует рассматривать отдельно не только для каждой НГО, но и для каждого нефтегазоносного комплекса в особенности. Не будем забывать, что к тектонически подобным структурам - Мессояхскому и Сузунскому мегавалам приурочены гигантские месторождения Западно- и Восточно-Мессояхские и Ванкорское. В регионально прослеженном (до Боганидско-Жданихинского мегапрогиба и далее на восток) клиноформном комплексе открыто крупное Пайяхское месторождение, а на борту Лено-Анабарской впадины расположен Оленекский битумный пояс. Мы сейчас более ясно понимаем сложную структуру региона, наши модели основаны не на неясных палеомагнитных определениях, а на современных сейсмических данных и потому новый этап изучения открыл и новые возможности этого уже промышленно нефтегазоносного региона.

## Список литературы

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковишина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряженного Таймырского орогена // Геотектоника, 2016. №2, с. 23-42
2. Верниковский В.А., Добрецов Н.Л., Метелкин Д.В., Матушкин Н.Ю., Кулаков И.Ю. Проблемы тектоники и тектонической эволюции Арктики. Геология и геофизика, 2013, т. 54, № 8, с. 1083—1107.
3. Балдин В.А., Козьмина К.Х., Мунасыпов Н.З. Доюрские комплексы северо-востока Западной Сибири // Третья международная научно-практическая конференция для геологов и геофизиков. Проблемы и достижения нефтегазовой геологии. Калининград, 2013,
4. Запывалов Н.П., Каштанов В.А. Авлакогены Западной Сибири и нефтегазоносность «фундамента» // Горные ведомости, 2014. С. 46-53
5. Казаис В.И. Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования // Геология нефти и газа. 2006. № 5.
6. Кушнир Д.Г. Глубинное геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Приенисейской полосы Таймыра и Гыдана. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016, т. 11, № 1.
7. Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С., Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. Т. 54. № 8. 2013. С. 1253–1274.
8. Криволуцкая Н.А. Эволюция траппового магматизма и Pt-Cu-Ni рудообразование в Норильском районе. Товарищество научных изданий КМК, М., 2014. 305 с.
9. Обухов А.Н. Гравитационная геодинамика и при нефтегазопоисковых работах // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. М.: Изд-во МГУ, 2015. - С.41-46
10. Сурков В.С., Варламов А.И., Ефимов А.С., Гришин М.П., Кузнецов В.Л., Старосельцев В.С., Лотышев В.И., Смирнов Л.В. Консолидированная кора платформенных областей Сибири // Разведка и охрана недр, 8, август, 2007. С. 3-9.
11. Харахинов В.В., Кулишкин Н.М., Шленкин С.И. «Мессояхский порог - уникальный нефтегеологический объект на севере Сибири». Геология нефти и газа, 2013, №5, 34-48.
12. Geoffroy L, Burov E.B. & Werner P. Volcanic passive margins: another way to break up continents/ Nature, October, 2015

## ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*Парфенова Т.М.\* (ИНГГ СО РАН, НГУ), Меленевский В.Н. (ИНГГ СО РАН), Коровников И.В. (ИНГГ СО РАН, НГУ)*

Поиск и разведка месторождений нефти и газа в слабоизученных арктических районах Сибири является актуальной проблемой. На левом берегу р. Лена вблизи пос. Чекуровка выходят на поверхность породы докембрия, палеозоя и мезозоя. Разрез нижнего, среднего и верхнего кембрия сложен в основном карбонатными, реже глинисто-кремнисто-карбонатными и глинисто-кремнистыми породами тюсэрской, сэктэнской, маяктахской и огоньорской свит [Виноградов, 1962; Кембрий Сибири, 1992]. Новые сведения о литологии, седиментологии, палеонтологии и стратиграфии кембрийских отложений в нижнем течении р. Лена и прилегающих территориях представлены в публикациях [Данукалова и др., 2014; Коровников, Новожилова, 2012; Лазаренко и др., 2008; Шабанов и др., 2008; Danukalova, et al., 2013].

Настоящее исследование направлено на определение содержания и природы ОБ в породах кембрия, выявление уровней обедненных и обогащенных ОБ пород, оценку потенциально нефтегазопроизводящих пород, их генерационного потенциала, а также стадии катагенеза автохтонного ОБ на левом берегу р. Лены вблизи пос. Чекуровка.

Во время экспедиционных работ в 2009 году Т.М. Парфеновой для геохимических исследований была собрана коллекция пород тюсэрской, сэктэнской, маяктахской и огоньорской свит из обнажения на левом берегу р. Лены, ниже по течению от устья руч. Биэскээбит. Биостратиграфическое расчленение кембрийских отложений выполнено И.В. Коровниковым на основе палеонтологических полевых и лабораторных работ. Зональные границы проведены по распределению трилобитов с использованием стратиграфической схемы [Решения Всесоюзного..., 1983].

Анализ проб выполнен в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН. Образцы каменного материала дробили до 0,25 мм. Содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ) в породах определяли на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в кислороде предварительно декарбонатизированных 10 % соляной кислотой проб нерастворимых остатков (НО). Пиролиз пород и НО проводили на приборе SR Analyzer – POPI (Pyrolytic Oil Productivity Index). Определяли «битумоидную» ( $S_1$ ) и «керогеновую» ( $S_2$ ) составляющие ОБ, индекс продуктивности ( $PI=S_1/(S_1+S_2)$ ), водородный индекс (HI), температуру максимального выхода углеводородов (УВ) ( $T_{max}$ ). Битумоид экстрагировали из 50 граммовых навесок хлороформом при комнатной температуре с применением центрифуги. После очистки экстракта ртутью от элементарной серы петролейным эфиром из битумоида выделяли асфальтены. Далее мальтены делили на фракции насыщенных УВ, ароматических соединений и смол. Индивидуальный состав УВ метано-нафтеновых фракций анализировали на хроматографе «5890 series II Gas Chromatograph» и хромато-масс-спектрометрической системе Agilent 5973N.

Установлено, что карбонатные породы тюсэрской и маяктахской свит содержат менее 0,1 %  $C_{орг}$ . Битуминология, пиролиз и анализ молекулярного состава показали, что в этих породах наблюдается аллохтонный битумоид.

Новое изучение сэктэнской и огоньорская свит показало, что в этих отложениях присутствуют обедненные и обогащенные ОБ породы. Полевые наблюдения и лабораторное изучение проб позволило выделить в сэктэнской свите пять пачек [Парфенова и др., 2016]. Породы пачки I согласно залегают на глинистых и доломитистых известняках тюсэрской свиты нижнего кембрия. Общая мощность сэктэнской свиты в изученном разрезе – 52,0-53,5 м. Ее обогащенные ОБ породы перекрывают массивные светло-серые, желтоватые известняки, глинистые и доломитовые известняки маяктахской свиты среднего кембрия.

В карбонатных породах сэктэнской свиты в пачках I, II и IV содержание  $C_{орг}$  как правило сохраняется на уровне значений  $C_{орг}$  известняков тюсэрской и маяктахской свит. В них концентрация НО



изменяется от 3,1 до 13,4 %,  $C_{орг}$  имеет минимальные значения 0,01-0,27 %. В обр. 17 силицита НО составляет 88,6 %,  $C_{орг}$  – 0,36 %. В этих породах содержание битумоида изменяется от 0,002 % до 0,048 %, битумоидный коэффициент ( $\beta$ ) имеет повышенные значения 6,0-17,3 % (рис. 1а). Установлено, что обогащенные ОВ глинисто-кремневые породы и глинисто-кремневые известняки пачек II-V, в которых концентрации НО лежит в интервале 28,4-91,8 % содержат  $C_{орг}$  от 1,1 до 4,7 %, среднее равно 3,0 %. Содержание битумоида этих пород изменяется от 0,016 до 0,061 %, значения  $\beta$  варьируют от 0,4 до 4,1 % (рис. 1а).

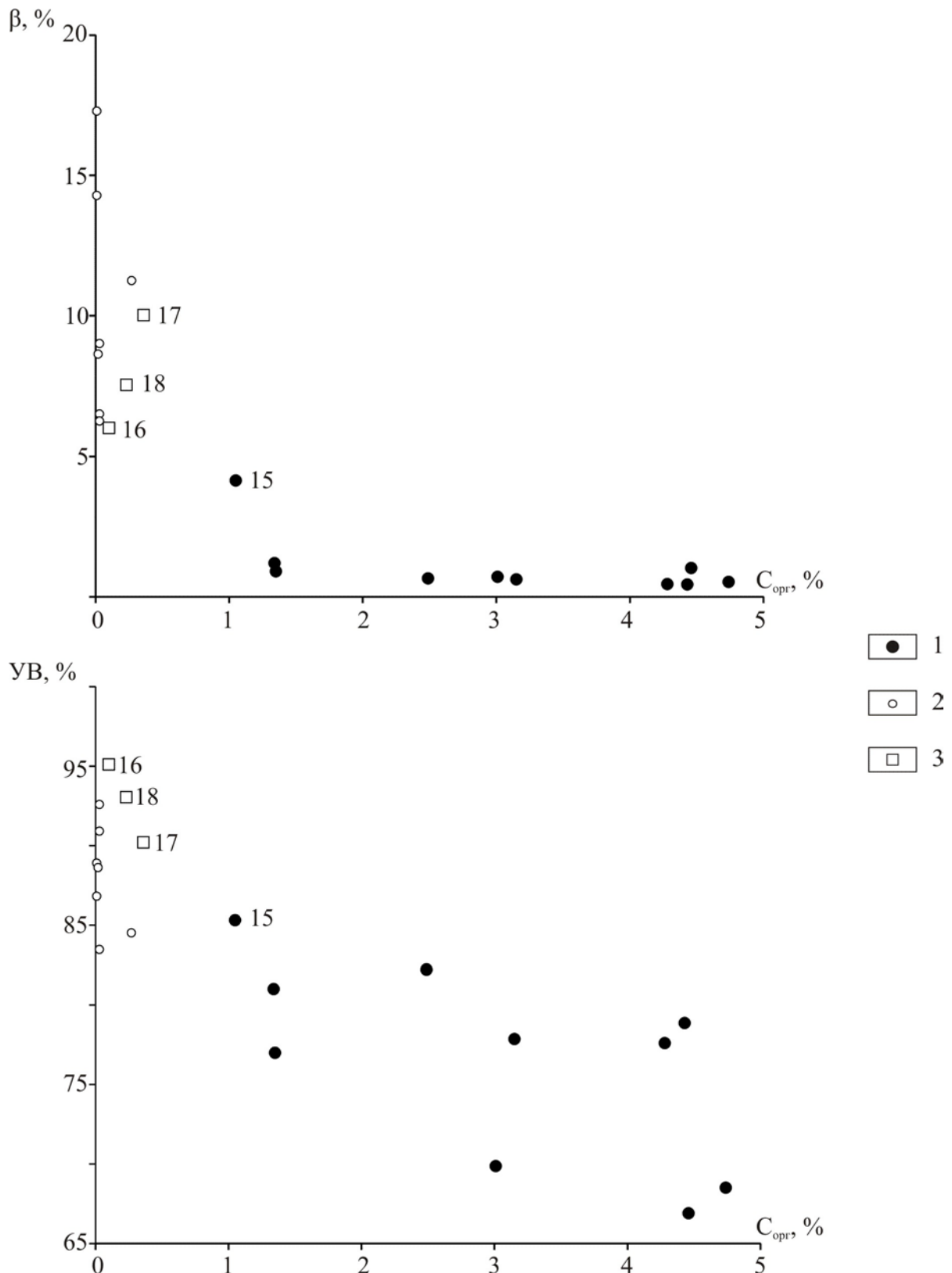
Детальное изучение группового состава битумоидов, анализ ОВ пород методом пиролиза показали, что обедненные ОВ пробы сэктэнской свиты пачек I, II и аналога малокуонамского горизонта пачки IV содержат преимущественно мигрировавший битумоид. На это указывают высокие значения  $\beta$ , аномально повышенные содержания УВ (83,46-95,10 %) на сумму метано-нафтенных и ароматических фракций (рис. 1б), часто смещенный в низкотемпературную область пик  $S_2$  на пирограммах изучения пород и НО и как следствие пониженные значения  $T_{max}$  до 267-386 °С. Далее рассмотрим характеристики ОВ пород, обогащенных автохтонным битумоидом.

В результате пиролитического исследования выявлены прямые зависимости между содержанием хлороформенного битумоида и  $S_1$ ,  $S_2$ . Значения PI варьируют от 0,04 до 0,11, среднее – 0,07. Водородный индекс изменяется от 69 до 202 мгУВ/г $C_{орг}$ , среднее значение HI равно 106 мгУВ/г $C_{орг}$ . Он имеет аномально низкие значения по сравнению с HI изученных пород куонамского комплекса из обнажений на р. Молодо, р. Кюленке и скв. Хоточу-7, где как правило значения HI не опускаются ниже 300 мгУВ/г $C_{орг}$  [Парфенова и др., 2004; 2009; 2011]. Температуры максимального выхода УВ по пиролизу лежат в пределах 444-451 °С, среднее  $T_{max}$  – 448 °С. Битумоиды обогащенных ОВ пород содержат от 17,2 до 37,5 % насыщенных УВ, 3,1-8,5 % ароматических соединений, 51,7-67,4 % смол бензольных и спиртобензольных, от 4,4 до 9,9 % асфальтеновых компонентов. Содержание УВ на сумму насыщенных УВ и ароматических соединений в битумоидах изменяется от 66,9 до 85,3 % (рис. 1б). Значения отношения насыщенные/ароматические лежат в интервале 2,0-9,8 (среднее – 4,2). В ранее изученных коллекциях куонамского комплекса максимальные содержания УВ не превышали 40-50 %. Установлено, что с увеличением  $S_2$  пород суммарное содержание смол и асфальтенов в битумоидах сэктэнской свиты закономерно растет. Это косвенно указывает на вклад битумоидов в «керогеновый» пик.

Огоньорская свита согласно залегает на пестроцветных известняках и доломитах маяктахской свиты среднего кембрия. Породы ее представляют собой серию чередующихся ритмичных слоев глинисто-кремнисто-карбонатного состава. Они слагают флишоидную толщу [Лазаренко и др., 2008; Шабанов и др., 2008 и др.]. Горизонтальную слоистость и плитчатость пород нарушают субвертикальные трещины. Мощность огоньорской свиты – 290 м. С несогласием ее перекрывают песчаники, алевролиты и аргиллиты пермских отложений.

Содержание  $C_{орг}$  в породах огоньорской свиты изменяется от 0,04 до 6,0 %,  $C_{орг}$  ниже кларковых значений (0,2 % по Н.Б. Вассоевичу [Конторович, 1976; Справочник по геохимии..., 1998]) зафиксирован в карбонатных породах (30 % коллекции). Количество нерастворимого остатка варьирует от 4,0 до 70,5 %. Как правило, с увеличением концентрации НО растет содержание  $C_{орг}$  ( $R=0,7$ ). В разрезе огоньорской свиты преобладают известняки и глинисто-кремнисто-карбонатные породы. Обогащенные карбонатным веществом породы с содержанием НО меньше 50 % составляют 86 % от всей коллекции, аргиллиты, карбонатно-глинисто-кремнистые породы – 14 %. По содержанию  $C_{орг}$ ,  $S_2$ , генерационному потенциалу, НО в породах, с учетом литологии и анализа пирограмм образцов пород и НО коллекция проб огоньорской свиты разделена на две группы.

Группа I – углеродистые и низкоуглеродистые обычно аргиллиты, глинисто-кремнисто-карбонатные породы с содержанием  $C_{орг}$  от 0,7 до 6,0 %, НО в основном больше 30 %. Пиролиз показал, что на пирограммах этой группы фиксируются типичные для потенциально нефтегазопроизводящих пород два пика. Выявлено, что среднее значение  $S_1$  составляет 0,50 мгУВ/г породы,  $S_2$  лежит в интервале 1,49-14,44 мгУВ/г породы. Значения PI изменяются от 0,02 до 0,15, HI – от 161 до 354 мгУВ/г $C_{орг}$ ,  $T_{max}$  – от 444 до 451 °С.



**Рисунок 1.** Диаграммы зависимости  $\beta$  (а) и содержания УВ на  $\Sigma$ (насыщенные и ароматические УВ) от содержания  $C_{орг}$  в породах сэктэнской свиты. Породы: обогащенные ОВ – 1; обедненные ОВ – 2 и 3 (обр. 16, 17, 18 аналога малокуонамского горизонта).

Выход битумоида ( $b_{хл}$ ) в породах группы I варьирует от 0,03 до 0,3 %. Он увеличивается с ростом содержания  $C_{орг}$  в породах. Значения  $\beta$  лежат в интервале 2,1-6,4 %. Содержание насыщенных УВ в групповом составе битумоидов варьирует от 30,4 до 51,6 % (среднее – 43,4 %), ароматических соединений – от 5,0 до 13,0 % (среднее – 9,3 %). Суммы УВ и ароматических соединений составляет

40,6-63,7 %, среднее равно 52,8 %. Количество смол изменяется в пределах 32,5-51,4 % (среднее – 41,6 %), асфальтовых компонентов – 2,0-11,7 % (среднее – 5,7 %). Суммарное содержание смол и асфальтенов варьирует от 36,3 до 59,4 % (среднее – 47,2 %), насыщенных УВ и ароматических соединений лежит в интервале 40,6-63,7 %. Обратим внимание, что количество УВ на сумму метанонафтеновых и ароматических фракций составляет от 75,0 до 89,5 %, среднее равно 82,2 %. Соотношение насыщенных УВ и ароматических соединений изменяется от 3,0 до 8,6 (среднее – 5,0).

Группа II – низкоуглеродистые глинистые известняки, глинисто-кремнисто-карбонатные и глинисто-карбонатно-кремневые породы, содержащие  $C_{орг}$  от 0,04 до 0,5 %. В этих породах НО обычно составляет 20-30 %. Около 20 % коллекции второй группы характеризуются значениями НО от 30 до 60 %. На всех пирограммах образцов пород и НО видны высокотемпературные пики  $S_2$ , характеризующие присутствие автохтонного ОВ, и низкотемпературные  $S_1$ . Между ними фиксируется дополнительный широкий пик, как правило, в интервале температур от 300 до 400 °С. Содержание  $S_1$  не превышает 0,18 мгУВ/г породы, среднее составляет в 5 раз меньше, чем для пород группы I. Пиролиз показал, что значения  $S_2$  изменяются от 0,11 до 1,01 мгУВ/г породы. Породы группы II характеризуются повышенными значениями PI (0,10-0,41). Водородный индекс имеет пониженные значения от 86 до 200 мгУВ/г  $C_{орг}$ , обычно. Максимальное HI равно 271 мгУВ/г  $C_{орг}$ ,  $T_{max}$  пород изменяются от 444 до 460 °С (среднее  $T_{max}$  – 449 °С). Содержание  $b_{хл}$  в породах группы II – 0,004-0,04 %. Наблюдается прямая зависимость  $b_{хл}$  от  $C_{орг}$ . Значения  $\beta$  изменяются в пределах 2,9-7,7 %. В групповом составе битумоидов преобладают насыщенные УВ. Их содержание лежит в интервале 44,0-59,8 %, в одном образце опускается до 28,4 %, среднее равно 48,8 %. Ароматические соединения составляют 7,1-17,8 % (среднее – 10,5 %). Сумма метанонафтеновых и ароматических фракций составляет 46,2-66,9 % битумоида, среднее – 59,4 %. Содержание смол изменяется от 30,7 до 37,9 %, в одном образце повышается до 51,6 % (среднее – 36,7 %), асфальтовых компонентов – 0,5-13,7 %, среднее равно 4,2 %. Содержание УВ на сумму метанонафтеновых и ароматических фракций обычно варьирует от 77,2 до 89,3 %, в одном образце понижается до 61,5 %, среднее равно 81,7 %. Отношение насыщенных УВ и ароматических соединений обычно больше 3 (среднее – 5,1).

Результаты пиролитического и битуминологического анализа были сопоставлены с исследованием геохимии УВ насыщенных фракций битумоидов кембрийских отложений изученного чекуровского разреза.

В сэктэнской свите обнаружено четыре уровня обогащенных ОВ пород. Анализ  $S_2$  и HI показал, что генерационный потенциал пород сэктэнской свиты практически исчерпан. Уровень катагенеза ОВ этих отложений по битуминологическим и молекулярным параметрам, соответствует МК<sub>2</sub>, возможно, границе МК<sub>2</sub>-МК<sub>3</sub><sup>1</sup> (по шкале А.Э. Конторовича). Выявлено, что в обедненных ОВ в основном карбонатных породах сэктэнской свиты присутствуют мигрировавшие битумоиды.

Установлено, что породы огоньорской свиты обогащены автохтонным аквагенным ОВ, уровень его катагенеза соответствует главной зоне нефтеобразования. Повышенные значения  $\beta$ , PI, содержания УВ в групповом составе битумоидов указывают на следы первичной миграции в огоньорских отложениях.

Новая информация о генерационном потенциале и катагенезе ОВ пород сэктэнской и огоньорской свитах дополняет сведения о геологической истории кембрийских отложений на северо-восточном обрамлении Сибирской платформы. В ловушках кембрийских и пермских осадочных комплексов в арктических районах Восточной Сибири могут быть найдены залежи нефтидов, генетически связанные с породами сэктэнской и огоньорской свит.

Стратиграфические исследования последних лет позволили выполнить корреляцию разрезов кембрия острова Беннетта (архипелаг Новосибирских островов) и северо-восточной окраины Сибирской платформы [Danukolova et al., 2013; Данукалова и др., 2014; Коровников, Новожилова, 2012]. Исследователями установлена синхронность смены обстановок осадконакопления, породы огоньорской свиты сопоставлены с черными сланцами дунабарской толщи. Это свидетельствует, что обогащенные ОВ породы среднего и верхнего кембрия широко распространены. Новые результаты по геологии и геохимии ОВ докембрия и фанерозоя северо-востока Сибирской платформы

доказывают перспективность проведения поисков месторождений нефти и газа в районах нижнего течения р. Лены и на прилегающих арктических территориях.

## Список литературы

1. Бахтуров С.Ф., Евтушенко В.М., Переладов В.С. Куонамская битуминозная карбонатно-сланцевая формация. – Новосибирск: Наука, 1988. – 160 с.
2. Виноградов В.А. Стратиграфия синийских и кембрийских отложений Северного Хараулаха // Сборник статей по палеонтологии и стратиграфии. Тр. НИИГА; Вып. 28. – Л.: – 1962. – С. 5-22.
3. Данукалова М.К., Кузьмичев А.Б., Коровников И.В. Кембрий острова Беннетта (Новосибирские острова) // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2014. – № 4. – С. 3-28.
4. Кембрий Сибири / Под ред. А.Ю. Розанова. – Новосибирск: Наука. 1992. – 135 с.
5. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М., Недра, 1976. – Тр. СНИИГГиМСа, вып. 229. – 250 с.
6. Коровников И.В., Новожилова Н.В. Новые данные по биостратиграфии нижнего и низов среднего кембрия Хараулахских гор // Геология и геофизика. – 2012. – № 8. – С. 1014-1026.
7. Лазаренко Н.П., Пегель Т.В., Сухов С.С., Абаимова Г.П., Гогин И.Я. Типовой разрез верхнего кембрия Сибирской платформы – кандидат в стратотипы ярусов Международной стратиграфической шкалы (р. Хос-Нелегэ, Западная Якутия, Россия // Разрезы кембрия Сибирской платформы – кандидаты в стратотипы подразделений Международной стратиграфической шкалы (стратиграфия и палеонтология): Материалы к 13-й Международной полевой конференции рабочей группы по ярусному делению кембрия. Якутск, 20 июля – 1 августа 2008 г. – Новосибирск: Издательство СО РАН, 2008. – С. 3-58.
8. Парфенова Т.М., Бахтуров С.Ф., Шабанов Ю.Я. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород куонамской свиты кембрия (восток Сибирской платформы) // Геология и геофизика, 2004, т. 45, № 7, с. 911-923.
9. Парфенова Т.М., Коровников И.В., Меленевский В.Н., Эдер В.Г. Геохимические предпосылки нефтеносности кембрийских отложений Лено-Амгинского междуречья (юго-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 87-91.
10. Парфенова Т.М., Коровников И.В., Иванова Е.Н., Меленевский В.Н. Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород среднего кембрия (северо-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 64-72.
11. Парфенова Т.М., Меленевский В.Н., Коровников И.В. Геохимия органического вещества пород сэктэнской свиты нижнего и среднего кембрия (Чекуровская антиклиналь, северо-восток Сибирской платформы) // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 97-106.
12. Решения Всесоюзного стратиграфического совещания по докембрию, палеозою и четвертичной системе Средней Сибири, часть I (верхний докембрий, нижний палеозой). – Новосибирск, 1983. – 216 с.
13. Справочник по геохимии нефти и газа. – СПб.: ОАО Издательство «Недра», 1998. – 576 с.
14. Шабанов Ю.Я., Коровников И.В., Переладов В.С., Фефелов А.Ф., Лазаренко Н.П., Гогин И.Я., Пегель Т.В., Сухов С.С., Азимова Г.П., Егорова Л.И., Федоров А.Б., Раевская Е.Г., Ушатинская Г.Т. Кембрий Сибирской платформы. Книга 2: Северо-восток Сибирской платформы. – М.; Новосибирск: ПИН РАН, 2008. – 140 с.
15. Danukalova M.K., Kuzmichev A., Korovnikov I.V. Cambrian deposits on Bennett Island (the De Long Islands): a continuation of the Siberian platform // 3P Arctic 2013: The Polar Petroleum Potential Conference and exhibition (Stavanger, Norway, 15-18 October 2013): Abstracts. – Stavanger. – P. 173.



## ОЦЕНКА ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБРАЗЦОВ КОЛЛЕКТОРА ЮЖНО-КИРИНСКОГО НГКМ ПРИ РОСТЕ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ.

Плешков И.В.\* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Жуков В.С. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Основной причиной изменения физических и фильтрационно-ёмкостных свойств горных пород [1, 2], сопровождающих разработку месторождений, является снижение пластового (порового) давления и повышение эффективного давления  $P_{эф}$  [3 - 5]:

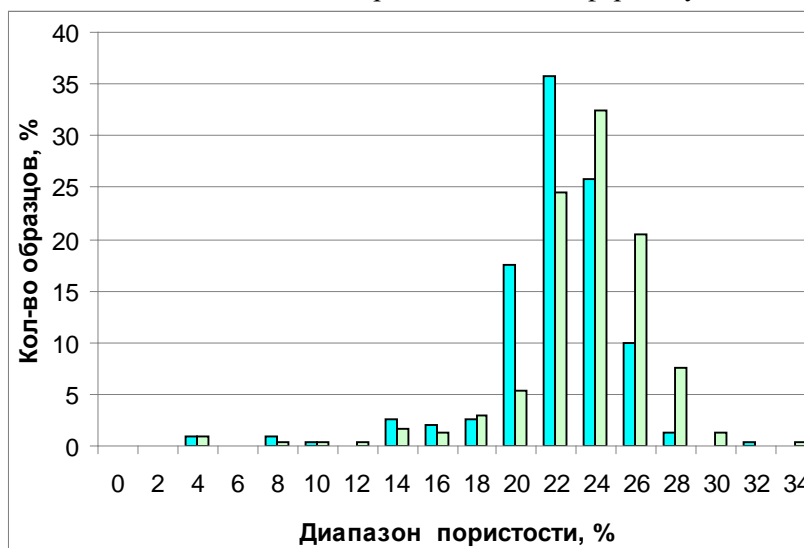
$$P_{эф} = P_{вс} - n \cdot P_{пл} \quad (1)$$

$P_{вс}$  – геостатическое или всестороннее давление, величина которого определяется толщиной и плотностью вышележащих горных пород,  $P_{пл}$  – давление флюида в пласте или пластовое (поровое) давление,  $n$  – коэффициент, зависящий от свойств скелета породы и слагающих её минералов (обычно  $n = 1$ ).

Для определения зависимостей коллекторских и физических свойств горных пород Южно-Киринского НГКМ от изменения эффективного давления в пласте были проведены определения комплекса физических свойств на 240 образцах, полностью насыщенных моделью пластовой воды, в условиях, моделирующих пластовые условия, отобранных из керна восьми скважин. Исследования изменений проницаемости по газу в зависимости от эффективного давления проводились на сухих образцах [6].

Образцы представлены терригенными отложениями (песчаники, алевриты) дагинской свиты, залегающими на глубинах от 2600 до 2900м. Диапазон изменений в атмосферных условиях для пористости от 2,65% до 33,4%, для проницаемости по газу от 2,91 до 1557мД. Исследования изменений физических свойств горных пород проводились на установке «ПУМА – 650», моделирующей пластовые условия. Определялись значения открытой пористости, проницаемости по газу, сжимаемости порового пространства, удельного электрического сопротивления с расчетом параметра пористости, скорости распространения упругих волн с расчетом упругих коэффициентов (коэффициент Пуассона, модуль Юнга).

**Пористость.** Распределение пористости исследованных образцов представлено на рисунке 1, из которого видно, что преобладающее количество образцов имеют в атмосферных условиях коэффициент пористости от 20 до 28%, среднее значение 22,22%. Там же показано распределение пористости уже в условиях моделирующих пластовые, диапазон распределения пористости смещается в сторону уменьшения пористости. Так среднее значение коэффициента пористости в пластовых условиях уже составляет 20,95%, т.е. уменьшилось на 1,28 абсолютных процента процентов пористости или на 5,77% относительно величины пористости в атмосферных условиях.



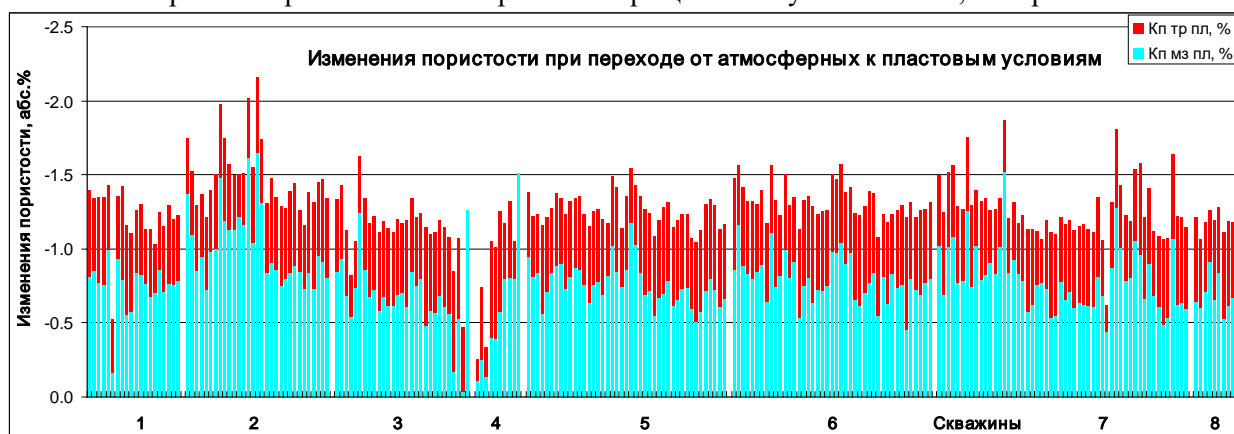
**Рисунок 1.** Распределение исследованных образцов горных пород по диапазонам пористости в атмосферных условиях и при моделировании пластовых условий.

Практические потребности учета изменений пористости, сопровождающих процессы разработки месторождений ставят задачу прогнозирования изменения структуры порового пространства - изменение межзерновой и трещинной пористости - с увеличением эффективного давления. Обусловлено это тем, что разработка газовых месторождений проводится на режимах

истощения или при снижении пластового давления. Исходным материалом для анализа изменения структуры порового пространства послужили лабораторные исследования на образцах горных пород при увеличении эффективного давления, частично приведенные в работе [5].

Известно, что при росте всестороннего сжатия пород увеличиваются и скорости продольных волн [1, 3 - 4, 6 - 8]. Происходит это, во-первых, вследствие повышения уплотнения упаковки зерен в терригенных осадочных породах и, во-вторых, из-за закрытия части имеющихся трещин. Эти предпосылки обусловили выбор скорости продольных волн в породе с «нулевой пористостью», определяемой при моделировании пластовых условий.

По данным о величине пористости и скорости продольной волны в этих образцах были определены и величины двух компонент пористости: межзерновой и трещинной по методике, описанной в работах [7 - 8]. Как показано ниже на рисунке 2 при переходе от атмосферных условий к условиям, моделирующим пластовые, с ростом эффективного напряжения величины обеих компонент открытой пористости - межзерновой и трещинной – уменьшились, но в разной степени.



**Рисунок 2.** Изменение пористости и двух её составляющих (межзерновой и трещинной) с ростом эффективного давления, сопровождающего переход от атмосферных к пластовым условиям.

Так снижение величины межзерновой пористости составило от 0,037 до 1,65 абс.%, средняя величина 0,779%; уменьшение величины трещинной пористости составляло от 0,145 до 0,762 абс.%, средняя величина 0,493%; общая (открытая) пористость снижается (уменьшается) от 2,164 до 0,254 абс.%, уменьшение среднего значения открытой пористости составило 1,28 абс.%.

**Газопроницаемость.** Были рассмотрены изменения проницаемости по газу всей исследованной коллекции сухих образцов в зависимости от эффективного давления и выявлено, что зависимость среднего значения проницаемости по газу эффективного давления можно с высокой степенью достоверности аппроксимации описать степенной зависимостью (2-6). Проницаемость по газу образцов горных пород в пластовых условиях изменяется от 1,95 до 1268мД, составляя в среднем 167мД. Широкий диапазон изменения проницаемости обусловил группирование образцов коллектора по пяти классам согласно классификации Ханина [9].

Для более наглядного представления изменений проницаемости по газу все значения проницаемости при текущих значениях эффективного давления были нормированы на величину газопроницаемости при эффективном давлении 1,0МПа (атмосферные условия). На рисунке 2 приведены эти рассчитанные относительные изменения среднего значения проницаемости по газу от эффективного давления для каждого из пяти классов:

$$K_{пр 370} / K_{пр 10} = 0,996 \cdot P_{эф}^{-0,062} \quad 1 \text{ класс} \quad (2)$$

$$K_{пр 370} / K_{пр 10} = 1,017 \cdot P_{эф}^{-0,053} \quad 2 \text{ класс} \quad (3)$$

$$K_{пр 370} / K_{пр 10} = 1,003 \cdot P_{эф}^{-0,070} \quad 3 \text{ класс} \quad (4)$$

$$K_{пр 370} / K_{пр 10} = 1,004 \cdot P_{эф}^{-0,078} \quad 4 \text{ класс} \quad (5)$$

$$K_{пр 370} / K_{пр 10} = 0,997 \cdot P_{эф}^{-0,109} \quad 3 \text{ класс} \quad (6)$$

Проницаемость по газу образцов горных пород в пластовых условиях при 37,0МПа составляет от 0,18 до 0,81 по отношению к проницаемости в атмосферных условиях, составляя в среднем 0,78.

При увеличении эффективного давления с 37,0 до 47,0 МПа снижение проницаемости для образцов 1-4 классов коллекторов в среднем составило 0,4%, а для коллекторов 5 класса снижение составило 1,8% относительно величины при эффективном давлении 37,0 МПа.

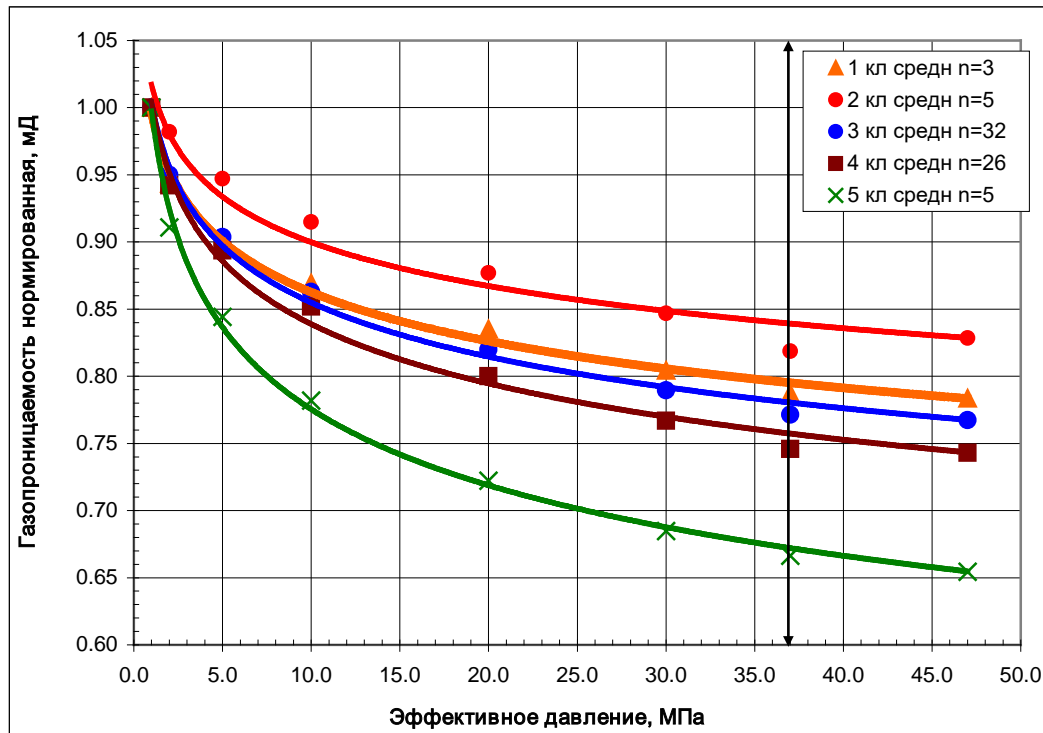


Рисунок 3. Относительные изменения проницаемости по газу для каждого из пяти классов коллекторов от эффективного давления.

Проанализированы данные об изменении проницаемости по газу образцов горных пород, с точки зрения их зависимости от изменения эффективного давления в пласте, и получены в первом приближении оценки их изменений.

**Изменения петрофизических параметров.** Были проанализированы изменения исследованных физических параметров горных пород в зависимости от эффективного давления и выявлено, что зависимости средних значений можно с высокой степенью достоверности аппроксимации описать зависимостями:

$$K_{п} = 22,604 \cdot P_{эф}^{-0,020} \quad \text{коэффициент пористости } (R^2=0,99) \quad (7)$$

$$\delta = 2,042 \cdot P_{эф}^{0,0043} \quad \text{объёмный вес } (R^2=0,99) \quad (8)$$

$$B_{пор} = 0,0005 \cdot P_{эф}^{-0,317} \quad \text{сжимаемость порового пространства } (R^2=0,97) \quad (9)$$

$$\rho = 1,675 \cdot e^{0,0065 \cdot P_{эф}} \quad \text{удельное электросопротивление } (R^2=0,997) \quad (10)$$

$$P_{п} = 14,471 \cdot e^{0,0062 \cdot P_{эф}} \quad \text{параметр пористости } (R^2=0,995) \quad (11)$$

$$v_p = 2,641 \cdot P_{эф}^{0,076} \quad \text{скорость продольной волны } (R^2=0,999) \quad (12)$$

$$v_s = 1,496 \cdot P_{эф}^{0,0450} \quad \text{скорость поперечной волны } (R^2=0,999) \quad (13)$$

$$\mu = 0,266 \cdot P_{эф}^{0,0522} \quad \text{коэффициент Пуассона } (R^2=0,992) \quad (14)$$

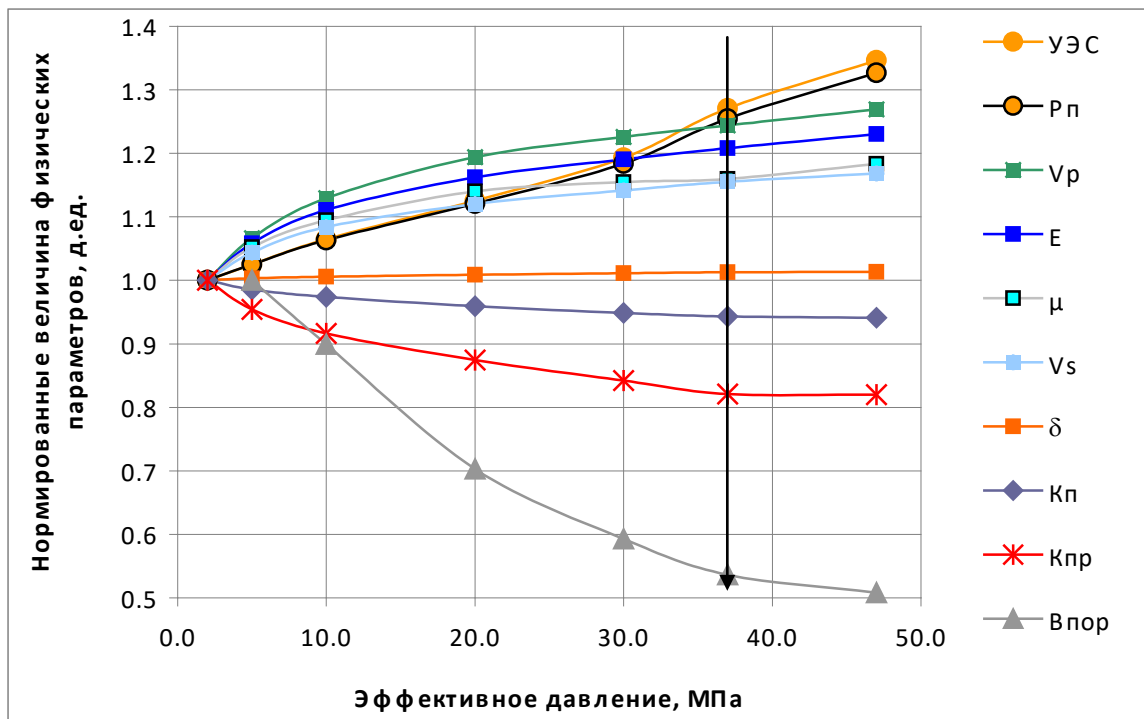
$$E = 7,764 \cdot P_{эф}^{0,0651} \quad \text{модуль Юнга } (R^2=0,997) \quad (15)$$

$$K_{пр} = 214,5 \cdot P_{эф}^{-0,065} \quad \text{коэффициент проницаемости по газу } (R^2=0,99) \quad (16)$$

Полученные зависимости (2) - (16) имеют высокую степень достоверности аппроксимации ( $R^2=0,97...0,999$ ), которая позволяет сделать оценку изменений физических параметров при дальнейшем росте эффективного давления. Были рассчитаны значения физических свойств при снижении пластового давления на 10,0 МПа, сопровождающегося увеличением эффективного давления на эту же величину.

Для одновременного сопоставления комплекса различных физических параметров горных пород было рассчитаны нормированные величины этих параметров. Для этого каждое текущее значения параметра при увеличении эффективного давления дел было разделено на значение этого же параметра при эффективном давлении 2,0МПа. При таком подходе значения параметров при эффективном давлении 2,0МПа будут равны единице.

На рисунке 4 приведены изменения нормированных средних значений всех исследованных физических параметров при переходе от атмосферных условий ( $P_{эф} = 2,0$ МПа) к пластовым условиям (эффективное давление 37,0МПа) и дальнейшем снижении пластового давления на 10,0МПа, т.е. при росте эффективного давления до 47,0МПа.



**Рисунок 4.** Сопоставление изменений нормированных средних значений физических параметров горных пород при увеличении эффективного давления.

Анализ рисунка показывает, что при увеличении эффективного давления с 2,0МПа до 37,0МПа наибольший рост наблюдается для удельного электрического сопротивления горных пород и рассчитанного по нему параметра пористости. Наибольшее снижение отмечается для сжимаемости порового пространства – оно уменьшается на 46% относительно начальной величины. Коэффициент проницаемости по газу снизился на 18% относительно его величины в атмосферных условиях. Коэффициент открытой пористости уменьшился на 5,7% относительно его значения при атмосферных условиях или на 1,27 абсолютных процентов пористости.

Дальнейший рост эффективного давления до 47,0МПа отражает процесс снижения пластового давления на 10,0МПа и позволяет оценить изменения физических параметров в процессе разработки месторождения на истощение. Изменения комплекса физических параметров, приведенные на рисунке 4, позволяют предположить возможность увеличения удельного электрического сопротивления, скоростей распространения упругих волн и упругих модулей коллектора. Можно ожидать незначительного снижения пористости и проницаемости по газу и продолжения уменьшения сжимаемости порового пространства. Незначительно увеличится объемный вес пород за счет снижения пористости. Все изменения средних значений исследованных петрофизических параметров при росте эффективного давления с 37,0 до 47,0МПа представлены в сводной таблице.



Таблица 1.

Абсолютные и относительные изменения петрофизических параметров при росте Рэф с 37 до 47 МПа.

| Петрофизические параметры                  |   | Абсолютное            | Относительное |
|--------------------------------------------|---|-----------------------|---------------|
| Коэффициент пористости, %                  | ↓ | 0,038%                | 0,181%        |
| Объёмная плотность, г/см <sup>3</sup>      | ↑ | 0,00074               | 0,036%        |
| Сжимаемость порового пространства, 1/атм   | ↓ | 8,27*10 <sup>-6</sup> | 5,30%         |
| Удельное электрическое сопротивление, Ом*м | ↑ | 0,128                 | 5,93%         |
| Параметр пористости                        | ↑ | 1,053                 | 5,75%         |
| Скорость продольной волны, км/с            | ↑ | 0,0699                | 2,02%         |
| Скорость поперечной волны, км/с            | ↑ | 0,0205                | 1,14%         |
| Модуль Юнга, ГПа                           | ↑ | 0,183                 | 1,86%         |
| Коэффициент Пуассона                       | ↑ | 0,007                 | 2,06%         |
| Газопроницаемость                          | ↓ | 0.242                 | 0,144%        |

## Заключение.

Изменения фильтрационно-емкостных свойств и комплекса петрофизических параметров коллектора проанализированы с точки зрения их зависимости от величины эффективного давления в пласте. Получены, в первом приближении, оценки этих изменений как при переходе от атмосферных условий к пластовым условиям, так и при росте эффективного давления на 10,0МПа. Необходимо проведение дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые условия, для уточнения этих зависимостей. Полученные данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий в процессе разработки месторождения по данным ГИС-контроля, так и для оценки степени изменения петрофизических параметров продуктивного горизонта в процессе разработки месторождения, сопровождающегося ростом эффективного давления.

## Список литературы

1. Авчян Г.М. Петрофизика осадочных пород в глубинных условиях /Г.М. Авчян, А.А.Матвиенко, З.Б. Стефанкевич. М.: Недра. 1979. - 224с.
2. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщенности горных пород / В.Н. Дахнов. – М.: Недра, 1975. 334с.
3. Добрынин В.М. деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М.Добрынин. – М.: Недра. 1965. – 163с.
4. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. / Ю.О. Кузьмин, В.С Жуков. / М.: Издательство МГГУ. 2004. 262с.
5. Жуков В.С. Лабораторное моделирование снижения пластового давления при разработке месторождений нефти и газа /В.С. Жуков // Бурение и нефть - 2006. - №1. - С.8-9
6. Жуков В.С. Изменение физических свойств коллектора как результат роста эффективного давления в процессе разработки месторождения (моделирование на примере Южно-Киринского месторождения) / В.С. Жуков, П.Ю. Иванов // НТС «Вести газовой науки» - 2015. - №4/24. – С.144-148.
7. Туранк К., Фурментро Д., Денни А. Распространение волн и границы раздела в породах / В сборнике: Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти. Перевод с англ. и фр. Под редакцией В.Мори и Д.Фурментро / М.: Мир, 1994. с.176-184/
8. Жуков В.С. Оценка трещиноватости коллекторов по скорости распространения упругих волн / Сборник научных статей «Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030г.» / М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2012. С.148-152.
9. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов /А.А. Ханин// М., «Недра», 1976, 295с.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ЛИТОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ТОЛЩ ТАТАРСТАНА

*Плотникова И.Н. (Институт перспективных исследований АН РТ), Лыгина Т.З., Наумкина Н.И. (ЦНИИгеолнеруд), Пронин Н.В. (КФУ), Остроухов С.Б. (Институт перспективных исследований АН РТ)*

Представлены результаты исследования пород семилукского и мендымского горизонтов в скважине, расположенной в северо-западной части Южно-Татарского свода. Кровля репера «Аяксы» находится на глубине 1844,5 м, кровля саргаевского горизонта – на глубине 1824 м. Породы семилукского горизонта заключены в интервале 1824-1776 м. Кровля мендымского горизонта, толщина которого составляет 33 м, – на глубине 1743 м.

Керном, отобранным в интервале 1765-1799 м, представлены семилукский (в большей степени), и мендымский горизонты. Саргаевский горизонт керном не охарактеризован, но, судя по данным ГИС, он также слагается породами-доманикитами и доманикоидами, о чем свидетельствуют высокие значения радиоактивности. Отложения доманиковой фации начинаются с саргаевского времени и прослеживаются примерно до мендымского (глубина 1760 м). Поскольку мендымские отложения охарактеризованы керном не полностью – судить о верхней границе распространения доманиковой фации можно только предварительно.

Разрез доманиковой фации, охарактеризованный керном, представляет собой чередование высокоуглеродистых (преимущественно кремнистых) пород с тонкой преимущественно горизонтальной слоистостью, карбонатно-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород, известняков, известняков доломитизированных.

Особенностью разреза является наличие осадочной карбонатной брекчии, предположительно связанной с оползаниями и осыпными процессами, либо с активизацией разломной тектоники. Интракласты в брекчиях представлены преимущественно известняками различной степени окатанности – от хорошо окатанных до практически неокатанных (с острыми неровными краями), ориентированы вдоль напластования. В отдельных случаях наблюдается косая слоистость.

Изучение в шлифе интракласта одного из образцов показало, что он представлен известняком детритовым, битумосодержащим, структура кристаллически-зернистая, гипидиоморфная, текстура массивная, органогенная. В шлифе наблюдается тонко и мелкозернистый известняк с аллотриоморфной формой зерен. Присутствует детритовый материал разной сохранности и размеров. От мельчайших обломков створок, до целых раковин 2,81 мм длиной. Крупный детрит заполнен перекристаллизованным крупнозернистым кальцитом, размеры зерен до 0,7 мм. Общая масса детрита составляет 25-30% площади шлифа. Терригенный материал присутствует в виде единичных зерен кварца, размер их около 0,03 мм, и глинисто-битуминозного вещества, которое пропитывает известняк. Отмечаются единичные крупные поры, частично залеченные агрегатом глинисто-карбонатного состава. Порода содержит сеть тонких трещинок мощностью 0,01-0,05 мм, заполненных битуминозной массой. Проникшая в зернистый материал битуминозная масса облекает карбонат по межзерновым границам, создавая псевдоконтактный тип цемента. До 1% составляют рудные вкрапления, размером до 0,08 мм.

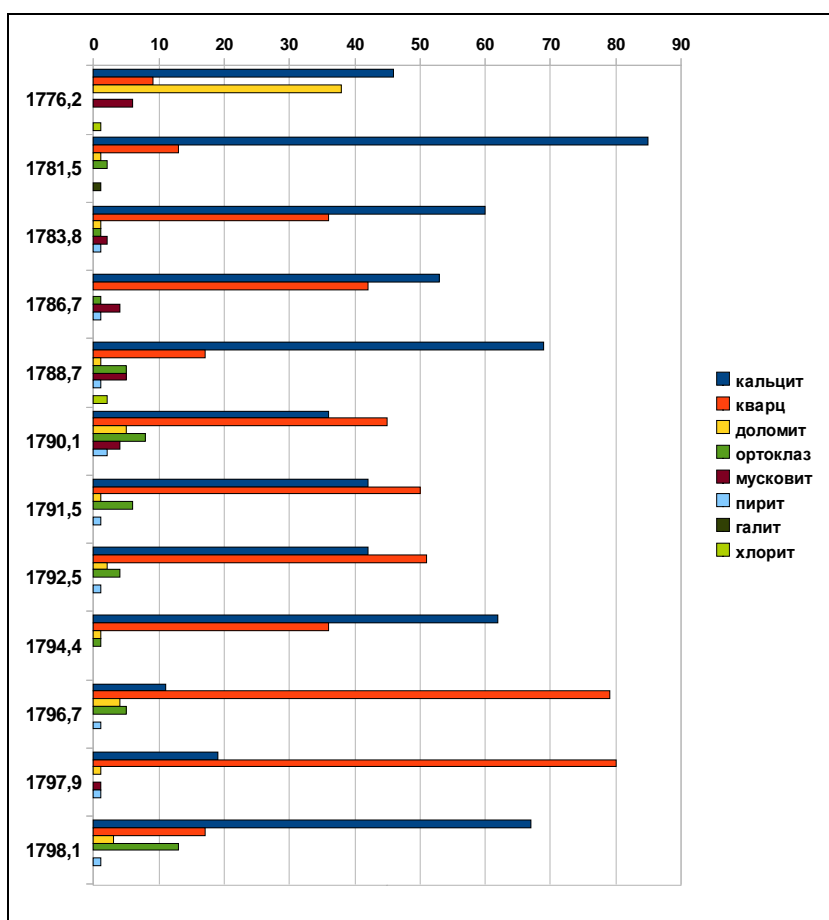
Матриком для интракластов, как правило, являются серые и темно-серые пелитоморфные плотные массивные кремнисто-карбонатные и карбонатно-кремнистые породы, обогащенные органическим веществом.

Карбонатная брекчия, а также породы с текстурой оползания, взламывания, с колобковой структурой встречаются практически по всему разрезу семилукского горизонта, чередуясь с прослоями светло-серых известняков (мощностью от первых сантиметров до 10-15 см) и темно-серых и практически черных кремнистых образований (собственно высокоуглеродистые породы с преобладанием кремнистой составляющей и высоким содержанием органического вещества). Толщины прослоев высокоуглеродистых пород непостоянны и варьируют от первых сантиметров, 5-7 см до 30-50 см. Мощность данных прослоев не выдержана. Контакты с карбонатными прослоями могут быть как ровными, горизонтальными, четкими и контрастными, так и неровными, волнистыми как в кровле, так и в подошве.

Непосредственно высокоуглеродистые породы в шлифах представлены более-менее однородной кремнисто-карбонатно-битуминозной массой, в которой прослеживаются четкие параллельные полосы, обусловленные различным количеством битуминозной составляющей.

Наиболее темные, практически непрозрачные прослойки содержат более густой глинисто-битуминозный субстрат. В то же время тонкая зернистость, ее состав и количество аналогично и в более светлых и в более темных прослоях. Тонкозернистый карбонат имеет величину зерен до 0,05 мм и в большом количестве рассеян в цементирующей его кремнисто-битуминозной массе. Здесь же присутствуют чешуйки слюды, детрит, единичные зернышки кварца, размеры 0,02-0,03 мм. Вдоль слоистости, наблюдается множество тонких линзочек и нитеобразных включений, выполненных микро и тонкозернистым кальцитом. Присутствуют небольшие вытянутые пустоты, между слойками, они составляют не более 1% площади шлифа. В отдельных образцах кремнисто-битуминозная масса составляет 60-65% шлифа, карбонаты – 30-32%, зернистый материал – до 3%.

Наиболее мощные прослои высокоуглеродистых пород соответствуют интервалам наиболее высоких значений радиоактивности. Частота и мощность темно-серых, черных карбонатно-кремнистых прослоев высокоуглеродистых пород заметно преобладает в семилукском горизонте, в то время как мендымский горизонт представлен преимущественно известняками с примесью кремнистого материала и невысоким содержанием рассеянного органического вещества. Наиболее наглядно это продемонстрировано на рисунке 1, составленном по результатам рентгенографического анализа.



**Рисунок 1.** Характеристика минерального состава образцов пород доманиковской фации в интервале 1765-1799 м.

В кровельной части семилукского горизонта также наблюдается присутствие интервала осадочной брекчии. Мендымский горизонт представлен преимущественно известняками местами доломитизированными. Известняки преимущественно пелитоморфные, плотные с пятнистой окраской, за счет неравномерно распределенных примесей органического вещества, а также нефтеносности. В шлифах наблюдается тонко и мелкозернистый известняк. Зерна кальцита аллотриоморфных очертаний, размеры их составляют 0,01-0,22 мм. Известняк однороден на всей площади шлифа. Встречается единичный детрит. Скрытокристаллическое кремнистое вещество составляет не более 2-3% шлифа, вкрапления в карбонатную массу. Также можно отметить слабую битуминозность. Пелитоморфное кремнисто-битуминозное вещество заполняет пространство между зернами кальцита, образует сгущения, размером до 0,16 мм. Трещинки редкие, тонкие, размерностью

0,01-0,02 мм. Часто вдоль трещин порода обогащена битумом. Для мендымского горизонта характерно развитие разнонаправленных трещин и каверн, которые заполнены нефтью.

Анализ распределения трещиноватости и нефтенасыщенности свидетельствует о том, что трещиноватость, кавернозность и проявления нефтеносности (по трещинам и кавернам) приурочены в основном к известнякам мендымского горизонта, а в отложениях семилукского горизонта выявлен единичный случай нефтепроявления в трещинах прослоя известняков.

Интервалы пород семилукского горизонта, представленные высокоуглеродистыми породами и их чередованием с прослоями кремнисто-карбонатных и карбонатно-кремнистых разностей, содержат только единичные трещины, а породы, в основном, плотные, массивные, без признаков нефтеносности. Микротрещинки фиксируются преимущественно в шлифах и практически все они заполнены коричневым веществом – предположительно кремнисто-битумной массой.

Во многих образцах, как по данным рентгеноструктурного анализа, так и по результатам микроисследования зерна в шлифах фиксируется присутствие пирита. Наличие фрамбоидного пирита свидетельствует о резко восстановительной обстановке осадкообразования в условиях сероводородного заражения.

Таким образом, основными особенностями изученных отложений доманиковой фации являются:

1. Сильная литологическая неоднородность разреза семилукского горизонта, который представлен частым чередованием карбонатно-кремнистых, кремнисто-карбонатных пород, известняков и силицитов.
2. Присутствие в разрезе прослоев осадочной брекчии, в которой обломки (интракласты) имеют различный размер – от первых сантиметров до 8-11 см, различную степень окатанности – от остроугольных до хорошо окатанных. Интракласты представлены преимущественно известняками пелитоморфными, которые в ряде случаев содержат микротрещины, пропитанные битумом. Особенности строения интракластов указывают на различную степень литификации, вовлеченных в процесс осадконакопления. Известняки интракластов различаются по наличию в них кремнистой составляющей и рассеянного органического вещества – от чистых известняков до обогащенных ОВ (доманикоидные разности).
3. Наличие неровных извилистых нижних и верхних контактов прослоев карбонатных пород (известняков) наряду с ровными горизонтальными границами указывает на нестабильность геодинамического режима осадконакопления, благодаря которому периоды формирования осадков в спокойных условиях сменялись периодами активизации поверхности дна, что обусловило перенос обломков пород и внедрение более плотных разностей в матрикс слабо литифицированных осадков. Это указывает на возникновение нескольких периодов тектонической активизации, а также на то, что при формировании доманиковой фации геодинамический режим бассейна играл весьма не маловажную роль, что и определило ее фациальные особенности.
4. Присутствие в разрезе доманиковой фации черных прослоев силицитов, представленным преимущественно кремнистыми образованиями и характеризующихся высоким содержанием рассеянного органического вещества (до 23%).
5. Приуроченность трещин и каверн, заполненных подвижной нефтью, преимущественно к известнякам мендымского горизонта.
6. Практически полное отсутствие видимых макротрещин в плотных массивных породах семилукского горизонта и присутствие в них микротрещин, различимых под микроскопом. Открытые трещины зафиксированы в единичных случаях, в основном все они заполнены бурым битуминозным веществом.
7. Присутствие в породах пирита, что указывает на восстановительную обстановку осадконакопления.
8. Резкие, четкие горизонтальные границы между высокоуглеродистыми прослоями и прослоями известняков, практически не содержащими органическое вещество и кремнистую составляющую, указывает на резкую смену фациальных условий осадконакопления, что может быть обусловлено периодичностью эндогенной активизации, определяющей периодическое возникновение аноксидных обстановок в условиях небольших глубин водного бассейна [1, 3, 4].

На основе выполненных исследований химического состава пород-доманикитов впервые для территории Татарстана определены петрохимические модули для этих отложений и установлено влияние периодов геодинамической активизации на возникновение биопродуктивности среды и восстановительной обстановки осадконакопления.



Изучение литохимических характеристик и фациальных индикаторов выполнено на основе результатов эмиссионного спектрального анализа по 25-ти образцам кернa. Согласно генетической типизации осадочных пород, предложенной Я.Э.Юдовичем, доманикиты и доманикоиды семилукского и мендымского горизонтов относятся к аквагенным породам, состав которых может быть резко поляризован в результате действия осадочной дифференциации и влияния биохемогенных, геодинамических и фациальных условий, определяющих окислительно-восстановительный режим бассейна осадконакопления, его соленость и биопродуктивность.

По значениям гидролизатного модуля (ГМ) практически все исследованные образцы являются силитами. В том числе 8 образцов относятся к классу гиперсилитов ( $ГМ \leq 0,05$ ), 4 образца являются суперсилитами (ГМ от 0,06 до 0,1), 3 – нормосилиты (ГМ от 0,11 до 0,2), 2 образца – миосилиты (ГМ от 0,21 до 0,3). Три образца относятся к типу сиалитов и сиферлитов и классу гипосиалитов (2 образца) и нормосиалитов [5, 6]. Значения железного модуля варьируют от 0.20 до 0.60. Практически для всех изученных образцов высокоуглеродистой доманиковой толщи значения алюмокремневого модуля находятся в интервале 0,02-0,27, среднее значение составило 0,08. Большинство образцов имеют значения АМ менее 0,1, что указывает на кремнистые породы. Относительно высокие значения характерны для образца, который представлен брекчией карбонатных пород. В отдельных образцах значения фемического модуля указывают на присутствие вулканогенной пирокластики. Значения титанового модуля заключены в довольно узкий интервал – от 0,03 до 0,08. В исследованных породах натриевый модуль (НМ) изменяется от 0,02 до 0,17 в доманикитах и составляет 1,05 и 1,29 в самой кровельной части терригенного девона. То есть, для доманикитов семилукского и мендымского горизонтов характерны значения, которые выходят за пределы собственно кремнистых пород по классификации Я.Э.Юдовича. Чем это обусловлено – предстоит выяснить, поскольку НМ выступает в определенной мере показателем типа климата, доминирующего на палеоводосборах. Значения общей нормативной щелочности – модуль ОЩН – в доманикитах позволяют отнести эти породы преимущественно к повышеннощелочным и позволяет предположить наличие в них камуфлированной пирокластики [2, 5, 6].

Наряду с литохимическими данными, геохимические данные позволяют провести детальную реконструкцию палеофациальных и палеотектонических условий накопления осадков. В частности, геохимические данные позволяют получить сведения о глубине области осадконакопления, о солености воды, об окислительно-восстановительных особенностях придонного слоя воды и т.д. На фациальные условия осадкообразования указывают отношения петрогенных элементов и элементов-примесей, таких как Fe/Mn, Ti/Zr, Sr/Ba, (Fe+Mn)/Ti и другие [2, 5, 6].

Изучение характера распределения вышеперечисленных петрохимических коэффициентов позволило установить, что:

1. Период осадконакопления в семилукское и мендымское время характеризовался периодическим обмелением бассейна, о чем свидетельствуют резкие изменения отношения Fe/Mn.
2. Период осадконакопления в семилукское и мендымское время характеризуется периодическим возникновением и активизацией вулканической деятельности, о чем свидетельствуют высокие (больше 25-ти) значения коэффициента (Fe+Mn)/Ti.
3. Широкий диапазон значений коэффициента Ti/Zr также указывает на возможность участия в осадконакоплении частиц вулканогенных образований.
4. Формирование доманикитов происходило в морских условиях, на что указывает отношение Sr/Ba более 1,0 (морская вода).
5. Обстановки осадконакопления менялись от слабоокислительных до резко восстановительных – отношение V/(V+Ni) в 10-ти образцах из 23-х свидетельствует в пользу бескислородной и резко восстановительной среды, что согласуется с результатами геохимических исследований рассеянного органического вещества пород семилукского и мендымского горизонтов [3, 4].
6. Значение коэффициента Mo/Mn также указывает на частое периодическое возникновение восстановительной обстановки осадконакопления.
7. Установлена прямая зависимость содержания урана от органического вещества.
8. В изученных высокоуглеродистых отложениях содержание целого ряда химических элементов значительно превышает кларковые значения.
9. Высокие содержания никеля, урана, значительно превышающие кларковые, представляют собой потенциальную экологическую опасность при добыче сланцевых углеводородов.
10. Значения петрохимических коэффициентов не противоречит ранее полученным данным о влиянии периодической активизации эндогенных процессов (вулканизм, поступление в бассейн

осадконакопления флюидных восстановленных систем) на формирование различных литотипов в разрезе пород доманиковой фации [1, 3, 4].

## Список литературы

1. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. - № 4. – 2006. – С.6-11.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // ДАН. – Т. 412. - № 4. – 2007. – С. 524-529.
3. Маслов А.В. Осадочные породы: методы изучения и интерпретации полученных данных. Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2005. 289 с.
4. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П. К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти // Георесурсы. – № 1. – Т.19. – 2017. – С. 52-58.
5. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В. К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. // Георесурсы. – №3(62). – Т.1. – 2015. – С. 42-46.
6. Юдович Я. Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. - СПб.: Наука, 2000. - 479 с.
7. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Геохимия черных сланцев. Л.: Наука, 1988. — 272 с.

## АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕЙ И БИТУМОИДОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕПОИСКОВОЙ ГЕОЛОГИИ

*Плотникова И.Н., Остроухов С.Б. (Институт перспективных исследований АН РТ), Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (КФУ)*

В основе перспективности поиска сланцевых нефти и газа в высокоуглеродистых формациях Урало-Поволжья лежит установление условий формирования доманиковых фаций. И, в этой связи, вся необходимая информация, указывающая на условия седиментации, может быть получена на основе комплексного изучения геохимических особенностей рассеянного органического вещества (ОВ) доманикитов и доманикоидов. Из всего состава нефтей и ОВ пород доманиковых отложений значительный интерес представляют ароматические соединения со структурными элементами природных каротиноидов, являющиеся ароматическими биомаркерами. Интерес к ним вызван тем, что они отражают тип органического вещества и условия его формирования на стадии биологического развития. Это достаточно важный факт необходимый для реконструкции палеогеологических условий седиментации и геодинамического режима палеобассейна осадконакопления.

Традиционно ОВ высокоуглеродистых образований на территории Татарстана изучали с использованием стандартных геохимических критериев. Но не всегда это позволяло решить поставленные задачи в необходимом объеме. В последние годы в изучении ОВ сложных высокоуглеродистых образований семилукского и мендымского горизонтов на территории Татарстана были использованы новые методические подходы, значительно расширившие возможности органической геохимии в решении задач поиска и разведки нефтяных залежей и получении новых результатов [4-7].

1. В числе наиболее значимых результатов, во-первых, доказательство периодического возникновения во франско-фаменское время аноксидных событий и придонного сероводородного заражения, высота распространения которого в столбе воды бассейна варьировала, предположительно, в зависимости от интенсивности проявления эндогенных процессов. Периоды тектоно-магматической активизации обуславливали: 1 — поступление  $\text{SiO}_2$  и широкого спектра микроэлементов с продуктами подводного вулканизма и при излиянии глубинных ювенильных вод и восстановленных флюидных систем по зонам активных тектонических разломов [1-3]; 2 — возникновение восстановительной и резко восстановительной обстановки и сероводородного заражения значительной части водного столба бассейна, что приводило к мгновенному росту биопродуктивности (возможно, и за счет поступления в бассейн углеводородов), определившей высокие значения  $C_{\text{орг}}$  высокоуглеродистых толщ; 3 — пульсирующий характер тектоно-магматической активности определил литологическую неоднородность семилукско-мендымских отложений, а также неравномерность распределения в них ОВ, кремнистой составляющей, резкие и четкие границы между прослоями, обогащенными ОВ, и практически не содержащими его. Полученные результаты полностью соответствуют существующим концепциям формирования высокоуглеродистых толщ [1-3, 8].

Масштаб развития тектоно-магматических событий на границе франского и фаменского ярусов в пределах континентального склона Балтики отражается областью распространения пород доманиковой фации (от Тимано-Печорского бассейна до Прикаспийской впадины), которая контролируется сетью древних авлакогенов, Урало-Каспийской рифтовой системой — обширными зонами дегазации Земли [1]. Интенсивность эндогенной активизации, достигшей пика в семилукское время на обширной территории континентального шельфа, определила широкую область формирования пород доманикитов и доманикоидов с составе саргаевского, семилукского и мендымского горизонтов. Проявление тектоно-магматической активности в последующее геологическое время продолжалось в пределах современных границ Камско-Кинельской системы прогибов, где формирование прослоев пород, обогащенных ОВ, также происходило при воздействии эндогенных флюидных систем, вулканогенного вещества, сероводородного заражения вплоть до конца девонского периода. В период с мендымского времени, на фоне постепенного затухания

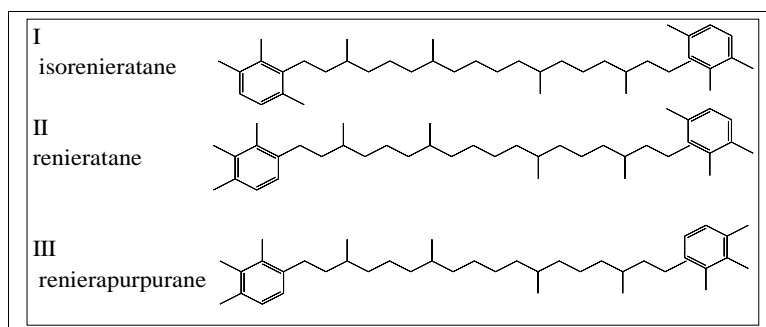
# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

эндогенного влияния, границы Камско-Кинельской системы сужались, что четко отразилось на характере развития рифогенных построек ее бортовых зон.

Таким образом, утверждение о том, что территория нефтегазоносности Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУНГП) контролируется областью распространения пород доманиковой фации, может быть сформулировано иначе. Область развития нефтегазоносности ВУНГП контролируется обширной областью тектоно-магматической активизации и дегазации на рубеже франского и фаменского времени.

2. Вторым наиболее значимым результатом геохимических исследований ОВ доманикитов и нефтей осадочного чехла на территории Татарстана является установление нескольких этапов поступления углеводородов (УВ) в отложения осадочного чехла (ОЧ). Использование методики на основе особенности молекулярно-массового распределения членов гомологических рядов различных серий углеводородов [4, 5, 7] позволило выявлять наличие как в нефтях, так и в ОВ высокоуглеродистых толщ миграционные УВ, которые продолжают поступать в ОЧ в настоящее время. Данный факт предопределяет необходимость детального изучения процесса современной миграции УВ, этапность формирования и переформирования залежей нефти и поиска источника данных УВ.

Данные о сероводородном заражении и восстановительной среде осадконакопления сделаны на основе изучения каротиноидных структур. В процессе исследований в составе нефти и ОВ пород в первую очередь внимание было уделено наличию в них высокомолекулярных соединений состава  $C_{40}$  следующего строения:



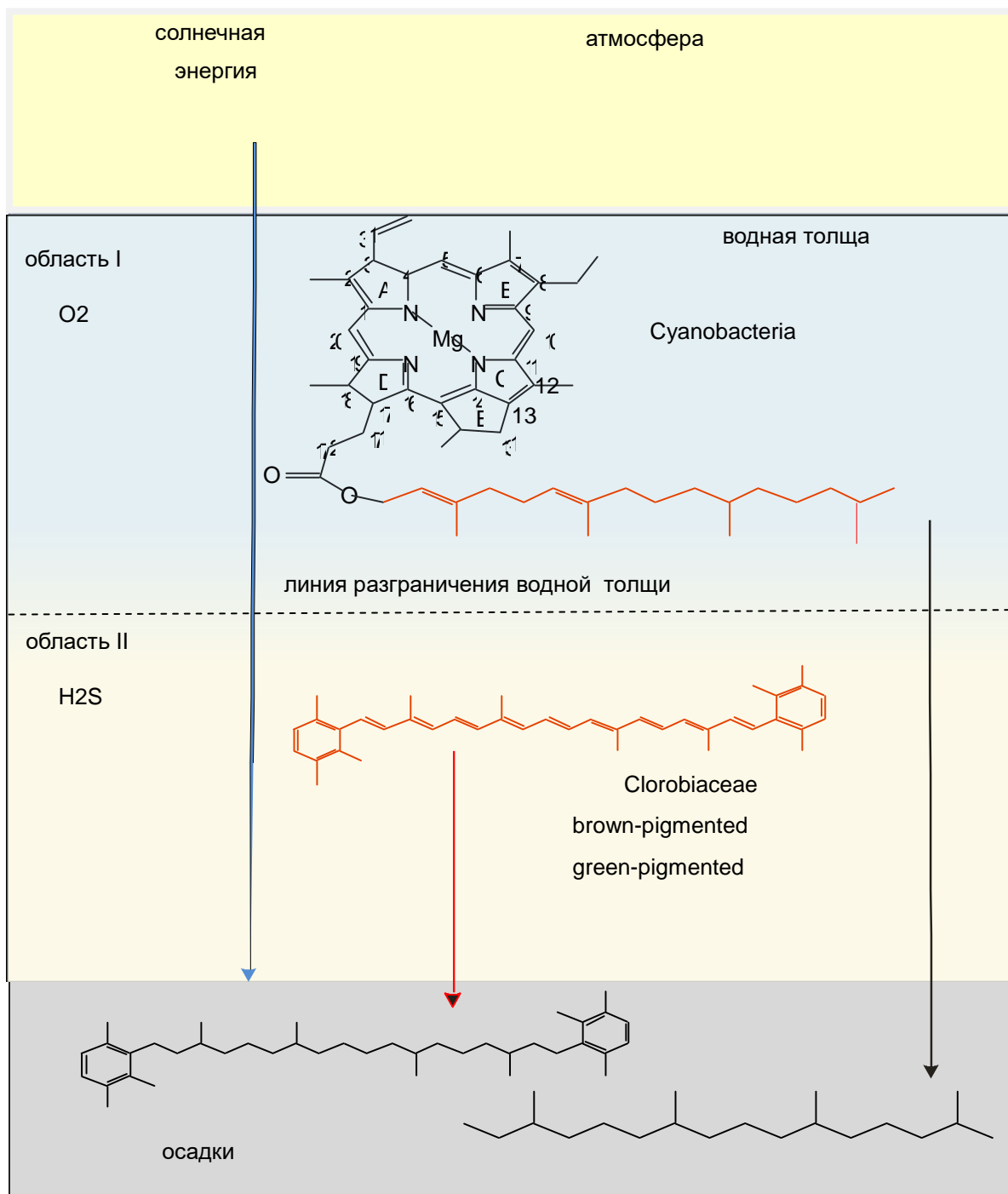
Данные соединения сохранили строение исходных биологических веществ (изоэриентена) состава  $C_{40}$ , присущих фотосинтетическим зеленым серным бактериям (Chlorobiaceae), которые существуют в жесткой анаэробной среде и для их метаболизма необходимы свет и сероводород. Основным отличием между этими соединениями является положение алкильной цепи у одного из бензольных колец соединения. Данные соединения являются одним из основных индикаторов условий формирования состава исходного сингенетичного ОВ на стадии его биологической активности в водной среде. Доминирование того или иного изомера в смеси позволяет использовать эти биомаркеры в качестве нового критерия идентификации и сравнения при проведении корреляции ОВ-ОВ, ОВ-нефть, нефть –нефть.

На рисунке 1 представлена упрощенная схема условий влияющих на тип ОВ в водной среде на биологической стадии его развития. Представленная на ней водная толща разбита на две основные области (I и II), отличающиеся содержанием в них сероводорода и кислорода. Различие в окислительно- восстановительных условиях данных областей определяет вид биологической биоты развивающейся при этих условиях и соответственно тип исходного ОВ.

Область I, содержащая кислород, всегда располагается в верхней части водной колонки. Наличие в ней кислорода обеспечивается за счёт массообменных процессов между жидкой и газовой средами. С глубиной погружения доля кислорода за счёт снижения интенсивности данного процесса уменьшается и на линии хемоклина сводится на нет. Ниже её, область II, в водной среде появляется сероводород и по мере погружения его содержание начинает расти. Наличие данных областей в разрезе водной колонки носит принципиальный характер, поскольку они определяют состав биоты и, соответственно, состав исходного ОВ.



Для области I характерен набор биологических организмов, использующие кислород для своей жизнедеятельности. В этой группе особое место занимают фотосинтезирующие синезелёные водоросли, ориентированные также и на солнечную энергию. Их отражение в составе осадков, как и *бактериохлорофилл*, выражено в высоком содержании изопреноида состава  $C_{20}$  (фитана) и низкомолекулярными продуктами его деструкции.



**Рисунок 1.** Условия формирования ароматических каротиноидов в водной среде.

Присутствие ароматических каротиноидов в составе нефти указывает на то, что в формировании ее состава участвовало ОВ, сформированное в аноксидной обстановке (область II) с доминированием сероводорода. Для этой зоны характерно присутствие аноксигенных фототрофных

микроорганизмов и зеленых серных бактерий (ЗСБ), как это уже было отмечено выше. ЗСБ бывают двух типов: зеленоокрашенные – содержащие *бактериохлорофиллы с и d* и каротиноид хлоробактин, и коричневоокрашенные – содержащие *бактериохлорофилл е* и каротиноид *изорениератин*. Данные группы бактерий имеют различные спектры поглощения, а также испускания и возбуждения флуоресценции из-за наличия разных пигментов, что определяется их расположением по глубине в водной толще.

Коричневоокрашенные бактерии своей окраской обязаны содержащимся в их клетках ароматическим каротиноидам, что говорит об огромном функциональном значении этих пигментов. Каротиноиды поглощают коротковолновый свет (несущий большую энергию, чем свет, поглощаемый бактериохлорофиллами), а также препятствуют фотоокислению *бактериохлорофиллов*, создавая возможность существования бактерий в условиях хорошей освещенности и повышенной радиации.

Исходя из этого, ароматические каротиноиды несут важную функциональную обязанность по жизнеобеспечению бактерий в аноксичной среде. При этом их количество напрямую связано с активностью жизнедеятельности микроорганизмов. Таким образом, рассмотренные соединения являются биомаркерами меромиктического состояния водоемов, развиваясь в водной толще в периоды его меромиктии.

Следующей важной задачей, которая может быть решена на основе геохимических исследований ОВ и нефти — это изучение процессов миграции и этапности формирования залежей нефти. Безусловно, оценка миграционного процесса, формирующего нефтяные и газовые залежи в недрах, представляет собой достаточно сложную задачу. На практике для её решения используется ряд методик, основанных как на вещественном составе битумоидов, так и на особенностях их углеводородного состава. Но ни одна из них не приводят к полной оценке данного процесса. Сложность заключается в наличие одинакового набора углеводородов, участвующих как в миграционном процессе, так и образующихся на месте. А разобраться в их принадлежности к тому или иному процессу достаточно сложно.

Для характеристики данного процесса был использован новый методический подход основанный на оценке характера молекулярно массового распределения (ММР) соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава. Каждый из них имеет свой специфический характер, отражающий как генетические особенности нефтематеринского вещества и стадии его преобразования, так миграционно- аккумуляционные условия формирования их в недрах.

В основу данной методики положена оценка характера ММР членов ряда с точки зрения возможности описания его с помощью математического уравнения. При этом рассматривается возможность описания как всего гомологического ряда, так и отдельных его участков.

В процессе исследований ММР членов гомологического ряда углеводородов нефтяного ряда широкого состава было установлено, что их распределение подчинено экспоненциальному закону. Как показывают исследования, термokatалитическое воздействие на ОВ пород и нефть в недрах не приводит к экспоненциальному характеру ММР углеводородов. Единственный процесс, приводящий к этому, связан с массообменом между газовой и жидкой средами. При этом в недрах он реализуется при достаточном объеме газовой среды. В этих условиях соединения из жидкой фазы, находящиеся в ней, как правило, в неравновесном состоянии, переходят в газовую в упорядочном виде, выраженном в экспоненциальном убывании всех последующих членов ряда. Данное распределение характерно для углеводородов газоконденсата у которого ММР n-парафинов совпадает с эталонной кривой. Следовательно, частичное или полное совпадение кривой ММР соединений с эталонными значениями, указывает на присутствие в составе флюида углеводородов газоконденсатной природы. При этом полное совпадение значений флюида и эталонных указывает на конденсатный его характер, а частичное на содержание в нём доли конденсатной (миграционной) составляющей. Всё это было положено в основу программы SynOil, нацеленной на установление характера однородности исследуемого объекта. С её помощью возможно идентифицировать в составе нефти или битумоидов ОВ наличие легких миграционных УВ и оценивать их на количественном

уровне. На практике это позволяет дифференцировать нефти и ОВ пород по количеству содержащихся в них миграционных УВ (конденсатной составляющей), что открывает широкие возможности по решению конкретных практических задач, как на стадии геологоразведочных работ, так и в процессе контроля выработки запасов нефти [4-7].

Дифференциация нефтей по количеству в их составе миграционных УВ позволит также устанавливать этапность формирования залежи, определять блоковое строение залежей, оценивать проводящую способность различных участков разломов и зон трещиноватости, их активность (или пассивность) и наличие современной миграции УВ, поступающих в разрабатываемую залежь. Мониторинг характера ММР в нефтях позволит оценивать эффективность МУН и ГРП – определять вовлечение в разработку ранее не задействованных участков пласта. Анализ нефтей в пределах поисково-разведочной площади или месторождения может быть использован для определения близости конкретной скважины к разлому, для оценки доли латеральной или вертикальной миграции нефти, а также для идентификации процесса восполнения залежей и локализации участков наиболее активного проявления этих процессов. Благодаря данному методу в углеводородной смеси могут быть выделены и разграничены углеводороды разной генетической природы, конкретизированы условия генерации или этапности формирования нефтяных месторождений.

## Список литературы

1. Афанасьева М.С., Амон Э.О., Чувашов Б.И. Экология и биогеография радиоларий: новый взгляд на проблему. Часть 2. Абиотические факторы, палеогеография радиоларий и морские палеоландшафтные обстановки в геологическом прошлом // Литосфера, 2005. - № 4. - С. 87-117.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. К вопросу о формировании нефтематеринских толщ // Георесурсы. - № 4. - 2006. - С.6-11.
3. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций // ДАН. - Т. 412. - № 4. - 2007. - С. 524-529.
4. Емельянов, В.В. Перспективы прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» за счет возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских отложениях / В.В.Емельянов, И.Г.Газизов, А.Д. Салихов, И.Н.Плотникова, Ф.Ф.Носова, Н.Е.Пронин // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 10. - С. 64-68.
5. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В., Газизов И.Г., Ахманова Т.П. [К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти](#) // Георесурсы. - № 1. - Т.19. - 2017. - С. 52-58.
6. Остроухов С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Пронин Н.В. К вопросу о геохимических критериях изучения фациальных условий формирования сланцевых отложений. // Георесурсы. - №3(62). - Т.1. - 2015. - С. 42-46.
7. Остроухов, С.Б. Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти / С. Б. Остроухов, И. Н. Плотникова, Ф. Ф. Носова, Г. Т. Салахидинова, Н. В. Пронин // Химия и технология топлив и масел. - 2014. - № 6. - С. 70-75.
8. Хаин В.Е., Полякова И.Д. Углеродистые металлоносные отложения и события океанской аноксии в фанерозойской истории Земли // Океанология, 2012. - Т. 52. - № 3. - С. 423-436.

## ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ РАБОТЫ ПО ТЕСТИРОВАНИЮ БЕСКАБЕЛЬНОЙ СЕЙСМОРЕГИСТРИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «SCOUT»

*Погрецкий А. В. (ООО «Газпром геологоразведка»)*

Опытные-методические работы (ОМР) по тестированию бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» были проведены в соответствии с Государственной программой по замещению импортного оборудования.

Целью проведения опытных работ являлось тестирование в производственном режиме бескабельной сейсморегистрирующей системы «SCOUT» в условиях пересеченной местности Хандинского лицензионного участка силами сейсморазведочных партий ООО «ТНГ-Групп» в период с 06.11.16 по 15.01.17г. Программа выполнения опытных работ включала пять этапов.

Полученные результаты опытных работ были обработаны на полевом вычислительном комплексе с использованием обрабатывающих систем Echos, SeiswinQC, Пикеза-4 и Mesa Expert по стандартному графу обработки сейсмоданных.

Поканальное сравнение сеймотрасс, зарегистрированных сейсмосистемами Sercel и «SCOUT», показало их абсолютную идентичность.

### **Заключение**

Опытные-методические работы по тестированию в производственном режиме оборудования бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» в пределах Хандинского лицензионного участка проведены в соответствии с «Программой проведения опытных работ».

Совместное применение бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» и кабельной телеметрической системой «Sercel428» в районах, осложненных орографическими условиями, а также техногенными факторами (ж. д., автодороги, населенные пункты и т.д.) может обеспечить решение проблем, связанных с проведением сейсморазведочных работ в данных районах, и получение качественных изображений исследуемой геологической среды. Помимо результатов, полученных при обработке сейсмоданных, зарегистрированных сейсмосистемами «Sercel» и «SCOUT».

Таким образом, применение бескабельной сейсмосистемы «SCOUT» с учетом выявленных недостатков актуально, особенно при проведении полевых работ в режиме «зелёной сеймики» и позволяет рекомендовать её применение, как в режиме дополняющей кабельную сейсмосистему, поскольку проблем совместимости и качества полевого материала двух сейсмосистем не отмечено, так и в режиме самостоятельного использования.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫЕ ДИСЛОКАЦИИ И ТИПЫ ЛОВУШЕК УВ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА И ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

*Попков И.В.\* (Кубанский государственный университет), Попков В.И. (Кубанский государственный университет)*

Зона сочленения Северо-Западного Кавказа и Западно-Кубанского предгорного прогиба на протяжении ряда лет привлекает внимание многих исследователей, которые, исходя из аналогий с другими подобными регионами, справедливо полагают, что и здесь могут быть открыты скопления нефти и газа в поднадвиговой зоне. Весьма обнадеживающим фактом является доказанная продуктивность аллохтонной части Ахтырского надвига, вдоль фронта которого располагается цепочка из более десятка нефтяных месторождений.

Данная проблема затрагивалась в работах многих исследователей, среди которых необходимо отметить, прежде всего, публикации В.М. Перервы (1981 г.), А.И. Летавина и В.М. Перервы (1987 г.), В.П. Гаврилова и Б.В. Григоряна (1988 г.), А.Ю. Мосякина и др. (2010 г.), Г.И. Лебедько (2013 г.). Однако явная недостаточность геолого-геофизических материалов в 80-х годах и его низкое качество, или же неготовность авторов увидеть надвиговые структуры на современных сейсмических разрезах, не владение современными методиками построения геологических разрезов и структурного анализа привели к тому, что данная проблема и на сегодняшний день остается далекой от решения. При этом нет однозначного понимания о положении фронта Ахтырского надвига, его морфологии, структуре аллохтона, масштабах горизонтального перекрытия южного крыла Западно-Кубанского прогиба и ряда других вопросов, что является сдерживающим фактором целенаправленного поиска скоплений углеводородов в этой несомненно перспективной зоне.

Практика разбуривания поисковых объектов, данные сейсморазведки последних лет показали, что строение региона гораздо более сложное [4 - 6], чем предполагалось ранее [1, 2]. Часто обнаруживается несоответствие структурных планов перспективных комплексов, обусловленное структурной расслоенностью и дисгармоничной складчатостью осадочных толщ. Структурная дисгармония приводит к тому, что многие высокоамплитудные поднятия в верхних горизонтах разреза не имеют прямого отражения в нижележащих слоях. Этот факт не учитывался в предшествующих моделях ловушек нефти и газа, что приводило к многочисленным неудачам при проведении поисковых работ.

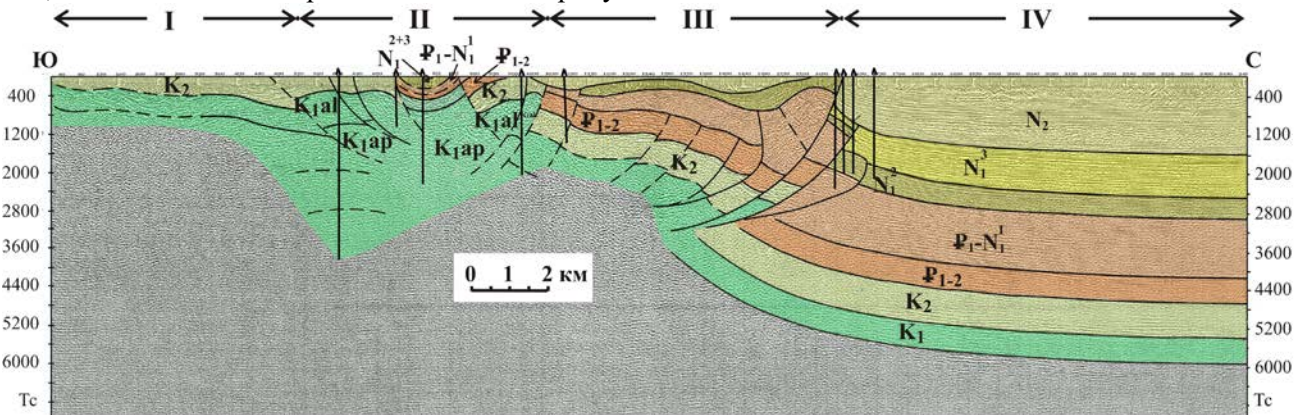
Основными структурными элементами Северо-Западного Кавказа являются Псебепско-Гойтхский антиклинорий, занимающий осевое положение в складчатой области, Новороссийско-Лазаревский синклиний, располагающийся к югу от него, и Собербаш-Гунайский синклиний – к северу, сопряженный с Западно-Кубанским краевым прогибом.

Границами указанных структурно-тектонических зон являются крупные региональные надвиги. Наиболее важным из них является Ахтырский надвиг, ограничивающий на севере складчатые сооружения Кавказа от прилегающего к ним Западно-Кубанского краевого прогиба. В результате латерального тектонического перемещения масс в северном направлении и надвигания их на южный борт краевого прогиба, последний оказался в значительной степени погребенным под аллохтонными структурами Собербаш-Гунайского синклинория (рис. 1, 2). В итоге прогиб имеет четко выраженное асимметричное строение, а его ось “прижата” к фронту надвига.

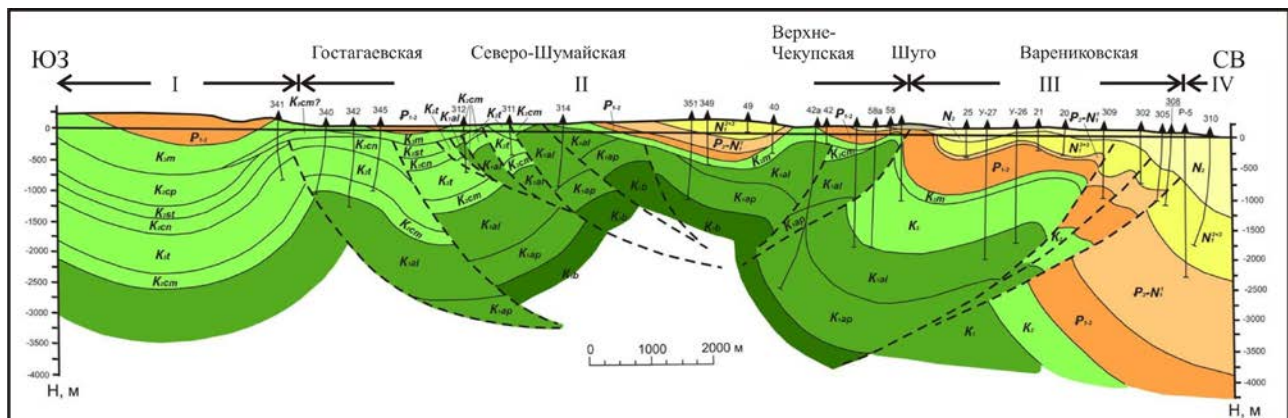
Сейсмогеологические построения достаточно наглядно освещают строение как отдельных дислокаций, так и структурные особенности крупных тектонических элементов и характер их сопряжения со смежными депрессионными зонами. Как можно видеть на прилагаемых разрезах, определяющим типом дислокаций в рассматриваемом регионе являются складчато-надвиговые структуры. Надвиги имеют крутые поверхности сместителей в верхних стратиграфических горизонтах при быстром выполаживании их с глубиной. Головные части тектонических чешуй смяты в асимметричные антиклинали. Их своды с глубиной закономерно смещаются в плане в сторону падения надвигов.

Сочленение Собербаш-Гунайского синклинория с Западно-Кубанским краевым прогибом происходит по региональному Ахтырскому надвигу. Характер поведения отражающих горизонтов, приуроченных к низам палеогена, и меловым отложениям, позволяет говорить об их продолжении под фронт надвига при слабой их дислоцированности.

Проведенные исследования свидетельствуют о том, что главным типом ловушек в пределах складчатого пояса являются антиклинальные складки, приуроченные к фронту литрических надвигов. Поверхности последних в плане могут быть ровными или плавно изогнутыми, ломаными или волнистыми. Фронтальные части надвигов в одних случаях пологие, в других крутые (до вертикальных) и даже опрокинутые. Антиклинали асимметричны, с более крутыми крыльями, прижатыми к надвигам. Углы наклона слоев на них колеблются в широких пределах, достигая 80-90°, иногда они даже опрокидываются в сторону движения надвига.



**Рисунок 1.** Сбалансированный сейсмогеологический разрез по профилю 130520. Положение см. на рис. 3. На рис. 1 и 2: I – Новороссийско-Лазаревский синклиорий, II – Псебепско-Гойтхский антиклинорий, III – Собербаиш-Гунайский синклиорий, IV – Западно-Кубанский краевой прогиб.



**Рисунок 2.** Сбалансированный геологический разрез, иллюстрирующий чешуйчато-надвиговое строение Северо-Западного Кавказа.

Крайне важным является следующий установленный факт: складки, приуроченные к фронту надвига, по мере выполаживания последнего с глубиной закономерно смещаются вместе с ним в сторону падения плоскости сместителя. При этом они могут уменьшаться в амплитуде вплоть до полного расформирования. Смещение в плане сводов поднятий достигает сотен и более метров. Последний факт необходимо учитывать при постановке глубокого бурения. Основываясь только на структурном плане верхних стратиграфических горизонтов при целевых более глубоких объектах, можно не вскрыть их и вывести площадь из бурения как бесперспективную, что часто и происходит на практике. В то же время, при недостаточности фактического материала о глубинном строении объекта наличие асимметричного крутого крыла складки может служить указанием на направление падения контролирующего её надвига и планового смещения свода по более древним отложениям.

Антиклинали обычно в той или иной мере нарушены второстепенными разрывами, которые могут усложнять строение залежей УВ. При этом фронтальные складки более раздроблены по сравнению с тыловыми, что может повлиять также на фазовый состав УВ в залежах.

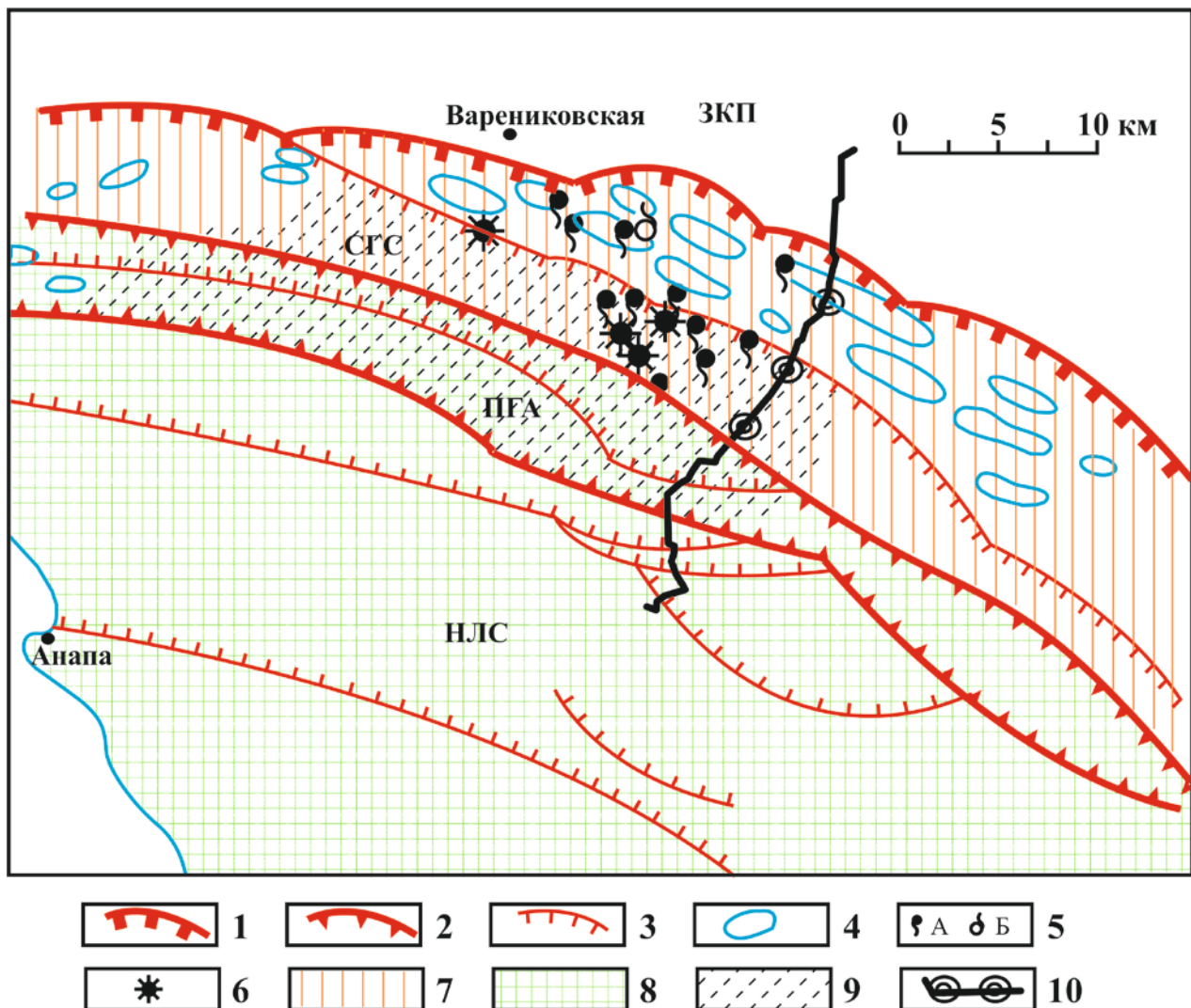
Учитывая характер развития дислокаций бокового сжатия (преимущественно постседиментационный) [3], достаточно характерны для них стратиграфические ловушки, обусловленные эрозионным срезанием пластов-коллекторов в присводовых частях складок и во фронте надвигов [5].



Широким развитием в зонах складчато-надвиговых дислокаций пользуются тектонически экранированные ловушки, наиболее часто встречающиеся в опущенных крыльях. Надвиги в этом случае могут служить экранами, препятствуя латеральной миграции УВ и способствуя их аккумуляции.

Особый тип ловушек, которому в настоящее время практически не уделяется внимания, – это ловушки дислокационного эпигенеза. При значительном проявлении тангенциального стресса во фронтальной части крупных надвигов могут образовываться зоны приразломного смятия горных пород (минискладчатые системы), где падение слоев достигает многих десятков градусов вплоть до вертикального [3, 7]. В случае развития разреза карбонатного типа дислокационные процессы приводят к улучшению емкостно-фильтрационных свойств пород за счет трещинообразования и процессов выщелачивания. Такие зоны дробления могут способствовать формированию массивных залежей УВ, морфология резервуара которых будет определяться формой зоны дезинтеграции пород. Приурочены они могут быть как к фронтальной части надвигов, так и к сдвигам.

Несомненно, что широкое развитие в зонах складчато-надвиговых дислокаций имеют комбинированные ловушки, которые могут сочетать в себе элементы перечисленных выше ловушек. Что касается поднадвиговых зон, то на сегодняшний день они практически не изучены. Исследование их геологического строения и нефтегазосности – задача ближайшего будущего. Одним из первоочередных районов, который может представлять значительный интерес на Северо-Западном Кавказе – северная поднадвиговая часть Собербаш-Гунайского синклиория, где залегают регионально нефтегазосные отложения кайнозоя и мезозоя Западно-Кубанского прогиба (см. рис. 1 и 2). Ширина ее может достигать 6 - 10 и более км (рис. 3). По сути - это новый региональный



**Рисунок 3.** Основные направления геологоразведочных работ. 1 – фронт Ахтырского надвига, 2 – надвиги – границы тектонических зон, 3 – прочие крупные надвиги, 4 – скопления УВ, 5 – источники:

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

*А – нефтяные, Б – газовые; 6 – грязевые вулканы, 7 – высокоперспективная поднадвиговая зона Ахтырского аллохтона, 8 - зона средних перспектив нефтегазоносности преимущественно верхне- и нижнемеловых отложений, 9 – районы, рекомендуемые для постановки первоочередных детальных геолого-геофизических работ, 10 – рекомендуемые параметрические скважины на линии регионального сейсмического профиля 130520 (рис. 1). ЗКП – Западно-Кубанский краевой прогиб, СГС – Собербаш-Гунайский синклиорий, ПГА – Псебепско-Гойтхский антиклинорий, НЛС – Новороссийско-Лазаревский синклиорий.*

нефтегазоперспективный объект, заслуживающий самого пристального внимания. Несомненно, что его внутренняя структура будет коренным образом отличаться от аллохтонной части. Для изучения геологического строения автохтона рекомендуется бурение параметрических скважин и проведение дополнительных геофизических работ.

В аллохтоне Собербаш-Гунайского синклиория скопления УВ могут быть как сингенетичными, так и эпигенетичными за счет вертикального перетока флюидов из аллохтона. Наличие вертикальной миграции УВ из поднадвиговой зоны подтверждается гидрохимическими, гидродинамическими аномалиями и поверхностными нефтегазопроявлениями в зонах разрывов, физическими свойствами нефти в скважинах, попавших в зону разрывных нарушений. Сохранности скоплений нефти и газа в аллохтонной части может способствовать присутствие плиоценовых отложений, выполняющих роль покрышки.

Дальнейшие исследования по изучению перспектив нефтегазоносности Северо-Западного Кавказа должны быть направлены на комплексную переинтерпретацию всего имеющегося геолого-геофизического материала, которую следует дополнить специальными полевыми структурными наблюдениями.

Детальные исследования целесообразно сконцентрировать на наиболее перспективных участках, в том числе в районах, где были получены крупные притоки воды и установлены признаки нефтегазоносности.

Таким образом, выполненный нами структурный анализ позволяет предложить наиболее достоверные и непротиворечивые модели ловушек нефти и газа, образовавшихся в складчато-орогенной области Северо-Западного Кавказа в обстановке мощного тангенциального сжатия. Раскрытие региональных закономерностей строения и эволюции исследуемой территории позволяет также наметить новые перспективные районы и объекты поисков скоплений нефти и газа, правильно выбрать рациональный комплекс геологоразведочных работ.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 16-05-00013, а также РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 16-45-230109 р\_юг\_а.

## Список литературы

1. Дьяконов А.И., Б.С. Коротков. К вопросу о геологическом строении и нефтегазоносности южного склона Северо-Западного Кавказа // Нефтегазовая геология и геофизика. 1963. № 3. С. 17 – 21.
2. Летавин А.И., В.М. Перерва. Разрывная тектоника и перспективы нефтегазоносности краевой зоны Северо-Западного Кавказа. М.: «Наука», 1987. 88 с.
3. Попков В.И. Складчато-надвиговые дислокации. М.: Научный мир, 2002. 148 с.
4. Попков В.И. Чешуйчато-надвиговое строение Северо-Западного Кавказа // Доклады АН. 2006. Т. 411. № 2. С. 223-225.
5. Попков В. И., Попков И.В. Возможные типы ловушек УВ в складчато-орогенных зонах (на примере Северо-Западного Кавказа) // Геология, география и глобальная энергия. 2014. № 3 (58). С. 9-18.
6. Попков И.В. Новые представления о строении и перспективах нефтегазоносности Северо-Западного Кавказа по данным сейсморазведки // Геология, география и глобальная энергия. 2012. № 4 (47). С. 46 – 51.
7. Попков В.И., Попков И.В. Морфология дислокаций и возможные типы ловушек УВ на Северо-Западном Кавказе и Таманском полуострове // В сборнике: Проблемы геодинамики и геоэкологии внутриконтинентальных орогенов Материалы докладов Шестого Международного симпозиума: к 35-летию Научной станции РАН и 15-летию Международного научно-исследовательского центра - геодинамического полигона. Отв. ред.: А.К. Рыбин, В.Ю. Баталев. 2015. С. 4-10.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## МОДЕЛЬ РЕЗЕРВУАРА ЗАЛЕЖИ УВ В ГРАНИТНОМ МАССИВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НОВЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ФУНДАМЕНТЕ СКИФКО-ТУРАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*Попков В.И. (Кубанский государственный университет)*

Первый прогноз обнаружения промышленных скоплений углеводородов (УВ) в фундаменте Оймаша был дан в работе [2], подтвержденный в дальнейшем получением притоков нефти в скв. 9 и 12, ознаменовавших открытие промышленных скоплений нефти в гранитном массиве. На данном месторождении был накоплен первый отечественный опыт целенаправленного ведения поисков залежей нефти в породах фундамента месторождения, разработана оригинальная модель залежи нефти в гранитоидном массиве, введены в геологию резервуаров УВ такие понятия, как «явления термоусадки», «тектоно-кесонный эффект» и др. [1, 7, 11, 12], привнесенные нами из рудной геологии, было зарегистрировано изобретение [6].

В процессе разведки было предложено достаточно много моделей резервуара в гранитном массиве. Не останавливаясь на их анализе, отметим лишь, что большинство из них было или чрезмерно схематичными, или же недостаточно подкреплено имеющимися даже в то время фактическими геологическими материалами. Оймашинское нефтяное месторождение явилось первым в Советском Союзе, где был произведен подсчет запасов нефти в гранитном массиве фундамента, поставленные на государственный баланс, и начата их промышленная эксплуатация. Запасы нефти были оценены по залежам в нижний юре, в карбонатном комплексе среднего триаса и гранитной интрузии. При этом 80 % из них содержатся в гранитах. Принятая в подсчете запасов модель [13] позволила защитить запасы на ГКЗ и легла в основу техсхемы разработки месторождения. Но очень скоро стало ясно, что она не отвечает реальной геологической ситуации и в качестве рабочей модели была принята наша модель [9, 10]. Несмотря на большой срок эксплуатации месторождения, многие данные о его строении остаются малоизвестными широкому кругу специалистов.

Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномыско-Ракушечного свода, осложняющего южный борт Южно-Мангышлакского прогиба. Представления об особенностях нефтегазоносности Оймашинской площади претерпели значительную эволюцию в процессе ее разбуривания. По первоначальным данным сейсморазведочных работ поднятие Оймаша рисовалось в виде брахиантиклинальной складки субширотного простирания с размерами 6,5×2,7 км и амплитудой около 30 м. В поисково-разведочное бурение поднятие было введено в 1978 г. в соответствии с проектом, предусматривавшим заложение поисковых скважин по традиционной методике, применяющейся для опоискования антиклинальных структур. Бурение проектировалось на триасовые отложения, вскрытие интрузивно-метаморфического комплекса фундамента не предполагалось, т.к. считалось, что он залегает на значительных глубинах.

Однако первая пробуренная «сводовая» (как предполагалось) скважина № 9, пройдя весь разрез триаса, вошла в метаморфические породы, а затем вскрыла граниты. Уже в этой скважине были установлены признаки нефти в гранитах, были получены притоки нефти из метаморфических пород при пластоиспытаниях, а из отложений триаса был получен приток нефти дебитом 250 м<sup>3</sup>/сут. Пробуренные затем скважины № 10 и 11 на периклиналях поднятия оказались по подошве триасовых отложений гипсометрически выше скважины № 9, но притоков из триаса в них не было получено, а заложенная на северном крыле структуры скважина № 12 дала приток нефти из гранитов дебитом 350 м<sup>3</sup>/сут. Таким образом, не обнаружилось сколько-нибудь очевидной связи между гипсометрией нефтеносных объектов и продуктивностью скважин. Керновый материал свидетельствовал, что нефть получали из объектов, представленных интенсивно трещиноватыми породами, гидротермально измененными, химически выветрелыми. Это обстоятельство давало возможность предположить, что обнаруживаемые скопления нефти приурочены к участкам вторичного разуплотнения пород, которые пространственно и генетически связаны с зонами разрывных нарушений [1, 2].

Учитывая, что вторичные коллекторы сформированы в наиболее позднее время и что нефть содержится в трещинах и пустотах наиболее поздних генераций, был выполнен морфометрический анализ топокарт и изучены космоснимки этой территории [7, 9]. В результате было установлено, что Оймашинскому участку соответствует морфоаномалия, близкая к кольцевой, которая четко выделяется как на фотоснимках, так и на топокартах, соответствующая блоку фундамента, имевшему определенную автономию подвижек в новейшее время.

Существование блока подтверждалось и данными гравиметрических работ. В частности установленная отрицательная аномалия поля силы тяжести оказалась приуроченной к наиболее приподнятому участку кровли гранитной интрузии (плотность гранитов ниже плотности вмещающих метаморфических пород), а конфигурация изоаномал четко соответствует западному полукольцевому ограничению выделенного блока, что, видимо, объясняется резким погружением склона интрузии на этом участке. Особенно четко подтвердили существование блока данные выполненной позже аэромагнитной съемки.

На этом основании была предложена модель Оймашинской нефтяной залежи (или залежей) в породах фундамента и, возможно, триаса, исходя из ее (или их) жильного типа [1]. При этом предполагалось, что наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород должны протекать в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или пересекающих блок. На этом основании были разработаны рекомендации по заложению целого ряда скважин на предполагаемые зоны трещиноватости. Последующие скважины № 16 и № 20 были заложены с учетом изложенных представлений о характере залежей. В скв. 20 при испытании в колонне были получены интенсивные проявления нефти из гранитов (периодический кратковременный приток) и из сланцев фундамента, а промышленный приток с дебитом 72 м<sup>3</sup>/сут. был получен при испытании нижней пачки триасовых отложений. В скв. № 18 при пластоиспытаниях были получены притоки нефти, газа и воды из измененных гранитов, но затем, возможно в связи с допущенным катастрофическим поглощением промывочной жидкости в процессе бурения, при испытании в колонне были получены лишь признаки нефти.

Непосредственно по предложенным рекомендациям было заложено еще 6 скважин (16, 22, 25, 26, 30, 31). Практически все скважины вскрыли зоны трещиноватости в доюрском разрезе. Промышленные притоки были получены из трещиноватых гранитов в скважинах 16 и 25, расположенных, как и ранее пробуренная скважина 12, на границе блока, а также в скважине № 31, находящейся в зоне пересекающего блок нарушения. В скважине 26 при разбуривании триасовых отложений отмечались интенсивные газопроявления, но при испытании в колонне притоки не были получены. В скважине 22 из-за аварии опробование вскрытых ею сильно измененных гранитов было проведено некачественно. Скважина № 30 вскрыла измененные граниты, в которых хотя и отмечались нефтепроявления по трещинам, однако при пластоиспытании соответствующего интервала приток не был получен, а в колонне этот интервал не опробовался.

Таким образом, керновый материал свидетельствует, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих узко локальное распространение. Данные бурения указывают также на приуроченность измененных пород к зонам разрывов. Так, скважина 18 под отложениями триаса на глубине 3577 м вскрыла практически свежие граниты, а затем с глубиной вторичная измененность гранитов стала возрастать и, наконец, на глубине 3727 м скважина вошла в сильно трещиноватые, перемятые (до милонитов) граниты, прослеженные до глубины, по крайней мере, 3800 м. Далее с глубиной интенсивность изменения гранитов снижалась и скважина вновь вошла в неизменные граниты. Такая последовательность вскрытия измененных и неизменных гранитов и их милонитизация свидетельствует о том, что скважина пересекла зону крутопадающего тектонического нарушения. Аналогичным образом объясняется наличие более чем 270-метрового интервала разрушенных и сильно измененных гранитов в разрезе скважины 12, а также трещиноватых и гидротермально измененных сланцев и разуплотненных гранитов в скважине 9. В скважинах, не вскрывших неизменные породы, притоки нефти не были получены.

В итоге проведенных работ на Оймашинском участке были установлены залежи нефти в отложениях нижней юры, триаса и в гранитах фундамента. Из нижнеюрских отложений (базальный горизонт) приток нефти получен лишь в одной скважине № 10. Из триасовых отложений высокодебитные притоки нефти были получены в скважине № 9 из известняково-вулканогенной толщи и в скв. № 20 из вулканогенно-доломитовой толщи среднего триаса. Кроме того, при пластоиспытаниях был получен приток нефти в скв. № 13 из известняково-вулканогенной толщи, а в скв. 12 получен приток разгазированного раствора с пленками нефти из вулканогенно-известняковой толщи. В колонне эти объекты не опробовались.

Промышленные притоки нефти из гранитов были получены в скважинах № 12, 16, 25, 31. Слабые притоки нефти при опробовании были получены в скважинах № 9 и № 20. Притоки УВ из гранитов при пластоиспытаниях были получены также в скв. № 18, а при опробовании в колонне промышленных притоков получить не удалось.

## **НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента: в скв. № 9 при пластоиспытании (14,4 м<sup>3</sup>/сут) и в скв. № 20 при опробовании (кратковременный приток).

Почти все скважины, давшие промышленные притоки нефти, вводились в эксплуатацию. Общая накопленная добыча по залежам только за 1981-88 гг. составила 480 тыс.т, в т.ч. по залежи в гранитах 259,5 тыс.т.

Открытая пористость гранитов, в зависимости от степени их измененности вторичными процессами, колеблется от 0,1 % до 12,4-13,4 %. Пластовые давление и температура составляют 149°C, 475,7 атм. Плотность нефти 0,832-0,841 г/см<sup>3</sup>, температура застывания +14°C. Компонентный состав газа: метан 66,55, этан 12,20, пропан 5,2, изобутан и н-бутан 2,4, изопентан и н-пентан 0,7, азот 11,42, кислород 1,53.

Как уже отмечалось, проведенные нами ранее исследования позволили высказать предположение о приуроченности скоплений УВ к зоне дезинтеграции гранитов, связанной с кольцевой системой разрывных нарушений в чехле фундамента, активизированных в новейшее время. Отсюда вытекало и заключение о преимущественно жильном типе залежи [1]. Накопленный позже материал, не противореча в целом этим выводам, свидетельствует о более сложном строении резервуара.

Обработка материалов ГИС, анализ керн и результатов опробований в скважинах позволяют говорить о существовании расслоенности гранитного массива, в результате чего образующиеся отдельные пластообразные тела достаточно четко прослеживаются по разрезу и площади. При вскрытии пластообразной зоны разуплотнения отмечаются увеличение скорости проходки, поглощения промывочной жидкости (иногда интенсивные), газопроявления (рис. 1). Проведение работ по интенсификации притока в этих интервалах показало значительное уменьшение градиента гидроразрыва пласта. Так, например, если в монолитных гранитах градиент гидроразрыва составляет 1,9-2 ед., то в зоне разуплотнения он понижается до 1,65-1,54 ед. Это также свидетельствует о присутствии горизонтов с повышенной проницаемостью, что, в свою очередь, требует большого объема работ для ликвидации зоны кольматации при вызове притока.

Граниты верхней части массива в тех случаях, когда они не подверглись интенсивной эрозии, сложены плотными мелкозернистыми разностями. Породы рассечены многочисленными, преимущественно вертикальными трещинами, залеченными кварцем, кальцитом, рудными минералами, битумом [4]. Максимальные значения мощности этой зоны достигают 60-100 м. В скв. 16, 18, 31, вскрывших наиболее эродированные участки массива, встречены более «глубокие» горизонты интрузии. Здесь же отмечается развитие площадной коры выветривания.

Выветрелые разности гранитов установлены в некоторых скважинах (9, 10) и в зоне контакта с метаморфическими породами.

Ниже зоны мелкокристаллических гранитов выделяется зона, где развиты преимущественно крупнозернистые разности пород, а также порфиоровидные граниты с кристаллами полевых шпатов до 1,5-3 см, иногда 5 см.

Для гранитов этой зоны характерны глинизация, пелитизация, серицитизация и хлоритизация полевых шпатов, наблюдается разрушение биотита с образованием вторичного мусковита, отчетливо видны следы корродирования карбонатами зерен кварца [5]. Плотность пород составляет 2,54-2,69 г/см<sup>3</sup>. Открытая пористость колеблется от 3,4 до 7%, достигая иногда 12,4% [8]. Перечисленные выше осложнения, возникающие при проводке скважин, приходятся именно на эту зону.

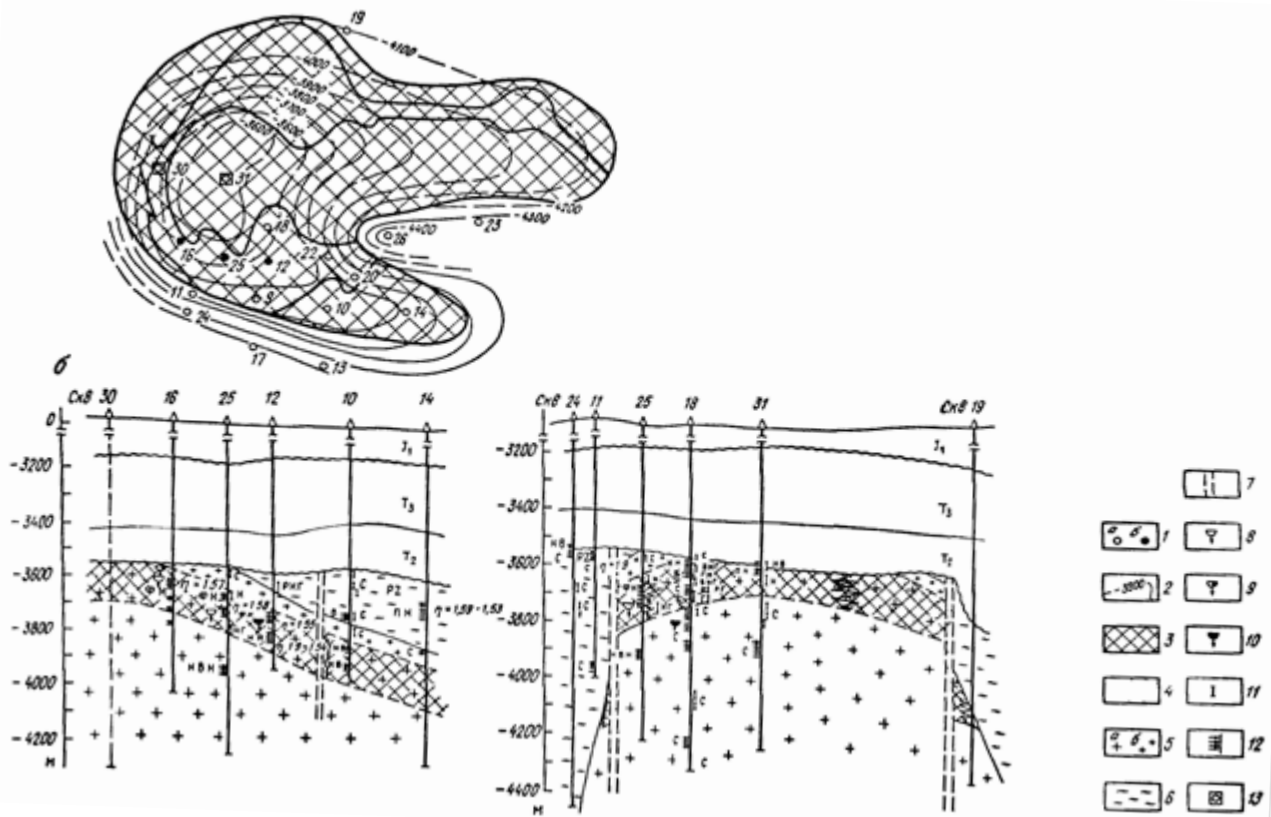
Ниже по разрезу, в тех случаях, когда скважина не подсекает разрывное нарушение, залегают практически не измененные граниты. Окраска их беловато-серая, минералы имеют четкую форму, мусковитизация биотита отмечается редко. Зеленоватая окраска, почти постоянная для пород вышележащих зон как следствие хлоритизации плагиоклазов, здесь не отмечена. Величина открытой пористости резко снижается (0,24–0,46), а плотности возрастает (2,65–2,71 г/см<sup>3</sup>).

Отмеченные выше неоднородности в строении гранитного массива находят отражение и в геофизической характеристике разреза. Для средней зоны или зоны разуплотнения, свойственны резкие колебания величин сопротивления, увеличение диаметра ствола скважин. Наличие менее плотных горизонтов подтверждается и данными акустического каротажа. Неизменным разностям пород присущи монотонная запись электрокаротажа и близкий к номинальному диаметр скважин.

Таким образом, имеющийся фактический материал позволяет предполагать развитие в гранитной интрузии пластообразных участков разуплотнения. Максимально разрушены граниты и в случае пересечения этих горизонтов разрывными нарушениями (скв. 12, 16, 18, 25).

Следовательно, можно говорить о том, что модель резервуара в гранитном массиве несет в себе элементы как пластового, так и жильного характера. Образование пластообразной зоны

разуплотнения связано с явлениями термоусадки в момент раскристаллизации гранитоидной магмы [7], в то время как жильной зоны – с разрывными нарушениями. Последняя имеет определяющий характер.



**Рисунок 1.** Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве площади Оймаша [11].

*А - структурная схема резервуара в плане, Б -- геологические разрезы, 1 - глубокие скважины (а - вскрывшие породы фундамента, б - давшие фонтанные притоки из гранитов); 2 - изогипсы по кровле гранитов, м; зоны: 3 - разуплотнения в гранитах, связанные с явлениями термоусадки, 4 - дробления, приуроченные к разрывным нарушениям; 5 – граниты: а - крупнокристаллические, б – мелкокристаллические; 6 - метаморфические породы; 7 - разрывные нарушения; интервалы поглощения бурового раствора: 8 - незначительного (10-15 м<sup>3</sup>/сут), 9 - среднего (от 10 до 40 м<sup>3</sup>/сут), 10 – сильного; 11 – интервалы пластоиспытаний в открытом стволе, 12 - интервалы перфорации; 13 - скважины, находящиеся в бурении или строительстве. Характер полученного флюида по ИПГ: Н – нефть, НВ - нефть и вода, РНГ - раствор, нефть и газ; характер полученного флюида при испытании в колонне: ПН - перелив нефти, НВН - незначительный приток воды с нефтью, ФН - фонтан нефти; НВ - незначительный приток воды, НН - незначительный приток нефти, НВ - нефть и вода; С - пласт «сухой».*

Несомненно, что предложенная модель резервуара, более полно учитывающая имеющийся фактический материал, нежели модели других авторов, также не может считаться окончательной, поскольку строение месторождения до конца не изучено (нельзя, например, считать доказанным положение нижней границы нефтегазоносности гранитов), и появление новых данных позволит ее модернизировать.

Перспективы обнаружения промышленных скопления УВ в фундаменте Скифско-Туранской плиты связаны не только с гранитоидными интрузиями [9]. Наиболее благоприятные условия для аккумуляции УВ существуют в пределах тектонических или топографических поднятий, которые длительный период времени подвергались процессам эрозии и выветривания, прежде чем были затоплены морем и перекрыты осадочными породами. Коллекторские свойства пород, слагающих такие выступы, определяются в большинстве случаев вторичными процессами: трещиноватостью, выщелачиванием, выветриванием, растворением и т.д., а интенсивность их проявления, при прочих равных условиях, во многом зависит от исходного литологического состава отложений, входящих в



состав фундамента. Те породы фундамента, которые подвергались процессам эрозии и выветривания на протяжении длительного периода геологической истории, будут характеризоваться более высокими коллекторскими свойствами, чем те, которые не подвергались таким процессам. От многих факторов зависят коллекторские свойства карбонатных пород, если последние слагают породы фундамента. Их пористость, например, может быть обусловлена как вещественным их составом (известняки рифогенные, слоистые и др.), так и процессами доломитизации, перекристаллизации и т.д. Коллекторские свойства многих карбонатных пород определяются также трещиноватостью. В случае выхода их на эрозионную поверхность улучшению коллекторских свойств могут способствовать процессы выветривания, эрозии, растворения, выщелачивания.

Следовательно, карбонатные породы более благоприятны в отношении нефтегазоносности, чем изверженные или метаморфизованные терригенные разности. При прочих равных условиях дебиты нефти из карбонатных пород всегда больше, вероятно, из-за того, что их коллекторские свойства в большинстве случаев выше, чем находящихся в аналогичных условиях изверженных и терригенных пород. В пределах исследуемого района ранее были намечены зоны высоковероятного развития карбонатных толщ в составе палеозойского фундамента [3, 9].

Учитывая, что геологическая информация о строении палеозойских отложений и перспективах их нефтегазоносности все еще остается крайне ограниченной, представляется необходимым постановка параметрического бурения на наиболее благоприятных участках.

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 16-05-00013.

## Список литературы

1. Паламарь В.П., Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов в низкопроницаемых породах // Изв. Вузов. Геология и разведка. 1985. № 3. С. 107-110.
2. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. Грозный, 1981. С. 7-11.
3. Попков В.И. Тектоника запада Туранской плиты. М., 1992. 148 с.
4. Попков В.И., Япаскурт О.В., Демидов А.А. Возраст пород фундамента Южного Мангышлака // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1989. № 10. С. 125-128.
5. Попков В.И., Япаскурт О.В. К строению фундамента Мангышлака // Докл. АН СССР. 1982. т. 262. № 2. С. 423-425.
6. Попков В.И., Праздников А.В., Рабинович А.А., Паламарь В.П. Способ поисков месторождений нефти и газа (изобретение) // А.С. № 1276109, 1987.
7. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. 1986. № 8. С. 27-31.
8. Попков В.И., Япаскурт О.В., Демидов А.А. Особенности строения фундамента Мангышлака // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1986. № 5. С. 135-143.
9. Попков В.И. Оймашинское нефтяное месторождение и перспективы обнаружения новых скоплений УВ в фундаменте юго-запада Туранской плиты // Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов Сборник основных докладов по материалам международной научно-практической конференции. М.: РГУНиГ., 2002. С. 161-172.
10. Попков В.И., Серебряков А.О. Нетрадиционные нефтегазоносные объекты. Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2009. 183 с.
11. Попков В.И., Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютина А.Е. Факторы, контролирующие образование фильтрационно-емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. 2004. № 3 (9). С. 297-298.
12. Попков В.И., Дорофеев В.И., Дорофеева Л.Е., Малютина А.Е. Условия формирования коллекторов в гранитоидных массивах // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Материалы седьмой международной конференции. М.: ГЕОС, 2004. С.406-407.
13. Чербянова Л.Ф., Федулова Н.В., Коростышевский М.Н. и др. Нефтяная залежь в гранитах месторождения Оймаша // Изв. АН Каз. ССР. Сер. Геология. 1988. № 5. С. 67-77.

## РАННЕКИММЕРИЙСКИЙ ПОГРЕБЕННЫЙ КРАЕВОЙ ПРОГИБ ЗАПАДА СКИФСКОЙ ПЛИТЫ И ЕГО ВОЗМОЖНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

*Попков В.И.\* (Кубанский государственный университет), Попков И.В. (Кубанский государственный университет), Дементьева И.Е. (Кубанский государственный университет)*

В осадочном чехле западных районов Скифской плиты выделяется ряд крупных линейных валообразных поднятий, определяющих ее современный структурный облик. Наиболее значительными из них являются Азовский и Каневско-Березанский валы, осложненные более мелкими антиклиналями, содержащими промышленные скопления нефти и газа. Принято считать, что на глубине им соответствуют пермско-триасовые тафрогены, испытавшие инверсию и складчатость в конце триаса – начале юры. Анализ накопленного к настоящему времени геолого-геофизического материала позволяет внести коррективы в представления о генезисе данных дислокаций и, соответственно, о перспективах нефтегазоносности региона.

Центральную часть Азовского моря занимает одноименный вал – крупная асимметричная структура, южный пологий склон которой постепенно переходит в северный борт Индоло-Кубанского прогиба, а северный крутой и узкий оборван Главным Азовским надвигом амплитудой от 800 до 1000 м [1,3]. На значительной части вала отложения от среднеюрских до палеоцен-эоценовых размыты, а отложения майкопской серии перекрывают нерасчлененную толщу триаса. У восточного побережья Азовского моря (Западно-Бейсугская площадь) в разрезе осадочного чехла Азовского вала появляются отложения мела и эоцена. Эти отложения присутствуют и в разрезе западных участков вала (Стрелковая площадь).

Породы доплитного комплекса вскрыты на Обручевской, Электроразведочной, Октябрьской, Небольшой и других площадях на глубинах от 497 до 1127 м. Наиболее древние отложения на глубину около 1000 м пройдены на Электроразведочном поднятии скважиной 1. Строго обоснования возраста отложений нет и разными исследователями датируются они как пермско-триасовые, триасовые или триас-юрские. Сложен разрез сильно дислоцированными (углы падения 25 – 70°) темно-серыми филлитовидными сланцами, алевролитами и песчаниками, измененными на стадии глубинного эпигенеза и начального метаморфизма. По литологическим особенностям этот разрез указанными авторами делится на три толщи. Нижняя (инт. 1300 – 1650 м) сложена углисто-гидрослюдистыми сланцами и алевролитами с прослоями кварцевых и олигомиктовых песчаников, средняя (инт. 1080 – 1300 м) полимиктовыми песчаниками с прослоями углисто-глинистых сланцев и алевролитов, верхняя (инт. 668 – 1080 м) – углисто-гидрослюдистыми сланцами и алевролитами с прослоями олигомиктовых полевошпатово-кварцевых песчаников.

Исходя из приведенной характеристики вскрытого разреза на площади Электроразведочной и опираясь на достаточно богатый личный опыт по литолого-петрографическому изучению палеозойских и триасовых толщ Скифско-Туранской плиты [10], рискнем сделать предположение, что описываемые отложения могут иметь и каменноугольный возраст.

Более молодые, вероятно триасовые образования мощностью более 200 м вскрыты под нижнемеловыми глинами скв. 2 на поднятии Морское 1. Представлены они почти горизонтально залегающими переслаивающимися серыми и темно-серыми неравномерно известковистыми, иногда алевролитистыми аргиллитами, глинистыми мергелями и мергелями с редкими прослоями алевролитовых известняков и полимиктовых разномерных песчаников. В песчаниках из интервала 1172 – 1174 м среди обломочного материала встречаются слабо окатанные обломки углисто-гидрослюдистых сланцев и угловатые обломки кварцевых мелкозернистых песчаников и алевролитов, сходных с аналогичными породами из палеозойской(?) части разреза скв. 1 Электроразведочная.

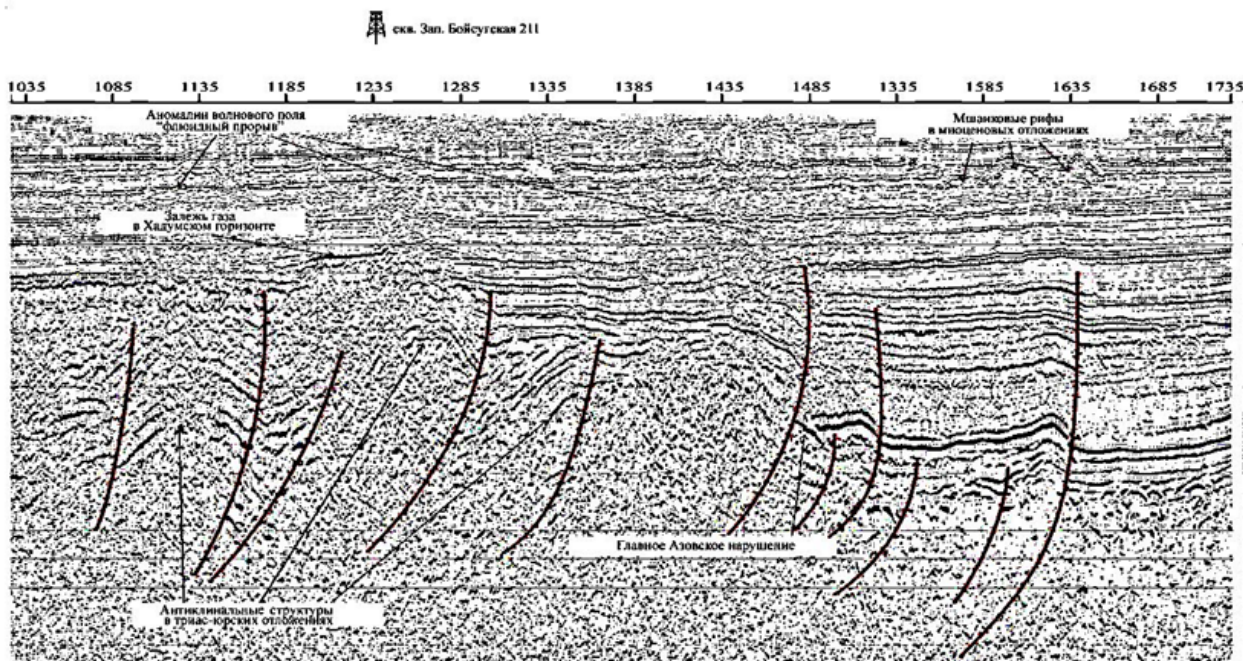
К триасу предположительно отнесена также зеленовато-серая хлоритизированная и карбонатизированная среднезернистая магматическая порода (диорит), вскрытая на глубине 1958 – 2023 м скв. Стрелковая – 20. На диоритах здесь несогласно залегают осадочные породы нижнего мела.

В пределах Азовского вала дислоцированный доплитный комплекс вскрыт в сводовой части Бейсугской площади на глубине 1550 м. В возрастном отношении он датируется поздним триасом.

На сейсмических временных разрезах поверхности дислоцированных толщ соответствует отражающий горизонт F, ниже которого в пределах Азовского вала залегает комплекс пород, характеризующийся резкими наклонными и вертикальными акустическими контактами. На временных разрезах в восточных районах вала (Западно-Бейсугская площадь) удалось получить

достаточно качественный сейсмический материал, свидетельствующий о складчато-надвиговой природе дислокаций в его доплитной части разреза (рис. 1). Принадвиговые антиклинальные складки имеют амплитуду от 300 до 900 м при ширине от 4 до 7 км.

Над фронтальными частями триасовых складчато-надвиговых структур фиксируются столбообразные аномалии волнового поля типа «флюидный прорыв». Эти аномалии пронизывают практически весь интервал осадочного чехла. Вполне вероятно, что это следы вертикальной миграции углеводородных флюидов, поступавших из триасовых и палеозойских толщ в перекрывающие отложения.



**Рисунок 1.** Строение разреза и характер дислокаций Азовского вала в районе Западно-Бейсугской площади (фрагмент сейсмического разреза профиля 38012502). Вертикальный масштаб «растянут» относительно горизонтального примерно в 3,5 раза.

Данные сейсморазведки указывают на аллохтонную природу Азовского вала, представляющего собой в доплитном комплексе пакет тектонических пластин, надвинутых одна на другую при общей направленности латеральной транспортировки масс горных пород в северном направлении (рис. 2).

К северу за плоскостью Главного Азовского надвига скачкообразно появляются в разрезе отложения палеоцена – эоцена и мела, отсутствующие в присводовой части вала, а также резко нарастает мощность майкопа. В плане зона основного надвига не однородна, а состоит из отдельных более мелких дугообразных надвигов, кулисообразно подставляющих друг друга по простиранию [2, 4]. Амплитуда вертикального смещения максимальна во фронтальной части дуг, уменьшаясь к их краям. К фронтальным частям надвигов приурочены высокоамплитудные линейные асимметричные антиклинали: Морское, Морское-1, Небольшое, Якорное, Обручева, Приразломное и др.

Продолжением Азовского вала к востоку является Каневско-Березанский вал. Эта структура длиной около 300 км и шириной до 50 км на севере через систему погружений (Копанское, Иркилевское) примыкает к Ростовскому своду, а на юге Тимашевским разломом отделяется от одноименной моноклинали. В строении дочехольных образований Каневско-Березанского вала наряду с герцинским принимает участие и раннемезозойский комплекс пород.

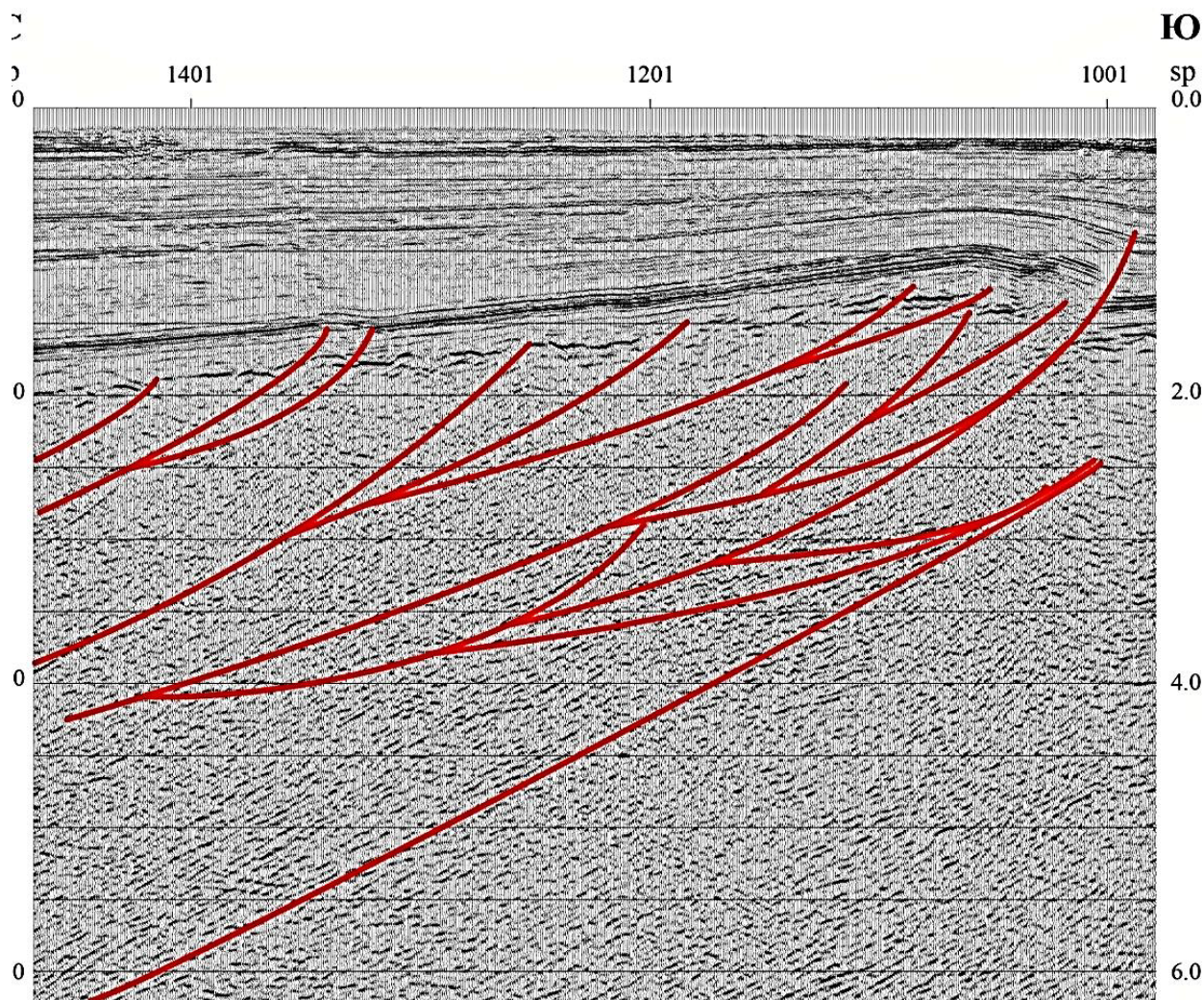
Типично платформенный чехол в пределах вала начинается с нижнего мела. Чехол осложнен складками (Березанская, Сердюковская, Челбасская, Каневская, Бейсугская и др.), крылья которых вверх по разрезу выполаживаются.

Каневско-Березанский вал по платформенному чехлу имеет резко асимметричное строение: северо-северо-восточное крыло короткое и крутое, оборванное надвигом, юго-юго-западное более пологое и широкое.

Крайне важной для понимания морфологических особенностей и генезиса Каневско-Березанского вала имеет информация о домеловой части разреза: асимметричной меловой принадвиговой складке в нижележащем комплексе отвечает моноклинально залегающая (примерно под углом 30°) толща



триасовых отложений. Сразу же за фронтом надвига триасовые и появляющиеся в разрезе юрские отложения имеют пологое залегание, согласное с залеганием перекрывающих толщ.



**Рисунок 2.** Сейсмический разрез, иллюстрирующий аллохтонную природу Азовского вала. Соотношение вертикального и горизонтального масштабов 1:1.

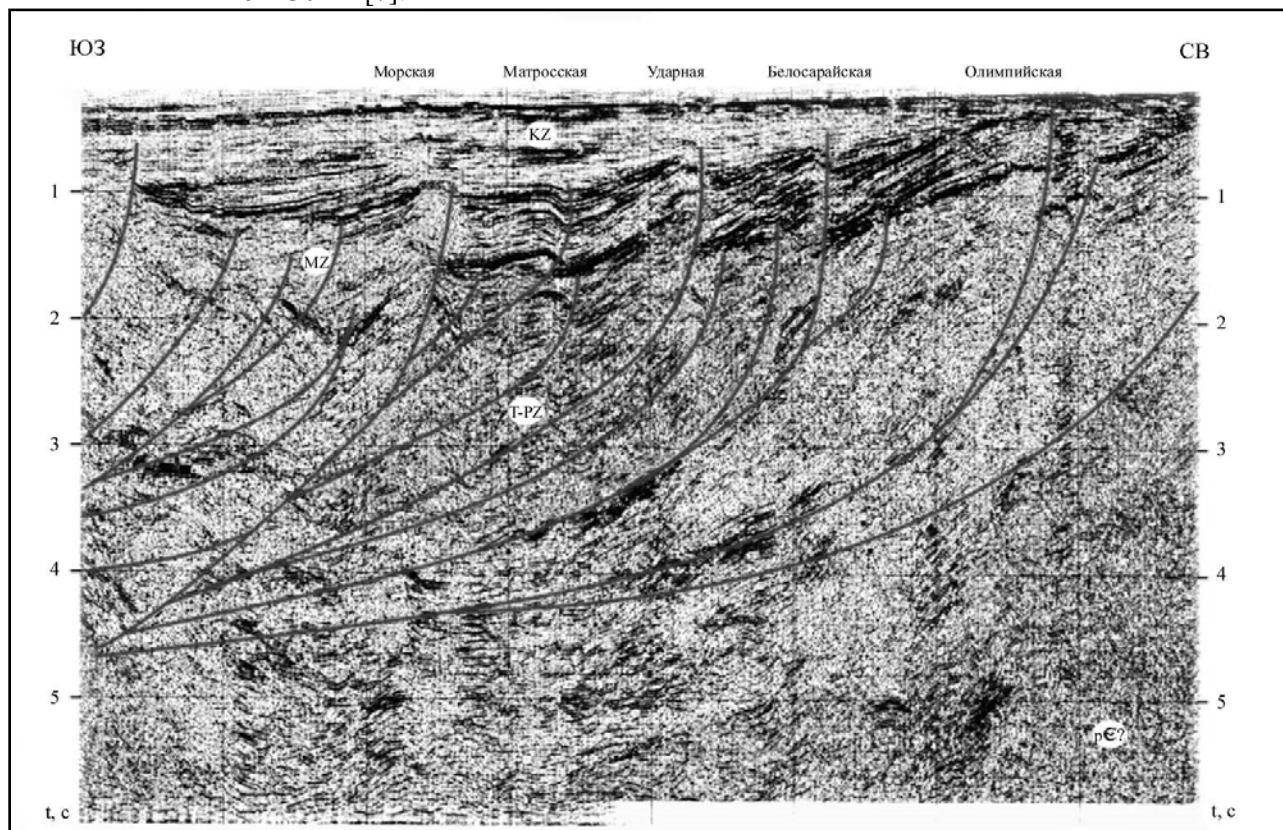
Наличие в платформенном чехле надвигов доказано бурением на Старо-Минской антиклинали [2]. Скважина №100, пробуренная на северном крыле складки, под отложениями нижнего мела на глубине 2242 м вскрыла дислоцированные породы среднего триаса и, пройдя по ним более 800 м, вошла в горизонтально залегающие отложения юрско-мелового возраста, размытые в своде поднятия. На глубине 3425 м встречены дислоцированные породы верхнего триаса, в которых при достижении забоя (3966 м) скважина была остановлена.

Принадвиговую природу имеют и другие линейные и брахиформные складки Каневско-Березанского вала, а также Тимашевской ступени. Многие из надвигов проникают в кайнозойские отложения, что указывает на молодость последних тектонических подвижек.

Пространственно Азовский и Ейско-Березанской платформенные валы совпадают с центральным сегментом Северокрымско - Ейско-Березанской раннекиммерийской складчатой зоны, сложенной мощной призмой осадочных и вулканогенно-осадочных пород позднепалеозойско-триасового возраста, претерпевших складчатость на рубеже триаса и юры [2, 5, 9]. В результате раннекиммерийских коллизионных процессов дислоцированные комплексы пород верхнего палеозоя и триаса были шарьированы на прилегающие с севера и северо-востока районы с образованием складчато-надвиговых дислокаций. Согласно сейсмическим данным, мощность земной коры под Азовским валом возрастает до 45 – 50 км, при этом утолщение «гранитно-метаморфического» слоя составляет 20 – 25 км [4], что, возможно, является следствием тектонического сучивания горных пород в пределах раннекиммерийской складчатой зоны.



С началом коллизионных процессов, очевидно, следует связывать и заложение краевого прогиба [5, 8], более хорошо изученным на акватории Азова (рис. 3) и в Крыму, получившим название Предскифийского [6]. Северная часть краевого прогиба частично совпадает в плане с платформенным Северо-Азовским прогибом, южная перекрыта аллохтонными пластинами Азовского вала. Масштаб тектонического перекрытия примерно соответствует ширине названного вала и составляет около 25 – 30 км [7].



**Рисунок 3.** Фрагмент временного разреза по профилю 59847, иллюстрирующий строение Предскифийского прогиба. В левой части рисунка – фронтальная часть Азовского аллохтона. Вертикальный масштаб «растянут» относительно горизонтального примерно в 3,5 раза.

Ниже отложений платформенного чехла здесь выделяется мощный (до 10 км) комплекс относительно слабо дислоцированных палеозойско-триасовых отложений. На завершающей стадии своего развития Предскифийский прогиб испытал на себе воздействие мощного сжатия, направленного с юга, с образованием пологих срывов и тектонических чешуй. Тектонически сорванным, очевидно, оказался орогенный комплекс формаций. Дислокации Предскифийского прогиба представлены надвигами южного наклона, чешуями и принадлежностями складками северной вергентности. Между ними практически отсутствуют синклинали в обычном виде: на южное пологое крыло накладывается более южная тектоническая пластина с фронтальной асимметричной антиклиналью по принципу укладки черепицы. Многие из надвигов проникают в перекрывающий платформенный чехол, контролируя строение и развитие мел-палеогеновых антиклиналей [1, 3].

Погребенный краевой прогиб может обрамлять с внешней стороны раннекиммерийский складчато-надвиговый пояс на протяжении более 500 км [2], и может стать новым перспективным региональным объектом геологоразведочных работ как на акватории Азова, так и сопредельных территориях [8]. Учитывая его тектоническую природу можно предполагать присутствие в основании осадочного разреза платформенных формаций. В нормальном залегании они будут находиться на достаточно больших глубинах, но во фронтальных частях тектонических чешуй, широко развитых в прогибе, они могут быть существенно приближены к дневной поверхности. В составе мощного комплекса орогенных формаций могут быть широко представлены терригенные и карбонатно-терригенные отложения, содержащие в хорошо изученных краевых прогибах крупные скопления нефти и газа. В прогибах подобного рода обычно представлен практически весь известный спектр ловушек УВ.

Таким образом, на основании анализа геолого-геофизических материалов в западной части Скифской плиты выделен краевой прогиб позднепалеозойского возраста. Он имеет ширину 20-60 км и длину более 500 км. Несмотря на большие глубины залегания и значительный катагенез палеозойских пород, Предскифийский краевой прогиб перспективен для поисков месторождений нефти и газа. Кроме того, осадочные комплексы прогиба можно рассматривать как дополнительный, возможно даже основной, источник УВ для вышележащих ловушек в мезозойско-кайнозойских отложениях, что повышает их нефтегазовый потенциал. Большой интерес представляет прискладчатое крыло прогиба, где могут быть сосредоточены значительные запасы нефти и газа в поднадвиговой зоне.

Установление погребенного палеозойского Предскифийского прогиба вносит существенные коррективы в представления о перспективах нефтегазоносности региона, поскольку это позволяет говорить о появлении не только нового направления геологоразведочных работ, но и дает основание более оптимистично оценить перспективы открытия в доплитном комплексе Азовского вала и мезозойско-кайнозойском чехле относительно слабо изученных центральной и северной частях Азовского моря не только газовых, но и нефтяных залежей. Источником УВ могут служить палеозойско-нижнемезозойские отложения, выполняющие Предскифийский прогиб, которые в силу своих формационных особенностей и термобарических условий залегания потенциально нефтегазоматеринских толщ могли генерировать нефть и газ.

Последние при наличии благоприятных условий могли мигрировать в вышележащие отложения и сформировать в них залежи УВ. Более активному протеканию процессов генерации нефти и газа, а также их миграции способствуют тангенциальные тектонические напряжения, проявлявшиеся неоднократно в рассматриваемом регионе [9]. Следы возможной вертикальной миграции флюидов могут являться сейсмические аномалии типа «флюидный прорыв».

Работа выполнена при поддержке РФФИ, грант 16-05-00013.

## Список литературы

1. Исмагилов Д.Ф., Попков В.И., Терехов А.А., Шайнуров Р.В. Аллохтонные структуры Азовского моря // Докл. АН СССР. 1991. Т. 313. № 4. С. 792 – 795.
2. Попков В.И. Стресс-тектоника Скифской плиты // Тр. СевКавГТУ. Серия нефть и газ. Вып. 4. Ставрополь. 2001. С. 17 – 29.
3. Попков В.И. Структурные особенности и генезис дислокаций дна Азовского моря // Геология, география и глобальная энергия. 2008. № 1. С. 77-90.
4. Попков В.И. Местоположение и характер границы Скифской и Восточно-Европейской платформ на акватории Азова по геофизическим данным // В кн.: Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Институт геофизики УрО РАН, Российский фонд фундаментальных исследований, Уральское отделение Евро-Азиатского геофизического общества. 2011. С. 306-308.
5. Попков В.И. Погребенный верхнепалеозойский краевой прогиб на западе Скифской плиты // Верхний палеозой России: стратиграфия и фациальный анализ. Казань, 2009. С. 78-83.
6. Юдин В.В. Предскифийский краевой прогиб // Геодинамика и нефтегазоносные системы Черноморско-Каспийского региона. Симферополь: Таврия-Плюс, 2001. С. 177-183.
7. Попков В.И., Дементьева И.Е., Казарова Е.В. Геологические предпосылки нефтегазоносности поднадвиговых зон запада Скифской плиты // В кн.: XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России» Тезисы докладов. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2016. С. 56-59.
8. Попков В.И., Попков И.В. Предскифийский краевой прогиб - новый нефтегазоперспективный объект Скифской плиты // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академия наук Республики Башкортостан. 2011. № 16. С. 84-86.
9. Попков В.И. Роль горизонтального сжатия в формировании структуры запада Скифской плиты и современная геодинамика региона // Тектоника земной коры и мантии. Тектонические закономерности размещения полезных ископаемых. Материалы XXXVIII Тектонического совещания. Т. 2. М.: ГЕОС, 2005. С. 108 – 113.
10. Попков В.И., Пинчук Т. Н. Литология палеозойских отложений Западного Предкавказья // Геология, география и глобальная энергия. 2011. № 3 (42). С. 71-77.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ЛИТОЛОГИИ

*Постникова О.В.\* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина), Постников А.В.. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина), Хасанов И.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина).*

Нефтегазовая литология рассматривает объекты различного иерархического уровня от отдельных минералов и структурных компонентов пород-коллекторов и пород-флюидоупоров до региональных нефтегазоносных комплексов. Комплексирование данных исследований ядра и ГИС позволяет выделить седиментационные единицы разреза различного ранга и проследить их в результате детальной корреляции. Пространственное прослеживание седиментационных единиц на основе комплексирования литологических исследований, ГИС и 3Д сейсморазведки дает широкие возможности для проведения секвентного анализа. Весьма перспективным направлением исследований является создание цифровых моделей горных пород, базирующихся на результатах математической обработки современных высокотехнологичных методов исследований.

Развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ и освоение месторождений во многом обеспечивается решением широкого спектра задач нефтегазовой литологии. Наиболее актуальные из них связаны с изучением литологии нефтегазоносных комплексов и геологической неоднородности природных резервуаров, а также литологическим обеспечением геофизических, петрофизических исследований, геологического моделирования различного масштаба. Как правило, исходными данными для нефтегазовой литологии являются результаты точечных исследований в месте расположения скважины. Анализ кернового материала, даже при непрерывном отборе в относительно протяженном интервале дает мало информации о пространственных параметрах горной породы, как геологического тела. Ограничиваясь только изучением образцов горных пород с любой степенью детальности, многие морфометрические характеристики геологических тел приходится лишь домысливать. Вместе с тем, используя комплекс геофизических данных, нефтегазовая литология, может не только определить геометрию весьма крупных нефтегазоносных объектов, но и оценить широкий спектр физических свойств пород их слагающих. Вертикальную непрерывность исследований на основе вариаций физических свойств по всему изучаемому разрезу на протяжении нескольких тысяч метров обеспечивают методы ГИС, а результаты 3Д и 2Д сейсморазведки раскрывают пространственные параметры пород на протяжении многих километров, как по вертикали, так и по латерали.

Комплексирование данных исследований ядра и ГИС позволяет выделить седиментационные единицы разреза различного ранга и проследить их в результате детальной корреляции. При этом нужно учитывать разрешающую способность методов ГИС, которая составляет около 30-40 сантиметров. То есть необходимо выделение в разрезе таких седиментационных единиц, которые можно проследить по данным ГИС. Современные технологии позволяют обеспечить практически стопроцентный отбор ядра на значительных участках разреза, что дает возможность получить непрерывные литологические характеристики, в особенности с помощью современных сканирующих методов. Седиментационные единицы соответствующие разрешающей способности ГИС редко могут быть монопородными, то есть, представлены единственным литотипом, но чаще эти единицы представляют собой породные ассоциации, то есть парагенетический комплекс.

При сопоставлении литологических данных с данными сейсморазведки уровень осреднения составляет порядка 6-8 метров. В этом случае в качестве седиментационной единицы можно рассматривать относительно однородные крупные пачки, циклиты, сиквенсы.

Пространственное прослеживание седиментационных единиц на основе комплексирования литологических исследований, ГИС и 3Д сейсморазведки дает широкие возможности для проведения секвентного анализа. Вместе с тем, следует учитывать, что параметры сетки разбуривания и плотность размещения сейсмических профилей не позволяют проследить мелкие сиквенсы, толщины которых измеряются первыми метрами.

Современная нефтегазовая литология использует широкий спектр лабораторных методов исследований и высокотехнологичного оборудования применяемого для изучения текстуры, структуры и минерального состава горных пород. Наряду с этим важнейшей задачей нефтегазовой литологии является изучение их пустотного пространства. При этом исследуются такие его характеристики как: текстура, структура, характер поверхности и минеральное выполнение. Исследования пустотного пространства горных пород являются единственным прямым методом для



изучения и характеристики пород-коллекторов, что особенно актуально при освоении сложно построенных, часто нетрадиционных природных резервуаров нефти и газа. Решение таких практических задач может быть эффективным только при обеспечении должной степени детальности исследований, позволяющей полноценно охарактеризовать неоднородность природного резервуара на разных иерархических уровнях.

Полноценная характеристика пород в нефтегазовой литологии не может обойтись без широкого спектра петрофизических исследований, отражающих строение, как минеральной составляющей, так и пустотного пространства. Не менее значимым является выполнение исследований по выявлению и моделированию литолого-геофизических и литолого-петрофизических связей, характеризующих нефтегазоносные отложения. Весьма перспективным направлением является создание цифровых моделей горных пород, базирующихся на результатах математической обработки современных высокотехнологичных методов исследований. Развитие этого направления исследований позволит выработать более обоснованные подходы к определению подсчетных параметров при оценке запасов углеводородов.

В настоящее время компьютерное моделирование широко используется в нефтегазовой литологии на различных масштабных уровнях, вплоть до крупных геологических объектов, размеры которых составляют порой десятки километров. Вместе с тем, на породном уровне большое количество качественной и цифровой информации, получаемой при литологических исследованиях нефтегазоносных отложений, слабо охвачено методами математического моделирования и мало применяется на практике.

Литологические объекты часто характеризуются высокой степенью неоднородности и изменчивостью на всех масштабных уровнях, что осложняет процесс их моделирования. Модель породы сегодня как правило характеризуется словесным описанием объектов, слагающих эту породу, их вещественного состава, структуры и текстуры. Такая модель носит субъективный характер и описывается качественными параметрами, которые не подвергаются компьютерной обработке. Существующие методы работы с качественной литологической информацией, не позволяют разрабатывать цифровые модели пород.

В последние годы появляется всё большее количество технических средств и инструментов, таких как современная оптическая микроскопия, стереоскопия, растровая электронная микроскопия, рентгено-структурный анализ, микротомография и т.д., позволяющих получить колоссальный набор цифровой информации о минеральном составе, структуре и текстуре горных пород. Например, несколько квадратных миллиметров породы в результате исследования в шлифе на оптическом микроскопе описываются десятками мегабайт информации, что эквивалентно описанию этой породы текстом, содержащим десятки миллионов символов.

Проблема в том, что объемы этой информации об изучаемых объектах подвергаются весьма ограниченной компьютерной обработке. Строго говоря, эта информация используется только для передачи или визуализации в отчетах и на презентациях.

Работы по моделированию горных пород, проводимые на кафедре Литологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, являются откликом на эту проблему. На кафедре был разработан и применяется целый ряд методов компьютерного разномасштабного моделирования осадочных горных пород. Методы основаны на получении цифровой информации о минеральном составе, структуре и текстуре породы и дальнейшей её обработки.

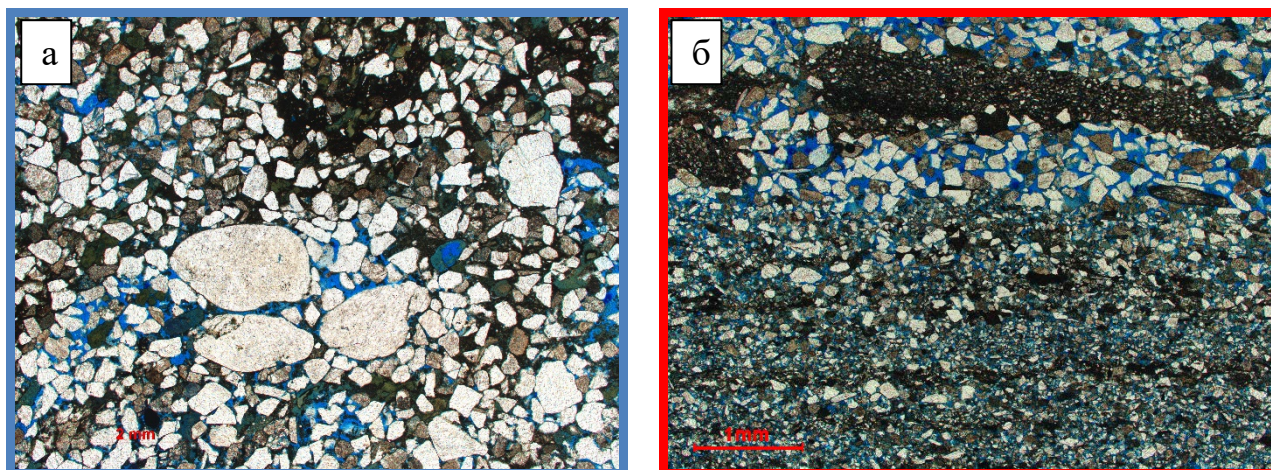
Начальным этапом создания цифровой модели литологического объекта является получение и обработка цифровых характеристик полноразмерного керна. Основные принципы и результаты такого моделирования были описаны ранее [1].

Здесь хотелось бы более подробно остановиться на моделировании литологической информации получаемой в результате исследования шлифов.

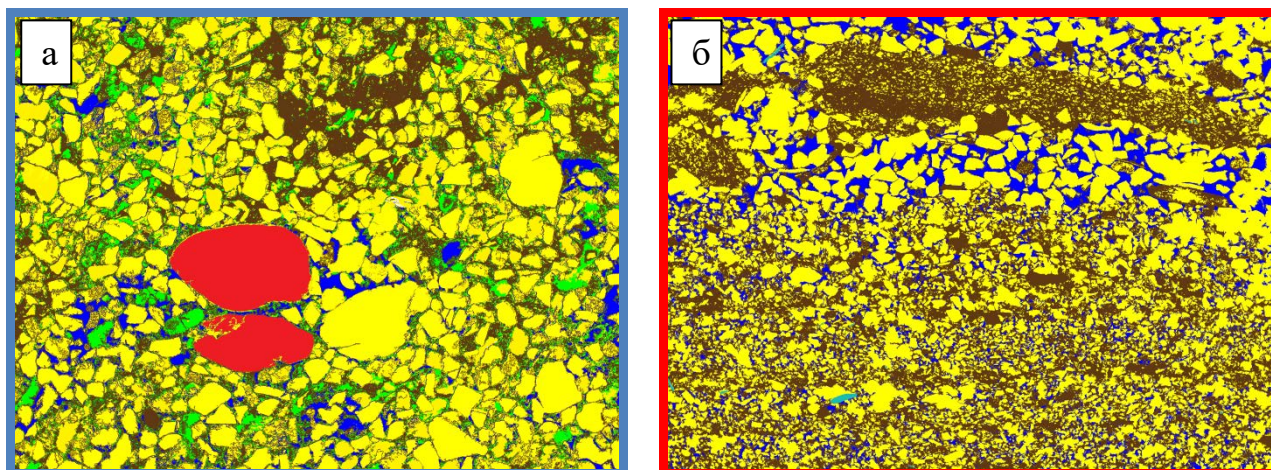
Исследования осуществляются с помощью цифровых фотографий шлифов, полученных на оптических системах ZEISS, оснащенных соответствующим оборудованием. Область шлифа для фотографирования должна быть подобрана исследователем так, чтобы наиболее точно охарактеризовать структурно-текстурные особенности данной породы (рисунок 1). На этих фотографиях маркируются сегменты, обладающие различными цветовыми характеристиками. Сегменты каждого компонента маркируются различным цветом (рисунок 2). Одинаковые по цвету сегменты образуют компонент, который в наибольшей степени приближен к одной из главных вещественных составляющих пород. По каждому компоненту создается бинарное изображение, в котором пиксели, соответствующие данному компоненту, маркируются единицами, а оставшиеся



пиксели – полями. Такие изображения обсчитываются в программе, сегментируются, и по каждому сегменту считается набор его морфологических атрибутов, таких как площадь, периметр, форм-фактор, аспектное отношение, ориентировка главной оси инерции и т.д. (рисунок 3-5). Статистическая обработка полученных данных по каждому сегменту внутри каждого компонента позволяет судить о структурно-текстурных особенностях породы. Полученные параметры являются количественными, что позволяет использовать их при дальнейшем геологическом моделировании объектов большего масштаба, слагающихся этими породами. Подсчётные количественные параметры были выбраны таким образом, чтобы они максимально соотносились со стандартными качественными параметрами, характеризующими структуру и текстуру породы, таких как: «окатанность», «изометричность», «размер зерен», «сортировка», «ориентировка» и др.



**Рисунок 1.** Изображения шлифов различных литотипов: а - песчаник мелко-среднезернистый с гравийными зёрнами полимиктовый с глауконитовым цементом пористый, б - песчаник мелкозернистый со сгустковым глинистым цементом с прослоями алевролита мелкозернистого со сгустковым карбонатно-глинистым цементом пористый.



**Рисунок 2.** Цифровые модели различных литотипов: а - песчаник мелко-среднезернистый с гравийными зёрнами полимиктовый с глауконитовым цементом пористый, б - песчаник мелкозернистый со сгустковым глинистым цементом с прослоями алевролита мелкозернистого со сгустковым карбонатно-глинистым цементом пористый. Масштаб соответствует масштабу на рисунке 1.

Жёлтый – кварц-полевошпатовый компонент, коричневый – глинистый компонент, красный – кварцитовый компонент, зелёный – глауконитовый компонент, бирюзовый – слюдянистый компонент, синий – пустотное пространство.

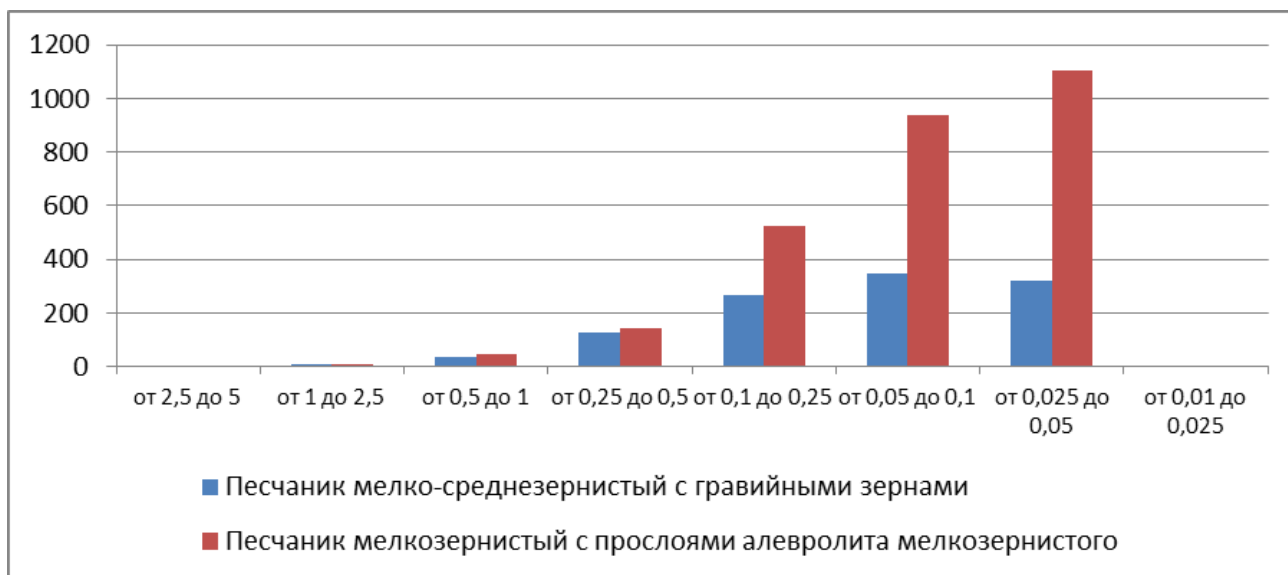


Рисунок 3. Диаграмма распределения количества элементов разного размера в двух типах пород.

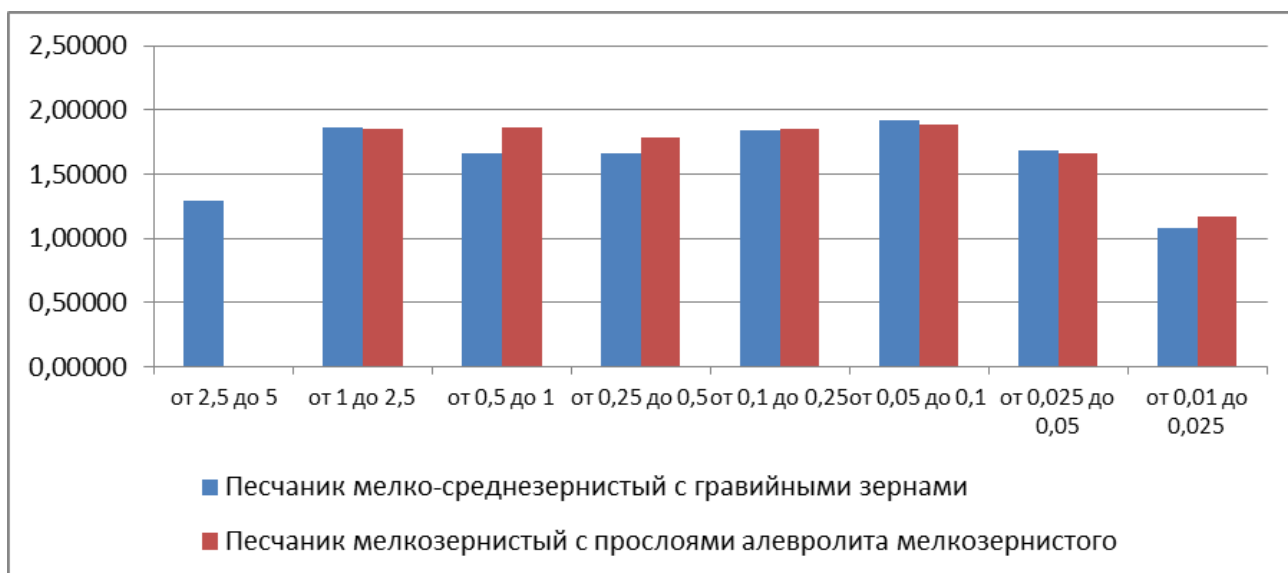
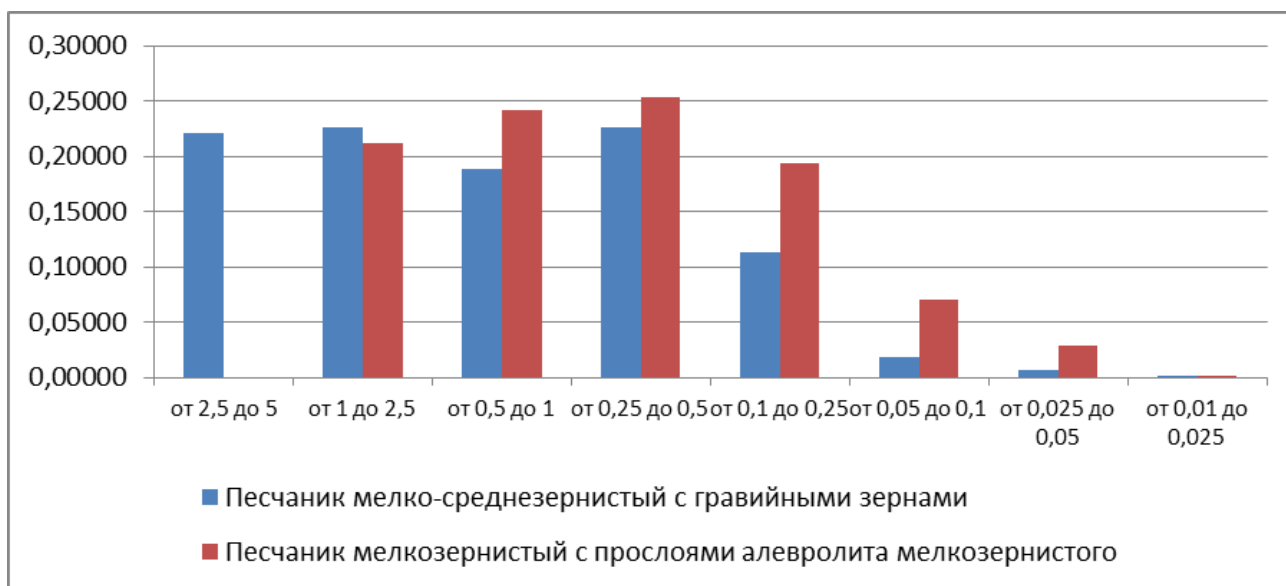


Рисунок 4. Диаграмма распределения изометричности элементов разного размера в двух типах пород.



**Рисунок 5.** Диаграмма распределения суммарной площади элементов разного размера в двух типах пород.

Таким образом, создание модельных изображений литотипов в шлифах является частью разномасштабного литологического моделирования и в перспективе может стать неотъемлемой составляющей геологической модели нефтегазовых объектов.

## Список литературы

1. Хасанов И.И. Анализ цветности пород по цифровым изображениям керна //Геология нефти и газа – 2014 -№5 – С. 33-39.



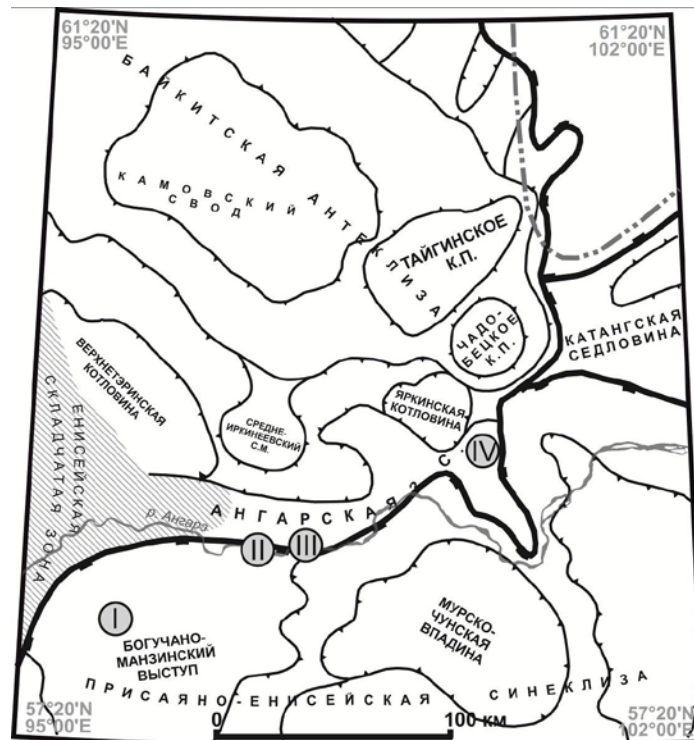
## ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА В ЗОНЕ АНГАРСКИХ СКЛАДОВ И ПРОГНОЗ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ

Пошибаев В.В.\*, Антипова О.А., Постникова О.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Основная промышленная газоносность осадочного чехла в зоне Ангарских складов юго-западной окраины Сибирской платформы связана с отложениями тасеевской серии венда (Рис. 1). В этой зоне были обнаружены Абаканское, Имбинское, Ильбокичское месторождения и др.

Литологический состав и строение отложений тасеевской серии были достаточно детально изучены на обнажениях Енисейского кряжа А.А. Предтеченским (1937-1939 гг.), М.А. Семихатовым (1957, 1962 гг.), А.И. Анатольевой (1966), В.В. Хоментовским (1972), Ю.К. Советовым (1975, 2004, 2015) и др.

Отложения тасеевской серии представлены комплексом пестроцветных преимущественно терригенных и в меньшей степени терригенно-карбонатных отложений мощностью от 2500-3500 м в передовых прогибах до первых сотен метров во внутренних областях юго-запада Сибирской платформы (в зоне Ангарских складов и на юго-западном склоне Байкитской антеклизы). Тасеевскую серию снизу вверх подразделяют на алешинскую, чистяковскую и мошакловскую свиты [Осадочные..., 2004].



**Рисунок 1.** Фрагмент тектонической карты венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы по [Конторович, 2008] с дополнениями авторов. Римскими цифрами обозначены области распространения основных типов разрывов

В зоне Ангарских складов отложения тасеевской серии вскрыты незначительным числом скважин. В объеме каждой из трех свит тасеевской серии выделяется целая серия пластов-коллекторов, разделенных между собой глинистыми и глинисто-карбонатными флюидоупорами локального и зонального типов.

Характеристика коллекторов отложений алешинской свиты и прогноз зон их распространения были даны в предыдущих работах авторов [Пошибаев, 2014; Сим, 2016]. Объектом настоящих исследований являются коллекторы верхней свиты тасеевской серии - мошакловской.

Целью работы явился прогноз распространения различных типов коллекторов мошакловской свиты в разрезах осадочного чехла и по площади. Для этого были решены следующие задачи: дана литологическая характеристика отложений, проведены циклостратиграфический анализ, типизация и корреляция разрезов скважин, выделены уровни развития коллекторов, проведена их типизация, определены их структурно-вещественные характеристики.



## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

В работе с разной степенью детальности изучено более 400 м кернового материала, около 600 петрографических шлифов. Были использованы данные ГИС более чем по 20 скважинам.

Отложения мошакской свиты с постепенными переходами залегают на отложениях чистяковской свиты, формирование которой происходило в мелководно-морском бассейне.

Исследуемые отложения представлены переслаиванием пестроцветных песчаных и алевроглинистых пород. Красный цвет придает им пленочный гематитовый и железисто-гидролюдитовый цемент. Зеленовато-серые оттенки обусловлены разнообразными типами цементации. В сероцветных и зеленовато-серых прослоях пленочного цемента значительно меньше, чем в красноцветных.

В настоящей работе показано, что отложения мошакской свиты сильно различаются по стратиграфическому объему, мощности, литологическим и геофизическим характеристикам в различных структурных зонах Ангарской зоны складок и прилегающих территорий.

Первый тип разреза выделяется в пределах северо-западного склона Богучано-Манзинского выступа. Здесь отложения мошакской свиты были вскрыты сверхглубокой скважиной на Чунской площади в интервале глубин 4630 - 4740 м. Мощность отложений составляет 110 м.

Здесь преобладают песчаные породы мелко-среднезернистой и мелкозернистой фракции, встречаются разнозернистые песчаники. Сортировка обломочного материала крайне низкая, встречаются песчаники со средней степенью сортировки. Степень окатанности обломков низкая, местами средняя. Песчаники по составу полимиктовые.

В составе обломков преобладает кварц (50-55%), калиевые полевые шпаты (15-20%), обломки сланцев (5-12%), обломки кварцитов (5-10%), обломки эффузивных пород (1-5%), обломки рудных минералов (до 5-7%), чешуйки слюд (2-5%), обломки карбонатно-кремнистых пород (менее 2%), обломки турмалина 1-2%.

В минералогическом отношении цемент смешанный глинисто-железистый и кварцевый. Доля глинистого цемента вверх по разрезу постепенно уменьшается, и появляется сульфатно-карбонатный тип цемента. По всему разрезу наблюдается смешанный пленочно-поровый и регенерационный тип цемента. Исключение составляют верхние 5-7 м, где преобладает коррозионный сульфатно-карбонатный цемент.

Для отложений нижней части мошакской свиты характерны косослоистые, горизонтальнослоистые, массивные текстуры, которые в верхней части сменяются тонко-, полого-, волнистослоистыми текстурами.

Интересно отметить, что в отложениях мошакской свиты, возраст которой датируется предположительно нижним вендом, были обнаружены многочисленные текстуры биотурбации.

Для первого типа разреза характерны следы илоедов типа современных *Planolites*. Интенсивность биотурбации незначительная, количество следов илоедов увеличивается вверх по разрезу.

Второй тип разреза выделяется в центральной части Ангарской зоны складок. Отложения мошакской свиты здесь были вскрыты скважинами на Абаканской площади в интервале глубин 2720 - 2810 м. Мощность отложений составляет 80-90 м. Отложения данного типа разреза характеризуются появлением в его нижней части доломитов микрокристаллических и доломитов алевролитических, а также появлением в средней и верхней частях смешанных сульфатно-терригенно-карбонатных пород с примесью органического вещества («оскобитов»). Среди песчаников преобладающими являются мелко-среднезернистые и мелкозернистые разновидности.

В этом типе разреза степень сортировки обломочного материала заметно улучшается, появляются песчаники со средней степенью сортировки обломочного материала, значительно улучшается окатанность обломков.

В минералогическом отношении полимиктовый состав песчаников сохраняется. В данном разрезе появляются прослои с незначительным содержанием обломков глинистых сланцев (3-5%), в целом доля глинистых сланцев в песчаниках уменьшается до 5-7%, местами их содержание составляет 10-12%. Содержание эффузивных обломков составляет 2-3%. Содержание обломков рудных минералов уменьшается от 5-7% до 1-2% вверх по разрезу. Вверх по разрезу уменьшается также количество чешуек слюд с 8-10% до 1-3%.

Цемент смешанный глинисто-карбонатный, местами глинисто-карбонатно-кварцевый. Вверх по разрезу содержание глинистого цемента уменьшается и увеличивается доля карбонатного цемента, в меньшей степени сульфатно-карбонатного. Тип цемента пленочно-поровый, часто коррозионный, местами поровый. В средней и верхней частях разреза появляются прослои с базально-поровым и базальным типом цемента.

Текстурные характеристики также отличаются: в разрезе преобладают тонко-горизонтальнослоистые текстуры, тонко-пологоволнистослоистые текстуры.

Интенсивность биотурбации возрастает. Здесь в отложениях мошакской свиты встречены типичные ихнофаии приливно-отливной зоны типа современных *Skolithos* (размер ходов более 25-35 см), а также следы биотурбации, возможно напоминающие по своей конфигурации современные *Palaeophycus*, также характерные для прибрежной зоны и солоноватых вод.

В центральной части Ангарской зоны складок встречаются также разрезы, в которых заметно увеличивается доля ангидритовых прослоев (третий тип разреза).

На юго-восточном склоне Камовского свода Байкитской антеклизы выделяется четвертый тип разреза (Ильбокичская площадь). Следует отметить, что в пределах Ильбокичской площади мощность тасеевской серии в целом сокращается, из разреза вероятно выпадает нижняя алешинская свита. Здесь отложения мошакской свиты вскрыты в интервале 2640 - 2720 м. Мощность отложений составляет 80 м. В этих разрезах количество песчаных и алевритовых прослоев увеличивается, доля карбонатных пород заметно уменьшается. Песчаный материал значительно более хорошо отсортированный, окатанный. Существенно меняется минералогический состав обломочной части. Песчаные породы как правило кварц-полевошпатового состава. Содержание обломков глинистых сланцев уменьшается до 1-2%. В незначительном количестве присутствуют обломки кварцитов, чешуйки слюды, обломки карбонатно-кремнистых пород (в среднем, не более 2-3%). Наиболее характерные текстуры: массивные, пологоволнистослоистые, наклоннослоистые, текстуры оползания. Встречаются текстуры биотурбации.

В результате проведенных исследований было установлено, что мошакский этап развития бассейна на начальном этапе ознаменовался регрессией моря. Это привело к расширению площади аллювиально-дельтовой равнины на севере территории и формированию аллювиальной равнины в пределах Чунской площади склона Богучано-Манзинского выступа.

Источниками сноса обломочного материала на Чунской площади являлись вероятно Присаяно-Енисейский выступы фундамента и метаморфические комплексы Енисейской складчатой зоны.

К северу от Чунской площади сформировалась приливно-отливная равнина, где накапливались преимущественно песчаные и алевро-глинистые отложения, в которых активно развивались организмы биотурбаторы.

Аллювиально-дельтовая равнина, располагавшаяся на севере, служила транзитной зоной для сноса обломочного материала с выступов гранитного фундамента, которые располагались в сводовой части Байкитской антеклизы.

В пределах Ильбокичской площади сформировались алевро-песчаные отложения, которые, видимо, заполняли дельтовые рукава, а зоной разгрузки служила приливно-отливная равнина. В пределах приливно-отливной равнины существовали обширные области, где формировались условия осадконакопления, сходные с современными солеными маршами. Здесь алевро-глинистые отложения часто переслаиваются с прослоями ангидритов.

В результате проведенных литологических исследований было установлено, что коллекторы относятся к поровому, порово-трещинному, трещинно-поровому типам (Рисунок 2).

Коллекторы преимущественно порового типа были выявлены на склонах Богучано-Манзинского выступа (Чунская площадь) и Камовского свода Байкитской антеклизы (Ильбокичская площадь). Порово-трещинные коллекторы - в зоне Ангарских складок.

Породы-коллекторы порового типа сложены преимущественно песчаными и алевро-песчаными разностями. Преобладают мелко-среднезернистые и мелкозернистые разности. Наибольшие значения фильтрационно-емкостных свойств наблюдаются в песчаных отложениях аллювиально-дельтового комплекса в пределах Ильбокичской площади, а также в алевро-песчаных отложениях каналов промыва приливно-отливной зоны (Абаканская площадь). Толщина песчаных и алевро-песчаных коллекторских прослоев составляет как правило 0,5-2,5 м, иногда 2,5 - 5,5 м. Коэффициент пористости составляет в среднем 15-17%, местами 18-22%.

В коллекторах порового типа выделяются три основных типа пустот: межзерновые, пустоты выщелачивания карбонатного цемента, микропустоты корродирования обломков калиевых полевых шпатов.

Уменьшение фильтрационно-емкостных свойств во-многом обусловлено вторичными преобразованиями. В результате проведенных ранее [Пошибаев, 2014] стадийного оптического и электронно-микроскопического анализа структуры и минерального состава песчаных пород тасеевской серии выявлен широкий спектр вторичных преобразований: процессы гравитационной

коррозии аллотигенных минералов, их пластические деформации, интенсивное трещинообразование, аутигенное минералообразование.

Наиболее интенсивно процессы уплотнения и регенерации обломочных зерен проявились в пределах Чунской площади (склон Богучано-Манзинского выступа). Здесь коэффициент остаточной пористости по всему разрезу как правило не превышает 1-2%.



Рисунок 2. Основные типы коллекторов в пределах региона исследований

Существенную роль в фильтрационно-емкостной системе продуктивных отложений играют тектонические трещины. В зоне Ангарских складок развиты системы субвертикальных трещин с разной степенью раскрытости – от одного до нескольких мм. По стенкам трещин на отдельных участках отмечается интенсивная минерализация. Трещины пересекают как песчаные, так и глинистые породы. В глинистых интервалах разреза часто наблюдаются зоны дробления. Субвертикальные тектонические трещины сопровождаются ортогональными. Кроме того, в разрезе наблюдаются наклонные трещины, расположенные под углом к оси керна. Трещины часто взаимопересекаются, что свидетельствует о одновременности их образования.

По трещинам наблюдаются следы активных процессов вторичной минерализации и оглеения. Изучение минерального состава вещества, заполняющего трещины, проводилось с помощью методов растровой электронной микроскопии и рентгеноспектрального анализа. В результате было установлено, что трещины заполнены кристаллами сидерита, анкерита, доломита и ангидрита. По всему изучаемому разрезу в минерализованных трещинах отмечаются аутигенные кристаллы барита и кварца. Парагенез минералов, заполняющих трещины, свидетельствует о низкотемпературных гидротермальных процессах.

В отложениях тасеевской серии зафиксированы также зеркала скольжения, на их плоскостях отмечаются деформированные процессами сдвига кристаллы анкерита, что свидетельствует о многоэтапности активизации тектонических процессов.

## Выводы

Отложения мошакской свиты тасеевской серии представлены разнообразным набором пестроцветных терригенных, терригенно-карбонатных, сульфатных и глинистых пород.

Показано, что формирование мошакской свиты происходило в различных фациальных обстановках. В пределах Богучано-Манзинского выступа формирование отложений происходило в условиях аллювиальной равнины. В пределах зоны Ангарских складок отложения мошакской

свиты формировались преимущественно в условиях приливно-отливной равнины. В этой зоне существовали области с ограниченным водообменом. На склоне Байкитской антеклизы формирование отложений происходило в условиях аллювиально-дельтовой равнины.

Петрографические исследования шлифов позволили выявить различные источники сноса обломочного материала. Один источник сноса вероятно располагался в зоне Богучано-Манзинского выступа, второй – в сводовой части Байкитской антеклизы.

Распределение пород-коллекторов определяется литолого-фациальными условиями формирования и направлением вторичных изменений, в том числе трещиноватостью.

В различных структурных зонах выделяются порово-трещинный, трещинно-поровый и поровый типы коллектора.

В коллекторах порового типа выделяются три основных типа пустот: межзерновые, пустоты выщелачивания карбонатного цемента, микропустоты корродирования обломков КПШ. Преобладание того или иного типа пустот в различных структурных зонах разное. Наибольшие значения продуктивности отмечаются в отложениях с порово-трещинным типом коллектора.

## Список литературы

1. Конторович А.Э., Беляев С.Ю., Конторович А.А. и др. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 8. С. 851-862.
2. Осадочные бассейны: методика изучения, строение и эволюция / Под ред. Ю.Г. Леонова, Ю.А. Воложа // Тр. ГИН РАН. Вып. 543. М.: Научный мир, 2004. 526 с.
3. Пошибаев В.В. Литологическая характеристика и прогноз зон развития коллекторов позднедокембрийских отложений тасеевской серии Иркиннеево-Чадобецкого прогиба / Автореф. дисс. ... канд-та геол.-мин. наук. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2014. 32 с.
4. Сим Л.А., Постников А.В., Постникова О.В. и др. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркиннеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6 (52). С. 8-12.



## ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ОВ В ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ (ДЕПРЕССИОННЫЕ КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ)

*Ростовцева Ю.В.\* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Хань Бин (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

Отложения доманикового горизонта с содержанием  $C_{орг}$  от 5–8 до 20% и более являются нефтематеринскими толщами в Тимано-Печорской провинции. В зависимости от условий накопления осадков в доманиковой высокоуглеродистой формации выделяются мелководно-шельфовые, рифовые и депрессионные типы отложений [1].

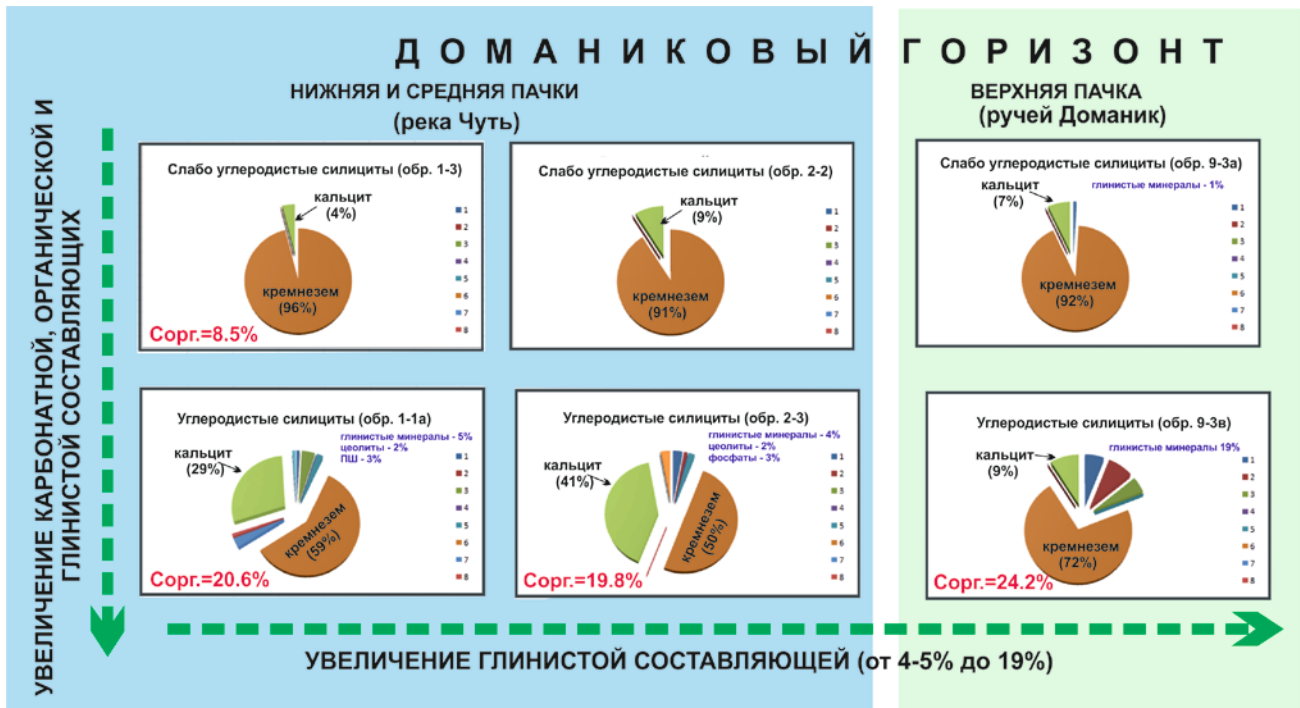
Доманиковые отложения отличаются циклическим строением, обусловленным во многом изменчивостью биопродуктивности вод и интенсивностью накопления органического вещества.

Существуют разные представления о причинах возникновения высоких концентраций органического углерода ( $C_{орг}$ ) и формирования кремневых осадков, свойственных доманиковому горизонту. По Н.М. Страхову (1963) [2] циклическое строения рассматриваемых отложений обусловлено сезонным развитием зоо- и фитопланктона, контролируемым вертикальной циркуляцией вод бассейна, вызванной метеорологическими факторами. Подобной точки зрения придерживается целый ряд исследователей [3]. В настоящее время более широкое распространение получили представления о тесной связи повышенной биопродуктивности вод бассейна с активной эксгалятивно-гидротермальной вулканической деятельностью, проявившейся в девоне [4, 5]. Для выявления особенностей циклического строения рассматриваемых толщ и периодичности накопления органического вещества в осадках в ходе данного исследования были изучены отложения депрессионного типа доманика, вскрываемые на дневной поверхности в пределах Ухтинской антиклинали (Южный Тиман).

Толщи депрессионного типа доманикового горизонта прослеживаются в Ухтинском районе в береговых обнажениях р. Ухта, р. Чуть и руч. Доманик. Общая мощность указанных отложений составляет 56–67 м [5]. Толщи представлены переслаиванием преимущественно карбонатных и кремневых пород. В этих стратотипических разрезах доманик подразделяется на три пачки. Отложениям нижней пачки мощностью 22–24 м свойственны пропластки цельнораковинных известняков и черных кремней. В средней части разреза (17–22 м) толщи характеризуются более высоким содержанием кремневой составляющей. В верхней пачке (20–23 м), содержащей многочисленные карбонатные конкреции, отмечается достаточное разнообразие органогенных остатков. В рассматриваемых депрессионных карбонатно-кремнистых доманиковых отложениях встречаются конодонты, раковины аммоноидей, прямых наутилоидей, тентакулитов, бухиол, радиолярий и др.

В результате проведенного исследования установлено, что в изучаемых толщах выделяются четыре основных литологических типа пород, сочетание которых во многом определяет циклическое строение отложений. В составе толщ выявлены тентакулитовые известняки, радиоляриты, слабо углеродистые силициты и углеродистые силициты.

Тентакулитовые известняки, состоящие в основном из целых раковин тентакулит и сложенные практически полностью кальцитом ( $CaCO_3$  95–98 %), встречаются в виде прослоев и линз преимущественно в нижних частях элементарных циклитов. Радиоляриты, местами со сплошной вторичной карбонатизацией, свойственны для средней части разреза. Слабо углеродистые силициты с наиболее высоким содержанием кремневого вещества (до 91–96 %) слагают нижние части элементарных циклитов, верхние интервалы которых представлены углеродистыми силицитами (Рис. 1). В кремневой тонкозернистой основной массе слабо углеродистых силицитов встречаются отдельные раковины радиолярий, тентакулит и остатки других видов организмов. Содержание органического вещества в них составляет около 5–8 %. Углеродистые силициты отличаются наиболее смешанным составом с различным содержанием кремневого вещества (50–72%), кальцита (9–41%), глинистых минералов (4–19%) и  $C_{орг}$  (19,8–24,2%). Наличие кальцитовой составляющей в них во многом обусловлено присутствием многочисленных остатков известковых тонкостенных раковин, сконцентрированных в мм прослой и линзочки. Углеродистые силициты верхней пачки доманикового горизонта отличаются более заметным содержанием глинистых компонентов (до 19%).



**Рисунок 1.** Вещественный состав слабо углеродистых и углеродистых силицитов изучаемых отложений доманика (Ухтинский район).

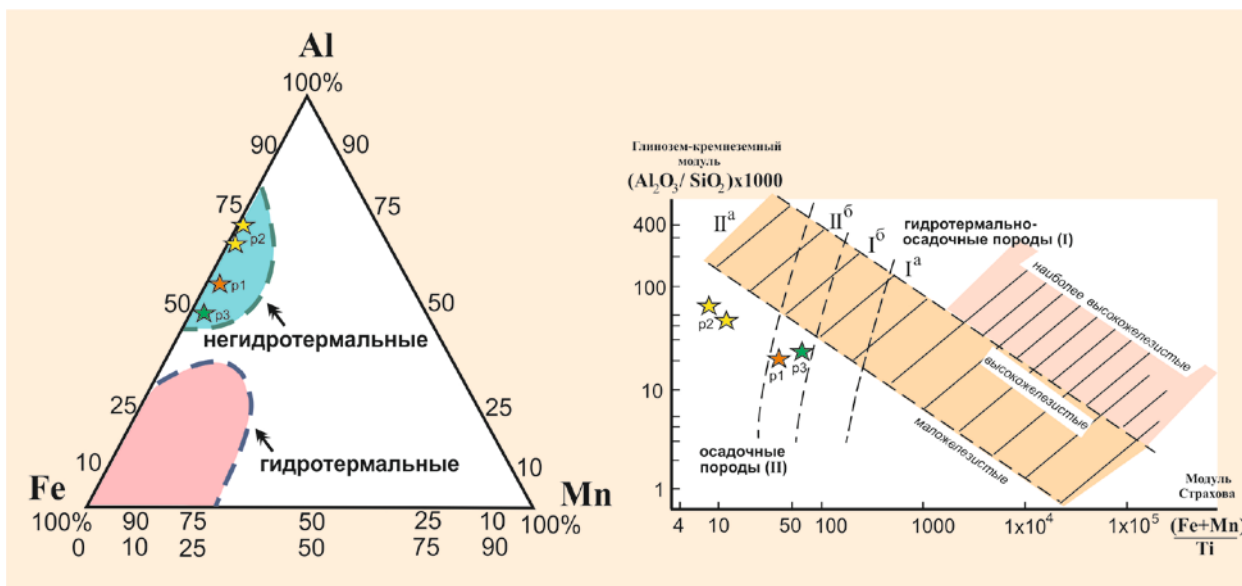
Элементарные циклиты толщиной в среднем до 0,15–0,3 м имеют в целом сходное строение в рассматриваемых отложениях, отличаясь более заметным развитием радиоляритов в средней части изучаемого разреза (Рис. 2). Слабо углеродистые силициты характеризуются микрослоистостью, подчеркнутой переслаиванием миллиметровых слойков с разным насыщением осадков органическим веществом.



**Рисунок 2.** Строение элементарных циклитов отложений депрессионного типа доманика (Ухтинский район).

Согласно имеющимся данным толщи доманикового горизонта содержат ОВ, образованное морскими планктонными водорослями [6], что хорошо согласуется с существующими представлениями о планктоногенном пелагическом генезисе изучаемых отложений.

С целью выяснения источника кремневого вещества, обусловившего широкое развитие слабо углеродистых и углеродистых силицитов в разрезе, были проанализированы петрохимические особенности рассматриваемых пород с расчетом целого ряда геохимических параметров. В ходе этого исследования установлено, что изучаемые силициты в большей степени отвечают осадочным образованиям, формирование которых происходило без или с подчиненным влиянием гидротермальной составляющей (Рис. 3). Значения глинозем-кремнеземного модуля составляют от 20 до 63, модуля Страхова изменяются от 8,6 до 65,2.



**Рисунок 3.** Петрохимическая характеристика силицитов доманика (Ухтинский район). Силициты: p1, p2 – нижняя и средняя пачки доманика (р. Чуть), p3 – верхняя пачка доманика (руч. Доманик) (Классификационные диаграммы по Зайковой, [7]).

Результаты проведенного исследования в большей степени свидетельствуют в пользу точки зрения Н.М. Страхова и ряда других ученых о том, что циклическое строение доманиковых отложений контролировалось в основном седиментационными факторами, определявшими изменчивость биопродуктивности вод. В микрослоистости силицитов, по-видимому, отразилась сезонность развития фито- и зоопланктона. В тепловодных условиях тропического моря такая сезонность могла быть вызвана наличием муссонного климата, сменой влажных и сухих периодов. Во время влажных сезонов усиливался снос материала с суши и возрастало поступление питательных веществ (фосфатов и нитратов) в бассейн, что повышало продуктивность вод, которая снижалась во время более сухих периодов.

Образование элементарных циклитов может быть обусловлено более длительными климатическими колебаниями, связанными с долгопериодическими изменениями инсоляции. По датированию стандартных зон конодонтов формирование доманиковых толщ могло происходить на протяжении порядка 5,6 млн. лет (с 382,56 до не более 376,99 млн. лет) [8, 9]. В изучаемом разрезе временному интервалу в 1 млн. лет может соответствовать около 10–12 м отложений. В этом случае накопление элементарного циклита (среднее 0,23 м) происходило примерно за 19 000–23 000 лет, что сопоставимо с астрономическими циклами прецессии. Этот вывод хорошо согласуется с имеющимися данными о заметном влиянии колебаний прецессии на периодическое обогащение отложений органическим веществом [10].

Накоплению силицитов также могло способствовать высокое содержание CO<sub>2</sub> в атмосфере в доманиковое время (pCO<sub>2</sub> 2125 ppmv в позднем девоне [11]), что отчасти ограничивало интенсивность осаждение карбонатов (прежде всего хемогенного генезиса). Плохое насыщение кислородом придонных вод обеспечивало лучшую сохранность органического вещества, захороненного в осадках.

## Список литературы

1. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). СПб.: Недра, 2007. 152 с.
2. Страхов Н.М. Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М.: Госгеолтехиздат, 1963. 535 с.
3. Мерц А.В., Юдович Я.Э., Кетрис М.П., Штейнер В.Л. К вопросу о геохимии Ухтинского доманика // Горючие сланцы. 1990. Т.7. №3. С.218-230.
4. Максимова С.В. Эколого-фациальные особенности и условия образования доманика. М.: Наука, 1970. 100 с.



5. Афанасьева М.С. Атлас радиолярий палеозоя Русской платформы. М.: Научный мир, 2000, 480 с.
6. Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А. и др. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы, 2 (61), 2015, С. 77–86.
7. Зайкова Е.В. Кремнистые породы офиолитовых ассоциаций (на примере Мугоджар). М.: Наука, 1991. 135 с
8. Афанасьева М.С., Амон Э.О. Радиоляриевая шкала девона России // Материалы III Всероссийского совещания «Верхний палеозой России: региональная стратиграфия, палеонтология, гео- и биособытия», СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2012, С. 30-33.
9. The Geologic Time Scale 2012. Editors: Gradstein F.M., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. Elsevier, 2012, 1160 p.
10. De Vleeschouwer D., Da Silva A.C., Boulvain F., Crucifix M., Claeys P. Precessional and half-precessional climate forcing of Mid-Devonian monsoon-like dynamics // Clim. Past, 8, 2012, P. 337–351.
11. Le Hir, G., Donnadieu, Y., Godd ris, Y., Meyer-Berthaud, B., Ramstein, G., and Blakey, R.C. The climate change caused by the land plant invasion in the Devonian: Earth and Planetary Science Letters, v. 310, 2011, p. 203–212.



## ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКОЕ РАЗЛОЖЕНИЕ КАРБОНАТОВ С ВЫДЕЛЕНИЕМ СВОБОДНОГО УГЛЕРОДА И УГЛЕВОДОРОДОВ

*Сазонов И.Г., Астапова Д.А. (Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа)*

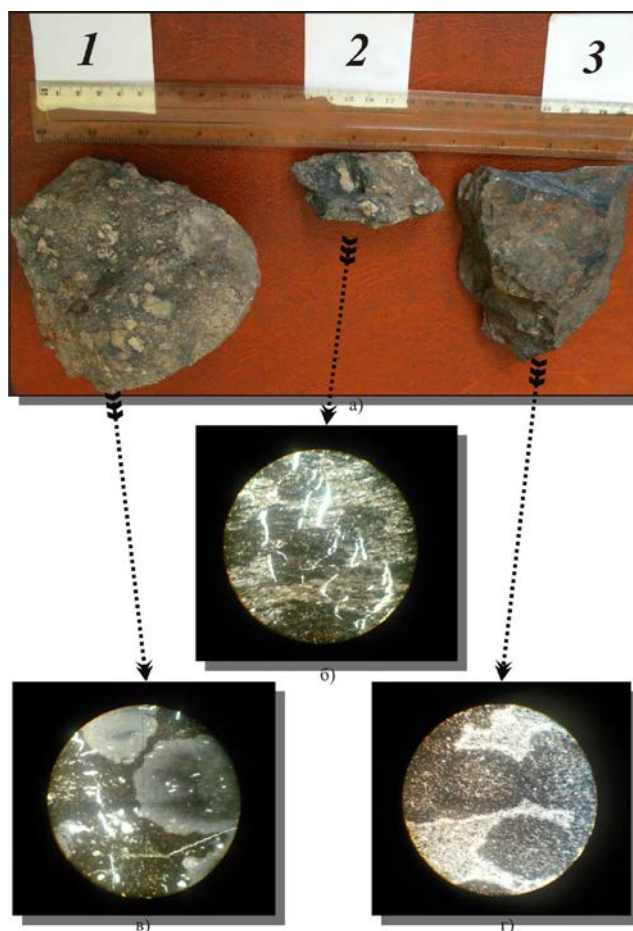
В круговороте углерода в природе выделяются несколько циклов. Основным считается круговорот в виде углекислого газа, поглощаемого растениями и, затем, возвращаемого в атмосферу после их гибели и разложения. Углекислая часть растений возвращает углерод в атмосферу гораздо медленнее, здесь масштаб измерения времени геологический. Мы намеренно не упоминаем консервацию углерода в углеводородных залежах, поскольку об этом будет идти речь ниже. Огромное количество углерода изымается из атмосферы в процессе осаждения карбонатов при образовании хемогенных и биогенных известняков, доломитов, мергелей. Эти процессы должны были уже давно изъять весь углерод из атмосферы и законсервировать его. Очевидно, существуют процессы, возвращающие углерод в атмосферу, на что обратили внимание исследователи [1, 2, 3]. Таким образом, устанавливается некоторое равновесие между поступлением углерода в атмосферу и его связыванием на геологически длительные интервалы времени. Для каждой геологической эпохи этот баланс между увеличением и уменьшением содержания углекислого газа в атмосфере свой, как, кстати, и величина этого содержания.

Одним из основных источников пополнения углекислого газа в атмосфере являются вулканические эксгаляции. При этом выделяющийся углерод в виде СО и СО<sub>2</sub> считается мантийным, одним из продуктов общей дегазации Земли. Однако мы ранее уже отмечали, что при термическом (термокаталитическом) воздействии на карбонатные породы разложение составляющих их карбонатов происходит не только с выделением углекислого газа, но и с выделением атомарного углерода, его сажистой разновидности [4, 5].

В районе Кавказского Пятигорья горные массивы представляют собой внедрения магматических тел в толщу осадочных пород. Сохранившиеся «горячие» контакты магмы с известняками и мергелями мелового и палеогенового возраста характеризуются некоторыми особенностями. Карбонатные минералы известняковых мергелей здесь разлагались с высвобождением не только углекислого газа, но и свободного углерода, окрасившего горные породы в черный цвет (рисунок 1). Количество высвобожденного углерода возрастает по мере приближения к контакту. В полевых условиях нами изучались «горячие» контакты на массивах гор Бештау, Змейка, Кинжал, у которых магматические тела, слагающие центральную часть (ядро) гор, обнажаются на поверхности. Видимая часть этих контактов составляет несколько десятков метров. Чистые разности известняков, слои которых имеют толщину от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров, приобретают черную окраску, причем их окраска оказывается более равномерной, чем в измененных мергелях и карбонатных глинах.

На наш взгляд, подобное разложение происходит и в условиях регионального метаморфизма при достижении соответствующих термобарических условий. Уже давно установлена закономерность: в глубокометаморфизованных комплексах последовательно уменьшается, вплоть до полного исчезновения, количество эвапоритов, а заодно и карбонатных пород. Часть углерода в виде СО<sub>2</sub> возвращается в атмосферу, часть может выделяться в виде чистого углерода. Считаем, что появление атомарного углерода в условиях высоких давлений и температур – это прямой путь к синтезу углеводородов по схемам реакций, известных со времен Д.И. Менделеева.

Если принять, что описанные процессы в природе действительно реализуются, что, на наш взгляд, вполне правомерно, то становится понятным повсеместное распространение углеводородов, включая древние щиты платформ. Наиболее крупные запасы углеводородов формируются в областях глубоких погружений осадочных толщ палеозоя, мезозоя и кайнозоя (предгорные прогибы, внутриплатформенные впадины, межгорные прогибы и т.п.). Поступая по ослабленным (разломным) зонам в осадочную оболочку, углеводороды распределялись в соответствии с характером распространения коллекторов и ловушек.



**Рисунок 1.** Фотографии образцов (а) верхнемеловых пород, отобранных на седловине между Малым и Большим Бештау и их шлифов (б, в, г)

Обращаем внимание на неравномерность тектонических процессов как во времени, так и в пространстве. Отсюда неравномерность в продуцировании углеводородов. В принципе, этот же процесс можно считать непрерывно-прерывистым, поскольку в процессе погружения все новые и новые комплексы, содержащие карбонатные породы, попадают в условия, благоприятные для генерации углеводородов. Прерываться генерация может при смене погружений воздыманиями, либо за счет полного исчерпания генерирующих возможностей пород.

Существуют комплексы пород, которые явно показывают, что они попадали в условия, достаточные для выделения углерода, как, например, ранне- и среднеюрские черные филлитизированные сланцы, обнажающиеся в осевой части Большого Кавказа. Сланцы эти часто именуют углистыми, подразумевая органическую первоначальную природу вещества, придающего им черную окраску. На наш взгляд, их следует именовать графитизированными, поскольку окраска их связана с abiогенным разложением карбонатов и выделением сажиистой разновидности углерода. В Предкавказье в верхнепалеозойском фундаменте также присутствуют графитизированные толщи глинистых сланцев и филлитов каменноугольного возраста, из которых до сих пор происходит эманация метана в небольших количествах. К этому явлению местные геологи применили образное выражение – «фундамент дышит углеводородами».

Главную роль в процессе поступления углеводородов играет вертикальная миграция, по крайней мере, до поступления углеводородов в природные резервуары, где возможно осуществление латеральной миграции, обычно ограниченной несколькими десятками километров.

Сильно обогащенные органическим веществом породы, принимаемые в качестве нефтематеринских, например, доманиковые сланцы, баженитовые глины, главную роль в формировании общих запасов сыграть не смогли, поскольку для эмиграции из их углеводородов требуются более жесткие

термодинамические условия, чем испытанные ими до настоящего времени. Возможно, это случится в дальнейшем, если осуществится их дальнейшее погружение.

Уникальность химического состава нефтей в отдельных месторождениях и зонах нефтегазонакопления можно объяснить их генерацией в самостоятельных очагах и дальнейшей вертикальной миграцией. Особенности химического состава зависят от направления химических преобразований, определяемых наличием и концентрацией катализаторов и термобарическими условиями. Катализаторами являются, вероятно, соединения металлов: никеля, ванадия, кобальта, железа, присутствующие в нефтях в виде металлоорганических соединений. Подобные реакции используются, в частности, при добыче и подготовке сланцевой нефти – апгрейдинге, включающем получение легких углеводородов за счет расщепления более тяжелых молекул. Например, при гидрокрекинге, протекающем при температурах порядка 400 °С и давлении около 20 МПа, расщепляются тяжелые ароматические углеводороды с превращением их в насыщенные циклические. Вероятно, жидкие углеводороды способны захватывать ванадий, никель, кобальт, входящие в состав нефтепроизводящих толщ, и превращать их в подвижные соединения. Возможно, находясь в составе пород, эти элементы играли роль катализаторов при синтезе углеводородов и при их дальнейших превращениях, включая природный апгрейдинг. Только вертикальной миграцией углеводородов можно объяснить уникальность химического состава нефтей в месторождениях одного нефтегазоносного бассейна за счет их поступления из самостоятельных очагов нефтегазообразования.

К сожалению, мы не можем поддержать концепцию А.А. Баренбаума о возможном быстром образовании нефти и углеводородных газов за счет атмосферного углекислого газа, да ещё темпами, восполняющими их добычу в реальном времени [6, 7]. Исходя из вышеизложенного, процесс образования углеводородов является постоянным, но темпы этого процесса недостаточны для восполнения извлеченных и извлекаемых запасов. Это означает, что неизбежно наступит время, когда добыча УВ начнет сокращаться естественным порядком.

## Список литературы

1. Сидоренко, А.В. Изотопные особенности древнейших карбонатных отложений докембрия / А.В. Сидоренко, Ю.А. Борщевский // Тез. докл. V Всесоюзн. симпоз. по геохимии стабильных изотопов. – М.: ГЕОХИ АН СССР, 1974. – С. 2 – 4.
2. Сидоренко, А.В. Общие тенденции в эволюции изотопного состава карбонатов в докембрии и фанерозое / А.В. Сидоренко, Ю.А. Борщевский // Докл. АН СССР. - № 4, т. 234, 1977. – С. 892 – 895.
3. Сидоренко А.В. Проблема геохимической эволюции Земли в свете данных изотопной геологии докембрия / А.В. Сидоренко, Ю.А. Борщевский // Проблемы осадочной геологии докембрия. – Вып. 5. – М.: Наука, 1979. — С. 34 – 44.
4. Сазонов, И.Г. Особенности геологического развития Минераловодского выступа / И.Г. Сазонов, Д.А. Коллеганова (Д.А. Астапова) // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – № 3. – Ставрополь : СевКавГТУ, 2006. – С. 68 – 70.
5. Сазонов, И.Г. О некоторых особенностях контактового разложения карбонатов на г. Бештау / И.Г. Сазонов, П.В. Бигун, Д.А. Астапова // Материалы XL научно-технической конференции по итогам работы профессорско-преподавательского состава СевКавГТУ за 2010 г, т. 1 «Естественные и точные науки. Технические и прикладные науки». – Ставрополь, 2011. – С. 180.
6. Баренбаум, А.А. Механизм формирования скоплений нефти и газа / А.А. Баренбаум // Докл. АН. – № 6. Т. 399 – М.: ФГУП «Наука» 2004. – с. 802 – 805.
7. Баренбаум, А.А. Современное нефтегазообразование как следствие круговорота углерода в биосфере / А.А. Баренбаум // «Георесурсы». — № 1(60). – Казань: ООО «Георесурсы», 2015. – с. 46 – 53.



## АНАЛИЗ ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БАССЕЙНОВ АРКТИЧЕСКОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Санникова И.А.\* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Ступакова А.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)

Среди нефтегазоносных бассейнов (НГБ) российской Арктики наиболее широко изученными и в тоже время весьма дискуссионными являются бассейны окраины Восточно-Сибирской платформы, а именно Енисей-Хатангский и Лаптевоморский НГБ. В рамках данной работы предпринята попытка рассмотреть углеводородные системы данных бассейнов как единую систему, которая в до мезозойское время развивались совместно, формируя протерозойский и палеозойский комплексы. В мезо-кайнозойское время Лаптевоморский бассейн развивался самостоятельно и в настоящее время представляет собой наложенную впадину [2, 4].

Для лучшего понимания геолого-геохимической истории развития и реализации углеводородного потенциала как палеозойского, так и мезо-кайнозойского комплексов Енисей-Хатангского и Лаптевоморского бассейнов был использован метод двумерного бассейнового моделирования. Согласно региональной геологической интерпретации осадочный чехол Енисей-Хатангского и Лаптевоморского бассейнов начинается с рифейских отложений (рис. 1). Мощность осадочного чехла в прогибах достигает 16-18 км, а на моноклинали всего 7 км.

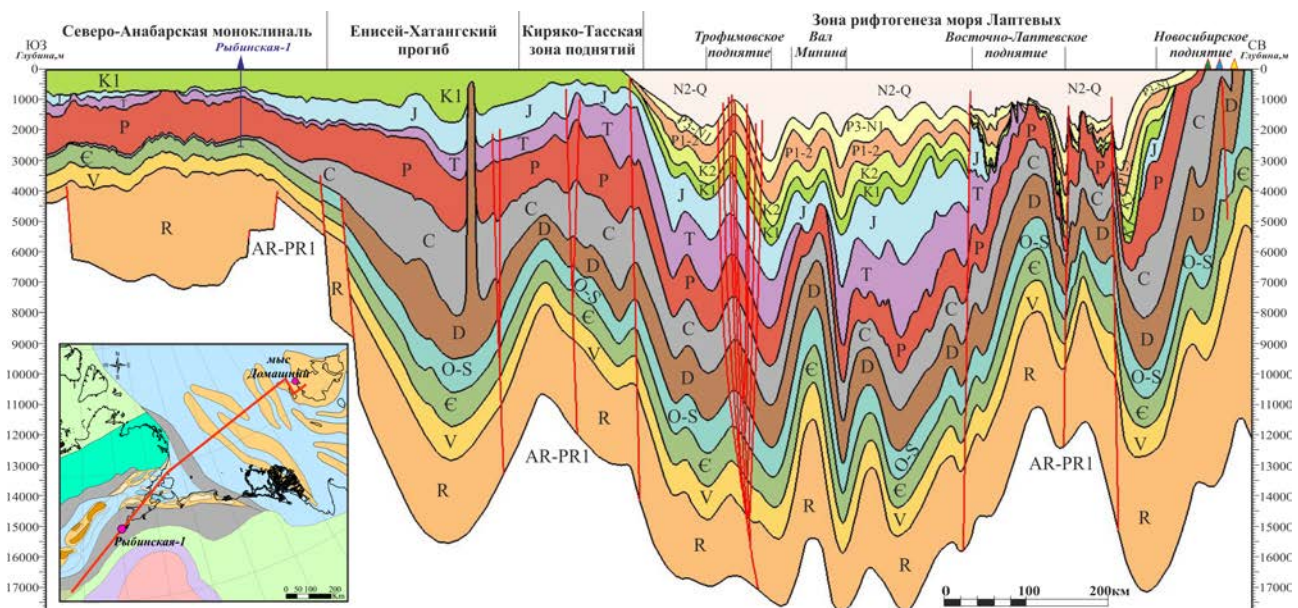


Рисунок 1. Композитный геологический профиль через Енисей-Хатангский и Лаптевоморский нефтегазоносные бассейны (длина 1470 км, глубина 18 км)

Были учтены мощности эродируемых отложений. Так, на территории Северо-Анабарской моноклинали в результате девонского и позднекаменноугольного перерывов в осадконакоплении размыло около 700 м ордовикско-силурийских отложений и 500 м нижнекаменноугольных, соответственно. Учтена триасово-юрская эрозия, в процессе которой эродировано до 1 км отложений в пределах восточной части Лаптевоморского НГБ. В юрское время в связи с ростом Новосибирского поднятия палеозойские отложения здесь также были эродированы и выведены на поверхность. Наконец, в поздне меловое и кайнозойское время на территории Енисей-Хатангского региона произошел размыв примерно 1 км меловых отложений.

Рифей-нижнекаменноугольные отложения сложены карбонатными разностями и девонскими эвапоритами, а пермско-мезо-кайнозойский разрез имеет преимущественно терригенный состав (рис. 2). Геохимические характеристики 13-ти выделяемых нефтематеринских толщ (НМТ) были получены для Енисей-Хатангского бассейна частично по результатам пиролитических исследований, но в большинстве своем (в т.ч. для моря Лаптевых) основаны на литературных данных (таблица 1) [3, 5].



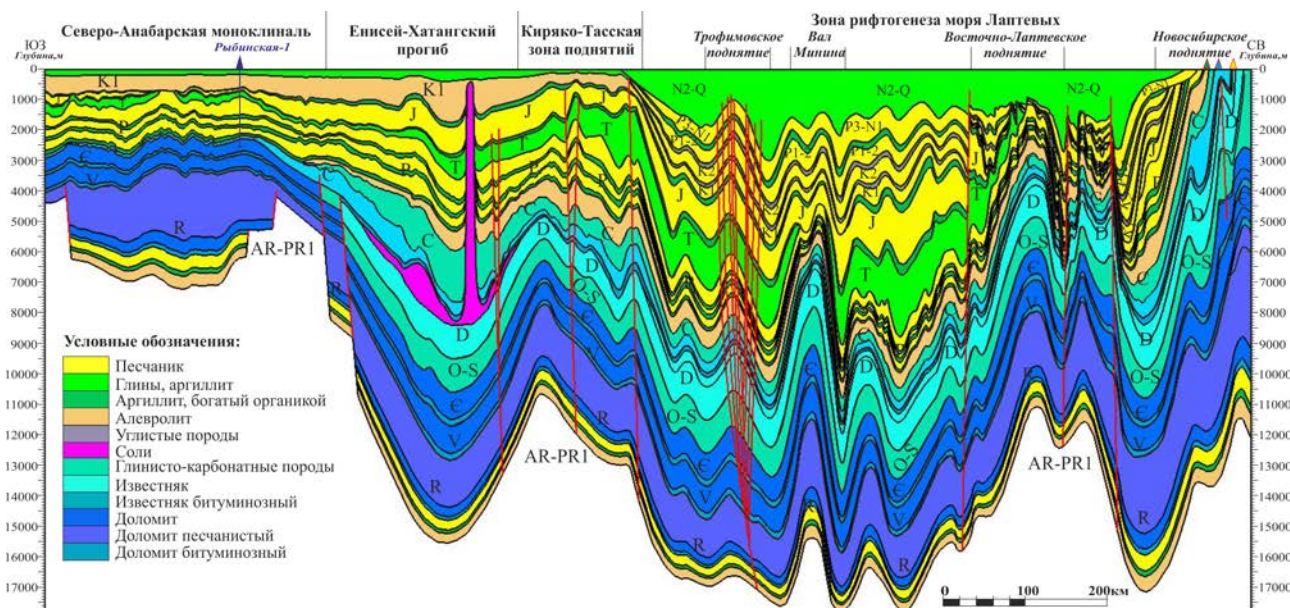


Рисунок 2. Литологическая модель композитного профиля через Енисей-Хатангский и Лаптевоморский нефтегазоносные бассейны

Таблица 1. Геохимическая характеристика НМТ Енисей-Хатангского и Лаптевоморского бассейнов

| Нефтематеринская толща            | Литология              | Мощность, м | Тип ОБ | Сорг <sub>0</sub> , % | НП <sub>0</sub> , мг УВ/г Сорг |
|-----------------------------------|------------------------|-------------|--------|-----------------------|--------------------------------|
| Эоценовая свита Azolla (P2)       | Аргиллит               | 30          | II-III | 5                     | 400                            |
| Верхнемеловая (K2)                | Углистые породы        | 30          | III    | 12                    | 250                            |
| Нижнемеловая (K1)                 | Углистые породы        | 30          | III    | 8                     | 260                            |
| Верхнеюрская (J3)                 | Аргиллит               | 30          | II-III | 2                     | 350                            |
| Среднетриасовая (T2)              | Аргиллит               | 30-40       | II-III | 6-8                   | 350                            |
| Верхнекожевниковская (P2vk)       | Аргиллит               | 30          | II-III | 2,4-4,5               | 320-400                        |
| Нижнекожевниковская (P1nk)        | Аргиллит               | 40          | II-III | 3,7-4,5               | 320-400                        |
| Тустахская (P1ts)                 | Аргиллит               | 40          | II-III | 3,7-4,5               | 320-400                        |
| Верхнедевонская домбинская (D3dm) | Известняк битуминозный | 30-40       | II     | 7                     | 610                            |
| Ранне-среднекембрийская (E1-2)    | Известняк битуминозный | 40          | I-II   | 12-15                 | 550-600                        |
| Вендская хатыспытская (V1hat)     | Доломит                | 30-40       | II     | 2                     | 500                            |
| Усть-ильинская (R1u-i)            | Доломит                | 40-50       | II     | 4                     | 450                            |
| Мукунская (R1mk)                  | Аргиллит               | 50          | II     | 2                     | 420                            |

При расчете температурной модели использовались палеоглубина уровня моря, среднегодовые значения температуры на поверхности осадочного чехла и распределение значений теплового потока в осадочном чехле, которые были рассчитаны на основе модели Д. Маккензи отдельно для четырех участков изучаемого региона: Северо-Анабарской моноклинали, Енисей-Хатангского прогиба, Лаптевоморского прогиба и горстовой системы моря Лаптевых.

Калибровка моделей осуществлялась по значениям показателя отражения витринита (ПОВ) для скважины Рыбинская-1, пробуренной в пределах Северо-Анабарской моноклинали, а также замерам ПОВ на обнажениях с Новосибирских островов (о. Котельный, мыс Домашний) (рис. 3) [1].

Согласно результатам моделирования, в пределах Лаптевоморского бассейна положение верхней границы главной зоны нефтеобразования (ГЗН) колеблется от 2,5 до 2,7 км, а положение нижней границы ГЗН – 4,3-4,5 км. Нижняя граница главной зоны газообразования (ГЗГ) проходит здесь на глубине 6 км. На территории Енисей-Хатангского бассейна ввиду большой величины апlifта верхняя граница ГЗН отмечается на глубине 1 км, верхняя граница ГЗГ на глубине 3 км, нижняя – на 5 км (рис. 4).

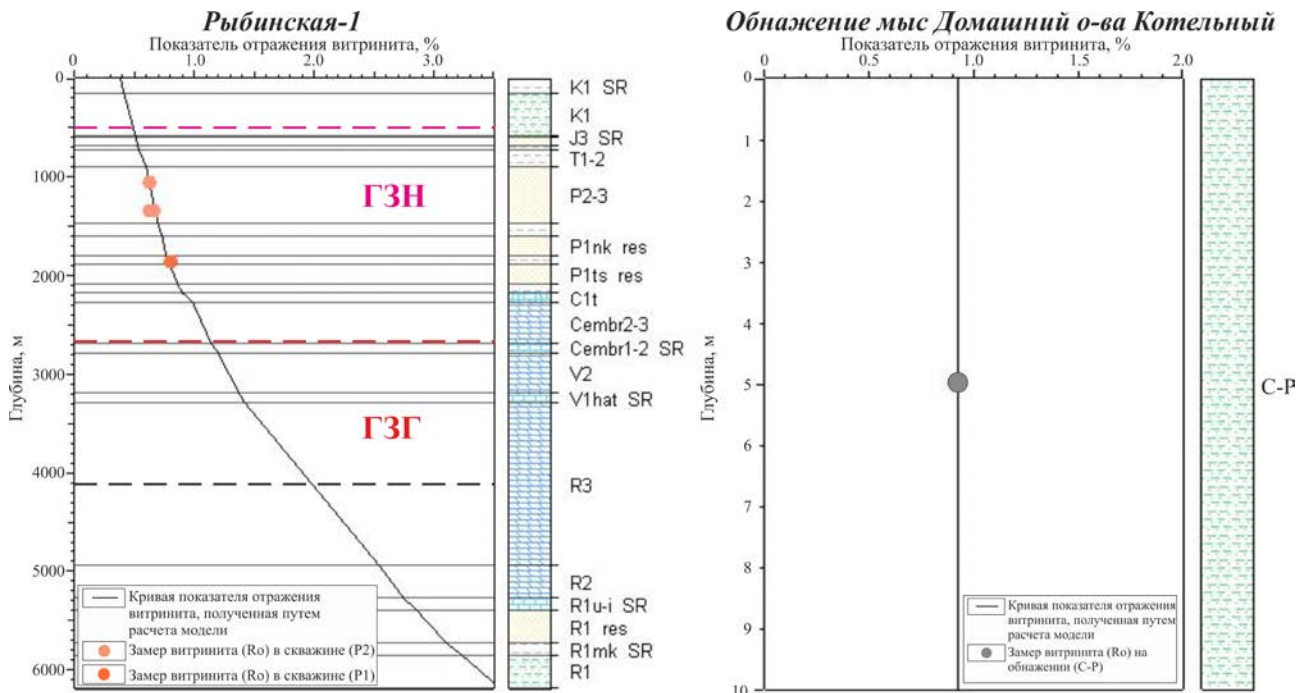


Рисунок 3. Калибровка модели композитного профиля по показателю отражения витринита для скважины Рыбинская-1 и обнажения у мыса Домашний острова Котельный

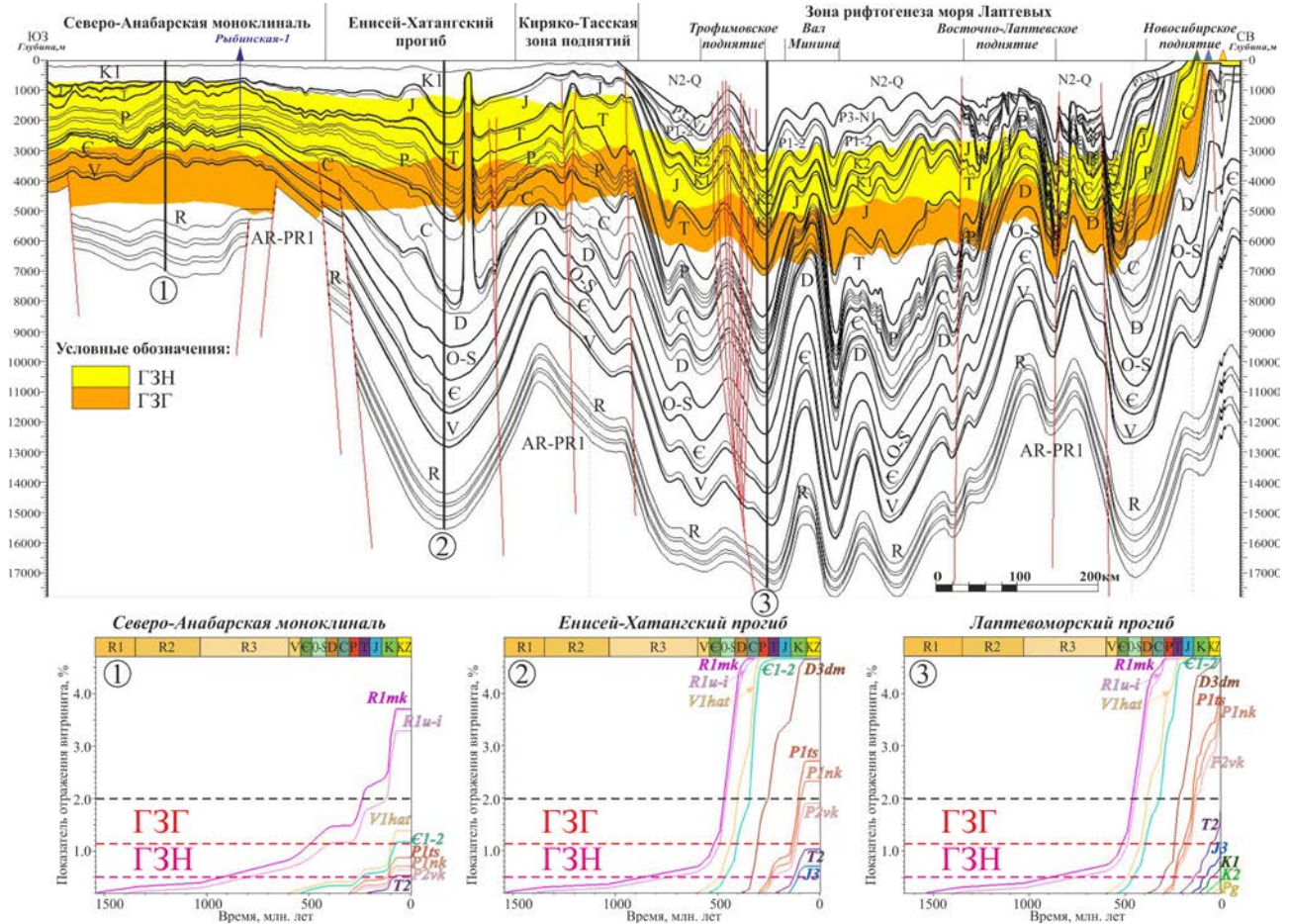


Рисунок 4. Степень катагенетической преобразованности осадочной толщи и эволюция катагенетического преобразования органического вещества материнских толщ

Согласно графикам эволюции органического вещества (ОВ) НМТ в пределах Северо-Анабарской моноклинали рифейские НМТ в мезозойское время полностью выработали свой потенциал. Газовые



УВ здесь генерирует вендская и кембрийская НМТ, а остальные толщи находятся в зоне «нефтяного окна». На территории Енисей-Хатангского и Лаптевоморского прогибов индекс трансформации ОВ палеозойских НМТ составляет 100%. Мезозойские НМТ генерируют жидкие и газообразные углеводороды, а палеогеновая свита Azolla не достигла ГЗН (рис. 4).

Моделирование показало, что скопления УВ шельфа моря Лаптевых на доступных для бурения глубинах приурочены к палеогеновым, меловым, юрским отложениям, а также выделенным в составе палеозойского комплекса пермским отложениями (рис. 5). Основные нефтегазовые скопления прогнозируются в пределах Восточно-Лаптевского поднятия в меловых песчаниках в тектонически экранированных ловушках и пермских песчаниках в ловушках антиклинального типа. Наиболее газонасыщены палеогеново-меловые и юрские отложения на валу Минина. Регион преимущественно газонасен, поскольку мезо-кайнозойские нефтематеринские толщи (НМТ) в Лаптевоморском бассейне, в основном, газопроизводящие (II-III тип керогена), а более зрелые палеозойские НМТ со II типом органического вещества находятся в пределах «газового окна». В Енисей-Хатангском бассейне перспективы связаны с пермским и мезозойским комплексами, а в пределах Северо-Анабарской моноклинали преимущественно с позднепалеозойскими комплексами.

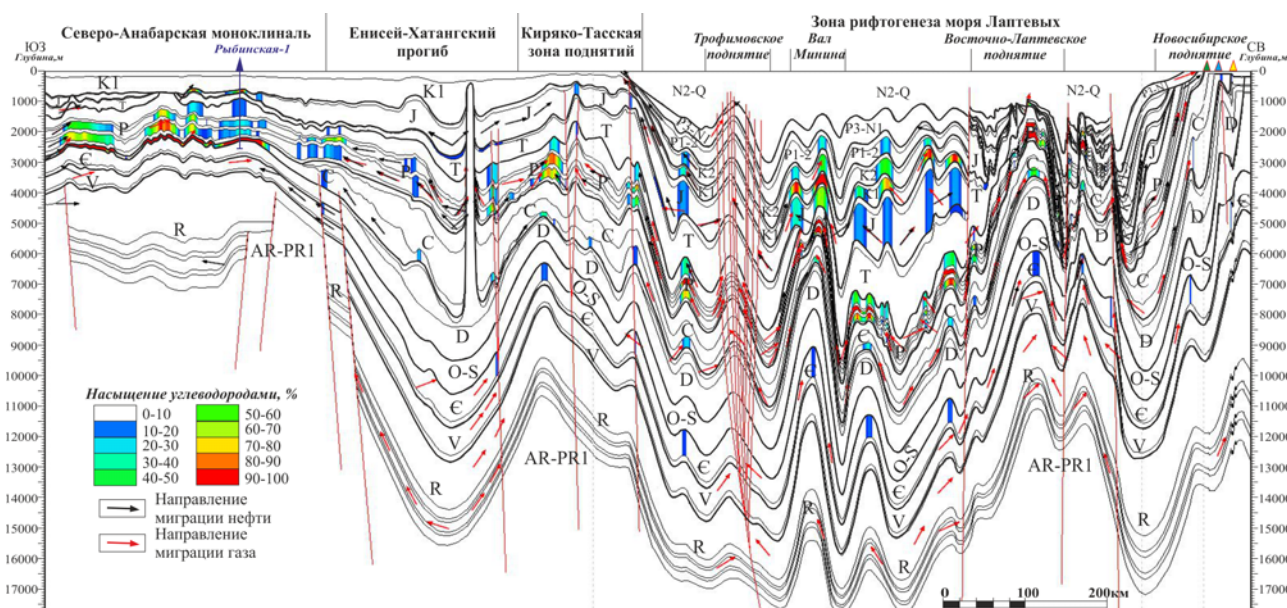


Рисунок 5. Степень насыщения жидкими и газообразными углеводородами и направления миграции

Таким образом, проведенный анализ геологического строения, эволюции и перспектив нефтегазоносности углеводородных систем Енисей-Хатангского и Лаптевоморского НГБ свидетельствует об их высоком углеводородном потенциале.

## Список литературы

1. Изучение основных разрезов палеозойских и мезо-кайнозойских осадочных и магматических комплексов Новосибирских островов. Отчет о результатах выполненных работ. Санкт-Петербург: ФГУП «ВСЕГЕИ», 2012. – 143 с.
2. Нефтегазоносные бассейны российской Арктики / Ступакова А. В., Бордунов С. И., Сауткин Р. С. и др. // Геология нефти и газа. — 2013. — № 3. — С. 30–47.
3. Оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов Восточной Арктики / Малышев Н.А., Обметко В.В., Бородулин А.А. // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». — 2010. — № 1. — С. 20–28.
4. Перспективы открытия новых месторождений в пределах арктического шельфа / Ступакова А. В., Сулова А. А., Сауткин Р. С. и др. // Вести газовой науки. — 2016. — № 4. — С. 154–164.
5. Структура, нефтегазовый потенциал и нефтегеологическое районирование восточно-арктического шельфа России / Ким Б.И., Евдокимова Н.К., Харитоновна Л.Я. // Геология нефти и газа. — 2016. — № 1. — С. 2–15.

## ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ (ОПК/ГДК) В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ, ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ ТАМБЕЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЭТАПЕ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ

*Сафин Р.Р.,*  
(ООО «Газпром геологоразведка»)

Современные технологии испытания пластов на кабеле (ИПК), включающие в себя гидродинамический картаж (ГДК) и опробование пластов (ОПК), позволяют получить необходимую геологическую информацию в условиях, где традиционные испытания пластов (ИПТ) не столь эффективны. Это может быть обусловлено рядом причин, вызванных сложными геологическими или климатическими условиями. В данном докладе будут рассмотрены примеры, относящиеся к юрским отложениям, коллектора которых характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями, низкими проницаемостями и насыщены газом (газоконденсатом). Это несёт ряд определённых трудностей при использовании обычных технологий ИПТ: невозможно вызвать приток из пласта, отказ оборудования из-за агрессивного и тяжёлого бурового раствора, непредставительные пробы пластового флюида. Что в свою очередь ведёт к задержке ввода запасов УВ в промышленные категории, а порой и к невозможности получения представительной информации по данным гидродинамических исследований на этапе подготовки и перевода запасов в промышленные категории. Для решения этих проблем были использованы методы ИПК, которые показали свою эффективность в решении поставленных геологических задач.



## ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ПРЯМОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ СРЕД ПРИ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ

*Семерикова И. И. \*, к. т. н. (Горный институт УрО РАН, Пермский национальный исследовательский политехнический университет))*

Традиционными способами интерпретации данных сейсморазведки эффективным оказывается выделение по сейсмическим записям тектонических нарушений лишь с высокой амплитудой смещения блоков Земной коры. Для исследования же трещиноватости, отождествляемой как нарушения сплошности пород безамплитудные или малоамплитудные, с различными линейными размерами и аспектным отношением, на сегодняшний день в мире появился лишь некоторый ряд специализированных технологий. Все они разработаны в области нефтяной сейсморазведки и направлены только на задачи, связанные с освоением месторождений углеводородов, и прежде всего - это задача выявления трещинного-, трещинно-кавернозного типа коллекторов с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами методами сейсморазведки. Принцип и физические основы, результаты методического и опытно-производственного опробования представлены в большом ряде работ и докладов на международных конференциях и симпозиумах. Большая работа по представлению характеристик апробированности и режимов применения методов и технологий приведены В.Б Левянтон, И. Ю. Хромовой, Е.А. Козловым и др. в [1, 2]. Анализ эффективности данных методов показал, что подавляющее большинство представленных методов относятся к классу косвенных и обратная задача решается ими весьма неоднозначно [2, 7]. Последнее обстоятельство вызывает существенное разочарование.

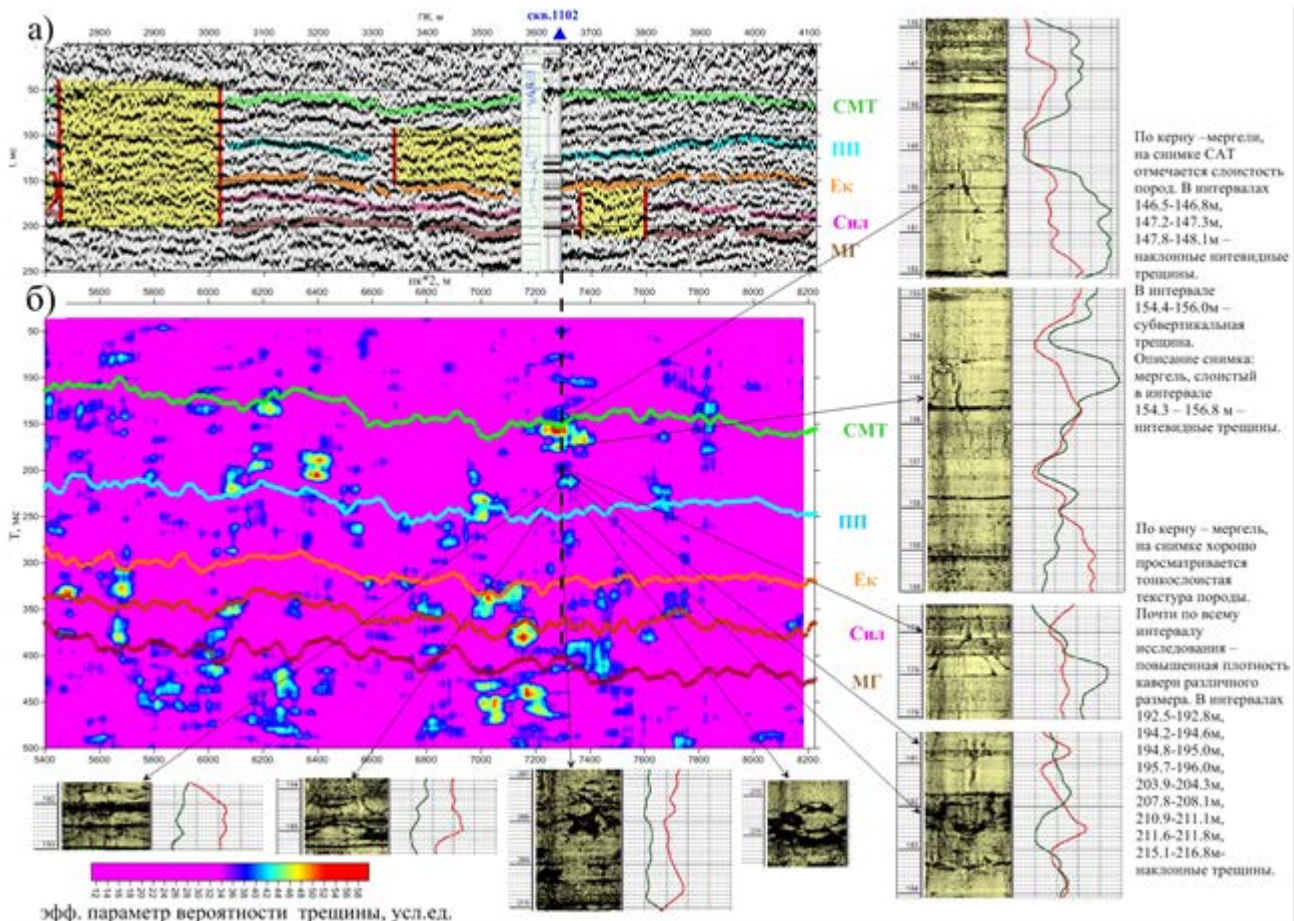
Для снижения неоднозначности и формализации процесса интерпретации предлагается методика «прямого» прогнозирования трещин методами сейсморазведки. Предлагаемая специализированная методика распознавания трещиноватых сред, разработанная в Горном институте Уральского отделения Российской академии наук (ГИ УрО РАН), базируется на напрямую установленных нами поисковых признаках зон трещин в динамических характеристиках отраженных продольных волн [3, 4, 6, 10, 11].

### Методика.

Целью наших фундаментальных исследований является создание специализированной интерпретационной методики распознавания трещиноватых сред, позволяющей прямое прогнозирование трещиноватости. При этом к классу фундаментальных задач следует отнести: 1) задачу выявления и установления поисковых признаков трещиноватых геобъектов в динамических параметрах отраженных продольных волн; 2) установление их устойчивости, статистической значимости, выявление закономерностей их изменчивости в зависимости от изменчивости параметров трещин; 3) построение алгоритма конструирования эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия трещиноватого объекта того или иного класса. Впервые осуществлены поиски прямых связей между физико-механическими (трещиноватыми) свойствами среды и совокупностью динамических параметров отраженных продольных волн. Для выявления совокупности идентификационных поисковых признаков в этих параметрах использовались независимые методы: имитационное математическое моделирование синтетических волновых полей для множества моделей, содержащих трещины различных типов; физическое моделирование на больших образцах натуральных горных пород системы наблюдений 2-D сейсморазведки; моделирование системы наблюдения ОГТ в постановке 3D на искусственной физической модели; метод «обучающих» объектов с известной трещиноватостью в условиях естественного залегания пород. Установленные нами признаки напрямую прогнозируют наличие трещиноватости не зависимо от ее генезиса и литологического типа пород. Это позволило снизить неоднозначность решения обратной задачи сейсморазведки даже без сопровождения априорной информацией. Различия в поведении признаков в зависимости от параметров трещиноватости позволяют производить распознавание зон, различающихся внутренней структурой: зоны развития одиночных трещин, линейные размеры которых соизмеримы или больше длины волны сигнала, и зоны совокупности мелких (линейные размеры меньше и много меньше длины волны сигнала) разноориентированных трещин. Это позволяет применять данные признаки для различного класса прикладных и научных задач. Как показал опыт применения методики распознавания трещиноватых сред на объектах

Верхнекамского месторождения калийных солей, Юрубчено-Тохомской зоны [5, 6, 7, 9], разрешенность метода по вертикали достигает возможности выделения трещиноватых слоев мощностью в первые метры.

В доказательство универсальности (независимости от литологии и генезиса трещинообразования) разработанного эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия в георазрезе трещиноватого объекта, продемонстрируем пример разбраковки волновых аномалий временного разреза, выполненного на территории Верхнекамского месторождения калийных солей. На временном разрезе (рис. 1 а) желтым цветом выделены зоны нарушения корреляции и изменения волновой картины, выявленные при традиционной качественной, т. е. визуальной, интерпретации, природа которых - многофакторная, следовательно, решение обратной задачи неоднозначно. В скважине, проходящей через эти зоны, а также и зоны повышенных значений эффективного параметра (рис. 1 б), характеризующего вероятность наличия трещиноватости, в небольшом интервале выполнены работы САТ - скважинный телевизор, и описаны снимки стенок скважины. Снимки привязаны к интервалам временного разреза. Можно убедиться, что повышенным значениям этого эффективного параметра соответствуют зоны трещин (нитевидных, пересекают до 2 м стенку скважины, наклонных и субвертикальных), а также зоны повышенной плотности скопления каверн разных размеров в породах, описанных по керну как мергель.



**Рисунок 1.** Сопоставление временного разреза а), разреза эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зоны развития трещин (протяженных) б) и снимки САТ-скважинный телевизор.

### Пример.

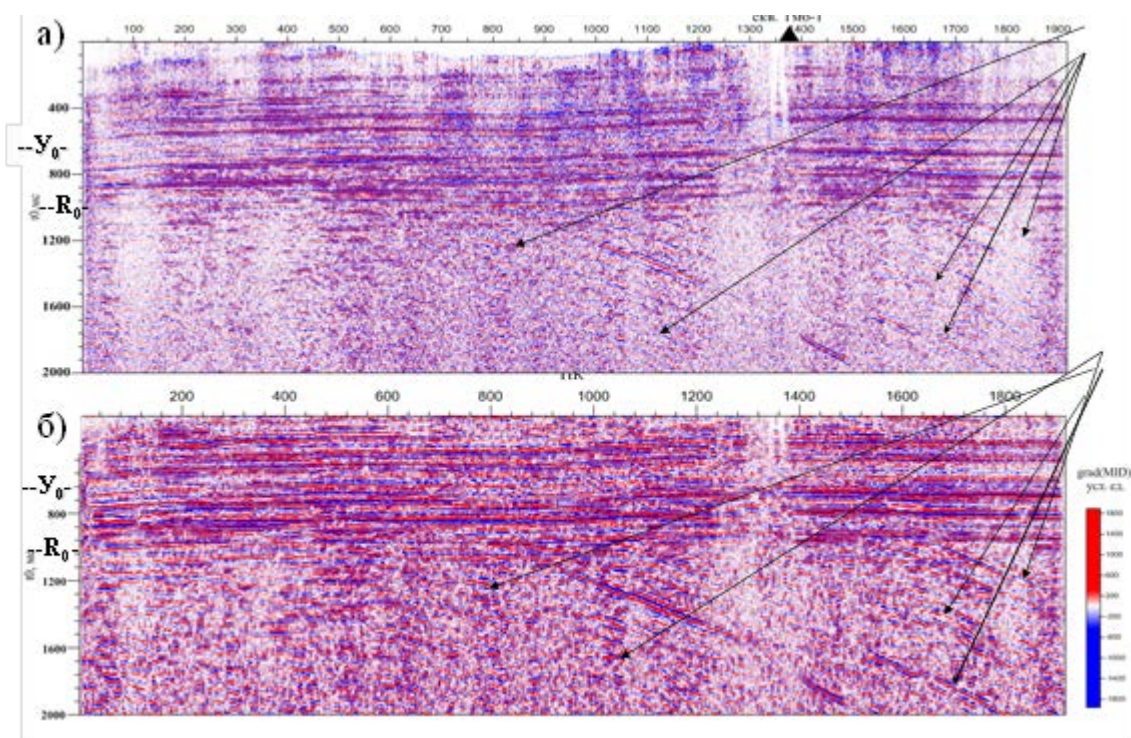
В геоструктурном отношении Таимбинский участок расположен в юго-восточной части Камовского мегасвода в центральной части Байкитской антеклизы Сибирской платформы. Примыкает с западной стороны к Куюмбинскому и Юрубчено-Тохомскому участкам. Гигантское скопление углеводородов этих двух крупнейших месторождений обнаружено в 70-х гг. в древнейшем рифейском карбонатном каверново-трещинном резервуаре, что имеет уникальное планетарное значение. Согласно концепции



## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

академика А.Э. Конторовича, А.А. Трофимука, исследователей В.Д. Накарякова, Л.Л. Кузнецова эти месторождения образуют ядро КЮТа, в состав которого входят так же спутники-сателлиты - перспективные нефтегазогеологические объекты соседних площадей [8]. Однако, в четырех скважинах, пробуренных на Таимбинском участке, вскрывших рифей, в которых проведено испытание рифейских отложений на приток пластовых флюидов, результаты оказались отрицательными, все объекты без притока. В связи с этим пришлось разрабатывать принципиально новые модели трещинного рифейского резервуара. Рифейский комплекс характеризуется высокой тектонической активностью, широким развитием зон интенсивной дислокации рифейских отложений, перекрытых несогласно субгоризонтально залегающими вендскими образованиями (Конторович, Сурков, Трофимук, 1981). Большие углы падения обуславливают то, что на размытую поверхность рифея выходят разные по возрасту и литологическому составу толщи. Расчленение и сопоставление рифейских отложений является, пожалуй, самой сложной из стратиграфических проблем Сибирской платформы.

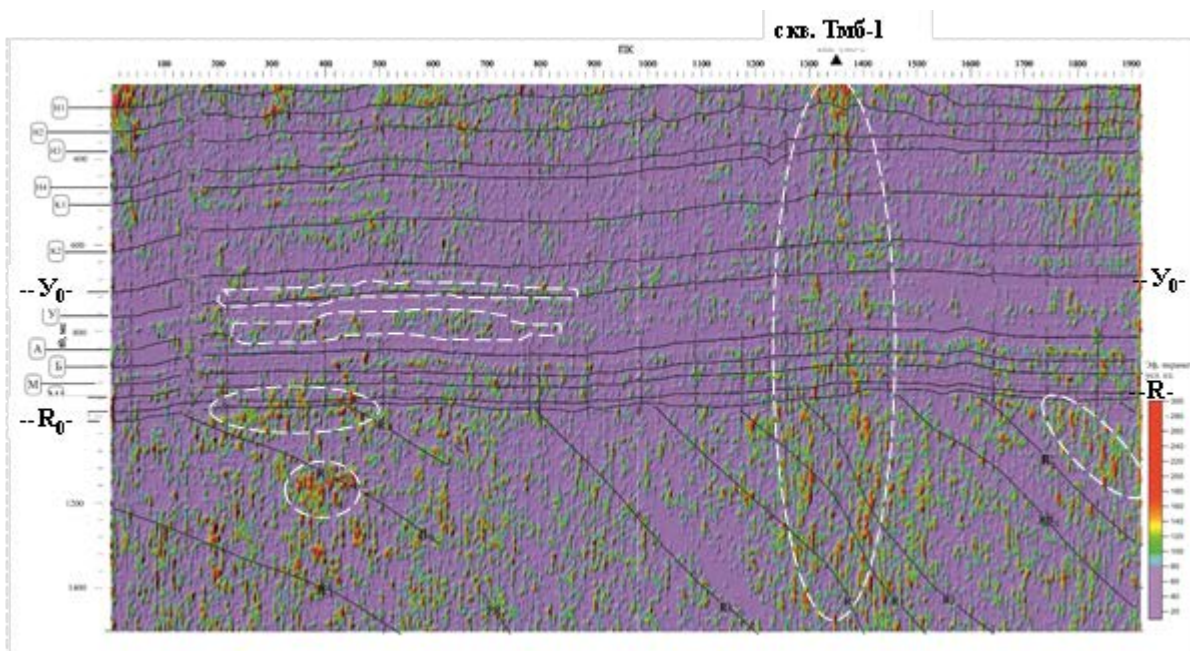
На рис.1 а представлен традиционный, временной разрез. Целевыми интервалами являются толщи пород, залегающими в области несогласия и выше: между отражающими горизонтами  $Y_0$  – внутри усольской свиты, и  $R_0$  – эрозионная поверхность кровли рифея (рис.1). Резкая смена волновой картины, выражающаяся в угловом несогласии отражающих горизонтов в толще рифея с вышележащими отложениями, присутствует в области субгоризонтального отражающего горизонта  $R_0$ . Однако, изменчивость волновой картины и в целевом интервале, и вне его, не отличается характерными особенностями картин в других вышележащих интервалах. Определение природы, идентификация этих особенностей волновой картины, представляют существенную трудность, невозможность. Проблемой на данной территории - весьма затруднительная корреляция внутририфейских круто наклонных горизонтов. Оказалось, выраженность крутопадающих



**Рисунок 2.** Сопоставление временного разреза (ОАО «Енисейгеофизика») а) и разреза градиента средних амплитуд б)

отражающих горизонтов в рифейской толще более уверена на разрезах ряда амплитудных характеристик сейсмозаписи, входящих в необходимый набор поисковых признаков МРТС: средние амплитуды, градиенты средних амплитуд (рис. 1 б), чем на временном разрезе, где не удастся их прокоррелировать в силу их слабой интенсивности. На наш взгляд данные установлены амплитудные параметры, которые целесообразно привлекать к процессу интерпретации «сейсмически прозрачной» среды, т.е. для среды без выдержанных отражающих границ [10].

На разрезах эффективного параметра, оценивающего вероятность наличия зон протяженных трещин, его повышенные значения проявляются в нижних структурных этажах, соответствующих, по видимому, фундаменту. Здесь особое внимание геологи обратили на то, что субгоризонтальная поверхность, на которой затухают протяженные трещины, неконформна наклонным отражающим границам выделяемых рифейских отложений. Повышенные значения эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия мелкой разноориентированной трещиноватости следует идентифицировать с зонами с улучшенными коллекторскими свойствами. Пример его пространственного распределение представлен на рис. 2. Наиболее значимые зоны трещиноватости выделены пунктиром. На разрезах этого параметра в различных интервалах трещиноватость распределена не равномерно: как весьма локально, так и формирует довольно обширные зоны, а также трещиноватость развитую по отдельным пластам. Особое внимание - прежде всего к зонам в нефтегазоперспективной области отражающего горизонта  $R_0$ , т.е. зонам выхода карбонатных отложений рифейского комплекса пород на эродированную предвендскую поверхность - «в головах рифейских толщ». В этих зонах геологами предполагается, что «в результате длительного предвендского перерыва в сочетании с тектоническими перестройками, следует ожидать развитие коллекторов трещинного и каверно-трещинного типа». «В процессе миграции углеводороды заполняли ловушки как в головах рифейских толщ ниже поверхности несогласия, так и в пластах песчаников варнаварской свиты венда выше поверхности несогласия...» (Канторович А.А., 2014).



**Рисунок 3.** Разрез эффективного параметра, характеризующего вероятность наличия зон мелких трещин (привязка отражающих горизонтов по ОА «Енисейгеофизика»)

## Заключение.

Таким образом, применение методики распознавания трещиноватых сред, базирующейся на установленных поисковых признаках трещиноватых геобъектов в динамических характеристиках отраженных волн, позволяет выявлять, характеризовать и картировать «напрямую» зоны трещиноватости, различных рангов и классов, – коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

## Благодарности.

Автор приносит благодарность заместителю начальника ИТЦ по работам в Восточно-Сибирском регионе ООО «Газпром геологоразведка» Канторовичу Андрею Алексеевичу за интерес, проявленный к нашим работам, и предоставленную возможность использования априорной информации, а так же за дискуссии и обсуждения результатов.



## Список литературы

1. Левянт В.Б., Хромова И. Ю., Козлов Е.А., Керусов И. Н., Кащеев Д. Е., В. В. Колесов В. В., Мармалевский Н. Я., Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки для подсчета запасов углеводородов в условиях карбонатных пород с пористостью трещинно-кавернового типа. Под редакцией В.Б. Левянта.- Москва, ЦГЭ, 2010.
2. Решение прямых задач сейсморазведки в трещиноватых средах методом сеточно-характеристического моделирования (с целью исследования возможности прямого обнаружения трещиноватых зон) И.Е. Квасов, В. Б. Левянт, И. Б. Петров. – М.: ООО №EAGE Геомодель». 2016. \_ 296 с. – ISBN 978-94-6282-181-1
3. Семерикова И. И. Методика распознавания трещинных сред в сейсмических волновых полях. //7 Международная научно-практическая конференция «Геомодель – 2005». Геленджик, 2005 г. - С. 97
4. Семерикова И.И. Опыт применения методики распознавания трещиноватых сред, основанной на динамической интерпретации сейсмических волн. //III Международная научно-практическая конференция «Калининград-2013», ЕАГО, 2013 г. С. 256-259.
5. Семерикова И. И. Прогнозирование зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств на основе использования особенностей динамических компонент сесмического поля. //Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч.тр. Вып.13/ ГИ УрО РАН.-Пермь, 2015. – ISBN 978-5-7691-2205-7. - С. 147-150.
6. И. И. Семерикова. Методика распознавания трещиноватых сред в полях отраженных волн для прогноза коллекторов углеводородов. /Экспозиция Нефть Газ. Научно-технический журнал, №6(45), ISSN 2076-6785, с. 44-48 <http://www.runeft.ru/upload/iblock/cf0/cf0a76e93db42a75803713c9ac75a614.pdf>
7. Семерикова И. И. Изучение трещиноватости по данным сейсморазведки / Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч. тр. Вып.14 / ГИ УрО РАН. – Пермь, 2016. С.221-223.
8. Харахинов В.В., Шленкин С.И., Зеренинов В.А., Рябченко В.Н., Зошенко Н.А. Нефтегазоносность докембрийских толщ Куюмбинско-Юрубчено\_Тохомского ареала нефтегазонакопления.// Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. -Т.6. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/4/12\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/12_2011.pdf)
9. Irina Semerikova. Studying of Fractured Reservoir by Technique for Recognizing Tractured Zones in Fields of Seismic Waves / Geomodel 2016 - 18th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. DOI: 10.3997/2214-4609.201602260 <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=86831>
10. Irina I Semerikova, J Russ Evans, David C Booth, Hengchang Dai and Tatiana S Blinova. A new technique for recognizing fractured zones in P-P reflection fields, applied to the study of a North Sea oil reservoir. // Russian Journal of Earth Sciences. Vol 12, ES5002, No 5, 2012 Ресурс сети Интернет doi: 10.2205/2012ES000523
11. I. I. Semerikova Technique for Recognizing of Fractured Zones Based on the Analysis of Amplitude and Frequency Attributes of the P-P Reflections. // 74th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2012 Copenhagen, Denmark, номер W044

## ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ СОВРЕМЕННОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Сикорская С.В. (Южный федеральный университет)*

В последнее время старые нефтегазодобывающие регионы стали привлекать внимание ученых не только с точки зрения более детального прогноза нефтегазоносности, но и как области восполнения запасов. Концепция этапного формирования залежей УВ является одним из основных направлений развития геологической науки. Ее суть заключается в том, что потенциально материнские породы, ранее генерирующие УВ нефтяного ряда, в настоящее время погружены до главной зоны газообразования и при наличии путей миграции УВ в «потокном виде» могут аккумулироваться в уже существующих залежах. Наиболее глубокие исследования, связанные с проблемой восполнения запасов, выполнены в пределах Нижнего Поволжья под руководством А.В. Бочкарева [1, 2].

Оценка перспектив нефтегазоносности любой территории является достаточно сложной задачей, решение которой требует комплексного подхода, основанного на анализе структурных, палеотектонических, литолого-фациальных, геохимических, гидрогеологических, термобарических и других данных. При этом классические методики проведения ГРП на нефть и газ не способны в полном объеме, предоставить необходимую информацию об участках и структурах, перспективных на наличие «новых» УВ. Основную сложность при прогнозировании нефтегазоносности территорий с восполняемыми запасами представляет реконструкция не только геологической истории, но и моделирования современных процессов.

Предложенная методика прогноза территорий на предмет восполняемости запасов УВ предполагает этапный характер. *Первый этап* включает детальный анализ геологического строения региона с целью выявления закономерностей размещения залежей и контролирующих их структур. На *втором этапе* целесообразным является выявление зон наибольшей концентрации разломов – возможных путей современной миграции УВ. На *третьем этапе* перед исследователем стоит задача выявления геохимических особенностей флюидов с целью подтверждения процессов современной миграции и определения ее направления. *Четвертый этап* при наличии необходимого набора информации включает прогнозирование фазового состояния УВ в различных тектонических элементах, что является логическим завершением проектирования ГРП на нефть и газ.

Решение задачи второго этапа исследования, т.е. выявление зон наиболее вероятного распространения разрывных нарушений может быть осуществлено с помощью методических приемов геосинергетического подхода А.Н. Резникова, основанного на изучении тектонодинамических особенностей изучаемого бассейна. Сущность метода заключается в определении количественного критерия геодинамической активности осадочно-породных бассейнов – условного показателя динамокатагенеза (УПДК). Впервые этот параметр был применен А.Н. Резниковым для расчета прогноза фазового состояния УВ на больших глубинах. В основу метода были положены представления о роли динамики тектонических процессов в эволюции нефтегазоносного бассейна с позиции катагенетических превращений. Чем масштабнее тектонические процессы, тем ниже будут энергетические барьеры химических превращений и массопереноса. В результате повышенной геодинамической активности активизируются катагенетические процессы преобразования ОВ пород и флюидов. Однако А.Н. Резников не рассматривал процессы дальней миграции при современной генерации УВ. Главной целью расчета УПДК являлся анализ возможностей генерации УВ в пределах исследуемого осадочно-породного бассейна [3].

На катагенетические превращения осадочных пород и органического вещества территорий с восполняемыми запасами, оказывало влияние не только погружение территории, но и процессы, связанные с деформациями осадочного чехла. Каждый тектонический блок имеет свое геологическое прошлое. Так, на примере Волгоградского Поволжья, как региона с восполняемыми запасами, на фоне общего погружения территории в восточном направлении можно отметить явное чередование интенсивности геодинамики – сил сжатия и растяжения в отдельных тектонических блоках. Для подтверждения описываемой картины были рассчитаны количественные показатели геодинамической активности для каждого тектонического блока. В виду моноклинального залегания

## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

осадочного чехла одновозрастные породы различных тектонических элементов расположены на различных глубинах, поэтому целесообразно сравнивать не отдельные значения УПДК ( $D$ ) для каждого комплекса пород, а характер его изменения с глубиной (рисунок 2 и 3).

Расчет значений УПДК ( $D$ ) осуществляется по формуле 1:

$$D = 1,4 \times \left( \frac{0,9 * R^{\circ}}{\varepsilon_{\tau}} \right)^{1,5} \quad 1,$$

где  $R^{\circ}$  - отражательная способность витринита (ОСВ), %;

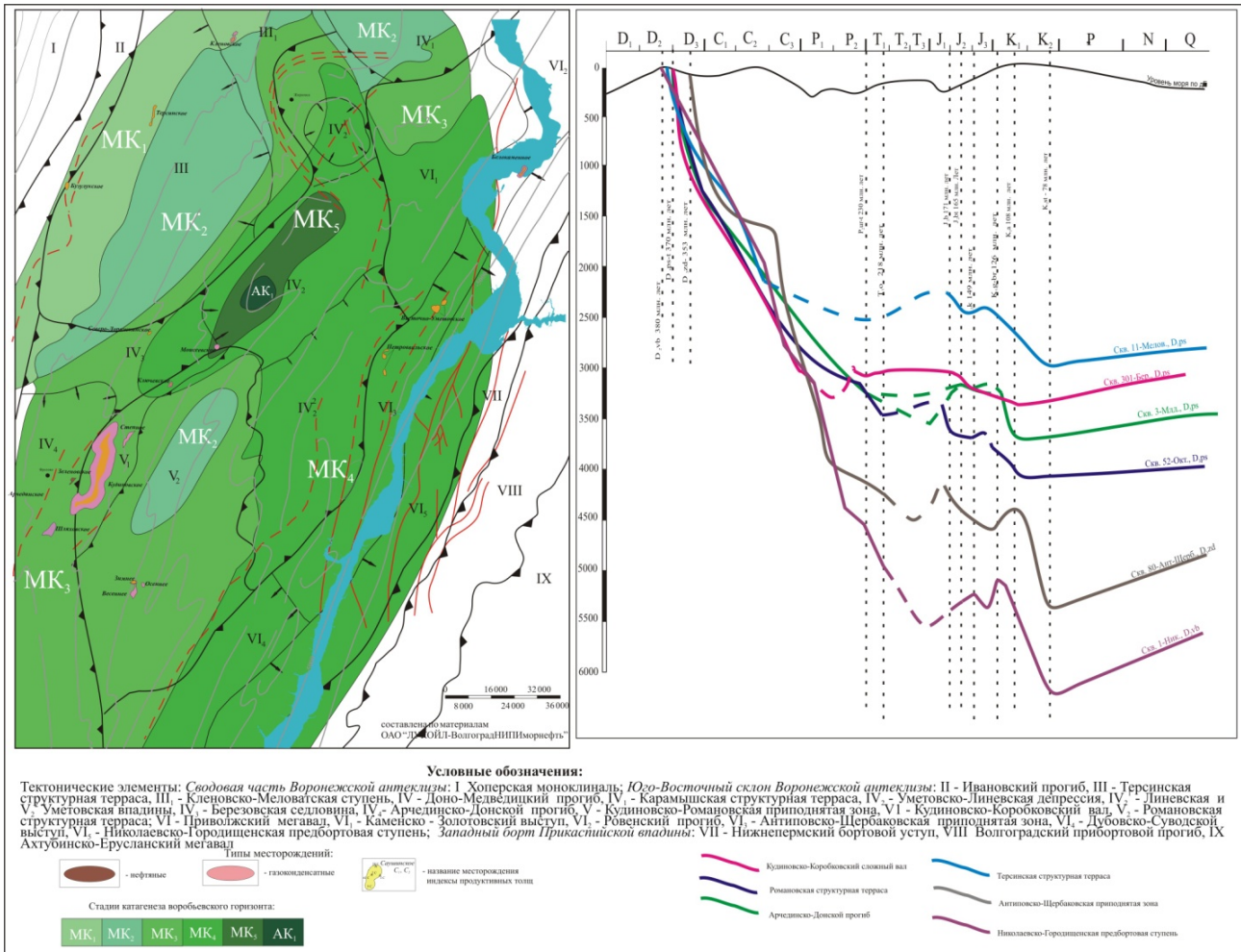
$\varepsilon_{\tau}$  – безразмерная величина экспоненциальной геохронотермы, которую рассчитывают с учетом реконструкции процессов осадконакопления, данных палеотемператур, и значения ОСВ.

Расчеты и построения графиков осуществлялись в основном для отложений нижнего структурного этажа тектонических элементов III порядка: Арчединско-Донского прогиба, Кудиновско-Романовской приподнятой зоны, включающей Кудиновско-Коробковский вал и Романовскую структурную террасу, Уметовской депрессии, Антиповско-Щербаковской приподнятой зоны, Николаевско-Городищенской предбортовой ступени и Нижнепермского бортового уступа (рисунок 1). Нижний структурный этаж имеет унаследованное от кристаллического фундамента блоковое строение и является непосредственной ареной для миграции «новых» УВ. Исследуемые тектонические блоки простираются с северо-запада на юго-восток, что соответствует общему погружению территории. Большинство разрывных нарушений имеют ортогональное к выбранному направлению простирание, причем именно к границам этих элементов приурочена большая часть месторождений Волгоградского Поволжья.

Для расчета  $\varepsilon_{\tau}$  необходимо было определить максимальные глубины погружения, что было осуществлено посредством палеотектонического анализа. По каждому тектоническому элементу были построены графики прогибания, исходными данными для которых явились литолого-стратиграфические разрезы по скважинам. Графики прогибания строились с учетом поправок на глубины формирования того или иного комплекса пород, а также изменения уровня мирового океана в геологическом прошлом (рисунок 1). Другим немаловажным параметром для определения экспоненциальной геохронотермы являются значения палеотемператур. Геодинамическая история любого региона во многом предопределяет термическую историю территории, поэтому точное определение палеотемператур позволяет реконструировать события геологического прошлого и является залогом успешного прогноза нефтегазоносности

Использование предлагаемой методики требует выполнения определенных условий при выборе объектов исследования. Во-первых, сравниваемые территории должны характеризоваться единым тектоническим режимом, поскольку в противоположном случае катагенетические преобразования будут иметь разнонаправленное развитие, что, главным образом, отобразится на значениях ОСВ. Несмотря на общность геологической истории, Волгоградское Правобережье и Левобережье характеризуются различными тектоническими режимами. Западный борт Прикаспийской впадины испытывал длительное, практически непрерывное погружение, в то время как общей тенденцией движений юго-восточного склона Воронежской антеклизы начиная с пермского периода является поднятие территории с кратковременными трансгрессиями, вызванными скорее повышением уровня Мирового океана, чем тектоническими движениями (рисунок 1). Поэтому сравнение значений УПДК осуществлялось для Правобережной и Левобережной частей Волгоградского Поволжья в отдельности. Во-вторых, возрасты отложений, из которых отбираются образцы для исследований, сравниваемых тектонических блоков должны быть сопоставимы между собой. При этом глубины исследуемых отложений могут быть разными. Так при анализе геодинамической активности тектонических элементов Правобережья образцы были отобраны с глубин от 2700 до 5200 м, а возраст отложений - средне- и позднедевонский. Для Нижнепермского уступа расчеты производились для отложений каменноугольного возраста, что не влияет на результат исследований, поскольку тектонический элемент относится к Прикаспийской впадине, где терригенные и карбонатные породы не расчленяются на отдельные структурные ярусы.





**Рисунок 1** Палеотектоническая характеристика Волгоградского Поволжья

Расчет значений УПДК производился по 71 образцу из 53 скважин для отложений воробьевского, муллинского, пашийского, саргаевского и др. горизонтов. Построенные графики свидетельствуют о линейной зависимости УПДК ( $D$ ) от глубины. При этом об относительной интенсивности геодинамической активности можно судить по угловому коэффициенту  $k$  (формулы 2, 3, 4):

$$D = k * H + b \quad 2$$

$$k = tg \alpha \quad 3$$

$$\alpha = \frac{D_{i+1} - D_i}{H_{i+1} - H_i} \quad 4$$

где  $D$  – УПДК;

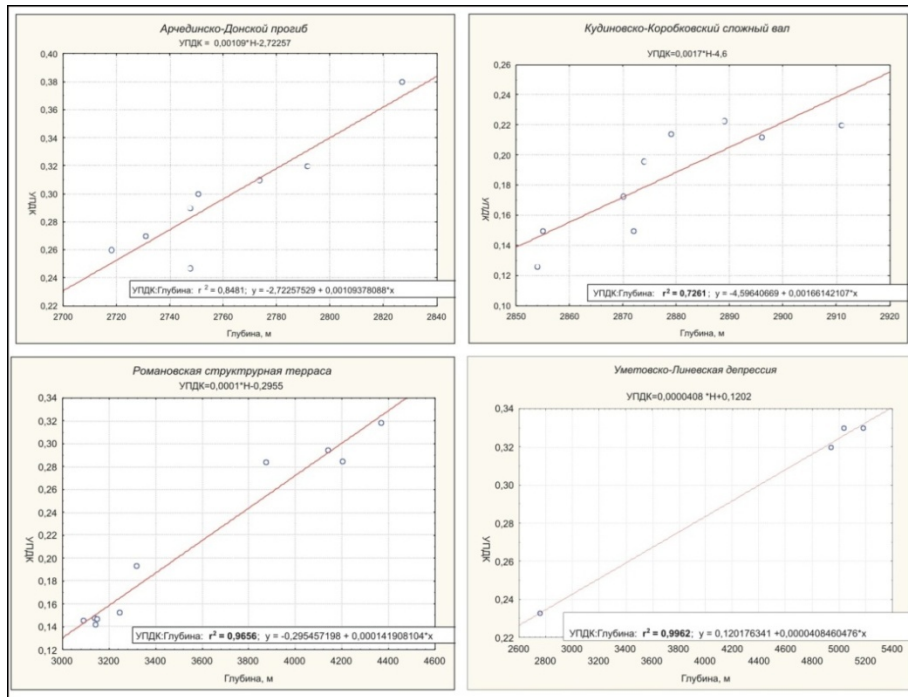
$H$  – глубина отобранного образца, м;

$k$  - угловой коэффициент,

$\alpha$  – угол наклона линии тренда к оси глубин.

$b$  – глубина отбора верхнего образца, м.

Соответственно, чем выше угловой коэффициент  $k$ , тем тектонический блок отличается большей геодинамической активностью. Анализ графиков значений УПДК Правобережной части свидетельствует о наибольшей геодинамической активности Кудиновско-Коробковского вала и Арчединско-Донского прогиба. Угловым коэффициентом Кудиновско-Коробковского сложного вала составил 0,017. Необходимо отметить, что в восточной части этого тектонического элемента расположено крупное Кудиновское газоконденсатное месторождение, осложненное дизъюнктивными нарушениями. Кроме того, А.В. Бочкарев в качестве примера восполнения запасов приводят Степное месторождение, также расположенное в указанном тектоническом блоке (рисунок. 1, 2).



**Рисунок 2** Графики зависимости УПДК от глубины по месторождения Волгоградского Правобережья

Восточнее Кудиновско-Коробковского вала расположен Арчединско-Донской прогиб, также характеризующийся резким изменением УПДК с глубиной. Угловым коэффициентом  $k$  составил  $0,0109$ . Несмотря на то, что по нижнему структурному этажу структура является отрицательной, в верхнем комплексе пород открыт ряд газовых и газоконденсатных месторождений (Саушинское, Клетско-Почтовское, Абрамовское, Арчединское и др.), что может говорить о наличии здесь зоны разгрузки УВ газов.

Романовская структурная терраса обладает более низкой геодинамической активностью (угловым коэффициентом  $k$  на порядок ниже, чем для Кудиновско-Романовской приподнятой зоны и составил  $0,00014$ ), однако в ее пределах открыто большое количество мелких нефтяных месторождений, в которых процессы «смены» флюидов отмечаются менее интенсивно. Возможно, миграция УВ нефтяного ряда в указанные ловушки происходила в два этапа. Первый этап – наиболее длительный – включал вертикальную миграцию УВ от материнских пород к современным продуктивным горизонтам. Второй этап – менее продолжительный – заключался в латеральной миграции в пределах продуктивных пластов и непосредственной аккумуляции в ловушках. Низкий показатель геодинамической активности говорит об отсутствии крупных зон распространения дизъюнктивных нарушений, по которым миграция могла бы осуществляться в более короткие сроки. Таким образом, можно сделать вывод о небольших перспективах восполнения запасов УВ. Кроме того, отсутствие залежей в отложениях терригенного девона также свидетельствует о главенствующей роли латеральной миграции в формировании нефтяных залежей. Однако территория однозначно является перспективной на наличие нефтяных залежей в отложениях карбонатного девона.

Уметовская мульда из всех тектонических элементов Волгоградского Правобережья характеризуется наименьшей геодинамической активностью (угловым коэффициентом  $k = 0,0000408$ ), при этом в этой тектонической зоне открыто только одно нефтяное месторождение – Чухонастовское, единственная залежь которого приурочена к бобриковским песчаникам верхнего структурного этажа. Очевидно, здесь отсутствуют проводящие разломы, а также структуры, благоприятные для аккумуляции УВ, что позволяет говорить о бесперспективности данного тектонического блока на предмет восполнения запасов.

В пределах Волгоградского Левобережья ситуация является не столь показательной, в виду того, что здесь на протяжении всей геологической истории наблюдалось более ярко выраженное погружение

территории и в основном действовали только силы растяжения, по крайней мере, такая закономерность отображается на уровне тектонических элементов III порядка (рисунок 3).

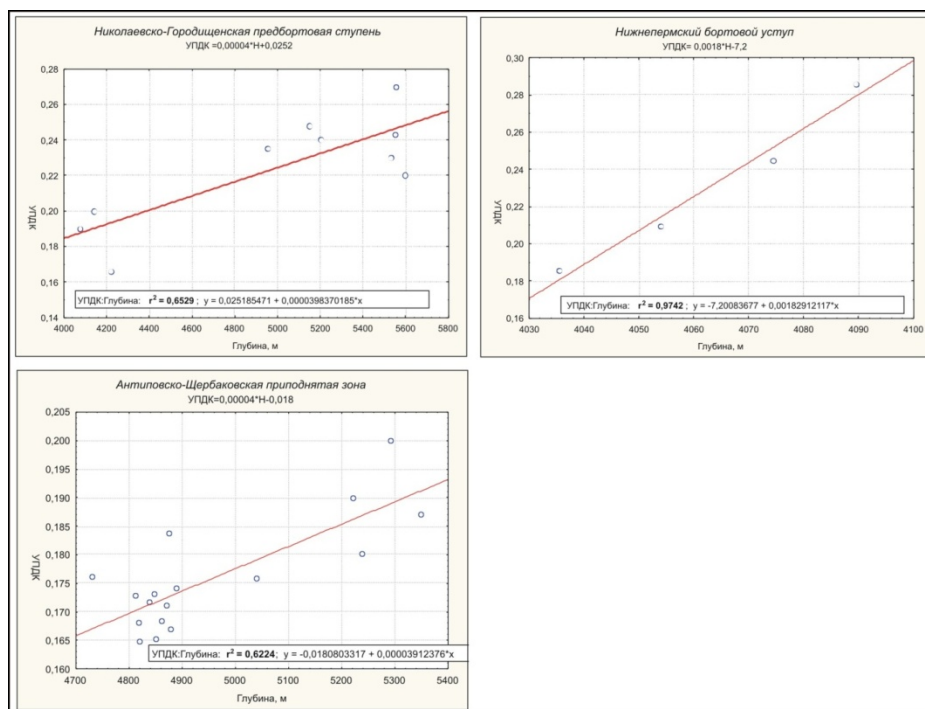


Рисунок 3 Графики зависимости УПДК от глубины по месторождения Волгоградского Левобережья

Однако наибольшей геодинамической активностью обладает Нижнепермский бортовой уступ (угловой коэффициент  $k=0,0018$ ), Антиповско-Щербаковская приподнятая зона и Николаевско-Городищенская ступень характеризуются одинаковым угловым коэффициентом  $k=0,00004$ . Следует отметить, что именно к Нижнепермскому бортовому уступу приурочена гряда газовых месторождений (Лободинское, Комсомольское и Южно-Кисловское). При этом низкие значения углового коэффициента могут быть связаны как с недостаточным количеством данных для расчетов, что объясняет низкие коэффициенты корреляции, так и возможным влиянием крупной соленосной толщи нижнепермского возраста, притормаживающей все катагенетические процессы.

Таким образом, установленную закономерность чередования положительных и отрицательных структур автор объясняет чередованием сил сжатия и растяжения, что подтверждено проведенными исследованиями. В настоящей работе выполнен анализ на уровне тектонических элементов третьего порядка, и это вполне отвечает поставленной задаче – выявить зоны для дальнейших, более детальных исследований в области выявления проводящих разломов и геохимических свидетельств современной миграции УВ. Однако можно с определенной уверенностью утверждать, что данная методика позволяет выявлять перспективные объекты с потенциальным восполнением запасов и на более низких уровнях.

## Список литературы

1. Бочкарев В.А. Моделирование нефтегазоносных объектов. – Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – 268 с.
2. Бочкарев В.А., Остроухов С.Б., Погорельская С.В. Строение и формирование присбросовых залежей Юрьевского месторождения. // Нефтепромысловое дело. – 2012. - №2. – с. 5-11.
3. Резников А.Н. Геосинергетика нефти и газа. – Ростов-на-Дону, «ЦВВР». – 2008. – 303 с.



## СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ

*Силантьев Ю.Б. \*, Халошина Т.О., Ковалёва Е.Д. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В настоящее время наибольшей разведанностью ресурсов и выработанностью запасов характеризуется Европейская часть Российской Федерации (РФ). Соответственно интегральная разведанность ресурсов газа и выработанность запасов оцениваются в 37% и 77% [1 и др.].

Сравнительно низкая (менее 40%) интегральная разведанность ресурсов газа указывает на возможность значительного прироста запасов газа; Величина неоткрытых ресурсов превышает 10,7 трлн м<sup>3</sup>, из которых значительная часть приходится на Астаханско-Калмыцкое Поволжье.

С 1958 г. начальные суммарные ресурсы (НСР) газа Европейской части России возросли с 5 до 15 трлн м<sup>3</sup>. Однако, ресурсы газа по всей стране в целом увеличились более чем в 20 раз. Это обусловлено высоким уровнем освоения ресурсов газа на Европейской части в 50-е годы и более масштабным освоением ресурсов УВ западной Сибири после 1965 г. В пределах Европейской части разведанность ресурсов газа варьирует от 33,0 % (Южный ФО) до 45,3 % (Приволжский ФО). В пределах. В пределах последнего промышленная добыча газа осуществляется с 1943 г.

Сравнительно низкая разведанность ресурсов газа Европейской части указывает на вероятность обнаружения достаточного количества рентабельных скоплений. В таблице 1 представлена структура НСР газа по федеральным округам Европейской части РФ.

**Таблица 1**

*Современная структура НСР газа федеральных округов Европейской части РФ (млрд м<sup>3</sup>) (ВНИИГИ 2002 г.)*

| Федеральный округ | НСР<br>01.01.2002 | Q <sub>нак.</sub> | Запасы           |                | Ресурсы        |                                | Разведан-<br>ность, % |
|-------------------|-------------------|-------------------|------------------|----------------|----------------|--------------------------------|-----------------------|
|                   |                   |                   | ABC <sub>1</sub> | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> | D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> |                       |
| Северо-Западный   | 2700,6            | 418,6             | 638,1            | 83,3           | 75             | 1198,9                         | 39,1                  |
| Южный             | 11610             | 919,4             | 2943             | 2551,1         | 2428           | 2075,3                         | 33,3                  |
| Приволжский       | 5080,3            | 1286,8            | 1035,6           | 129,2          | 110            | 1576,8                         | 45,7                  |
| Европейская часть | 19390,9           | 2624,8            | 4616,7           | 2763,6         | 2613           | 4851                           | 37,3                  |

Анализ данной таблицы указывает на высокую разведанность НСР газа в Приволжском ФО. В таблице 2 представлена структура НСР газа субъектов Европейской части РФ.

За период с 1993г. по 2002г. оценка начальных ресурсов газа увеличилась более чем на 1,1 трлн куб. м (или на 6 %). Наиболее значительно (на 15,5 %) увеличились ресурсы Приволжского ФО. Наименьший относительный прирост (3,1 %) ресурсов газа отмечается объектов Южного ФО; отметим, что на последних приходится более 60 % НСР газа Европейской части РФ. Основная часть НСР газа Южного ФО приурочена к подсолевому комплексу Астраханской области и республики Калмыкия [2 и др.]..

Отметим, что оценки НСР УВ Республики Калмыкия варьируют от 1,0 до 20,0 млрд т н.э. Последнее указывает в перспективе на вероятность значительной (и неоднократной) корректировки НСР данного субъекта РФ.

**Таблица 2**

*Европейская часть РФ. Матрица запасов и ресурсов газа, млрд м<sup>3</sup> (ВНИИГИ 1993 г.)*

| Федеральный округ, область | Запасы            |                  |                | Ресурсы        |                                |        | Разведанность, % |
|----------------------------|-------------------|------------------|----------------|----------------|--------------------------------|--------|------------------|
|                            | Q <sub>нак.</sub> | ABC <sub>1</sub> | C <sub>2</sub> | C <sub>3</sub> | D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub> | НСР    |                  |
| Сев.-Западный ФО           | 406,2             | 645,3            | 89,1           | 56,9           | 1198,4                         | 2395,9 | 43,9             |
| НАО                        | 3,0               | 483,8            | 40,7           | 1,5            | 421,4                          | 950,4  | 51,2             |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                            |               |               |               |               |               |                |             |
|--------------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------|-------------|
| республика Коми                            | 403,2         | 161,5         | 48,4          | 55,4          | 777,0         | 1445,5         | <b>39,1</b> |
| <b>Приволжский ФО</b>                      | <b>1198,5</b> | <b>1112,2</b> | <b>134,0</b>  | <b>486,9</b>  | <b>1466,2</b> | <b>4392,5</b>  | <b>52,6</b> |
| Самарская обл.                             | 8,4           | 3,0           | 1,2           | -             | 1,4           | 14,0           | <b>81,4</b> |
| Саратовская обл.                           | 107,0         | 53,2          | 19,3          | 75,2          | 719,6         | 974,3          | <b>16,4</b> |
| Пермская обл.                              | 5,5           | 38,2          | 8,5           | 2,5           | 209,8         | 264,5          | <b>16,5</b> |
| Оренбургская обл.                          | 1057,6        | 952,6         | 88,0          | 398,8         | 261,0         | 2757,6         | <b>72,9</b> |
| респ. Удмуртия                             | -             | 4,9           | -             | -             | -             | -              | <b>1,0</b>  |
| респ. Башкортостан                         | 20,0          | 60,3          | 17,0          | 10,4          | 274,4         | 382,1          | <b>21,0</b> |
| <b>Уральский ФО</b><br>(Свердловская обл.) | -             | <b>0,9</b>    | -             | -             | <b>245,0</b>  | <b>245,9</b>   | <b>0,4</b>  |
| <b>Южный ФО</b>                            | <b>853,6</b>  | <b>2978,9</b> | <b>3434,7</b> | <b>3355,9</b> | <b>2953,5</b> | <b>11260,8</b> | <b>34,0</b> |
| Ростовская обл.                            | 9,7           | 36,1          | 22,4          | 162,3         | 141,7         | 226,1          | <b>20,3</b> |
| Краснодарский край                         | 281,2         | 122,9         | 12,8          | 46,2          | 302,2         | 765,3          | <b>52,8</b> |
| Ставропольский край                        | 288,5         | 46,9          | 2,8           | 7,4           | 126,2         | 471,8          | <b>71,1</b> |
| Астраханская обл.                          | 84,7          | 2648,8        | 1069,1        | 2363,7        | 1098,9        | 7265,2         | <b>37,6</b> |
| Волгоградская обл.                         | 85,1          | 25,4          | 12,5          | -             | 1132,1        | 1255,1         | <b>8,8</b>  |
| республика Калмыкия                        | 9,4           | 6,4           | 1,0           | 694,2         | 5,3           | 716,3          | <b>2,2</b>  |
| республики Сев.<br>Кавказа                 | 95,0          | 92,4          | 2314,1        | 82,1          | 147,1         | 561,0          | <b>33,4</b> |
| <b>Европейская часть</b>                   | <b>2458,3</b> | <b>4737,3</b> | <b>3657,8</b> | <b>3899,7</b> | <b>5618,1</b> | <b>18049,2</b> | <b>39,9</b> |

Оценки НСР газа 2002 г. и 2014 г. внесли несущественные коррективы в оценку 1993 г. Это обусловлено стагнацией ГРП, финансируемых федеральным бюджетом. Однако отметим, что в ряде регионов произошло увеличение НСР газа. В республике Коми НСР газа увеличились на 12,5 %, что связано с оценкой НСР газа Западно-Уральского поднадвигового пояса. НСР НАО практически не изменились. В результате этого разведанность НСР газа СЗФО уменьшилась с 43,9 до 38,9 % (в 2002 г.).

В пределах Приволжского ФО по данным оценки 2002 г. увеличились ресурсы газа Пермского края (почти на 50 %), Оренбургской (на 15 %), Саратовской (на 16 %) и Самарской (на 150 %) областей. Это обусловило снижение разведанности НСР газа. Лишь разведанность НСР газа республики Башкортостан увеличилась, в результате уменьшения их оценки на 11,0 %. Эти изменения привели к снижению разведанности НСР газа Приволжского ФО с 52,5 до 45,6 %.

В пределах Южного ФО разведанность НСР газа сохранилась на уровне 1993 г. Отмечается уменьшение НСР газа в Волгоградской (на 18 %) области и в Краснодарском крае (на 6,5 %). Уменьшение оценок ресурсов газа в этих субъектах компенсировано их приростом в пределах Астраханской области, Ставропольского края и республик Северного Кавказа. Для них характерно увеличение НСР газа на 48 %.

Перевод Ставропольского края и республик Северного Кавказа в результате административной реформы в СКФО способствовал повышению разведанности НСР газа Южного ФО, однако открытие в последние годы Центрально-Астраханского ГКМ обусловило снижение разведанности НСР газа Южного ФО в целом.

Представленная информация позволяет рассматривать разведанность НСР в качестве одного из важнейших интегральных критериев анализа МСБ, в т.ч. оценки достоверности и подтверждаемости. В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработана методология прединвестиционной оценки достоверности НСР, в т.ч. на анализе структурной сбалансированности структуры НСР.

Таким образом, в Европейской части наиболее разведаны (более чем на 60%) ресурсы газа Оренбургской области, Ставропольского и Краснодарского краев, менее всего (около 15%) республика Калмыкия, Волгоградская и Саратовская области и Пермский край. Очевидно, что

пределах четырех вышеуказанных субъектов РФ возможно выявление средних по величине запасов скоплений газа [3, 4].

В таблице 3 проведено сопоставление уровней структурной сбалансированности оценок НСР УВ одиннадцати рассмотренных субъектов РФ, обладающих наибольшим ресурсно-добычным потенциалом.

**Таблица 3**

*Европейская часть РФ. Сопоставление структурной сбалансированности (достоверности) оценок НСР углеводородов*

| Субъект                 | Структурная сбалансированность оценок НСР |     | Структурная несбалансированность оценок НСР |     | Стадия состояния МСБ |     |
|-------------------------|-------------------------------------------|-----|---------------------------------------------|-----|----------------------|-----|
|                         | нефть                                     | газ | нефть                                       | газ | нефть                | газ |
| Республика Коми         | -                                         | -   | +                                           | +   | III                  | II  |
| Ненецкий АО             | -                                         | -   | +                                           | +   | II                   | III |
| Пермский край           | -                                         | +   | +                                           | -   | IV                   | I   |
| Республика Башкортостан | -                                         | -   | +                                           | +   | V                    | II  |
| Оренбургская область    | -                                         | +   | +                                           | -   | III                  | III |
| Саратовская область     | -                                         | -   | +                                           | +   | I                    | I   |
| Волгоградская область   | -                                         | -   | +                                           | +   | II                   | I   |
| Астраханская область    | +                                         | +   | -                                           | -   | I                    | III |
| Республика Калмыкия     | +                                         | +   | -                                           | -   | I                    | I   |
| Краснодарский край      | -                                         | -   | +                                           | +   | IV                   | IV  |
| Ставропольский край     | -                                         | -   | +                                           | +   | III                  | IV  |

Стадии состояния МСБ:  
 I - начальное                      III- зрелость;  
 II - развитие;                      IV - истощение  
 V - выбытие

Приведенная таблица указывает на значительную изменчивость достоверности региональных оценок НСР УВ-сырья субъектов Европейской части. Отметим, сравнительно высокую сбалансированность структуры НСР Оренбургской области (газ) и Астраханской области (нефть и газ), к территориям которых приурочены два из трёх уникальных скоплений газа Европейской части (ОГКМ, АГКМ) [5] и открытое в 2012 г. крупное нефтяное месторождение Великое.

Анализ структурной сбалансированности НСР УВ показывает, что необходимо проведение поисково-разведочных работ в современных модификациях, в т.ч. для модернизации имеющегося геолого-геофизического архива данных под современные стандарты геолого-информационного пространства. Переобработка старых материалов МОВ малоинформативна по сравнению с МОГТ 2Д и МОГТ 3Д.

Проведенные исследования позволили выполнить кластеризацию субъектов РФ Европейской части по степени расширения ресурсно-добычного потенциала газа, наметить направления повышения геологической изученности нефтегазоносных территорий и освоения ресурсного потенциала газа. Выявления новых, преимущественно малых скоплений газа будет способствовать энергобезопасности локальных потребителей газа.

## Список литературы

1. Структура сырьевой базы ресурсов газа «Россия, нефть, обзоры» (по материалам журнала «Минеральные ресурсы») 22.08.2002. с.9.
2. Силантьев Ю.Б. Структура и направления развития бассейнового анализа. Газовая геология России – вчера, сегодня, завтра. 2003. С.151.
3. Сырьевая база газовой отрасли России и перспективы ее развития в XXI веке. (под редакцией Скоробогатова В.А.). 2003. М. ВНИИГАЗ, с.304.



# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



4. Трутнев Ю.И. Проблемы сырьевой базы. «Нефть России» 2002 г. №1, с.6-9.
5. Состояние сырьевой базы углеводородов и перспективы развития. «Природно-ресурсные ведомости». НПА «Природа» 25.03.2002 с.4

## ОТКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ

*Силантьев Ю.Б. \*, Халошина Т.О., Ковалёва Е.Д. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В настоящее время перед нефтегазовой геологией стоит задача управления «жизненным циклом» процесса освоения углеводородными (УВ) ресурсами на основе использования новых научно-методологических концепций. В текущем столетии отмечается широкое использование идей нелинейной динамики с её концепциями хаоса и самоорганизации (синергетики, фрактальной, кластерной геологии и др.).

Геология усложняется, дифференцируется и углубляется в прямом и переносном смысле [1]. Поток геологической информации увеличивается во времени не в линейной, а в геометрической прогрессии. Это усложняет ее понимание и указывает на необходимость формирования методик и теорий, обобщающих различные тектонические, нефтегазгеологические и другие геологические парадигмы (системы взглядов). Наличие такого инструментария способствовало бы лучшему пониманию генетики геологических процессов; в структуре такого инструментария обособляются:

1. кластеризация геолого-информационного пространства;
2. моделирование (с составлением моделей, адекватных реальным).

В настоящее время в геологии имеется проблема преодоления холистического или системного приближения в информационных технологиях. Она заключается в неспособности строить сложные системы, адекватные реальным геосферам (тектонической, углеводородной и др.) [2].

Преодоление барьера сложности становится важнейшей задачей геологического моделирования сложных систем. Комбинации частей этих систем находятся между собой в той или иной зависимости. Формы этих связей вместе с эволюцией геолого-информационного пространства становятся все сложнее с увеличением множества центров принятия решения. Это определяет основное содержание открытых систем – аморфность их границ и вероятность выявления новых факторов контролирующих их развитие. Оптимизация структуры новых и старых факторов зависит от уровня информационного обеспечения и реальных задач. Очевидно, при анализе региональных объектов необходимо учитывать факторы глубинной (и планетарной) геодинамики, а при анализе локальных особенностей - «несущих» зональных объектов.

Базовой организационной основой для адаптации этих концепций развития нефтегазовой геологии являются открытые системы, для которых характерен обмен веществом, энергией и информацией с внешней по отношению к системе средой. Типовым проявлениями такого обмена являются онтогенез углеводородов, формирование минерально-сырьевой базы, динамика её структуры, «жизнь месторождений» и т.д.

В прикладных аспектах открытые системы должны быть объектно-ориентированными и их моделирование должно базироваться на трех составляющих:

- объектно-ориентированной парадигме;
- структурообразующей модели;
- характеристике целевого объекта.

При анализе процессов тектогенеза следует учитывать следующие особенности синергетики открытых систем:

- принцип иерархии (каждый объект является частью более крупного);
- неоднородность геологических объектов;
- цикличность динамики;
- множество связей;
- открытость внешним факторам (внутренняя и космическая энергии);
- необратимость (геологического времени).

Основные различия открытых и закрытых систем представлены на рисунке 1.

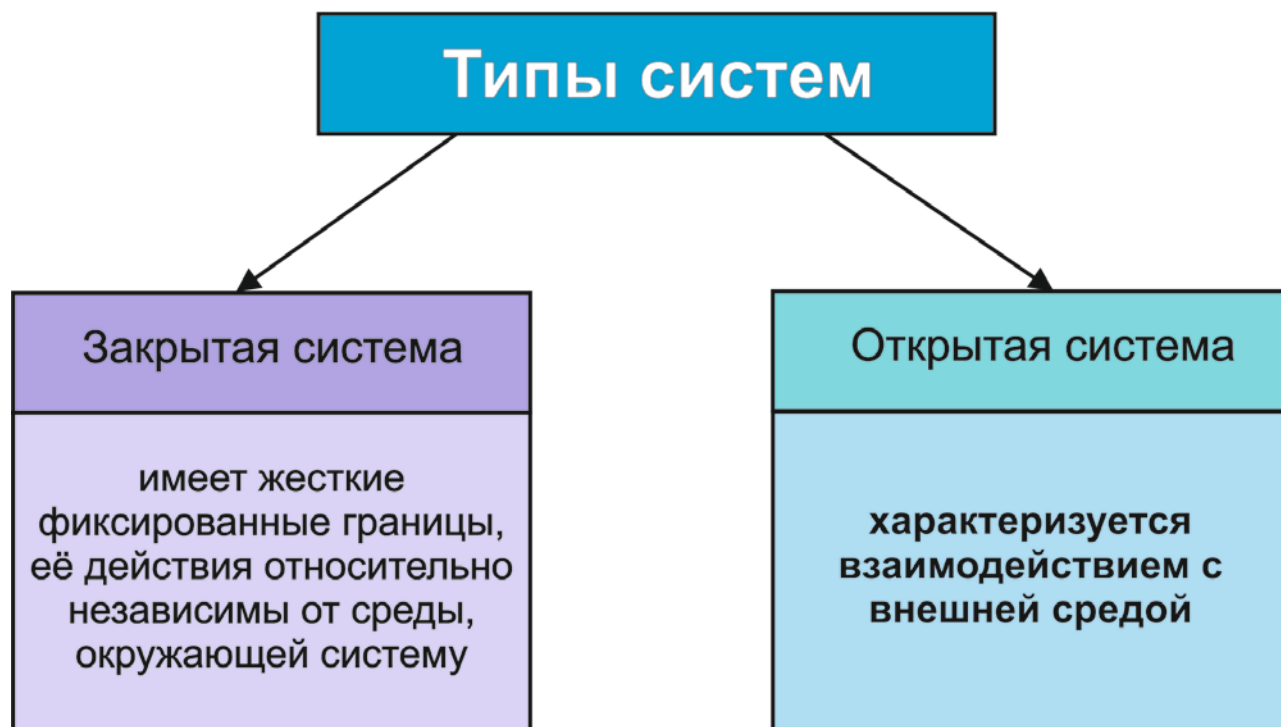


Рисунок 1. Различие открытых и закрытых систем.

Составленные региональные модели УВ-систем ряда нефтегазовых бассейнов указывают на существенные различия в их формировании и развитии, которые в значительной мере определяют объем УВ и распределение скоплений по крупности. Последние в значительной мере контролируются особенностями организации взаимодействия четырех основных интегральных групп фактор-параметров УВ-систем: «НГМТ», «Коллектор», «Экран» и «Ловушка». Уровень организации определяется наличием организационного фактора – «Шанс», контролирующего итоговую УВ-значимость конкретного нефтегазового объекта (НГК, play и пр.).

Приведенная информация указывает на необходимость формирования оргструктуры геолого-информационного пространства, основанной на геологических закономерностях: теорий циклов, play-тектоники, ринг-тектоники и т.п. Практически все эти концепции допускают существование трех основных тектонических суперструктур: континентов, океанов и транзиталей. Последние являются наиболее длительно-существовавшими: по Е.Е. Милановскому им отвечают зеленокаменные пояса. Представленный вариант кластеризации концепций тектогенеза указывает на возможность составления единой модели динамического развития. Отметим, что алгоритм такого моделирования аналогичен моделям геологического пространства: флюидо-углеводородных систем, которые характеризуются необратимостью и усложнением во времени. Использование концепции линейной динамики (синергизма открытых систем) позволяет проводить калибровку (стандартизацию) геологических объектов, различающихся уровнем изученности и достоверности их геологических моделей. Это позволяет проводить адаптивно-оптимизированные (целевые) геолого-поисковые исследования.

Анализ тектонических режимов подтверждает эти особенности: развитие концепции тектогенеза происходит в направлении усложнения [3] и региональной кластеризации, т.е. в соответствии с типовой эволюцией открытых систем:

- непредсказуемостью (появления новых концепций);
- усложнения (концепции изменяются).

Это определяет междисциплинарный характер формирования тектонических концепций, в которые в настоящее время необходимо включать физико-химические аспекты формирования планеты, т.е. вносить не включенные в традиционную геосферу информационные пространства.





## **Список литературы**

1. Фролов В.Т. О науке геологии. Статья 1. Законы в геологии. Вестник МГУ. Сер. 4 Геология 2000г. №6 с.2-8.
2. Фролов В.Т. О науке геологии. Статья 2. Геологические теории. Вестник МГУ. Сер. 4. Геология 2001г. №1 с.2-10.
3. Яншин А.Л., Артюшков Е.В., Шлезингер А.Е. Основные типы крупных литосферных плит и возможные механизмы их формирования. ДАН СССР 1997г. т. 234. №5 с. 1175-1178.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## НЕТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К НЕТРАДИЦИОННЫМ КОЛЛЕКТОРАМ

*Докладчик Скворцов Михаил Борисович.\* (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Дахнова М.В. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Немова В.Д. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Курсанов А.М. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Можжегова С.В. (ФГБУ«ВНИГНИ»)*

Несмотря на доказанную промышленную нефтеносность баженовской свиты апробированной методики оценки ресурсов и запасов содержащейся в ней нефти нет. Это объясняется тем, что применяемый в настоящее время комплекс исследований в скважинах не позволяет однозначно идентифицировать нефтенасыщенные интервалы, определять их толщину и пористость по данным ГИС. Традиционные методы определения петрофизических параметров пород, обычно используемые для подсчета запасов нефти, не могут быть применены для изучения всего разреза исследуемой толщи из-за разрушения образцов ряда литологических разностей при подъеме керна и при исчерпывающей экстракции образцов. Из-за слабой изученности особенностей распределения нефти в отложениях рассматриваемого типа для оценки запасов УВ в этих толщах используются временные методики и условно принимаемые расчетные параметры.

Одним из перспективных подходов к решению данной проблемы является широкое использование геохимических методов исследований в общем комплексе проводимых работ, поскольку эти методы позволяют получить прямую информацию о количестве и особенностях распределения в породах различных форм ОВ, в том числе и нефти.

В рамках реализации государственного контракта был изучен керн из двадцати семи скважин (рис.1), в которых проведены детальные макроописания керна и отбор образцов в количестве 4208 шт. для разных видов лабораторных исследований. Всего проведено определения ФЕС по 1022 образцам. Органическое вещество изучено по 1062 образцам, петрографические описания шлифов проведены по 675 образцам. Изучено на растровом электронном микроскопе 685 образцов, рентгенофазовый анализ – по 764 образцам. Проведено изучение битумоидов экстрагированных из керна. Кроме этого Роснефтью и Ритэком предоставлены дополнительно аналогичные комплексные исследования керна еще по 19 скважинам



**Рисунок 1.** Схема расположения скважин, в которых проведены керновые исследования отложений баженовской свиты на территории Западной Сибири

По результатам лабораторных исследований рекомендуем следующие принципы и комплекс исследований керна:

1. При изучении пород баженовской свиты необходимо соблюдать комплексность исследований.
2. Образцы для петрофизических, литологических и геохимических исследований должны отбираться с одного уровня («в одной точке») и характеризовать определённый литотип.
3. Комплекс лабораторных исследований керна должен включать следующее:
  - ✓ макроописание керна с отбором образцов на все виды исследований;
  - ✓ изучение пород в прозрачных шлифах с целью литотипизации.
  - ✓ исследования до экстракции образцов керна с целью определения:
    - ✓ коэффициента открытой пористости (Кпг дэ) газоволюметрическим методом по гелию;
    - ✓ коэффициента абсолютной газопроницаемости (Кпр дэ);
    - ✓ определение минералогического состава пород рентгеноструктурным методом.
4. Комплекс лабораторных геохимических исследований керна должен включать определение:
  - ✓ содержания Сорг.(ТОС);
  - ✓ содержания свободных УВ ( $S_1$ );
  - ✓ содержания  $S_2$ (генерационный потенциал);
  - ✓ содержания свободных относительно высокомолекулярных УВ ( $S_{2a}$ );
  - ✓ состав битумоидов керна;
  - ✓ степень катагенетической зрелости ОВ.

По результатам исследований проведена литотипизация пород, при этом многообразие баженовских литотипов было сведено к двум группам, принципиально различающимся физическими свойствами и способностью аккумулировать и отдавать подвижные УВ.

Первая группа – тонкослоистые высокоуглеродистые, наиболее глинистые породы.

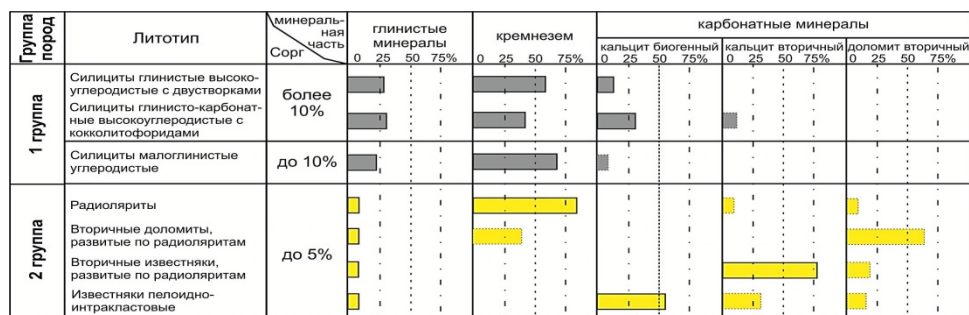
Вторая группа – более плотные, хрупкие, слоистые или массивные породы, относительно менее обогащенные Сорг.

В следствии этого в породах баженовской свиты емкость коллекторов имеет различную природу:

- органическую - формируется в керогене, по мере развития процессов генерации УВ, ее влияние на емкостные характеристики пород увеличивается с ростом катагенеза ОВ.

- «минеральную» – поры и трещины расположены между минеральными компонентами породы, присутствуют во всех продуктивных разрезах баженовской свиты;

Литотипизация пород разработана с целью унификации принципов выделения литотипов, которые в дальнейшем были использованы для построения зависимостей керн-ГИС и ГИС-ГИС. На территориях с высокой степенью катагенетической зрелости ОВ, к которой, например, относится группа месторождений Большого Салыма, доказана практически повсеместная нефтенасыщенность разреза (высокопродуктивных скважин), в то же время на Красноленинском своде, где степень катагенеза значительно ниже, продуктивны только определенные литотипы баженовской свиты.



**Рисунок 2.** Схема литологической типизации отложений баженовской свиты (высокоуглеродистой области)

По результатам комплексных исследований керна и выделенных литотипов разработана методика выделения эффективных нефтенасыщенных толщин.



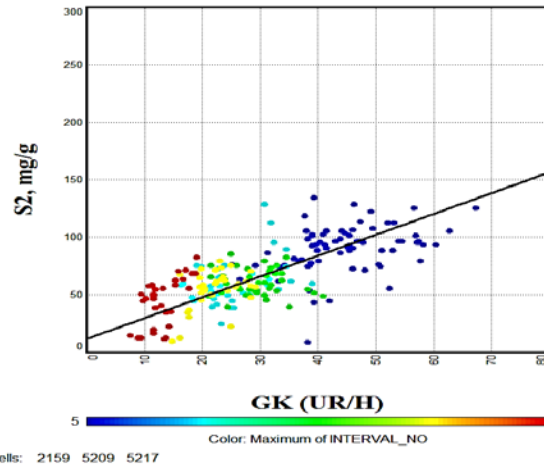
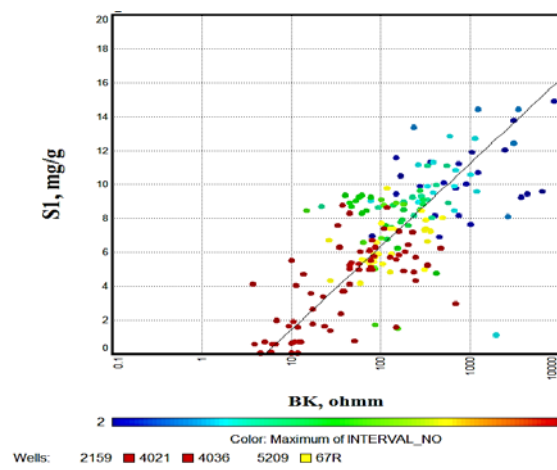
# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

Эффективная нефтенасыщенная толщина в отложениях баженовской свиты - это толщина прослоев коллектора, содержащего подвижные УВ, в пределах залежи. Ввиду отсутствия пластовых вод в баженовской свите, эффективная нефтенасыщенная толщина будет совпадать с суммарной толщиной коллекторов в разрезе.

Удельное электрическое сопротивление пласта зависит от литологии разреза, пористости, занятой флюидом, и насыщения. Отсутствие других флюидов, кроме  $S_1$  и  $S_{2a}$ , в баженовской свите позволяет проводить прогноз величины  $S_1+S_{2a}$  для каждого литотипа с помощью фокусированных методов сопротивления по ГИС.

$S_1 + S_{2a}$  – функция -  $V_{\text{породы}} \cdot (K_{\text{п дин}} + K_{\text{но}})$ .

Это параметр пропорциональный общей пористости, а значит, характеризует как подвижный УВ ( $K_{\text{п дин}}$ ), так и не подвижный УВ ( $K_{\text{но}}$ ) и лучше всего выражается через сопротивление (рис.3).



**Рисунок3.** Связь геохимического параметра  $S_1 + S_{2a}$  до экстракции и удельного электрического сопротивления, определенного по методу БК, для скважин Большого Салыма

**Рисунок4.** Связь геохимического параметра  $S_2$  до экстракции и интегральной радиоактивности, для скважин Большого Салыма

Связь между содержанием керогена и радиоактивностью можно прогнозировать через спектральную (а в некоторых областях и через интегральную – в зависимости от концентрации глинистого вещества) характеристику гамма-каротажа.

В связи с этим использовалась интегральная функция ГК, входящая в стандартный комплекс и прописанная практически во всех скважинах (рис.4).

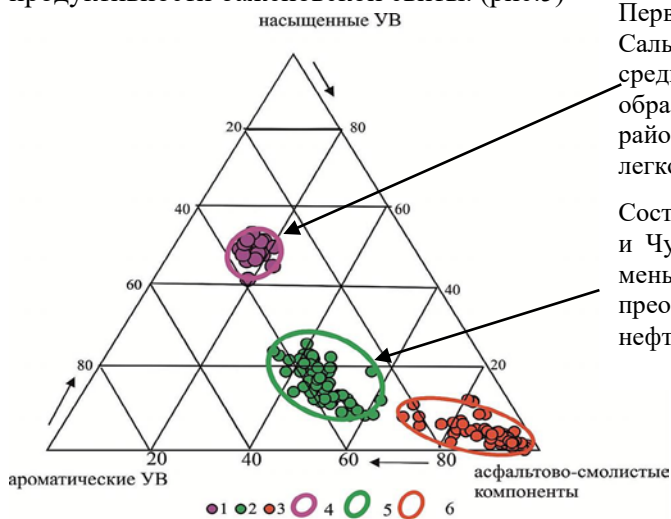
Нефть, генерируемая керогеном, не вся является подвижной, так как часть ее удерживается сорбционными процессами керогена и вмещающих его пород.

Таким образом, для выделения коллекторов мало получить параметр  $S_1$  большее 0, надо учесть остаточное насыщение, т.е. получить  $S_{1\text{гран}}$ . Для этого можно использовать соотношение  $S_1/S_2$  к С орг. или соотношение  $(S_1+S_{2a})/TOC > 100$  мг УВ/ г ТОС, полученное эмпирическим путем для многих сланцевых формаций мира

Углеводородный состав битумоидов в различных частях провинции отличается друг от друга. Так, например при одних и тех же содержаниях Сорг. содержание свободных УВ различается в несколько раз. При этом для участков, где преобладают повышенные значения  $S_1$  характерно преобладание насыщенных углеводородов, а с более низкими показаниями нафтено-ароматические. То есть битумоиды скважин, вскрывших нефтяные залежи значительно богаче насыщенными углеводородами и беднее смолами и асфальтенами. В скважинах, где притоки получены не были битумоиды значительно беднее углеводородами, повышено содержание смол и асфальтенов. Это свидетельствует о том, что эти скважины вскрыли остаточные залежи, из которых большая часть нефти эмигрировала в подстилающие или перекрывающие резервуары. Из этого

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

можно сделать предположение, что состав битумоидов является одним из критерием потенциальной продуктивности баженовской свиты. (рис.5)



Первую группу образуют аллохтонные битумоиды скважины Салымская №2802. В них углеводороды составляют 78-85% и среди них резко преобладают насыщенные углеводороды. Таким образом, поровое пространство пород баженовской свиты в районе скважины Салымская №2802 заполнено сравнительно легкой малосмолистой нефтью.

Состав битумоидов из керна скважин Малобалыкская №901 и Чупальская №67 существенно иной. В них значительно меньше углеводородов – от 40 до 70%, а в составе последних преобладают нафтеново-ароматические. При этом притоки нефти из этих скважин не получены

Индивидуальные образцы: аллохтонные битумоиды: 1 - Салымская-2802, 2- Малобалыкская-901, Чупальская-67; 3 - остаточные автохтонные битумоиды. Области распространения экстрактов разных типов: аллохтонные битумоиды: 4 - Салымская-2802, 5- Малобалыкская-901, Чупальская-67; 6 - остаточные автохтонные битумоиды.

**Рисунок 5.** Тригонограмма группового состава битумоидов баженовской свиты

Для оконтуривания потенциальных залежей нефти была использована технология комплексного спектрально-скоростного прогнозирования (КССП).

Типы разреза с потенциальными дебитами от 15 до 100 т/сут и более были отнесены к перспективным участкам, содержащим легкую малосмолистую нефть. А тип разреза с дебитом до 15 т/сут к участкам содержащим малоподвижную, смолистую нефть (мальты). Всего использовано 43 тыс. пог. км, сейсмических региональных профилей 2Д, а для сертификации - выбора наиболее оптимальных для данных сейсмогеологических условий атрибутов – были выбраны скважины наиболее близко расположенные к профилям, расстояние не превышало 10 км.

Так как промышленный интерес представляют высокоуглеродистые отложения, в которых содержание Сорг. превышает 5% перспективная площадь была ограничена этой величиной.

Границы отсутствия коллекторов были скорректированы с учетом результатов интерпретации ГИС по разработанным алгоритмам, разработанным.

Затем была построена карта эффективных толщин баженовской свиты в границах значения Сорг. больше 5%. По этой карте рассчитаны объемы, отдельно по участкам, содержащим легкую нефть и малоподвижную «остаточную». (рис.6).



**Рисунок 6.** Блок схема оценки ресурсов

Так как в настоящий момент надежной методики определения пористости нет, в расчетах ее величина для «легкой подвижной нефти» принята в соответствии с распределением пористости по керну в образцах с Сорг. больше 5%. Среднее значение Кп составляет 8,8%. Для «остаточной тяжелой» - 4%.

Из-за широкого распространения явления гидрофобизации в баженовской свите, объем, занимаемый водой (физически и химически связанной), очень мал и не был достоверно замерен ни одним из научно-производственных коллективов. Поэтому, величину Кво для коллекторов с минералогической емкостью рекомендуется принять за 5%.

Соответственно, величину Кн рекомендуется принимать - 0,95.

Плотность нефти и пересчетный коэффициент приняты для участков легкой подвижной нефти 0,81 и 0,8 соответственно, для участков содержащих «остаточные» ресурсы – 0,88 и 0,89 соответственно.

Величина КИН для участков содержащих подвижные низкомолекулярные УВ принят 0,15, для участков с малоподвижными – 0,1.

В результате проведенного расчета извлекаемые локализованные подвижные ресурсы составили 5,4 млрд тонн, «остаточные» - 4,2 млрд.тонн

## Список литературы

1. М.Б.Скворцов, М.В.Дахнова, С.В.Можегова, А.М.Кирсанов, И.К.Комков, И.Л. Пайзанская. Роль геохимических методов в прогнозе нефтеносности и оценке ресурсного потенциала черносланцевых толщ (на примере баженовской свиты). *Новосибирск. Геология и Геофизика* 2017г. № 3
2. И.В. Панченко, В.Д. Немова, М.Е. Смирнова, М.В. Ильина, Е.Ю. Барабошкин, В.С. Ильин. Стратификация и детальная корреляция баженовского горизонта в центральной части Западной Сибири по данным литолого-палеонтологического изучения и ГИС // *Геология нефти и газа*, № 6, 2016 г. С.22-34
3. Немова В.Д., Асташкин Д.А., Гаврилов С.С. Методические наработки в области комплексных литолого-петрофизических исследований керна отложений баженовской свиты // *Геология нефти и газа*, № 2, 2013 г. С.38-46.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ЗАКОНОМЕРНОСТЬ И ВЗАИМОСВЯЗЬ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ КАРБОНАТНО-ОРГАНИЧЕСКОЙ МАТРИЦЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

*Скибицкая Н.А\*., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Бурханова И.О., Крючков В.А. (ИПНГ РАН),*

### **Введение**

Тенденция ухудшения структуры запасов углеводородов, непрерывного увеличения доли трудноизвлекаемых в общем объеме запасов является общепризнанной.

В основной своей части трудноизвлекаемые углеводороды приурочены к производящим их нефтегазоматеринским отложениям. Назрела необходимость в изучении закономерностей катагенетических процессов преобразования органического вещества во взаимосвязи с процессами преобразования самого породообразующего вещества в нефтегазоматеринских отложениях. Знание таких закономерностей необходимо с целью разработки более достоверных способов интерпретации материалов ГИС и программных продуктов математического моделирования распределения параметров структурно-емкостных, фильтрационных, генерационных свойств и фазового состояния нефтяных пластовых флюидов в продуктивных нефтегазоматеринских толщах, как терригенных так и карбонатных.

### **Закономерность взаимосвязанных процессов катагенетического преобразования органического вещества и породообразующей нефтегазоматеринской карбонатно-органической полимерной матрицы ГК, НГК и нефтяных месторождений**

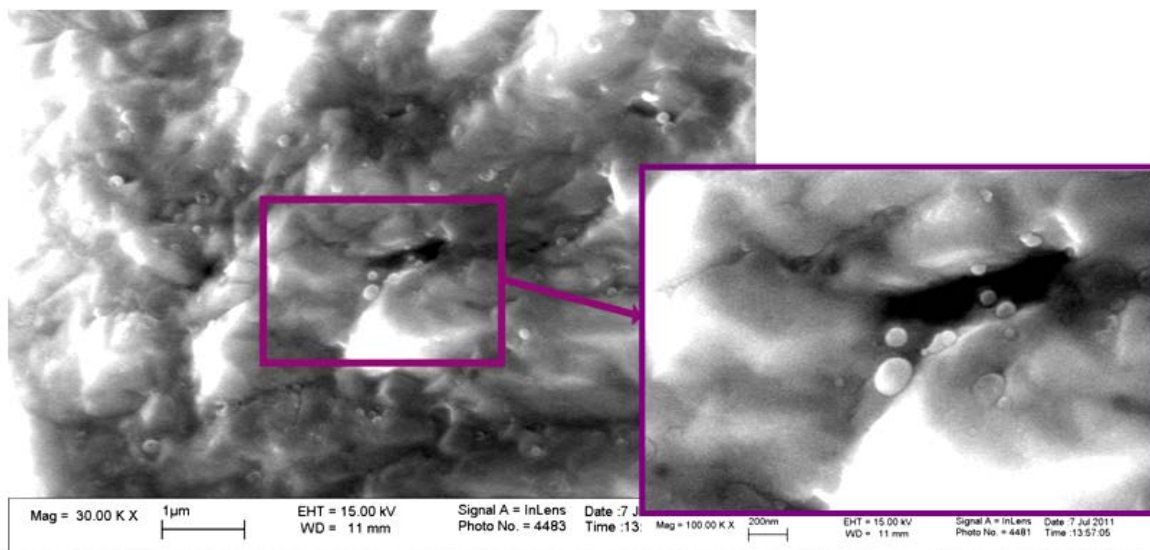
Катагенетические преобразования органического вещества (ОВ) в составе структурных элементов (кристаллов, зерен) нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы инициируют общие процессы катагенетических преобразований матрицы. То есть микростроение породообразующей карбонатной матрицы, структура ее порового пространства, а значит и выделяемые типы коллекторов в карбонатных нефтегазоматеринских залежах, тесно связаны с этапами преобразования органического вещества матрицы. Степень «зрелости» органического вещества и произведенной из него нефти, изменения свойств нефти от тяжелой битуминозной до легкой традиционной закономерно связаны с последовательным изменением структуры порового пространства карбонатной матрицы от плотной до субкапиллярнопоровой, далее до поровой тонкопоровой и, наконец, до крупнопоровой.

Взаимосвязанные процессы катагенетического преобразования нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы и ОВ в ее составе можно разделить на три этапа.

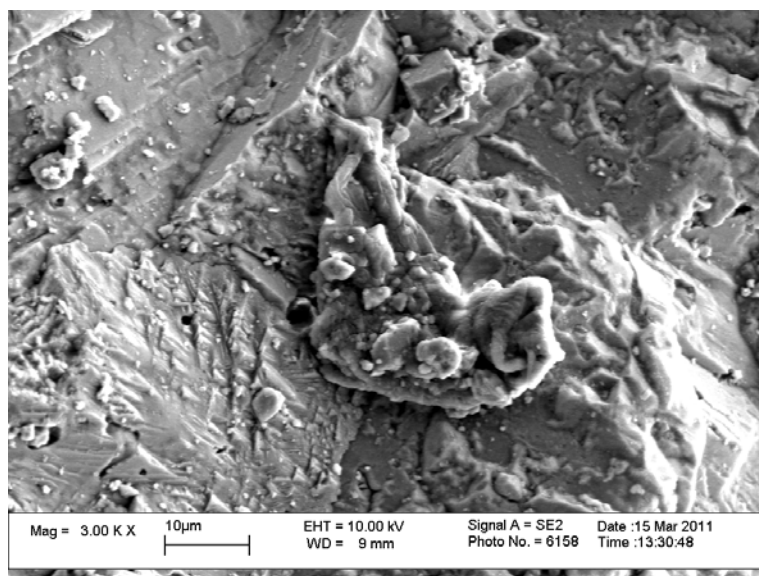
Первый этап - это процессы преобразования (химические, структурные, физико-химические), полимеризации, поликонденсации ОВ внутри кристаллов (зерен) КОП, приводящие в результате к потере связей в ионном кристалле КОП между органическими анионами и неорганическими катионами (кальциевыми, магниевыми и др.). Этому этапу позднего протокатагенеза - раннего катагенеза породообразующего КОП и химического (возможно ускоренного вследствие изотопных превращений урана и других радиоактивных элементов, хемосорбированных ОВ) преобразования ОВ до керогеноподобного состояния отвечает ранняя стадия интенсивной газогенерации и формирования нефтегенерационного потенциала в виде керогеноподобного полимера (еще не растратившего свой нефтегенерационный потенциал керогена). Завершается первый этап деструкцией, микритизацией первичных кристаллов сформированной в диагенезе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы.

На рис. 1 и 2 приведены микрофотографии неизмененных сколов образца известняка из артинских отложений ОНГКМ, позволяющие проследить внутри крупных первичных карбонатно-органических полимерных кристаллов известняка процессы выделения и преобразования в самостоятельную фазу ОВ от отдельных капельных образований (рис. 1) до сгустковых поликонденсированных неполярных коллоидных скоплений нерастворимого керогеноподобного органического полимера (рис. 2).



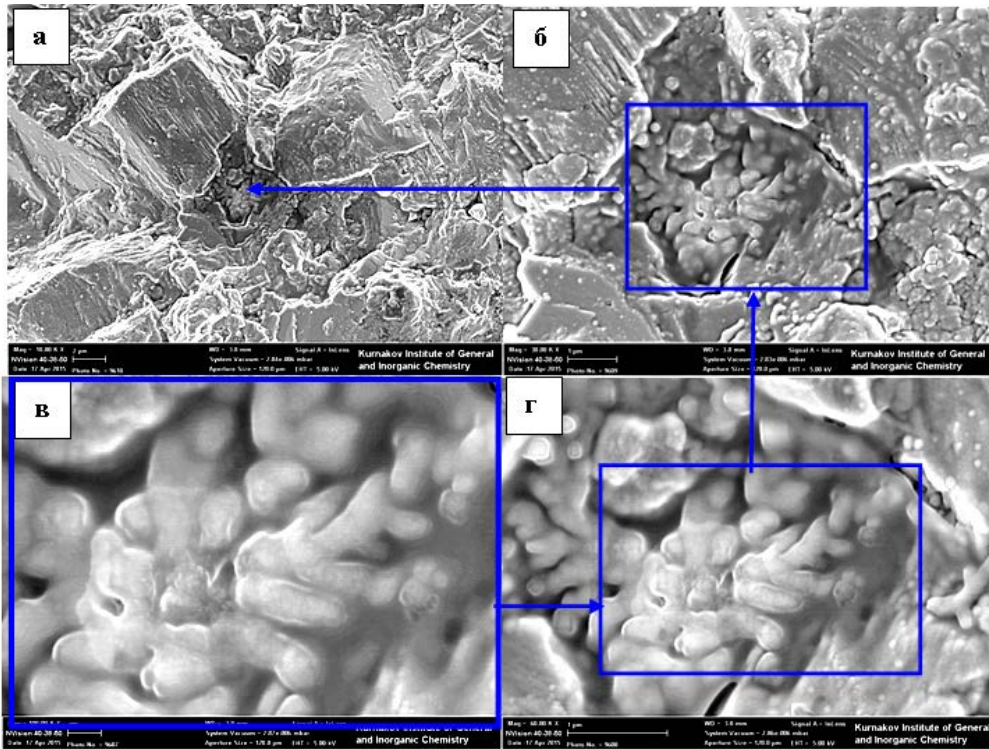


**Рисунок 1.** Обр. 17/9,  $P_1$ art, скв. 9-Р, ОНГКМ, коэффициент открытой пористости  $K_{н.о.} = 0,68\%$ , концентрация хлороформных битумоидов  $C_{хб} = 0,31\%$  масс. (относительное содержание асфальтенов и смол 73,9%, в т.ч. асфальтенов и спирто-бензольных смол 59,4%). Внутреннее строение породообразующего карбонатно-органического полимера (микростроение зерна в сколе). Выделение и выведение в формирующиеся внутренние объемы кристаллов неполярных наносферических (10-200 нм) капельных выделений ОВ - продуктов преобразования органической части КОП. Фотографии в РЭМ (слева увеличение 30000, справа – 100000).



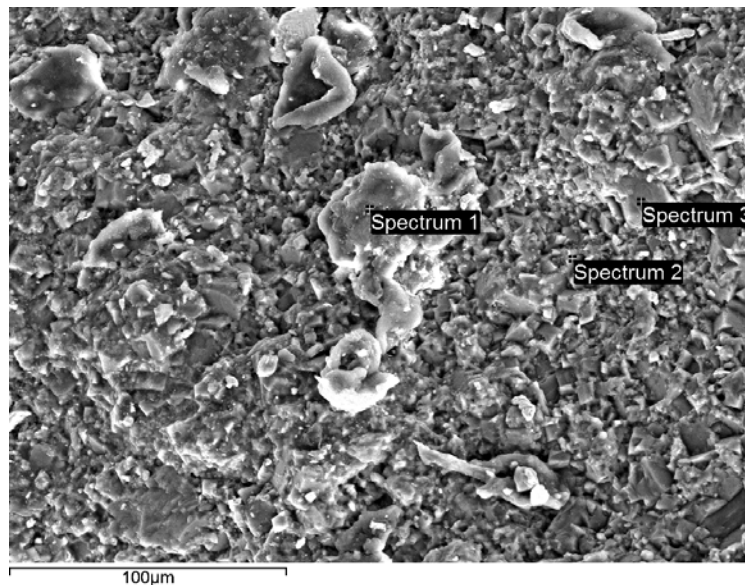
**Рисунок 2.** Обр. 23/3,  $P_1$ art, скв. 10071, восточная часть ОНГКМ. Крупный сконденсированный до выраженной отдельности коллоидный сгусток нерастворимого керогеноподобного органического полимера внутри первичного КОП кристалла кальцита (в сколе кристалла). Фотография в РЭМ (увеличение 3000).

По-видимому, на этих стадиях преобразования органической полимерной составляющей в составе первичных зерен (кристаллов) карбонатно-органической полимерной матрицы и развиваются предпосылки к их деструкции, микритизации с выходом в свободную фазу сконденсированного керогеноподобного полимера. На рис. 3 приведены микрофотографии начальных стадий процесса микритизации карбонатных зерен первичной карбонатно-органической полимерной матрицы в образце 4/18, скв. № 210, инт. отбора 3740-3748.1м.  $C_{1S_1}$ . ВуктыльскоеГКМ.



**Рисунок 3.** а,б,в,г - Начальные стадии процесса микритизации насыщенного ОБ первичной карбонатно-органической полимерной матрицы в образце 4/18, скв. № 210, инт. отбора 3740-3748.1м.  $C_{1S_1}$ . Вуктыльское ГМК. а, б, в, г) Увел. 10000, 30000, 100000, 200000

В результате завершения процессов деструкции, микритизации первичных морфоструктур карбонатно-органической полимерной матрицы керогеноподобное ОБ выделяется в микритизированной матрице в самостоятельную фазу в дисперсно-рассеянном (см. рис. 4, табл. 1, рис. 5а,б,в,г, табл. 2) или в концентрированном (рис. 6) виде.



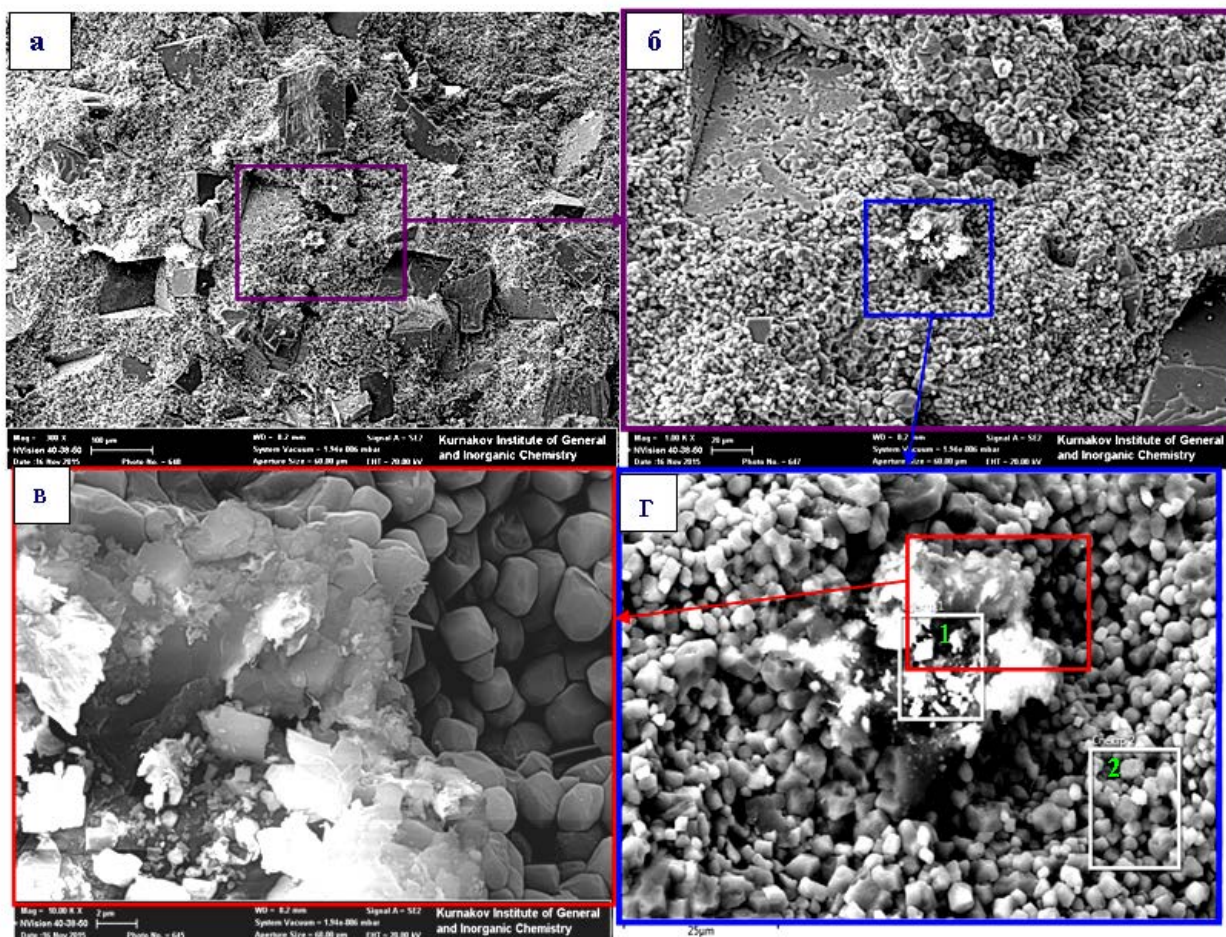
**Рисунок 4.** Обр. 1/223. Скв. № 101, Димитровское ГНМ,  $P_{1art}$ . Участки спектрального анализа в РЭМ в микритизированной части образца известняка комковато-сугусткового доломитизированного. Высокая весовая концентрация органического углерода, азота и кислорода, высокая концентрация меди и следовые концентрации Ca и Mg в керогеноподобном сгустке (см. спектр 1, табл. 1).



**Таблица 1**

Результаты элементного анализа обр. 1/223 (весовые %). Димитровское ГНМ, скв. № 101, P<sub>1</sub>art.

| Весовые % | C     | N     | O     | Na   | Mg   | Al   | Si   | S    | Ca    | Fe   | Cu   |
|-----------|-------|-------|-------|------|------|------|------|------|-------|------|------|
| Спектр 1  | 44,45 | 17,58 | 31,67 | 1,87 | 0,14 | 0,23 | 0,31 | 0,34 | 0,46  | 0,19 | 2,76 |
| Спектр 2  | 22,74 |       | 44,93 | 0,22 | 0,50 | 1,16 | 2,08 |      | 27,85 | 0,18 | 0,33 |
| Спектр 3  | 33,43 |       | 58,13 |      | 3,66 |      | 0,05 |      | 4,73  |      |      |



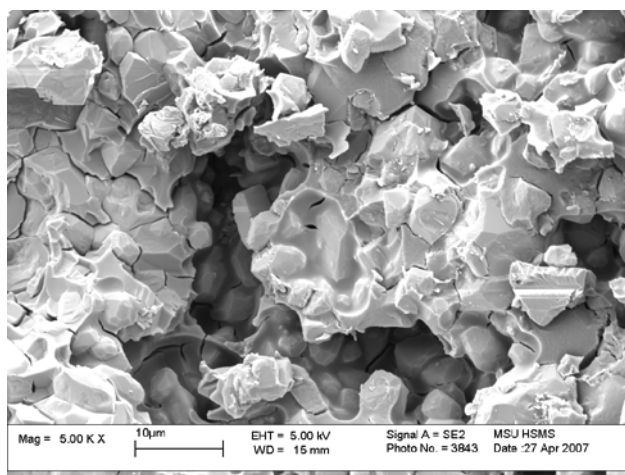
**Рисунок 5 а, б, в, г** – Коллоидный сгусток керогеноподобного ОБ в микрокристаллизованной карбонатной матрице в образце 11/45, скв. №33., инт. отбора 3372.3-3379.9 м. С<sub>2</sub>т<sub>1</sub>. ВГКМ

**Таблица 2**

Микроэлементный состав микроучастков в РЭМ в обр. 11/45, скв. №33, инт. отбора 3372.3-3379.9 м. С<sub>2</sub>т<sub>1</sub>. ВГКМ

| Атомные % | C     | O     | Mg   | Ca   | Ag   | Total |
|-----------|-------|-------|------|------|------|-------|
| Спектр 1  | 69,93 | 26,26 | 0,55 | 2,61 | 0,66 | 100   |
| Спектр 2  | 23,4  | 57,3  |      | 19,3 |      | 100   |

На рис. 6 отчетливо видно, что микритовые образования почти не контактируют между собой, а заключены в органической массе, из которой, возможно, в процессе преобразования до жидких нефтяных углеводородов поставляется строительный материал для дальнейшего роста кристаллов и слияния в макрокристаллы микритовых частиц, и в которой продолжается дальнейшее преобразование керогена в битумоиды (первичная наиболее тяжелая форма сингенетичной нефти) и последовательное созревание битуминозной сингенетичной нефти до жидких нефтяных углеводородов.



**Рисунок 6.** - Обр. 359-3, скв. 1-ВМС, ОНГКМ,  $P_{1st}$ . Микритовые частицы в набухшей в углеводородах коллоидной массе керогеноподобного полимера и смоло-асфальтеновых битумоидов. Более крупные поровые объемы заполнены высоковязкой нефтью и газом. Фотография в РЭМ (увеличение 5000).

Второй этап - это процесс перекристаллизации (самосборки, самоорганизации) неравновесных микритовых форм в более совершенные крупнокристаллические формы, по мере их очищения от керогеноподобного полимера и продуктов его последовательного преобразования в асфальтены – смолы – масла – жидкие нефтяные углеводороды. Инициатором второго этапа – этапа перекристаллизации - являются процессы химической (радиационной, восстановительной, термической – при наличии таковой) деструкции керогеноподобного полимера.

Таким образом, этапу перекристаллизации сопутствует также этап нефтегенерации, то есть этап реализации нефтегенерационного потенциала, сформированного в виде керогена (керогеноподобного полимера): рождения сначала тяжелой высоковязкой, смоло-асфальтеновой, битуминозной нефти, затем менее вязкой смолистой нефти и далее ее последовательного преобразования до масел и жидких нефтяных углеводородов с также последовательно уменьшающейся плотностью (до менее  $0,85 \text{ г/см}^3$ ) и вязкостью (до менее 1 спз).

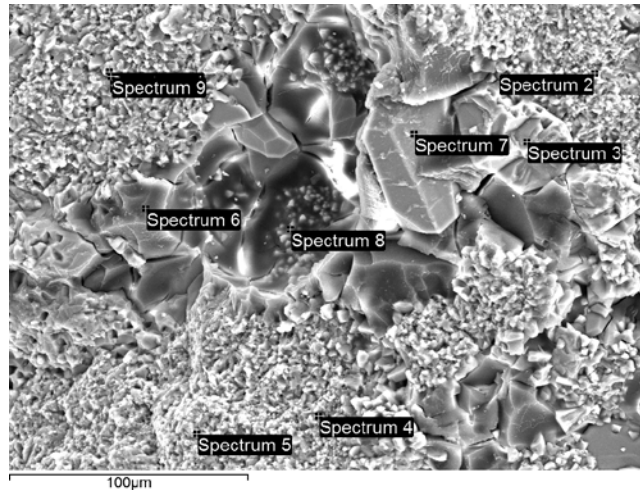
По своему генезису, то есть по периоду преобразования ОВ до керогена в составе полимерной карбонатно-органической матрицы, сингенетичная нефть, рожденная в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях, может быть названа «матричной».

На этапе перекристаллизации в результате процессов последовательного преобразования керогеноподобного полимера до жидких нефтяных углеводородов субкапиллярные поры вместо керогена, асфальтенов и тяжелых смол заполняются все менее тяжелыми и менее вязкими и все более подвижными, вплоть до жидких нефтяных углеводородов, компонентами сингенетичной нефти. При этом на завершающих стадиях перекристаллизации микритовые частицы, постепенно очищающиеся от керогеноподобного ОВ, сливаются в более совершенные крупные, вплоть до спаритовых разностей, кристаллы. А крупные поры, образующиеся в результате слияния в единый крупнопоровый объем нанопоровых и субкапиллярных поровых объемов, становятся уже частично заполненными жидкими нефтяными углеводородами с растворенным в них газом, а также свободным газом и парами газоконденсата, в которые вышла соответствующая пластовым температурам и давлениям часть углеводородов более легких жидких фракций «рожденной» нефти (рис. 7, табл. 3, рис. 8а,б).

Таким образом, в микро- и макроочагах газонасыщенных карбонатных продуктивных отложений, где уже прошел полный этап перекристаллизации (а значит и прошли ранние стадии нефтегенерации), в крупнопоровых объемах можно прогнозировать относительно высокое содержание жидких нефтяных углеводородов, которые образовались в результате вышеописанных процессов.

Процессы преобразования в нефтегазоматеринской карбонатной матрице происходят не одновременно на уровне определенных глубин и термобарических условий, а очагово. Такие очаги в нефтегазонасыщенном продуктивном разрезе характеризуются закономерным увеличением от периферии к центру пористости, проницаемости; сначала увеличением, а затем уменьшением насыщенности битуминозными компонентами с соответствующим увеличением насыщенности жидкой углеводородной фазой - нефтью.



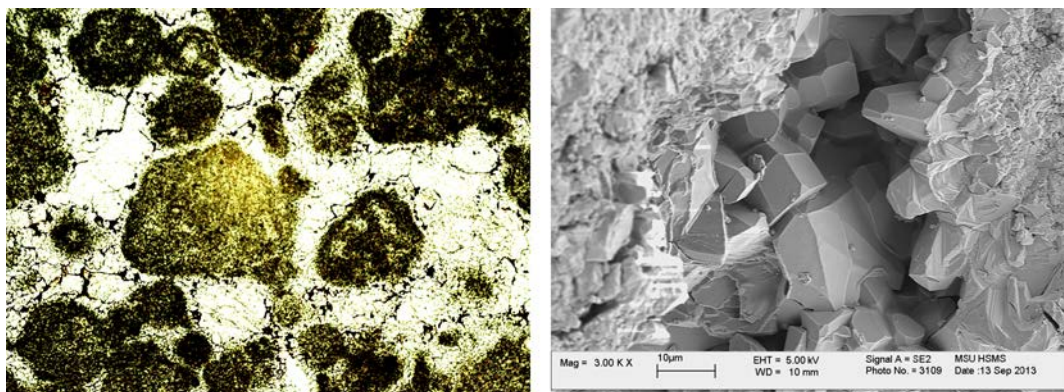


**Рисунок 7.** Обр. 2/202(2). Скв. № 102, Димитровское ГНМ, P<sub>1</sub>art. Участки спектрального анализа в РЭМ образца известняка комковатого с ОВ. Спектры 6 и 8: керогеноподобный с битуминозными компонентами полимер в межформенном объеме. Спектры 3 и 7: крупные спаритовые кристаллы кальцита, организующиеся на основе слияния микрокристаллов и микритовых частиц по мере их очищения от преобразующегося до жидких углеводородов керогеноподобного ОВ. Спектры 9, 2, 4, 5: микритизирующаяся матрица в комках [1, 2] (см. табл. 3).

**Таблица 3**

Результаты элементного анализа в РЭМ участков в образце 2/202(2) известняка комковатого, % вес. Димитровское ГНМ, скв. № 102, P<sub>1</sub>art.

| № спектра | C     | O     | Na   | Mg   | Al   | Si   | P    | S    | Cl   | K    | Ca    | V    | Fe   | Ni   | Yb   |
|-----------|-------|-------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|------|------|------|------|
| 1         | 22,08 | 66,59 |      | 0,19 | 0,02 | 0,04 |      | 0,06 |      |      | 10,88 | 0,01 | 0,01 |      | 0,12 |
| 2         | 9,87  | 60,45 |      | 0,19 | 0,04 | 0,12 |      | 0,12 | 0,17 |      | 28,82 | 0,03 | 0,05 |      | 0,21 |
| 3         | 16,52 | 68,78 | 0,26 | 0,12 | 0,02 | 0,04 |      | 0,03 | 0,09 |      | 14,01 | 0    | 0,01 |      | 0,1  |
| 4         | 7,83  | 69,35 |      | 0,15 | 0,02 | 0,06 | 0,03 |      |      |      | 22,44 | 0    | 0,02 |      | 0,17 |
| 5         | 10,9  | 69,4  | 0,26 | 0,09 | 0,06 | 0,08 |      | 0,06 | 0,28 |      | 18,71 | 0,01 | 0,01 |      | 0,14 |
| 6         | 56,54 | 34,79 |      | 0,04 | 0,02 | 0,05 |      | 7,89 |      |      | 0,56  | 0,08 | 0,01 |      | 0,02 |
| 7         | 17,91 | 68,97 |      | 0,16 | 0,02 | 0,03 |      | 0,04 |      |      | 12,76 | 0    | 0,01 |      | 0,11 |
| 8         | 55,67 | 33,12 |      | 0,02 | 0,05 | 0,02 |      | 0,79 |      |      | 10,29 | 0,01 | 0,02 |      | 0,01 |
| 9         | 26,07 | 65,81 |      | 0,14 | 0,02 | 0,03 | 0,01 | 0,02 |      | 0,01 | 7,86  | 0    | 0,01 | 0,03 | 0,06 |



**Рисунок 8а,б.** Обр. 1/112(1). Димитровское ГНМ, скв. № 102 (глубина 2582,04 м), P<sub>1</sub>art. Известняк водорослевой комковатый с интракластами. Форменные элементы (комки и сгустки) сцементированы яснокристаллическим кальцитом (спаритом). Крупные поры между крупнокристаллическим кальцитом заполнены жидкими углеводородами нефтяного ряда с растворенным в них газом и высокомолекулярными компонентами. Возможно наличие свободного газа в центральной части поровых объемов.  
а – увеличение 200, б – увеличение 3000 [1, 2].

Также циклически изменяется от фильной до фобной характеристика смачиваемости пород водой и углеводородами и преимущественная смачиваемость одним из этих флюидов, которая приводит к меньшей связанности в породе воды и углеводородов, к инверсии местоположения воды и нефти в объеме фильтрующей (динамической) пористости вплоть до формирования промежуточного «ВНК» в одной из зон. Соответственно будет изменяться и фазовая проницаемость пород по этим флюидам.

Понимание и учет этих закономерностей требуют дифференцированного подхода при разработке технологий добычи углеводородов в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и нефтяных месторождений.

## **Заключение**

На основе комплексного анализа результатов детального изучения свойств пород нефтегазоматеринских карбонатных отложений была выявлена взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе породообразующей нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы ГК, НГК и нефтяных месторождений

Микроструктура нефтегазоматеринской карбонатной породы изначально представляет собой карбонатно-органический полимер, в результате преобразования которого формируется поровое пространство породы, образуются различные литотипы, реализуется нефтегазоматеринских потенциал, т.е. керогеноподобный полимер, вышедший из КОП, преобразуется сначала в высокомолекулярные битуминозные соединения, а далее в жидкие углеводороды. Преобразование органической части КОП до керогеноподобного полимера сопровождается процессом элиминирования (отщепления) с выделением газов, т.е. ранней стадией интенсивной газогенерации.

Нефть, образованная из керогена – конечного продукта преобразования органической части КОП, сначала является тяжелой высоковязкой, смоло-асфальтеновой, битуминозной, затем становится менее вязкой смолистой, маслянистой. По мере преобразования плотность и вязкость нефти последовательно уменьшаются.

Процессы преобразования в нефтегазоматеринской карбонатной матрице происходят не одновременно на уровне определенных глубин и термобарических условий, а очагово.

## **Список литературы**

1. Скибицкая Н.А., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г. и др. 2015. Закономерности катагенетического преобразования пород и органического вещества в карбонатных нефтегазоматеринских продуктивных отложениях (на примере Димитровского ГНМ и Оренбургского НГКМ) / Материалы международной конференции «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов». Казань, 2-3 сентября 2015, с. 276-281.
2. Большаков М.Н. 2007. Разработка методики выявления и оценки продуктивных зон на месторождениях нефти и газа, сложенных карбонатными коллекторами (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения). Автореферат диссертации на соиск. учен. степ. кандидата геол.-минерал. наук: 25.00.12 / РГБ ОД (Химки). – Москва, 2007.
3. Гафаров Н.А., Карнаухов С.М., Резуненко В.И. и др. 2012. Матричная нефть Оренбургского НГКМ - перспективы развития Оренбургского ГХК // Газовая промышленность. - 2012. - № 9 (680). - С. 56-60.
4. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. и др. 2007. Увеличение ресурсного потенциала газоконденсатных месторождений за счет высокомолекулярного сырья («матричной нефти») // Фундаментальные проблемы геологии и геохимии нефти и газа и развития нефтегазового комплекса России. – 2007. – С. 360-377.
5. Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А., Серебрякова И.А. 2015. Реализация нефтематеринского потенциала карбонатных пород на современном этапе геологического развития (на примере Оренбургского НГКМ) // Петрофизика сложных коллекторов проблемы и перспективы. 2015, с. 340-346.
6. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П., Григорьев Г.А. и др. 1997. Новые представления о породообразующем карбонатном веществе залежей углеводородов // Геология нефти и газа. – 1997. – № 12. – С. 20–25.

## РОЛЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОРОДАХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ И НЕОКОМА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

*Скоробогатов В.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции (ЗСМП), приуроченной к одноименному мегабассейну (ЗСМБ) важнейшие продуктивные комплексы – альб-сеноманский, неоком-аптский и юрский, разделенные региональными и областными глинисто-кремнистыми покрывками. В низах верхнеюрско-валанжинской покрывки в восточной половине мегабассейна выделяется ачимовская песчано-глинистая толща (АТ) и верхнеюрский подкомплекс в составе горизонта Ю<sub>1</sub> (келловей-оксфорд) и, кроме того, гор. Ю<sub>0</sub>, развитого спорадически в объеме баженовской свиты (БС) (волжский) в центрально-западных районах Среднеобской области (СО).

Первые открытия промышленных залежей УВ в Западной Сибири были связаны с верхней юрой (1953-1965 гг.). Именно в верхнеюрском подкомплексе наблюдается самый широкий спектр природных резервуаров УВ и коллекторов: песчаники, алевролиты, аргиллитоподобные породы БС, известняки в составе продуктивных горизонтов П, Ю<sub>1</sub>/СГ<sub>1</sub>, Ю<sub>0</sub>, наибольшее разнообразие нефтей и газов по составу и физико-химическим свойствам, самый широкий диапазон термобарокатагенетических условий локализации промышленных скоплений УВ при минимальной толщине – от 20-30 до 100-120 м от кровли БС (волжский ярус) до подошвы нижневасюганской подсвиты (келловей).

Классическими областями распространения БС являются СО с Салымским и Сургутским районами, Фроловская, Каймысовская, а также западные районы Васюганской области.

Анализу условий формирования и геологического строения БС, состава слагающих ее органо-минеральных комплексов посвящено очень большое число работ, опубликованных, главным образом, в тридцатилетие с 1971 по 1990 гг. Вместе с тем, по числу публикаций за период 1969-2017 гг. БС существенно опережает другие юрские (песчано-глинистые) объекты исследований и тем более ачимовскую продуктивную толщу (АТ).

В ряде публикаций исследователей ВНИГРИ и СНИИГТИМСа высказывалась идея о том, что главной и даже единственной продуцирующей толщей в объеме осадочной макролинзы ЗСМБ является юрская, в т.ч. БС для меловых нефтей Среднего Приобья (работы 60-х – начала 70-х гг. прошлого столетия). Геолого-геохимический интерес к БС активизировал ряд открытий скоплений нефти в проницаемом гор. Ю<sub>0</sub> свиты. В работах исследователей научных школ ВНИГНИ, ВНИИГАЗа и ЗапСибНИГНИ неоднократно подчеркивалось, что в качестве эффективных продуцентов органических подвижных соединений – битумоидов, УВ-газов и др. может рассматриваться практически весь объем осадочного чехла плиты в интервале глубин от 0,5-0,7 до 5,0 км и более, т.к. в разрезе нижнего мела и юры развиты превосходные, отличные, хорошие и средние по качеству материнские породы: газо- и битумогенерирующие толщи и отдельные пласты глин, глинистых алевролитов, углей, углистых и горючих=битуминозных сланцев, а “нефтематеринская роль” БС сильно преувеличена (по масштабам нефтенакпления в породах неокома) даже для районов СП.

К 1990 г. нефтеносность БС, с учетом полупромышленных притоков, была установлена на 31 площади СО. С 2001 г. возобновились работы целевым назначением на БС, низы тутлеймской и абалакскую свиты (гор.ЮК<sub>1</sub> в восточных районах Краснотеннинского свода).

Успехи в освоении сланцевой нефти (СН) в США, а также реальная нефтеносность горизонтов Ю<sub>0</sub>-ЮК<sub>1</sub> послужили мощным стимулом для дальнейшего изучения БС и ее аналогов не только как эффективной нефтематеринской свиты, но и как нетрадиционного коллектора для прироста запасов и промышленной добычи обычной – традиционной - нефти в Среднеобской и Фроловской областях и для оценок перспектив освоения битумонефти (БН ~ СН).

Стратиграфически баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижневолжского – низов нижнеберриасского подъярусов. На большей части Западной Сибири горизонт, включает баженовскую и частично тутлеймскую свиты, представленные породами сложного литологического состава.

Для лучшего понимания нефтеносности БС необходимо рассматривать три коллекторские системы, две из которых связаны с поровыми коллекторами (песчаники и алевролиты) васюганской (наунакской) свиты (гор.Ю<sub>1</sub>) и ачимовской толщи (АТ, гор.БС/БВ<sub>16-22</sub>), а также трещинно-поровую



## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

часть БС ( $Ю_0$ ), расстояние между которыми обычно не превышает 60-70 м. От БС их отделяют георгиевская свита и подачимовская пачка различной, но обычно небольшой мощности (5-20 м).

При отборе керн (на Салымской и др. площадях) по микротрещинам наблюдаются капельки нефти. Все породы БС в Среднем Приобье и, прежде всего, в Салымском НГР высокобитуминозны, объемно насыщены битумо нефтью.

Особенности геологического строения, литологического состава и нефтегазоносности БС, в т.ч. геохимии ОВ и нефтей изучались О.В. Барташевич, В.И. Белкиным, Ф.Г. Гурами, В.М. Добрыниным, Т.В. Дорофеевой, М.Ю. Зубковым, Г.А. Калмыковым, А.Э. Конторовичем, С.Г. Красновым, Н.В. Лопатиным, С.Г. Неручевым, В.Д. Немовой, И.И. Нестеровым, Г.Р. Новиковым, Ф.К. Салмановым, В.А. Скоробогатовым и мн. др. [1-10]. «Патриархом» проблемы, безусловно, является Ф.Г. Гурами (работы 1969-1998 гг.).

По опубликованным данным последнего десятилетия, детализирующим строение разреза БС, в объеме свиты распространены следующие основные литотипы пород:

- кремнисто-глинистые породы. Приурочены к переходной зоне контакта подошвы баженовской свиты или нижнетутлеймской подсвиты с подстилающими отложениями абалакской свиты (АС);
- глинистые и сапропелево-глинистые силициты (глинисто-кремнисто-сапропелевые разности, по В.А. Скоробогатову и С.Г. Краснову, 1984 г.).

ОВ относится ко второму типу (сапропелевое морское). В разрезах БС преобладают глинистые и кероген-глинистые силициты.

В малопрогретых районах СП в качестве породообразующего компонента выступает тонкорассеянное ОВ, содержание которого в отдельных прослоях может достигать до 22-25 % и более (вес.), в высокопрогретых оно снижается до 9-8 % и менее (за счет выгорания керогена).

В объеме свиты наблюдается макрорассеянное состояние битумоидов и микроконцентрированное состояние нефти (в трещинно-поровой системе гор.  $Ю_0$ ) с отдающими возможностями структурно-литолого-флюидальной системы.

Общая толщина аргиллитоподобных высокобитуминозных пород БС и ее аналогов в пределах мегабассейн изменяется в широких пределах: от 8-10 до 30-40 м, а в отдельных зонах до 50-60 м. В Салымском районе мощность БС варьирует в интервале – 32-35 м.

Наименьшими мощностями БС характеризуется в ареале Нижневартовского свода, в частности, на Самотлорской площади – 10-12 м, на отдельных участках – до 8 м (!). Восточнее, в Вахском районе, БС наблюдается на одних площадях и отсутствует на других. Здесь происходит замещение БС сероцветными глинами.

В результате целенаправленных и «попутных» поисков и дальнейшей разведки с 1969 по 2015 гг., включительно, преимущественно в центрально-западных районах ЗСМП было открыто 80 месторождений с извлекаемыми запасами нефти в гор.  $Ю_0$  (БС).

Ниже представлены ряды крупнейших по начальным разведанным извлекаемым запасам нефти в гор.  $Ю_0$  месторождений центрально-западных районов ЗСМП (по состоянию на 01.01., млн т)

| 2000 г.                      | 2014 г.                 |
|------------------------------|-------------------------|
| Салымское (177,0)            | Салымское (101)         |
| Сев.-Салымское (39,1)        | Приразломное (69,4)     |
| Тевлинско-Русскинское (31,0) | Правдинское (38,0)      |
| Каменно-Айторское (12,1)     | Северо-Салымское (29,3) |
| Верхне-Салымское (9,9)       | Мурьяунское (9,7)       |
| Зап.-Камыньское (7,2)        | Средне-Назымское (7,7)  |
| Верхнешапшинское (4,1)       | Айпимское (4,1)         |

Как видно, состав «лидеров» существенно поменялся, как и уменьшились извлекаемые запасы ряда месторождений (в ходе их доразведки). Необходимо подчеркнуть, что это запасы «обычной» нефти в необычном коллекторе. По сути, это как бы «островки» традиционных запасов (и ресурсов) в «море» сланцевой нефти баженовской свиты.

Классическим районом распространения достаточно мощной (25-40 м) высокобитуминозной, участками нефтенасыщенной БС является большой ареал Салымского месторождения.

К 2014 г. в ХМАО разведанные извлекаемые запасы обычной нефти в гор.  $Ю_0+ЮК_1$  составляли 295 млн т по кат. В+ $C_1$  и 251 – по кат.  $C_2$ , однако к крупным относятся только три с суммарными разведанными запасами 204 млн т, к средним – 6, с запасами по кат. В+ $C_1$  – 62 млн т, остальные 71 – к мелким (менее 3 млн т) и мельчайшим (менее 1 млн т), извлек.



Необходимо отметить, что оперировать геологическими запасами нефти по БС некорректно, т.к. вся толща насыщена нефтебитумоидами/битумонефтью в рассеянном состоянии и только малая их часть составляет нефть гор.Ю<sub>0</sub> – отдающего коллектора. Таким образом, богатейшая нефтеносная зона по БС – Салымская, в ближнем ареале одноименного месторождения. На других месторождениях продуктивны 1–2, максимум 3, скважины на фоне десятков непродуктивных (малопродуктивных) скважин.

Обычно, если нефтеносна БС, то залежи в АТ и особенно в гор.Ю<sub>1</sub> либо отсутствуют, либо малы по запасам. Кроме того, если много нефти в АТ, то мало в гор.Ю<sub>1</sub> и наоборот.

По-видимому, «генерационной мощности» БС явно не хватило для формирования залежей нефти, сингенетичных – в объеме свиты - и в выше- и нижележащих природных резервуарах, примыкающих к высокоэффективной материнской (битумогенерирующей) толще.

В южных районах Тюменской области открыто 5 месторождений по БС с суммарными запасами 1,9 млн т (С<sub>1</sub>) и 0,4 млн т (С<sub>2</sub>), в северных (ЯНАО) известно также 5 месторождений с мельчайшими залежами нефти в гор. Ю<sub>0</sub>.

Все параметры нефтей БС тесно связаны с пластовыми температурами. По данным автора (таблица 1), при увеличении СТ от 90-95 °С до 135-140 °С плотность снижается от 0,930-0,900 до 0,800 и менее, содержание серы в том же диапазоне СТ от 1,8-1,5 до 0,20 % и менее, вплоть до практически полного природного «очищения» нефти от сернистых соединений. Точно так же резко уменьшается содержание смол и особенно асфальтенов (в сумме до 2 % и менее).

### Таблица 1

*Зависимость физико-химических свойств нефтей баженовской свиты Салымского и Сургутского районов от современных геотемператур*

| Месторождение,<br>№№ скважин | СТ, °С | Плотность,<br>г/см <sup>3</sup> | Содержание в нефти, % |      |                      |             |
|------------------------------|--------|---------------------------------|-----------------------|------|----------------------|-------------|
|                              |        |                                 | П                     | S    | Смол<br>силикагелев. | Асфальтенов |
| Мултановское, 2              | 88     | 0,929*                          | 3,51                  | 1,52 | 33,19                | 6,07        |
| Салым, 139                   | 99     | 0,873                           | 2,96                  | 1,04 | 6,45                 | 0,88        |
| Салым, 167                   | 128    | 0,827                           | 3,1                   | 0,14 | 1,67                 | -           |
| Салым, 141                   | 138    | 0,798                           | 2,4                   | 0,11 | 0,75                 | -           |

\* тяжелая нефть=нефтебитумоид (приток 2 т/сут)

В пределах Салымского месторождения плотность нефти закономерно увеличивается от 0,798-0,818 г/см<sup>3</sup> в “горячих” центральной и западной зонах до 0,873-0,916 г/см<sup>3</sup> в более низкотемпературных периферийных.

Все онтогенетические «необходимости» для крупномасштабной битумогенерации: вещество – энергия – пространство – время - катализ (природный) в объеме БС западной половины СП выполняются полностью (Салым) или в значительной степени (склоны Сургутского свода, центрально-восточные районы Фроловской НГО).

Автор провел расчеты объемов битумогенерации для ряда площадей и зон нефтенакопления. В частности, площадь Самотлорского месторождения – около 3000 км<sup>2</sup>. В ее пределах в БС было генерировано 1,53 млрд т битумонефти.

Оценка коэффициента эмиграции из БС – 60 %, т.е. в верхнее и нижнее полупространство поступило около 0,92 млрд т уже собственно нефти, которая сформировала залежи в гор. Ю<sub>1</sub> и АТ (запасы геологические в сумме около 0,1 млрд т), а до 0,8 млрд т могло поступить в коллекторскую систему неокомских залежей Самотлорского месторождения, однако этой массы явно не хватает для нефтенасыщения даже самых нижних горизонтов неокома: БВ<sub>10</sub>-БВ<sub>19</sub> и БВ<sub>8</sub>, в последнем горизонте начальные геологические запасы нефти превышают 1,4 млрд т.

Для нижнего мела Нижневартовского района очевиден корректный вывод: в битумогенерации и дальнейшем нефтенакоплении участвовала, главным образом, неокон-нижнеаптская песчано-

глинистая толща (общая мощность до 800 м, суммарная мощность глин – 350 м, содержание Сор<sub>г</sub> от 1 до 1,8%).

В пределах СО наиболее крупные залежи нефти образовались в гор. БС<sub>10</sub> и БВ<sub>8</sub> в среднем валанжине, где зрелость РОВ позволяет развиваться процессам масштабного битумообразования в морских глинах мегионской свиты (градации катагенеза МК<sub>1</sub>-МК<sub>2</sub>, R<sup>0</sup> более 0,5 %).

Если битумо нефть имеет возможность эмигрировать в близлежащий “обычный” коллекторский горизонт (песчано-алевролитовый или карбонатный – в низах БС), она уходит из материнского пласта. То же относится и к БС, когда она “зажата” между АТ и гор. Ю<sub>1</sub> (глинистые перемычки между ними не более 10 м).

Для понимания процессов онтогенеза и нефтенакпления в породах низов мела - верхней юры оценен генерационный потенциал БС в трех зонах СП (таблица ).

**Таблица 2**

*Удельные плотности генерации битумоидов в различных зонах Среднего Приобья\* (по усредненным генерационным параметрам, на 1 м<sup>2</sup>)*

| Генерационные параметры                             | Зоны      |                   |              |
|-----------------------------------------------------|-----------|-------------------|--------------|
|                                                     | Приобская | Салымская (центр) | Самотлорская |
| Мощность БС, м                                      | 30        | 35                | 12           |
| Содержание РОВ, сред., %                            | 14        | 10                | 16           |
| Масса РОВ на 1 м <sup>2</sup> , т (в столбе породы) | 9,2       | 8,4               | 4,4          |
| R <sup>0</sup> , %                                  | 0,65      | 1,0               | 0,70         |
| Удельная битумогенерация, % на 1 т ОВ               | 10,4      | 24,0              | 12,7         |
| Масса генерации нефтебитумоидов на 1 м <sup>2</sup> | 0,96      | 2,0               | 0,56         |

\*) РОВ существенно сапропелевого типа (II) с малой примесью гумусовой компоненты (менее 10 %), «окно в нефть» для БС сдвинуто по шкале катагенеза до интервала 0,65-1,40 % (R<sup>0</sup>)

Вывод очевиден: в западных районах СП масштабы генерации БН были несопоставимо выше, чем в восточных, в силу этой генетической причины и сформировалась богатейшая нефтеносная зона в ареале Салымского месторождения и ряд менее значимых зон (участков с отдающими нефть запасами).

Ареал установленной промышленной нефтеносности БС простирается от южных районов Тюменской области до северных районов ХМАО и юга НПТР, от восточных участков Красноленинского свода до западных склонов Нижневартовского свода (Поточное и Урьевское месторождения).

В работах автора конца 70-х-середины 80-х гг. подчеркивались онтогенетически необходимые условия для промышленной нефтеносности гор. Ю<sub>0</sub>: современное содержание РОВ не менее 10 %, СТ не менее 110 °С (чем больше, тем лучше), литологическая изоляция БС обычными серыми глинами сверху и снизу – не менее 10 м (при отсутствии даже малоамплитудных разломов – 7-8 м при фоновой мощности БС 25-35 м). Это прогностические параметры для поисков «обычной» нефти в БС.

При условии невозможности или минимальной эмиграции (при отсутствии разломов) в объеме БС сохраняется до 3,8 т нефтеподобного газонасыщенного битумоида на 1 м<sup>2</sup>, 3,8 млн т – на 1 км<sup>2</sup> и т.д. Это геологически рассеянные ресурсы “сланцевой” и обычной (в трещинах гор. Ю<sub>0</sub>) нефти. Таким образом, в пределах высокопрогретой зоны (115-140 °С) на площади Салыма около 10 тыс. км<sup>2</sup> в объеме БС содержится 38-40 млрд т нефтебитумоидов/битумо нефти.

Для всех перспективных земель расчеты становятся менее доверительными: площадь распространения «классической» БС – 300 тыс. км<sup>2</sup>; средняя толщина свиты – 25-30 м (во многих зонах СП до 40-45 м); современное содержание Сор<sub>г</sub> (РОВ) – от 6-7 до 17-20 %; территория с уровнем катагенеза от 0,75 до 1,15 % (R<sup>0</sup>) в кровле тюменской свиты – 200 тыс. км<sup>2</sup>.

Минимальная общая масса генерированных битумоидов на площади 200 тыс. км<sup>2</sup> – 220 млрд т (на самом деле – существенно больше, с учетом площади до 300 тыс. км<sup>2</sup> и зон катагенеза в БС от 0,60 до 0,80 %, R<sup>0</sup>).

При среднем коэффициенте эмиграции 0,15 (при ее полном отсутствии в центрально-западных районах и с учетом частичной эмиграции на востоке СП - до 50-60 %) ориентировочная оценка остаточной (неэмигрировавшей) массы битумоидов-микронепти (БН) составит около 190 млрд т. Это и есть «геологические ресурсы» нефтебитумоидов = сланцевой нефти (СН) в баженовской свите центральных районов мегапровинции.

Вопрос о массе (ресурсах) извлекаемой части СН остается технологически неопределенным. Чисто экспертно эту величину можно оценить в 10-12 % (19-23 млрд т, при использовании в будущем новейших инновационных технологий). При этом, ресурсы обычной нефти становятся частью этой интегральной величины, а ресурсы собственно СН (БН) в Западной Сибири составят до 20 млрд т (извлек.). Это оценка «сверху» нефтяного потенциала БС (в рассеянном виде). По данным Минприроды РФ, ресурсы СН в ХМАО оцениваются в 11 млрд т (извлек.), при этом, конкретные расчеты отсутствуют. Где же истина? По-видимому, внутри интервала 11-20 млрд т (извлек.).

Представляется, что в силу ряда причин, именно БС станет лидером по добыче СН в России. По расчетам ряда исследователей, возможная добыча баженовской СН может достигнуть в 2030 г. 20 млн т, но, по мнению автора, масштаб нефтеносности верхнеюрских битуминозных пород в центрально-западной части ЗСМП таков, что реально позволит добывать до 45-50 млн т. Итак, геологический феномен БС – налицо. Предстоит самое трудное: промышленно освоить значительные ресурсы СН.

## Список литературы

1. Балущкина Н.С. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти / Н.С. Балущкина, Г.А. Калмыков, Т.А. Кирюхина [и др.] // Геология нефти и газа. - №3. - 2013. - С.48-61.
2. Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари [и др.]. - М.: Недра. - 1988. - 199 с.
3. Дорофеева Т.В. Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири / Т.В. Дорофеева, С.Г. Краснов, Б.А. Лебедев [и др.]. - Л.: Недра. - 1983.
4. Ермаков В.И. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. / В.И. Ермаков, В.А. Скоробогатов. - М.: Недра. - 1986. - 221 с.
5. Зубков М.Ю. Органическое вещество баженовской свиты Салымского месторождения / М.Ю. Зубков, Н.М. Зубарева, А.Х. Сайфуллина // Геология нефти и газа. - 1988. - №5. - С.19-25.
6. Конторович А.Э. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты / А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский, Ю.Н. Занин [и др.] // Геология и геофизика. - 1988.- Т.39. - №11. - С.1477-1491.
7. Лопатин Н.В. Баженовская свита Западно-Сибирского бассейна: нефтегенерационные свойства и катагенетическая зрелость / Н.В. Лопатин, Т.П. Емец // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2002. - №7. - С.2-17.
8. Немова В.Д. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтеносности отложений баженовской свиты / В.Д. Немова, Е.П. Аташева, И.В. Панченко, Р.Ю. Бедретдинов // Геология нефти и газа. - 2014. - №6. - С.36-47.
9. Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров, И.Н. Ушатицкий, А.Я. Малых [и др.]. – М.: Недра. - 1987. - 256 с.
10. Скоробогатов В.А. Некоторые критерии перспектив нефтеносности баженовской свиты Западной Сибири / В.А. Скоробогатов, С.Г. Краснов // Геология нефти и газа. - 1984. - № 3. - С.15-19.

## РЕСУРСЫ СВОБОДНОГО ГАЗА ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ РОССИИ И МИРА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ XXI ВЕКА

*Скоробогатов В.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В недрах осадочных бассейнов Земли процессы формирования и эволюции месторождений и отдельных залежей углеводородов (УВ) – длительны и сложны, они приводят к формированию различных по фазовому состоянию и величине геологических запасов залежей: чисто газовых и газоконденсатных (Г, ГК) фазообособленных, нефтяных (Н) – без свободного газа (СГ) и смешанных (ГКН, НК, ГН, НГ), с запасами в пласте от 0,1 млрд м<sup>3</sup> и млн т до 35 трлн м<sup>3</sup> и млрд т. Генетически СГ и Н совершенно различны, в недрах - обычно разъединены [1], более того, они - своеобразные антиподы. Что хорошо для одного – плохо для другого и наоборот. Крайний случай: формирование скоплений СГ в жестких термоглубинных и катагенетических условиях за счет термотрансформации нефти в залежах и рассеянных битумоидов в породах морского и озерного генезиса в смесь УВГ и неуглеводородных газов. Это предопределяет «повсюдность» газа и ограниченность распространения нефти, однако на малых глубинах (до 1,0 км) сохранность скоплений нефти значительно лучше, чем СГ, на больших глубинах и при высоких геотемпературах – наоборот [1, 2].

Российская геологическая школа традиционно рассматривает начальные и текущие разведанные = доказанные (без накопленной добычи) запасы, предварительно оцененные запасы недоразведанных частей залежей, в сумме – открытые запасы, и неоткрытые – перспективные и прогнозны ресурсы, в сумме – начальные и текущие геологические ресурсы свободного газа, при этом, извлекаемые запасы составляют от 80 до 90 % геологических, т.е. мало отличаются от них. Это природно-геологические категории, в отличие от извлекаемых запасов и ресурсов природного газа, свободного плюс нефтерастворенного – попутного, полностью зависящего от нефти, ее запасов и добычи, как и конденсат – от СГ. По мнению автора, корректнее рассматривать характеристики свободного газа, а не суммы СГ+НГ, в понятии природного газа смешаны геология, технология и экономика, количественные характеристики двух последних категорий существенно меняются со временем, в то время как геологические запасы и ресурсы – даны от природы, они неизменны, если конечно высока точность и достоверность оценок их величин. Таким образом, первичны геологические запасы и ресурсы, а в конечном итоге, величина и структура начальных потенциальных ресурсов – НПР СГ тех или иных геологических объектов (провинций, областей, автономных комплексов пород), вторичны элементы их освоения – добыча (и изменяющиеся в ее ходе запасы), приросты новых разведанных запасов (из неоткрытых ресурсов). Запасы определяют ближнюю перспективу развития газовой и нефтяной отраслей, традиционные ресурсы УВ – среднюю перспективу, нетрадиционные в значительной степени – дальнюю (для большинства стран – после 2030-2035 гг.). В докладе рассматривается проблема оценки и освоения запасов и ресурсов СГ недр России и мира в целом.

По данным работы [3], за все годы эксплуатации открытых месторождений УВ в мире было добыто по состоянию на начало 2016 г. 131,5 трлн м<sup>3</sup> ПГ (накопленная добыча – НД), в т.ч. доля СГ оценивается автором в 114 трлн м<sup>3</sup>. Текущие доказанные запасы составляют 208,5 трлн м<sup>3</sup> (СГ около 190 трлн м<sup>3</sup>). Корректность этой общемировой статистики искажают данные по США, где в добыче и запасах постепенно растет доля нетрадиционного газа (сланцевого, угольного, частично и «плотного» - из плотных низкопроницаемых «бывших» коллекторов на средних и больших глубинах).

Газовая геостатистика России такова: НД – 21,6 трлн м<sup>3</sup>, разведанные геологические запасы СГ – 50,7, предварительно оцененные запасы – 19,3 трлн м<sup>3</sup>. ПАО «Газпром» контролирует соответственно 35,8 и 9,1 трлн м<sup>3</sup>. Таким образом, величина начальных открытых запасов России превысила 91 трлн м<sup>3</sup>.

За 2015 г. в мире было добыто 3,5 трлн м<sup>3</sup> ПГ, в России – 633 млрд м<sup>3</sup> (более 90 % - СГ), в 2016 г. добыча увеличилась незначительно.



## **НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА**

Во всем мире открыто более 70 тыс. месторождений УВ, в т.ч. газосодержащих около 33 тыс., в Российской Федерации (РФ) – 3454 и 997 месторождений, но по начальным открытым геологическим запасам месторождения СГ существенно опережают месторождения нефти (примеры по Западной Сибири: Уренгойское : Самотлорское – 13,7 трлн м<sup>3</sup> и 7,3 млрд т, Ямбургское – Красноленинское 7,7 : 5,5 и т.д.), хотя мировые лидеры Северный Купол и Гхавар (в Арабо-Персидском регионе) соизмеримы по геологическим запасам обычной нефти и газа. Не только по запасам, но и по степени их концентрации в сверхгигантских (более 1 трлн м<sup>3</sup>) и уникальных (более 3 трлн м<sup>3</sup>) газосодержащих месторождениях в мире, безусловно, лидирует Россия, где открыто 36 таких месторождений, во всем регионе Арабо-Персидского залива - 11, в зарубежной Европе – 2, в Северной Америке – два. Во всем мире к настоящему времени открыто 105 месторождений крупнее 300 млрд м<sup>3</sup> (гигантских) [2]. Последний газовый гигант – Южно-Кириновское ГКНМ на шельфе Сахалина – открыт в 2012 г., подтверждаемые запасы газа около 600 млрд м<sup>3</sup> (с учетом неполной подтверждаемости запасов кат. С<sub>2</sub>).

В пределах России (суша) и прилегающих морей расположены 12 осадочных бассейнов и мегабассейнов, крупнейшими из них являются Западно- и Восточно-Сибирский общей перспективной площадью до 5 млн км<sup>2</sup>. К ним приурочены одноименные нефтегазоносные мегапровинции (ЗСМП и ВСМП).

Согласно официальным оценкам [4], НПР газа России (по состоянию материалов на 01.01.2009) составляли 288 трлн м<sup>3</sup> (явно завышено, с учетом изученности регионов суши, изменяющейся от 30-40 до 85 % по различным областям). Корпоративные оценки ресурсов СГ (2012-2015 гг.) находятся в интервале 189-210 трлн м<sup>3</sup>. Перспективные и прогнозные (неоткрытые) ресурсы СГ оцениваются в объеме не менее 100 трлн м<sup>3</sup> (реально подтверждаемая в будущих запасах величина).

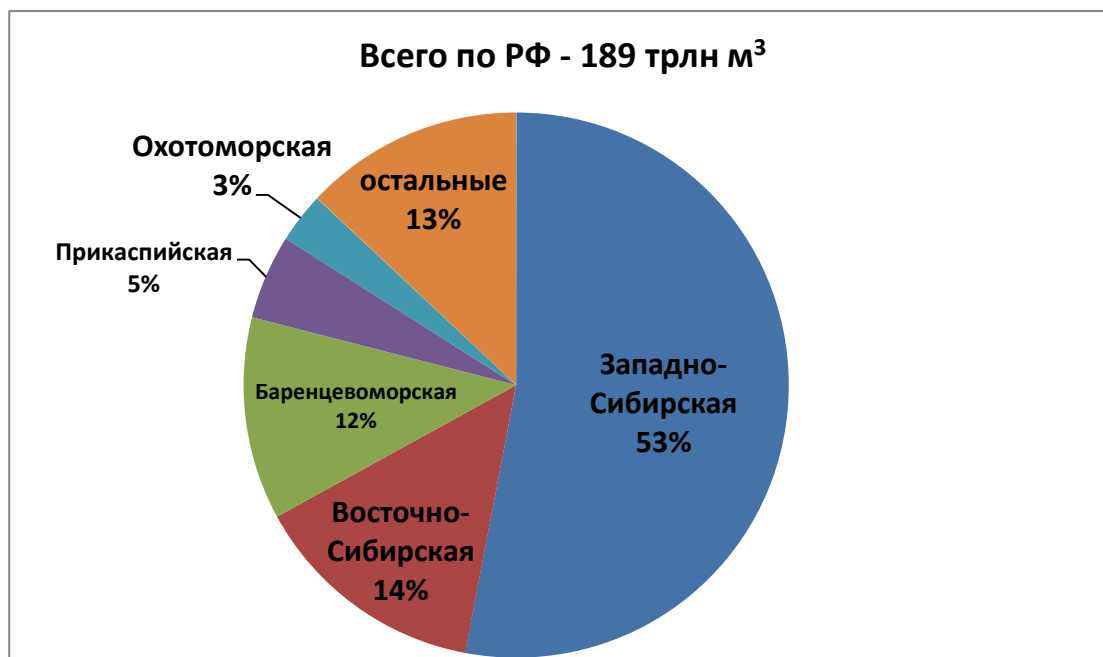
В последние два десятилетия в мире последовали открытия новых газоносных областей преимущественно на шельфе (Бразилии, Австралии, Мозамбика и др.), а также новых гигантских и уникальных по запасам газа месторождений (Туркменистан, юг Каспийского моря, Присахалинский шельф и др.), что сделало необходимым корректировку величины начальных традиционных ресурсов газа (ТРГ). По авторской оценке, мировые геологические ресурсы традиционного СГ составляют 640/630-650 трлн м<sup>3</sup>, в т.ч. бассейнов России (суша и шельф) – 200-210 трлн м<sup>3</sup>, однако оценка «снизу» - 189 трлн м<sup>3</sup> (рисунок).

Наиболее значительные неоткрытые ресурсы обычного газа прогнозируются в недрах циркумполярного пояса арктических морей, а также в Восточно-Сибирской и Арабо-Персидской мегапровинциях [5]. Изучение и промышленное освоение прогнозной части ТРГ будет активно продолжаться всю первую половину XXI века. После 2040 г. все более значительный объем в мировом производстве природного газа станет играть нетрадиционный газ, геологические ресурсы которого, даже без учета газогидратов, сопоставимы с традиционными газовыми ресурсами.

Безусловно, наиболее богатым по ресурсам газа мегабассейном Земли является Западно-Сибирский, реальные неоткрытые традиционные ресурсы свободного газа которого составляют не менее 55 трлн м<sup>3</sup> (есть что искать и приращивать...) [6, 7].

В качестве ключевых областей для развития и освоения МСБ газодобычи до 2030 г. останутся, как и сейчас, северные и арктические области Западной Сибири и ближнего шельфа (НПТР + Ямал + Гыдан с Обской и Тазовской губами). После 2030 г. резервом для дальнейшего развития МСБ данного мегарегиона послужит сначала Приамальский, а в дальнейшем и весь шельф Карского моря, где могут быть открыты и подготовлены к промышленному освоению не менее 12 газосодержащих месторождений с единичными запасами от 0,3 до 2,0 трлн м<sup>3</sup> и ряд менее крупных. Таким образом, главенствующая роль Западно-Сибирской мегапровинции (суша и шельф) для развития МСБ газовой отрасли промышленности России в целом и ПАО «Газпром» в первой половине XXI века остается незыблемой.

Роль российского газа в развитии МСБ и газодобычи в мире в первой половине XXI века будет возрастать, благодаря уникальным природным условиям - развитию в Северной Евразии (СЕА) газоносных и газонефтеносных бассейнов и мегабассейнов с громадными ресурсами природного газа, включая СГ, во всех видах и формах нахождения в земных недрах в интервале глубин от 0 до 7 км и более. Значительная часть СГ в Западной Сибири генетически связана с угленосными и субугленосными толщами раннемелового и юрского возраста. В жестких термоглубинных и катагенетических условиях в мощной ниже-среднеюрской толще (1,5-1,7 км) в ареалах уникальных и гигантских месторождений скопления СГ залегают в плотных низкопроницаемых формациях с очень значительными геологическими нетрадиционными ресурсами, сопоставимыми с ресурсами обычного газа.



**Рисунок 1.-** Распределение начальные потенциальных ресурсов свободного газа по основным провинциям страны (%)

В настоящее время газовая отрасль России и мира обладает наилучшими перспективами развития среди других энергообеспечивающих отраслей. Основные факторы перспективности ее развития:

- опережающие темпы роста объемов потребления газа на энергетических рынках мира, особенно в странах АТР;
- интеграция региональных газовых рынков в мировой экономике за счет развития трансконтинентальных газотранспортных систем и инфраструктурного обеспечения поставок СПГ (заводы, терминалы, флот и т.п.);
- переход от «геополитики нефти» к «геополитике газа»;
- возрастание эколого-социальной значимости газа;
- неизбежное увеличение внутреннего потребления газа в различных странах мира, включая Россию и США.

Указанные тенденции обозначились уже в 2001-2010 гг. и будут развиваться далее (до 2050 г.).

Глобальная ситуация (новая расстановка сил) в мировой газовой промышленности во втором десятилетии XXI века:

- с 2010 г. мир вступил в эпоху газовых войн: война всех против всех?
- главное противостояние в газовой сфере (и в большинстве других): Россия – США;
- в газовых войнах нет союзников: будет продолжаться борьба за поставки газа (спотовые и долговременные), повышение/снижение квот по добыче и цен, сдерживание газового демпинга (Катар, Иран, Мозамбик и др.).

Главные параметры развития МСБ газа России до 2050 г.:

- НД за 2017-2050 гг. – 27-28 трлн м<sup>3</sup>;
- прирост в период 2017-2050 гг. – до 32 трлн м<sup>3</sup>;
- годовая добыча в 2050 г. – 1050 млрд м<sup>3</sup>, в т.ч. 850 – традиционный газ, 150 – нетрадиционный газ, 50 – нефтяной газ;
- текущие запасы к 2051 г. – 54-55/34-35 трлн м<sup>3</sup> (геол./извлек.).

Эти величины отражают лишь порядок цифр, они будут еще неоднократно уточняться в 2021-2040 гг. Мировая добыча ПГ за 2050 г. оценивается в 6,5-7,0 трлн м<sup>3</sup>, в т.ч. СГ (традиционный и «плотный» газ) 5,0-5,5 трлн м<sup>3</sup>.

В 2051 г. главным представляется то, что Россия будет обладать значительно большей, чем в 2017 г., сырьевой базой в виде запасов и ресурсов традиционного газа и нетрадиционных источников его производства, охватывающей все осадочные бассейны СЕА (сушу и шельф окружающих морей), а общее число месторождений УВ превысит 6 тысяч (с залежами СГ – до 2200) и первенство России в развитии мировой газовой отрасли промышленности останется незыблемым (запасы, ресурсы, добыча).

## Список литературы

1. Гулев В.Л. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти / В.Л. Гулев, Н.А. Гафаров, В.И. Высоцкий [и др.] – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.
2. Скоробогатов В.А. Гигантские газосодержащие месторождения мира: закономерности размещения, условия формирования, запасы, перспективы новых открытий / В.А. Скоробогатов, Ю.Б. Силантьев – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – 240 с.
3. Высоцкий В.И. Нефтегазовая промышленность мира. Справочно-аналитический обзор (на начало 2015 г.) / В.И. Высоцкий, С.Л. Фельдман - М.: ОАО «Вниизарубежгеология. – 2015. – 64 с.
4. Варламов А.И. Количественная оценка ресурсного потенциала углеводородного сырья России и ближайшие перспективы наращивания его разведанной части / А.И. Варламов, А.П. Афанасенков, М.И. Лоджевская [и др.] // Геология нефти и газа. Спецвыпуск. – 2013. – С. 4-13
5. Карнаухов С.М. Где искать новые гигантские и уникальные газосодержащие месторождения в осадочных бассейнах мира? / С.М. Карнаухов, В.А. Скоробогатов // Сб. тезисов: XX Губкинские чтения. Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России. – М., 28-29 ноября 2013 г. – С.45-46
6. Рыбальченко В.В. Запасы и ресурсы природного газа России и ОАО «Газпром» / В.В. Рыбальченко, В.А. Скоробогатов, П.Г. Цыбульский // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения (WGRR-2013): тезисы докладов III Межд.научн.-практ. конф. 27-28 ноября 2013 г. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С.10-11
7. Скоробогатов В.А. Изучение и освоение углеводородного потенциала недр Западно-Сибирского мегабассейна: итоги и перспективы / В.А. Скоробогатов // Вести газовой науки: Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих регионов России. – 2014. – №3 (19). – С. 8-26

## НОВЫЕ ЗОНЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗРЕЛЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

*Соборнов К.О. (ООО «Северо-Запад»)*

Анализ результативности поисков в нефти и газа в России в контексте современных мировых тенденций показывает, что в основные открытия следует ожидать преимущественно в зрелых нефтегазоносных бассейнах. Этот вывод обусловлен совокупностью двух фундаментальных процессов: (1) долгосрочным трендом на низкие цены энергоресурсов, и (2) развитием технологий, которые вместе с новыми научными представлениями, существенно расширяют возможности и эффективность поисковых работ. Низкие цены на энергоресурсы ведут к сокращению инвестиций в новые труднодоступные районы. В то же время пересмотр традиционных геологических представлений позволяет выявлять новые типы как традиционных, так и нетрадиционных залежей в зрелых нефтегазоносных районах. В их пределах могут быть выявлены новые перспективных направлений, ресурсы которых могут существенно превышать известные ранее. Примером успешного опоскования зрелых нефтегазоносных бассейнов является открытие Нерцетинского нефтяного месторождения, расположенного в Косью-Роговской впадине Тимано-Печорского бассейна. Это открытие стало крупнейшим в России в 2016 г. Примечательно, что эта площадь уже разбуривалась в 1980-х гг, однако из-за несовершенства использованных технологий, открытия тогда сделано не было. Новые геолого-геофизические данные показывают, что в пределах складчатого Предуралья могут быть деланы новые многочисленные открытия, включая крупные и уникальные месторождения. Основной поисковый интерес представляют складчато-надвиговые зоны, рифы, зоны несогласий.



## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВМСБ В ШИРОТНОМ ПРИОБЬЕ

Соколов А.В. к.г.-м.н.,

Директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция в ближайшие десятилетия по-прежнему будет оставаться главным драйвером по добыче нефти в стране. В этой связи, повышение эффективности ВМСБ в этом регионе приобретает стратегическое значение.

Территорию Западной Сибири можно разделить на условные четыре составляющие, имеющие свои характерные особенности при выработке основных стратегий по развитию ВМСБ.

- Распределенный фонд недр (РФН) или лицензионные участки нефтяных компаний. Для этих участков характерно практически полное исчерпание поискового задела, особенно для Широкого Приобья, и в которых сосредоточено около 100% всех разведочных запасов по категории В<sub>2</sub>/С<sub>2</sub>.
- Нераспределенный фонд недр (НФН) внутри установленной области нефтегазоносности, для которого характерно отсутствие открытых месторождений и доминирование только ресурсных оценок Д<sub>0</sub> (ранее С<sub>3</sub>).
- НФН широтных окраин Западной Сибири, за пределами установленной зоны нефтегазоносности, где выявленные ловушки практически отсутствуют. Арктические районы Западной Сибири, где поисковые работы только начинаются и ожидаются быть очень дорогостоящими из-за удаленности и полного отсутствия инфраструктуры. В качестве примера можно привести возросшую активность нефтепоисковых работ в Енисей-Хатангской зоне.

Для понимания особенностей планирования ГРП в ХМАО-Югре в пределах РФН, было проведено исследование по структурированию числящихся на государственном балансе 4,1 млрд.т начальных извлекаемых запасов разведочных запасов В<sub>2</sub>/С<sub>2</sub>. Из проведенного анализа следует, что за счет истощения в результате длительной разработки, на большинстве месторождений доля текущих извлекаемых запасов по категориям АВ<sub>1</sub> сравнялась с запасами В<sub>2</sub>, а где-то доля В<sub>2</sub> уже стала больше. При этом, существенная доля запасов В<sub>2</sub>/С<sub>2</sub> осталась в отложениях средней и нижней юры, и поэтому попадает в льготную категорию, согласно налогового кодекса. В качестве первоочередной меры необходимо скорейшим образом оценить достоверность числящихся на балансе предварительно оцененных запасов В<sub>2</sub>/С<sub>2</sub> и разработать мероприятия по доразведке, с целью перевода в категорию доказанных для поддержания падающей добычи в Югре.

Прежде чем планировать нефтепоисковые работы в пределах НФН, внутри установленной области нефтегазоносности, следует помнить, что для ХМАО-Югры фонд локальных ловушек составляет 1727 шт., из них 94% имеют оценку менее 3 млн.т. (ЦРН, 2016). При том, что половина ловушек относится к ниже-среднеюрским отложениям и еще пятая часть к бажен-абалакскому и ачимовскому комплексам. Таким образом, 70% всех выявленных ловушек априори, в силу своего генезиса, имеют сложное и непредсказуемое строение, и ничтожные ресурсные ожидания.

Статистика подтверждаемости открытых запасов нефти при переводе в более высокие категории при дальнейшем разведочном бурении и далее разработке показывает, что коэффициент подтверждаемости запасов для мелких нефтяных месторождений отличается от крупных (Хафизов Ф.З., 2015). Этот закон можно сформулировать так: **Маленькое открытие окажется еще меньше. Большое открытие будет еще больше.** Запасы месторождений, которые были открыты и поставлены на баланс с запасами С<sub>1</sub>+С<sub>2</sub> в диапазоне от 10 до 30 млн.т., не менялись. Все месторождения, которые при открытии оценивались менее 10 млн.т., в дальнейшем, при подготовке к разработке, уменьшились в два раза и более. Месторождения, которые при открытии оценивались более 30 млн.т., впоследствии стали еще больше в 1,5 раза.

Учитывая, что в ХМАО-Югра, месторождение, которое находится даже в обустроенном районе, с запасами до 5 млн. т., находится на пороге рентабельности, проведенный анализ указывает

на важный ориентир –какие запасы не надо искать при текущей налоговой конъюнктуре. В итоге, проведение нефтепоисковых работ в ХМАО-Югра, внутри установленной области нефтегазоносности, на имеющейся ресурсной оценке экономически противопоказано. В большинстве своем, в опоскование будут вовлекаться подготовленные сейсморазведкой объекты с ресурсами до 3 млн.т. Когда месторождение будет подготовлено к разработке, от запасов останется только 1/3 и разработка будет убыточна.

Переходя к вопросу поисков в пределах широтных окраин Западной Сибири за пределами установленной зоны нефтегазоносности, следует отметить, что эта территория, признана бесперспективной и на картах отмечается с бедным или ничтожным потенциалом. Следует заметить, что изученность сейсморазведкой и бурением этих периферийных зон на несколько порядков меньше, чем в «богатой» части Западной Сибири. И, соответственно, нет доказательств отсутствия месторождений УВ в «бедных» зонах. Но есть «есть мнение», что здесь не может быть скоплений УВ. В итоге, при отсутствии фактических доказательств, из поискового оборота выведена западная и восточная периферия крупнейшей в мире нефтегазоносной провинции.

Для того, чтобы запустить механизм нефтепоисковых работ на НФН необходимо сделать акцент на обоснование ловушек неантиклинального типа как в осадочном чехле мезозойского возраста, так и в верхней части палеозойского фундамента. В качестве одного из возможных способов решения этой задачи рассматривается использование метода динамического палеотектонического анализа, который позволяет выявлять разные относительные скорости и направления движений пород осадочного чехла в процессе геологического развития. Факт выявления инверсионного движения служит поисковым критерием для обоснования наиболее вероятного скопления тектонически экранированных ловушек УВ.

Примеры открытых с использованием системного палеотектонического критерия Колтогорской группы нефтяных месторождений, говорят о том, что на территории НФН Западно-Сибирской провинции можно сделать еще много новых крупных открытий в неантиклинальных ловушках.

## ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОСТОКА ХМАО-ЮГРЫ КАК ОДИН ИЗ КРИТЕРИЕВ ПЛАНИРОВАНИЯ ЗОН ПРОВЕДЕНИЯ ГРР

Соколов А.В.<sup>1,2</sup>, Козуница Н.В.<sup>1,2</sup>, Гриценко С.Б.<sup>2</sup> (<sup>1</sup>МГУ им. Ломоносова, <sup>2</sup>ООО «ПЕТРОГЕКО»)

В данной работе проведен динамический палеотектонический анализ (ДПА) (по Соколову А.В., Гриценко С.Б., 2002 г.) по отражающему сейсмическому горизонту Б территории ХМАО-Югры восточнее Тагринского мегавала. По результатам работ были выявлены относительные скорости и направления движений пород осадочного чехла в процессе геологического развития и обоснован палеотектонический критерий, как один из системных критериев при планировании зон проведения ГРР. В процессе анализа использовались материалы по региональным сейсмическим профилям № 9, 10, 11, 12, 13, 14, а также профилям line\_7 и line\_1 (рис. 1).

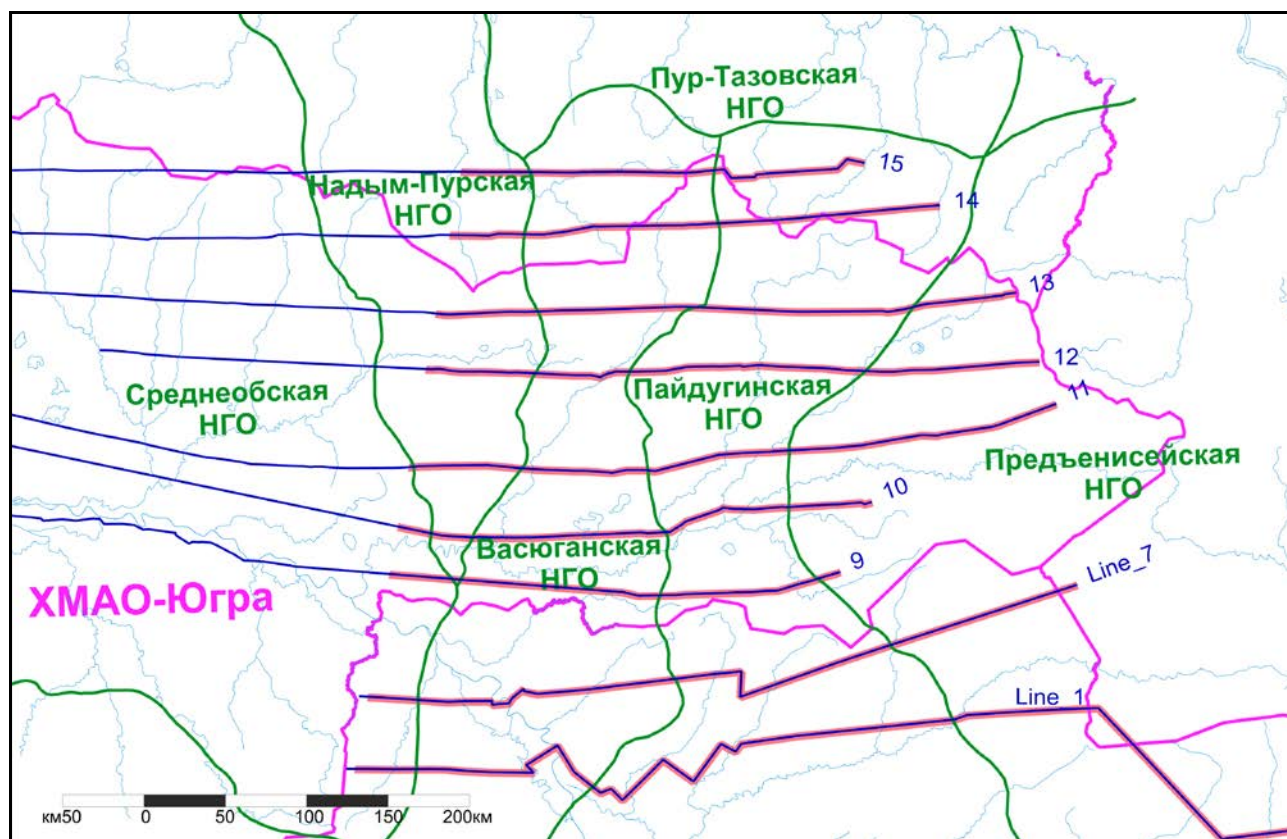
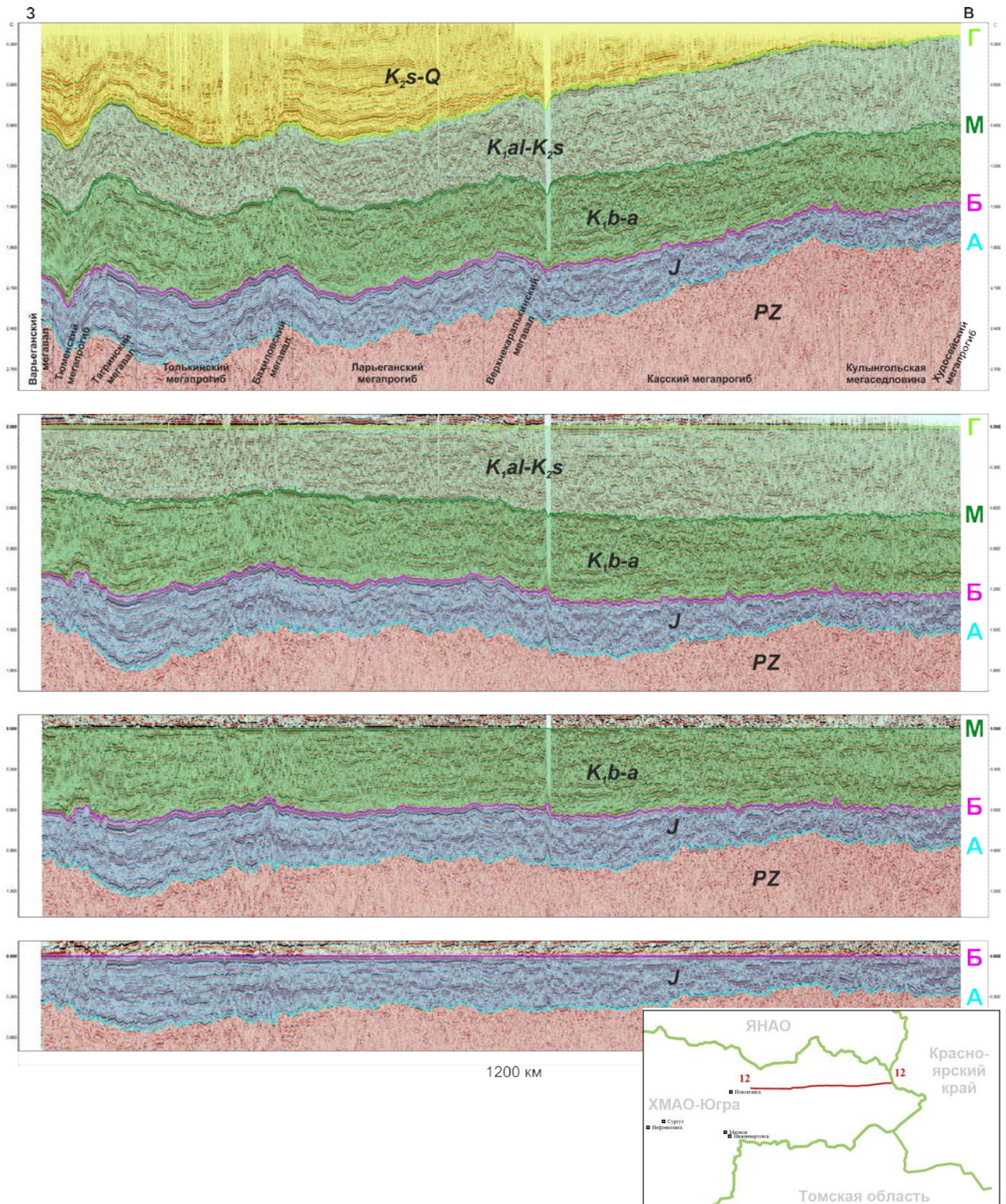


Рисунок 1. Обзорная схема района исследований

Первым этапом изучения палеотектонических движений было построение палеотектонических реконструкций (рис. 2). Хорошо видно, что осадочный чехол вместе доюрским комплексом восточнее Верхнекаралькинского мегавала испытывал активную тектоническую эволюцию - сначала погружался во время аптского века до сеноманского, затем в постсеноманский период наблюдалось резкое инверсионное движение, и вся система испытала резкое поднятие.





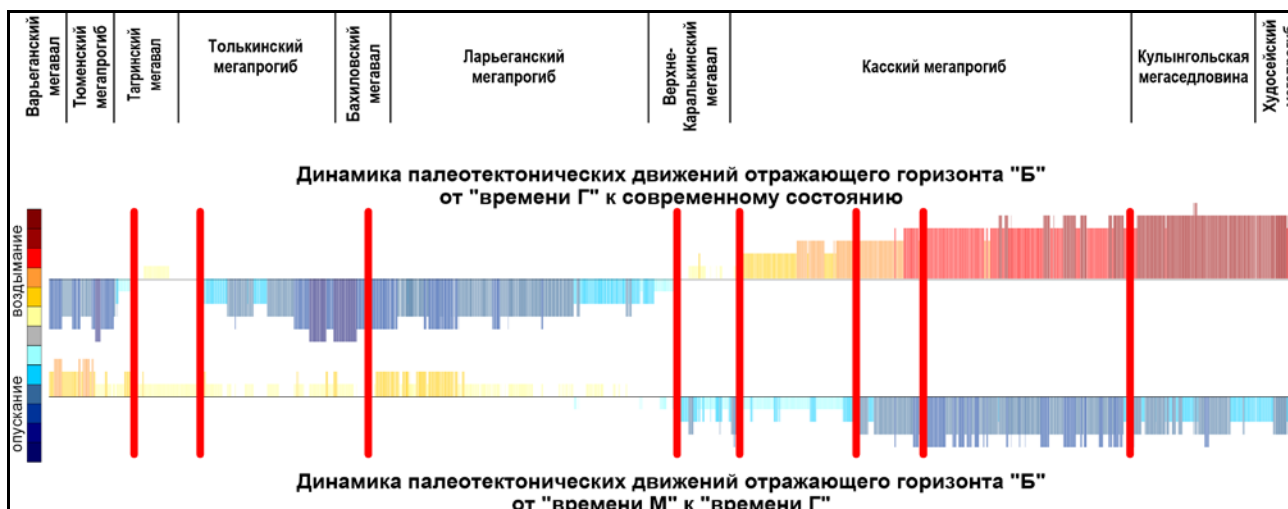
**Рисунок 2.** Профильные палеотектонические реконструкции на время накопления ОГ Б, ОГ М, ОГ Г; современное состояние, снизу-вверх (региональный сейсмический профиль №12, интерпретация по АО “СибНАЦ”)

Чтобы определить и каким-то образом количественно оценить направления и амплитуды палеодвижений, а также понять, насколько однородны или, наоборот, разнородны зоны поднятий и опусканий, был применен метод ДПА (рис. 3), который проводился в несколько шагов:

- 1) анализ толщин пачек между отражающими сейсмическими горизонтами;
- 2) нормирование толщин – переход от метров к условным единицам - баллам, в результате получаются нормированные схемы типа “высоко-низко”;



- 3) сравнение динамики движения палеоповерхностей в различные промежутки времени;
- 4) анализ динамической тектоники, планиметрирование полученных данных и определение зон разломов на местах перемены знаков и амплитуд движений.



**Рисунок 3.** Схемы динамики палеотектонических движений ОГ Б (региональный сейсмический профиль №12)

Площадной анализ результатов применения ДПА для вышеперечисленных девяти региональных сейсмопрофилей наглядно показал, что осадочный чехол на территории Пайдугинской и Предьенисейской НГО в пределах ХМАО-Югры испытывал относительное погружение с аптского века до сеноманского, а затем начал воздыматься. Западнее, на территории Васюганской НГО, наблюдается иная картина тектонической эволюции, что подтверждает тектоническую обособленность изучаемых НГО.

Таким образом, площадное картирование зон смены знака тектонических движений осадочного чехла может служить поисковым критерием обоснования наиболее вероятного скопления тектонически экранированных ловушек УВС.

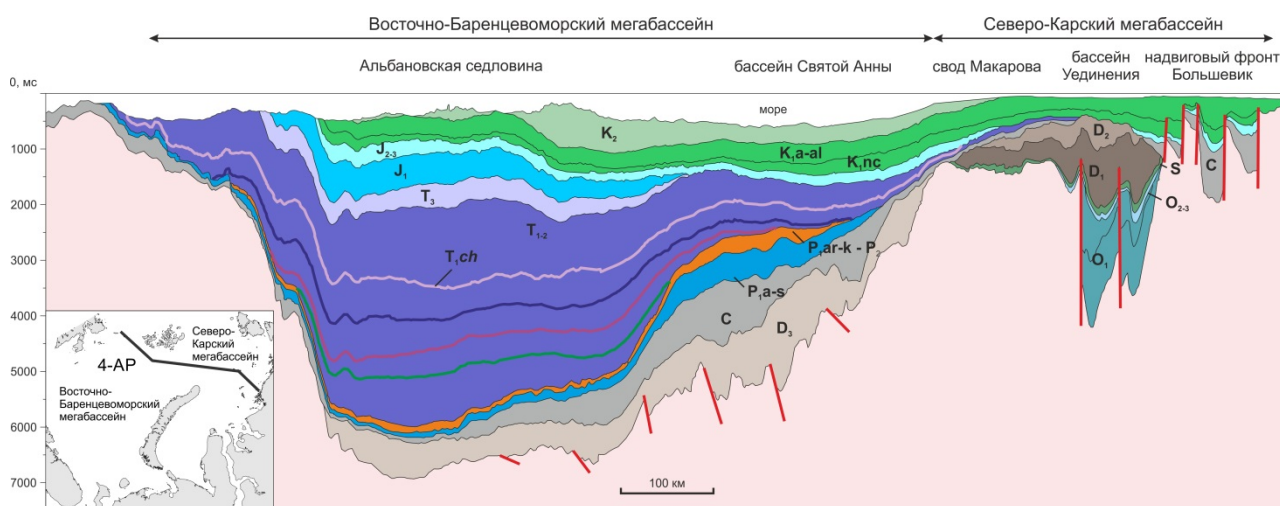
Результаты палеотектонических реконструкций могут быть использованы для планирования участков проведения площадных ГРП (грави-электро-сейсморазведка; геохимическая съемка). При этом, наиболее оптимальным будет расположение полигонов проведения площадных ГРП для нескольких предполагаемых зон тектонических инверсий. Объектом поисков здесь будут являться в основном неантиклинальные ловушки.

## ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И УГЛЕВОДОРОДНАЯ МОДЕЛЬ ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА НА ПРИМЕРЕ ПРОФИЛЯ 4-АР

*Старцева К.Ф. \* (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никишин А.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Малышев Н.А. (ОАО «НК Роснефть»), Никишин В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Валющева А.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»)*

Геологическое изучение Баренцева моря имеет почти вековую историю, но его осадочные бассейны труднодоступны для непосредственного исследования. В силу этого некоторые вопросы о его строении и истории развития до сих пор остаются дискуссионными. В последние годы был получен большой объем новых сейсморазведочных данных, позволяющих дополнить и уточнить современные геологические модели данного региона.

Под Восточно-Баренцевским мегабассейном мы подразумеваем системы глубоких осадочных бассейнов, располагающихся западнее Новой Земли в основном в Российской части Баренцева моря [1]. В этот бассейн входят выделенные разными авторами Южно-Баренцевский, Северо-Баренцевский и бассейн Святой Анны (Рисунок 1).



**Рисунок 1.** Интерпретация профиля 4-АР во временном масштабе

По результатам геологического моделирования по данным бурения, сейсморазведки и геологических съемок на прилегающих территориях суши история формирования Восточно-Баренцевоморского бассейна выглядит следующим образом.

В раннефранское время на территории Восточно-Баренцевоморского бассейна происходило синрифтовое погружение. Разнофациальные кластические и вулканогенные осадки накапливались в узких грабенообразных впадинах. Мощность синрифтовых отложений достигала 3-4 км.

В поздне-франское время (или несколько позже) началось пострифтовое погружение с образованием глубоководной впадины (до 400 м) с некомпенсированным осадконакоплением в бассейне. На протяжении карбона - ранней перми к западу от Северного острова Новой Земли формировался мощный конус выноса, сложенный кластическими и карбонатными осадками [4]. Пострифтовое погружение в Восточно-Баренцевоморском бассейне происходило на фоне общего воздымания на территории современного Северо-Карского моря.

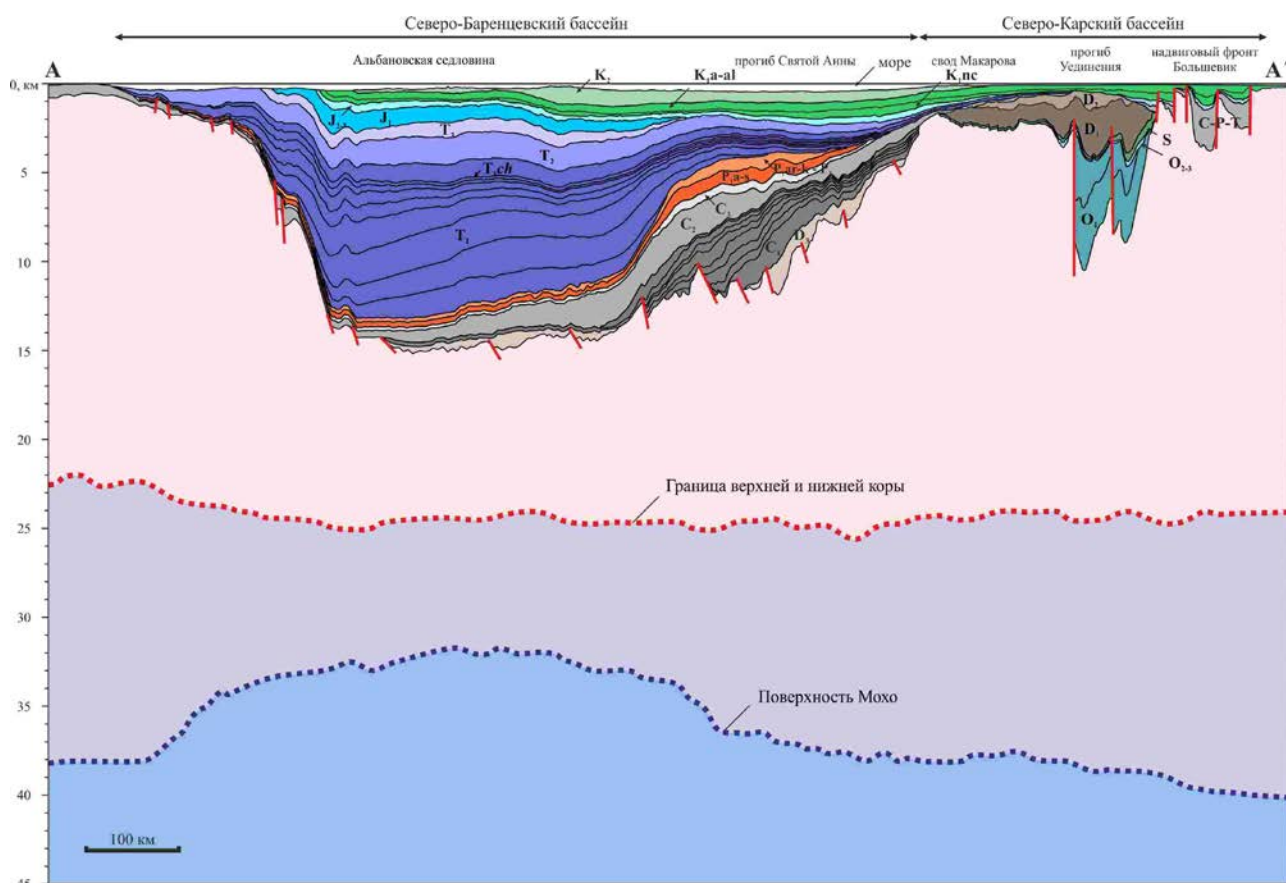
Начиная с поздней перми глубоководный бассейн стал заполняться терригенным материалом, поступающим с территории Северо-Карского бассейна, Таймыра и уралид. Особо выделяется раннетриасовый этап чрезвычайно быстрой седиментации. Море отступало, по многочисленным речным системам обломочный материал сносился в Восточно-Баренцевоморский бассейн.

В среднем - позднем триасе - ранней юре исследуемая область была перекрыта мощной толщей мелководно-морских и континентальных осадков.

В средней - поздней юре в Восточно-Баренцевоморском бассейне накапливались мелководно-морские осадки, а в неокоме преобладала клиноформная седиментация в платформенных условиях.

В преаптское время исследуемая территория испытала очередной эпизод деформаций. В апте - альбе - позднем мелу отложения формировались в спокойных платформенных условиях.

В дальнейшем изучаемая территория была подвергнута кайнозойским пологоскладчатым деформациям и ледниковой абляции в квартере [2].



**Рисунок 2.** Модель строения коры Восточно-Баренцевоморского мегабассейна по профилю 4-AP по данным [3] с нашей интерпретацией строения осадочного чехла.

Построенная нами геологическая модель Восточно-Баренцевского мегабассейна была объединена с моделью строения литосферы Баренцевоморского региона (Рисунок 2), разработанной коллективом специалистов "Севморгео" по сети глубинных опорных геолого-геофизических профилей серии AP [3].

На основе полученной геологической модели подготовлена модель углеводородных систем Восточно-Баренцевоморского мегабассейна.

## Список литературы

1. Drachev S.S., Malyshev N.A., Nikishin A.M. Tectonic history and petroleum geology of the Russian Arctic Shelves: An overview // Petroleum Geology Conference Proceedings. 2010. Vol. 7, no. 0. P. 591–619.



2. Henriksen E., Bjørnseth H. M., Hals T.K., Heide T., Kiryukhina T., Kløvjan O.S., Larsen G.B., Ryseth A.E., Rønning K., Sollid K., Stoupakova A.V. Uplift and erosion of the greater Barents Sea: impact on prospectivity and petroleum systems // Arctic Petroleum Geology, Geological Society. London, Memoirs. 2011. Vol. 35. P. 278–281.
3. Ivanova N.M., Sakoulina T.S., Belyaev I.V., Matveev Yu.I., Roslov Yu.V. Depth model of the Barents and Kara seas according to geophysical surveys results // Arctic Petroleum Geology, Geological Society. London, Memoirs. 2011. Vol. 35. P. 209–221.
4. Nikishin V.A., Malyshev N.A., Valiuscheva A.A., Golovanov D.Y., Kleschina L.N., Nikitina V.A., Nikishin A.M., Ulianov G.V., Cherepanov D.E. The Geological Aspects of Evolution the North Kara Basin and East Barents Megabasin // 7th Saint Petersburg 2016 International Conference & Exhibition. EAGE. 11-14 April 2016, Saint Petersburg, Russia.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ОСТАТОЧНЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ УГЛЕЙ И ИХ РОЛЬ В ВОЗНИКНОВЕНИИ ВЗРЫВО-ОПАСНЫХ СИТУАЦИЙ В УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ

*Стукалова И.Е.\* (Геологический институт РАН), Лебедев В.С. (Российский Государственный Геологоразведочный университет), Скопинцева О.В. (Московский технический университет (МГИ НИТУ))*

В процессе углефикации генерируется огромное количество газов, преимущественно углеводородов (УВ). Изучение состава УВ, закономерностей их истечения при вскрытии угольных пластов имеет научное и практическое значение для установления взаимодействий в системе уголь–газ и для снижения взрыво-опасности при эксплуатации угольных месторождений. При вскрытии угольных пластов и снижении давления происходит последовательное выделение УВ из углей в соответствии с миграционными свойствами. Метан, как наиболее подвижный компонент, опережает выделение тяжелых углеводородов (ТУ); они начинают выделяться после истечения из пласта основного количества  $\text{CH}_4$ . В России, Великобритании, США, Австралии и других странах проводились теоретические и экспериментальные десорбционно-кинетические исследования по динамике выхода  $\text{CH}_4$  из углей [3] для прогноза выбросо-опасных участков.

В результате истечения основной массы  $\text{CH}_4$  в угле остаются остаточные углеводороды (ОУВ), обогащенные ТУ. ОУВ сохраняются в угольной массе длительное время (годы) и выделяются при жестком воздействии на уголь (измельчение, тепловое воздействие, вакуумирование). Выделение ОУВ, обогащенных ТУ, в шахтное пространство повышает ПВО угольных шахт. В данной работе приведены результаты исследований ОУВ в углях (от бурых до антрацитов) и дана оценка роли ОУВ в развитии ПВО ситуаций в угольных шахтах.

Для выделения и определения состава ОУВ был использован метод термической дегазации – нагревание при температуре  $200^\circ\text{C}$  в атмосфере инертного газа и определение содержания и состава выделяющихся УВ [1]. Установка для выделения УВ вмонтирована в газовую систему хроматографов («Кристалл-5000.1», «М-37600»), выделение и анализ УВ проводилось в едином цикле. Определялось содержание предельных (метан  $\text{CH}_4$ , этан  $\text{C}_2\text{H}_6$ , пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ , бутан  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ , пентан  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ , гексан  $\text{C}_6\text{H}_{14}$ ) и непредельных (этилен  $\text{C}_2\text{H}_4$ , пропилен  $\text{C}_3\text{H}_6$ , бутилен  $\text{C}_4\text{H}_8$ ). Результаты определений даны в объемных долях процента (об. %) и в  $\text{см}^3/\text{кг}$ , погрешность определений  $\pm 3$  отн. %. Состав УВ приводится в относительных процентах (отн. %).

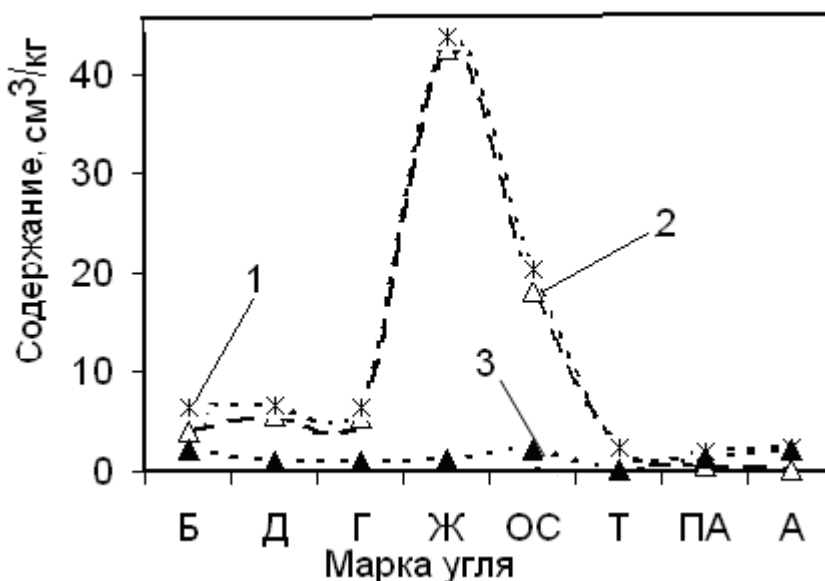
**Остаточные углеводороды бурых углей.** Объектами исследований являлись бурые угли пластов от каменноугольного до неогенового возрастов. Исследованы ОУВ образцов бурых углей (марки 1Б, 2Б и 3Б) из 20 месторождений и углепроявлений, отобранные из неглубоких шахт (200–300 м) и карьеров. Всего исследовано содержание и состав ОУВ более 50 проб всех марок бурых углей. В работе проведено сопоставление состава ОУВ бурых углей (средние данные по ОУВ бурых углей) с составом ОУВ каменных углей.

В ОУВ бурых углей установлено присутствие УВ от метана до гексана, в некоторых пробах присутствовали более тяжелые УВ. Содержание ОУВ варьировало от 2,1 до 17,1 со средним значением  $7,2 \text{ см}^3/\text{кг}$ . Значительные вариации содержания ОУВ объясняются различием исследованных объектов – неглубокие шахты (до 200–300 м) и карьеры. Состав ОУВ всех исследованных объектов, несмотря на их различие, практически идентичен. Не установлено четких различий состава ОУВ в различных марках бурых углей [2].

Среднее содержание метана ( $\text{CH}_4$ ) составляет 37,7 отн. %, сумма тяжелых углеводородов от этана до гексана ( $\text{C}_2\text{H}_6 - \text{C}_6\text{H}_{14}$ ) значительно выше – 62,3 отн. %. ОУВ бурых углей существенно обогащены ТУ. Среди ТУ преобладают непредельные углеводороды этилен  $\text{C}_2\text{H}_4$  и пропилен  $\text{C}_3\text{H}_6$  (41 отн. %), доля предельных УВ (этан  $\text{C}_2\text{H}_6$  и пропан  $\text{C}_3\text{H}_8$ ) составляет 12,5 отн. %.

Основная масса  $\text{CH}_4$  выделилась при вскрытии пластов и снижении давления, а оставшиеся в угле УВ обогатились ТУ. Такой состав ОУВ бурых углей определяется диагенетическими процессами преобразования органического вещества (ОВ) при формирования бурых углей. ОВ преобразуется под воздействием биохимических процессов, а также микроорганизмов. На стадии диагенеза в значительных количествах образуется диоксид углерода, как в аэробных, так и

анаэробных условиях. В анаэробных условиях в результате жизнедеятельности метангенерирующих бактерий возникает значительное количество  $\text{CH}_4$ .



**Рисунок 1.** Остаточные углеводородные газы в углях различных марок. Содержание суммы УВ, ТУ и метана: 1 – суммы УВ; 2 – ТУ; 3 – метан

**Остаточные углеводороды каменных углей и антрацитов.** Исследованы ОУВ каменных углей и антрацита Кузнецкого и Донецкого угольных бассейнов.

В Кузнецком угольном бассейне изучены угольные пласты пермского возраста в интервалах глубин 300 – 800 м из шахт: Осинниковская (марка угля Ж из пластов Е-6, Е-5, Е-1, К-5 и уголь марки КЖ из пласта К-1), Талдинская (уголь марки ДГ и Г), им. С.М. Кирова (марки Г), Алардинская (марки ОС) и Грамотеинская (марки Д). Всего исследовано более 30 образцов различных марок углей Кузнецкого бассейна (содержание и углеводородный состав ОУВ). Исследованы ОУВ из углей марок Д, ДГ, Г, Ж, КЖ, и ОС.

Содержание ОУВ варьировало от 6,6 до 43,9  $\text{см}^3/\text{кг}$ , среднее значение 18  $\text{см}^3/\text{кг}$ , и зависело от марки угля (соответственно от степени преобразования угольной массы). Наибольшее содержание ОУВ (43,9  $\text{см}^3/\text{кг}$ ) установлено в угле марки Ж (шахта Осинниковская, пласт К-5). С уменьшением и увеличением степени преобразования (относительно угля марки Ж) установлено снижение содержания ОУВ.

Тяжелые УВ в ОУВ в основном представлены пропаном (22 отн. %) и бутаном (29 отн. %). Содержание  $\text{CH}_4$  низкое и варьирует в небольших пределах и мало зависит от марки угля.

Концентрация непредельных УВ ( $\text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_3\text{H}_6$ ) варьирует в пределах от 0,4 до 1,3, среднее 0,9  $\text{см}^3/\text{кг}$ . По мере увеличения степени преобразования угольной массы снижается содержание непредельных УВ от 1,3  $\text{см}^3/\text{кг}$  в угле марки Д до 0,4  $\text{см}^3/\text{кг}$  в угле марки ОС,

Содержание предельных и непредельных УВ в ОУВ каменных углей Кузбасса существенно отличается от такового бурых углей. В ТУ из ОУВ бурых углей преобладают непредельные УВ, а в ОУВ углей Кузбасса картина обратная.

В Донецком угольном бассейне исследовались угольные пласты каменноугольного возраста из шахт нескольких районов Донецко–Макеевского, Южно–Донбасского, Чистяково–Снежнчанского и др. Изучались ОУВ серии образцов углей марок Д, Г, Ж, КЖ, К, Т, ОС и антрацитов. Глубины отбора образцов от 400–600 до 1200 м.

Наиболее высокие содержания ОУВ установлены в углях марок Ж и КЖ (от 47,5 до 71,5  $\text{см}^3/\text{кг}$ ). В углях марок Д и Г, а также ОС и Т содержание ОУВ снижается (от 7 до 24  $\text{см}^3/\text{кг}$ ). В ОУВ исследованных углей Донбасса преобладают ТУ, представленные преимущественно пропаном и

бутаном, доля метана незначительна. Исключение составляют ОУВ полуантрацитов и антрацитов, где преобладает метан.

Концентрация непредельных УВ невысокая – от 0,4 до 1,3, среднее 0,9 см<sup>3</sup>/кг и снижается по мере увеличения степени преобразования угольной массы – от 1,3 см<sup>3</sup>/кг в угле марки Д, до 0,4 см<sup>3</sup>/кг в угле марки ОС. Содержание предельных и непредельных УВ в ОУВ углей Донбасса резко отличается от такового в бурых углях. В ТУ ОУВ бурых углей превалируют непредельные УВ над предельными. В ОУВ каменных углей Донбасса картина обратная.

В Кузнецком и Донецком бассейнах исследованы ОУВ каменных углей одинаковых марок и несомненный интерес представляет сопоставление состава ОУВ Кузбасса и Донбасса.

Несмотря на различие в величинах содержания ОУВ в углях Кузбасса и Донбасса, распределение ОУВ в одинаковых марках углей в обоих бассейнах близкое. Максимальные количества УВ в обоих бассейнах установлены в углях марок Ж и КЖ. Сопоставление ОУВ в угле марки Ж Кузбасса и Донбасса показало их идентичность.

Содержание непредельных УВ (этилен+пропилен) в ОУВ углях Кузнецкого и Донецкого бассейнов низкое, практически одинаковое, закономерно снижается с увеличением степени метаморфизма углей.

Обобщение данных по ОУВ углей по отдельным бассейнам и месторождениям позволяет представить характеристику всего ряда исследованных ОУВ углей от бурых до антрацитов.

На рис. 1 представлено содержание суммы ОУВ, ТУ и метана углей от бурых до антрацита. Максимальная сумма УВ и количество ТУ установлено в ОУВ углей средних степеней метаморфизма, при уменьшении и увеличении степени метаморфизма углей (относительно средней степени метаморфизма) сумма УВ и ТУ снижается. В ОУВ углей марок от Б до Т существенно преобладание ТУ над СН<sub>4</sub>. В полуантрацитах и антрацитах, при низком содержании ОУВ, ТУ практически отсутствуют.

Подводя итоги результатов исследований ОУВ углей различных марок (от бурых до антрацитов) можно отметить следующее.

При вскрытии угольных пластов в результате снижения давления метан практически полностью выделяется из угля. В результате оставшиеся в угле УВ (т.е. ОУВ) существенно обогащаются ТУ. При тепловом воздействии на уголь ОУВ могут выделяться в шахтное пространство и повышать взрыво-опасность в угольных шахтах. Потенциальная опасность ОУВ углей, обогащенных ТУ, определяется следующим. Температура воспламенения и концентрационные пределы взрываемости ТУ ниже, а теплотворная способность выше, чем у СН<sub>4</sub>. Основная потенциальная опасность ОУВ состоит в повышении их концентрации при выделении дополнительного тепла в замкнутом пространстве горной выработки.

## Список литературы

1. Лебедев В.С., Иванов Д.В., Скопинцева О.В., Савельев Д.И. Оценка роли глубокосорбированных углеводородов угольных пластов в возникновении пожароопасных ситуаций в угольных шахтах // Известия вузов. Геология и разведка. 2010. №2. С.86-88.
2. Лебедев В.С., Стукалова И.Е. Особенности состава углеводородов остаточных газов бурых углей // Известия вузов. Геология и разведка. 2014. №4. С. 49–52.
3. Barker-Read G.R., Radchenko S.A. Gas emission from coal and associated strata: interpretation of quantity sorption-kinetic characteristics // Viewing Science and Technology. 1989. No 8. P. 263–284.

## БАЖЕНОВСКИЙ ГОРИЗОНТ ЗАПАДНОЙ-СИБИРИ: ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ФАЦИЙ

*Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Сулова А.А., Гилаев Р.М., Шелков Е.С.*

*(Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет)*

**Введение.** Баженовский горизонт Западной Сибири выделяется в интервале верхов нижнего подъяруса титонского яруса – низов берриасского яруса [7]. В центральной части бассейна на площади около 1 млн. км<sup>2</sup> горизонт представлен черными сланцами – углеродисто-глинисто-кремнистыми породами средней мощностью около 30 метров – уникальной баженовской свитой, которая является основной нефтематеринской толщей Западно-Сибирского бассейна. Для черных сланцев характерно высокое содержание ОВ (до 15-20%), халцедона и опала (до 25%), карбонатов (до 25%) и глинистого материала с примесью алеврита (до 40%) [2].

Черные сланцы отличаются широким спектром соотношений минеральных компонентов, все их разновидности могут быть естественными или технически стимулированными коллекторами, дифференцированный прогноз их нефтеносности требует выяснения распределения минеральных компонентов в разрезе и на площади [4]. Иными словами, одной из главных задач при оценке раздельного прогноза нефтеносности является расшифровка фациальной структуры баженовской свиты. Это актуально и для остальной площади распространения баженовского горизонта, где высокоуглеродистые фации выклиниваются. В настоящее время только детальные исследования керна большого количества скважин на ограниченной площади могут дать возможность построения местных достоверных моделей распределения фаций и коллекторских свойств баженовской свиты. Первые шаги в решении этих сложных задач на региональном уровне, вероятно, должны быть направлены на выяснение закономерностей распределения аллохтонного терригенного алевритово-глинистого материала, начиная с его поступления в бассейн, последующего распределения материала придонными течениями и заканчивая его переотложением.

Недостаточная разработанность вопросов локализации фаций, их генетической интерпретации, а также отсутствие в настоящее время единой общепринятой геологической модели баженовского горизонта требуют новых подходов в исследованиях. На основании структурного, фациального и генетического анализа авторами предложена новая палеогеографическая модель формирования баженовского горизонта. В отличие от обычно предполагаемого чашеобразного глубоководного в центральной части (до 500-700 м) бассейна, по новой модели высокоуглеродистые отложения накапливались на мелководном (до 50-100 м) холмистом Центральном плато (рис. 1), которое обрамлялось относительно глубоководными (до 500 м) прогибами. Практически весь терригенный материал улавливался в глубоководном Тазовском палеопрогибе, в северной части которого формировался Большехетский конус выноса межбассейновых стоковых течений [8, 9].

**Состав, текстуры пород и обстановки осадконакопления.** В разрезе баженовской свиты преобладает планктоногенный органический и кремнистый, реже карбонатный материал, иногда встречаются прослойки и линзы ракушечников и карбонатизированных радиоляритов. Высокая первичная биопродуктивность связана с тем, что в поздней юре на территории бассейна был теплый климат и низкий широтный градиент температуры, пик потепления приходится на титон [3].

Разнообразные текстуры пород (горизонтально- и косослоистые, линзовидные, массивные, оползневые и др.) [5] свидетельствуют о быстро меняющихся относительно мелководных обстановках осадконакопления. Наиболее распространенные тонко- и микрослоистые породы (0,05–1 мм) связаны, вероятно, с мощными штормами. Пара слойков глина – органическое вещество – циклит толщиной 0,1 мм при 20–метровой мощности баженовской свиты и длительности ее формирования в 10 млн. лет мог образоваться за 50 лет. С такой периодичностью (20-50 лет) в настоящее время происходят мощные штормы в Северном море, а в любой точке Мексиканского залива с вероятностью 95% 1 раз в 3000 лет проходит ураган [1]. Микроциклиты, имеющие градиационную алевритовую составляющую могут накапливаться ниже базиса штормовых волн за счет схождения штормогенных мутьевых потоков низких энергий с относительных поднятий дна в направлении их склонов и западин. Штормогенное взмучивание и снос взвеси с наиболее возвышенных участков поднятий могли приводить к образованию в их центральных частях остаточных отмытых радиоляритов. Роль терригенного материала довольно высока только в подошве и кровле баженовской свиты, на уровне которых глина может доминировать в периферических фациях свиты, образуя прослойки и пачки битуминозных, а иногда, и небитуминозных сланцев.



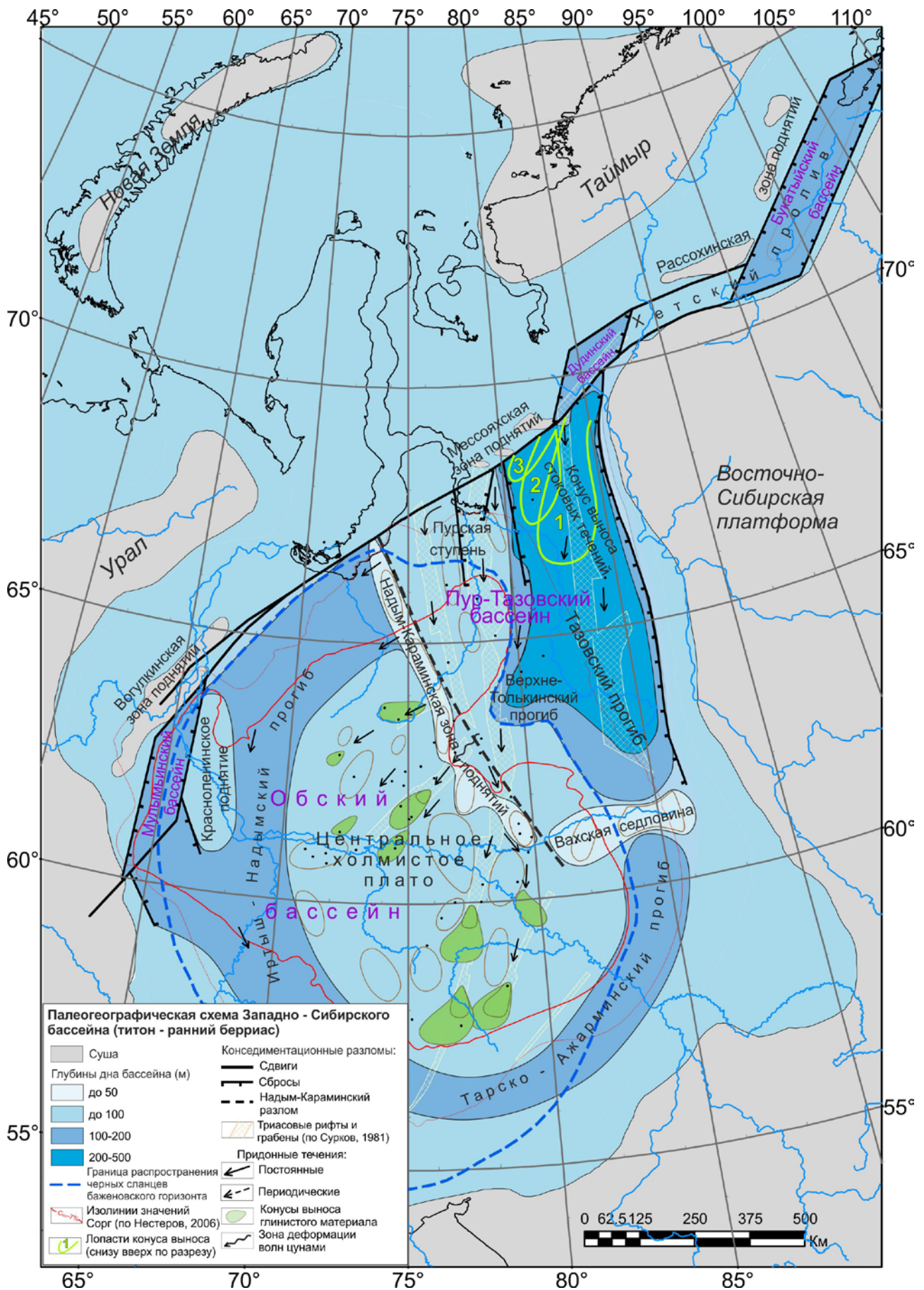


Рисунок 1. Палеогеографическая схема Западно-Сибирского бассейна, титон – ранний берриас

Поступление органогенного вещества на дно бассейна определялось биопродуктивностью планктона и циклоническими поверхностными течениями, которые препятствовали его рассеянию в периферические зоны бассейна. Зональность нарушалась взмучиванием и переотложением осадков на относительных поднятиях дна. Большую роль, судя по широкому развитию косослоистых текстур, играли придонные течения, которые приносили терригенный материал, размывали фоновые осадки, сортировали материал на путях транспортировки и отлагали его в западинах дна. Течения по ложбинам могли трансформироваться в контурные – вдоль склонов котловин или – «отрываться» от дна и распространяться вдоль пикноклина. На крутых склонах дна развивались оползневые процессы.

Анаэробные условия в Тазовском палеопроегибе существовали лишь эпизодически и локально. В центральной части Западной Сибири постоянные анаэробные условия были характерны только для отдельных непроточных западин дна. Над Центральным плато почти постоянно существовало сероводородное облако между базисом штормовых волн и зоной придонных течений.

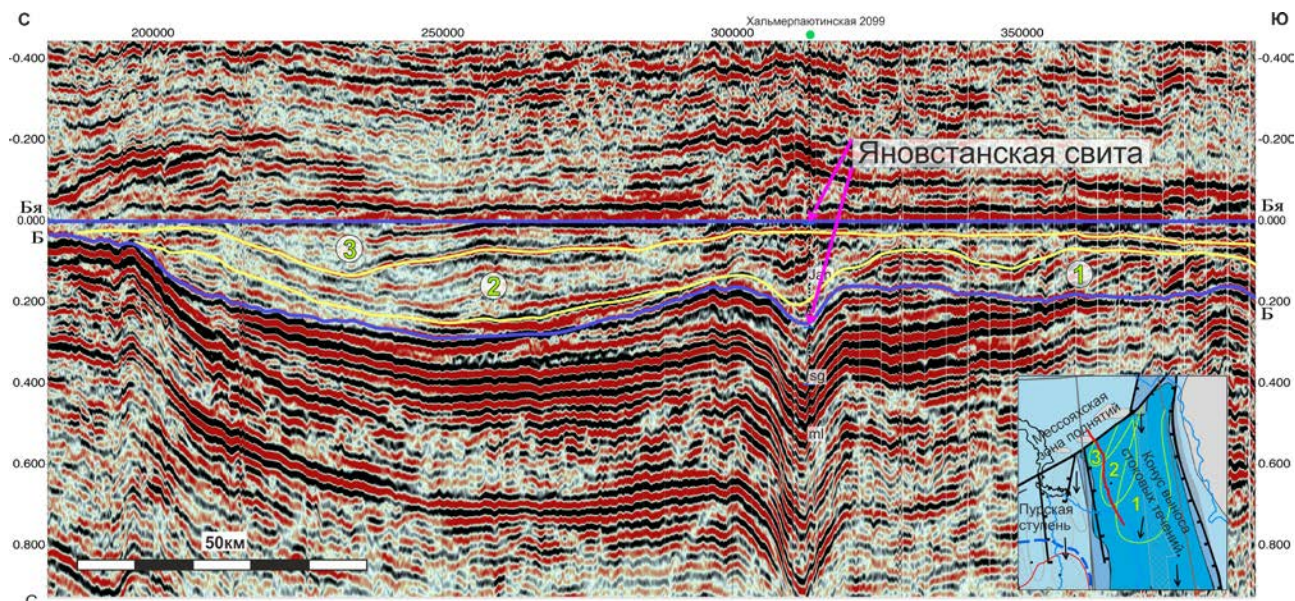
**Тектоника, гидродинамика и осадконакопление.** Важными условиями накопления черных сланцев в Западно-Сибирском бассейне были тектонический режим, морфология дна бассейна и гидродинамика. Фациальная зональность титона – нижнего берриаса определялась с одной стороны общим структурным планом и тектоническим режимом Западно-Сибирского бассейна, а с другой стороны – тектоническими движениями в смежных с ним бассейнах Арктического океана. Вероятно, именно разнонаправленные тектонические движения, приводившие и изменениям объемов бассейнов, запускали и поддерживали механизм межбассейновых перетоков.

В титон-раннеберриасское время в Западно-Сибирском бассейне активно проявляются две впадины, которые унаследованно формируются в пределах Западно-Сибирской сверхглубокой депрессии и Восточно-Приуральской зоны. Максимальные скорости погружения отмечаются в пределах Западно-Сибирской депрессии, в которой западнее Приенисейского сброса активно погружался меридиональный Тазовский палеопроегиб [9] (см. рис. 1). С юго-запада прогиб ограничивался древним Надым-Караминским разломом, вдоль которого прослеживается система относительных поднятий, служившая барьером на пути транспорта терригенного материала с северо-востока. Эта система поднятий разделяла Западно-Сибирский бассейн на 2 суббассейна – Обский и Пур-Тазовский. В Обском палеобассейне находилось главное поле формирования баженовской свиты. Особняком располагалось Красноленинское палеоподняtie, на нем черные сланцы баженовского горизонта имеют преимущественно массивные текстуры [2]. Это связано с изоляцией поднятия от системы донных течений. В Пур-Тазовском бассейне обособлялись глубокий Тазовский прогиб с Большехетским конусом выноса стоковых течений, а западнее его – мелководная Пурская ступень, на которой накапливались черные сланцы, расслоенные глинами – переходные к яновстанской свите фации баженовского горизонта.

На севере относительно глубоководный Западно-Сибирский бассейн отделялся от мелководного Ямало-Карского – крупным северо-восточным Приуральско-Хатангским левым сдвигом. Рисунок сдвига подчеркивается кулисным расположением вдоль его северного крыла антиклинальных складок (островов) Мессояхской системы поднятий, далее на восток поднятия прослеживаются в центральной части Енисей-Хатангского прогиба (Рассохинский мегавал). В зоне Приуральско-Хатангского сдвига и вдоль его южного крыла протягивается кулисная система сдвиговых бассейнов (Мулымьинский, Тазовский, Дудинский, Букатыйский), которые устанавливаются по данным бурения и геофизики. Кроме структурного рисунка, сдвиговая природа разлома подтверждается близким соседством областей локальной эрозии с областями быстрой седиментации. Ярким примером этому является сочленение активно растущего Мессояхского мегавала и быстро погружающегося северного сегмента Тазовского палеопроегиба. Левосторонний характер сдвига подтверждается асимметричной формой Большехетского конуса выноса стоковых течений (Рис. 2). В случае левостороннего сдвига седиментация в конусе выноса мигрирует в направлении по часовой стрелке [6].

Иными словами, на территории Западной Сибири, при субширотном растяжении в титоне – раннем берриасе, в центральной части бассейна, на месте стабильного жесткого платформенного массива обособилось относительно мелководное Центральное холмистое плато – главная арена накопления черных сланцев (см. рис. 1). Тазовский прогиб улавливал твердый сток с северо-востока – главного направления поступления терригенного материала. Еще в кимеридже северо-восточное обрамление Западной Сибири было единственным периодически активным региональным источником сноса, при полном отсутствии его с юга [13].





**Рисунок 2.** Сейсмический профиль, выровненный на кровлю баженовского горизонта (Цифрами показаны отложения нижней, средней и верхней лопастей Большехетского конуса выноса межбассейновых стоковых течений)

В Большехетской впадине мощность баженовского горизонта, представленного яновстанской свитой, превышает 400 м [11]. Здесь, на севере Тазовского прогиба рисуется Большехетский конус выноса межбассейновых стоковых течений, ориентированный своей вершиной в направлении системы бассейнов и проток Хетского пролива (см. рис.1).

Сток холодных арктических вод по Хетскому проливу приводил к возникновению пикноклина в Тазовском прогибе и инициации контурных течений вдоль бровки Пурской ступени и подножия Надым-Караминской зоны поднятий. Кроме улавливания терригенного материала, Тазовский прогиб служил накопителем питательных веществ бореального ионного стока. Апвеллинг со стороны Тазовского прогиба в направлении Пурской ступени выносил питательные вещества к поверхности, обеспечивая высокую биопродуктивность планктона. Дистальные ветви контурных течений, проникая в более аридные области с повышенной соленостью, могли всплывать и выносить питательные вещества. При подъеме уровня пикноклина начинался сток более плотных вод через седловины Надым-Караминской зоны поднятий в область Центрального плато. Водообмен придонных и поверхностных вод (в условиях малых глубин) мог обеспечить рециклинг питательных веществ.

Придонный сток плотных вод в направлении центральной части Западно-Сибирского бассейна транспортировал взвешенный глинистый материал. Судя по наличию разрезов, однородно обогащенных глинистым материалом и разрезов с чередованием глин и черных сланцев, существовали постоянные и периодически действующие придонные течения. Наличие градиционных текстур показывает на возможную деятельность низкоплотностных спазматических потоков. Нормальные турбидиты в центральной части бассейна отсутствуют.

Возобновление или резкое усиление стока по Хетскому проливу (10-20 эпизодов – по количеству линз песчаников в конусе выноса) в Западно-Сибирский бассейн могло быть связано с фазами быстрого смещения блоков в зоне Приуральско-Хатангского сдвига. Одновременно с активными подвижками и проседаниями дна, в приразломных зонах могли сходить олистостромы, которые возбуждали волны цунами. Цунамигенные течения инициировались на подходе волны к поднятиям, особенно в ложбине дна Толькинского палеопрогиба (см. рис. 1), по которому масса воды фокусировалась, и «выплескивалась» в «чашу» холмистого плато. Потоки воды взмучивали котловины плато с сероводородным заражением и поднимали анаэробные воды к поверхности, вызывая заморы. Такие события могли проходить сериями, возможно, с ними и связаны 2 горизонта рыбных «темпеститов» в подошве и в кровле силицитового толща баженовской свиты в пределах Фроловской мегавпадины [12]. Серия таких событий могла привести к аэрации придонных вод Центрального плато, уменьшению или полному исчезновению на короткое время сероводородного «облака» над мелководной центральной частью Западно-Сибирского бассейна.

**Заключение.** Терригенный материал, поступавший в Западно-Сибирский бассейн, осаждался в глубоководном Тазовском прогибе, в конусе выноса стоковых течений, а в центре бассейна господствовала биогенная седиментация. В центральную часть бассейна поступала малая доля терригенного глинистого материала, который распределялся по дну постоянными или периодическими слабыми придонными течениями. Бассейн характеризовался обильным (практически постоянным) выносом к поверхности питательных веществ за счет апвеллинга и рециклинга. Новая геологическая модель баженовского горизонта может быть положена в основу дальнейших исследований по расшифровке фациального рисунка баженовской свиты и разработке достоверной модели дифференцированного прогноза нефтеносности черных сланцев.

## Список литературы

1. Айгнер Т. Известковые темпеститы: штормовая стратификация в Верхнем Раковинном известняке (средний триас, Юго-запад ФРГ) / В кн. Циклическая и событийная седиментация / под ред. Г. Эйнзеле, А. Зейлахера. – М.: Мир, 1985. С. 177-194.
2. Брадучан Ю.В., Гольберт А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булыникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.П., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 1986. 160 с.
3. Захаров В.А., Рогов М.А., Брагин Н.Ю. Мезозой российской Арктики: стратиграфия, биогеография, палеогеография, палеоклимат // Строение и история развития литосферы / Вклад России в Международный полярный год 2007/08. Гл. ред. Леонов Ю.Г. М.-СПб.: Paulsen Editions. 2010. С. 331-383.
4. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности // Автореферат дисс. на соиск. уч. степени доктора геол.-мин. наук. Москва, 2016. 51 с.
5. Коробова Н.И., Макарова О.М., Калмыков Г.А., Петракова Н.Н., Юрченко А.Ю., Шарафутдинов В.Ф., Корост С.Р., Калабин В.В. Основные типы разрезов нефтеносной баженовской свиты на северо-востоке Сургутского свода // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология, 2015. № 5. С. 54-61.
6. Митчелл А.Х.Г., Реддинг Х.Г. Осадконакопление и тектоника / В кн. Обстановки осадконакопления и фации / под ред. Х. Реддинга. – М.: Мир, 1990. Т. 2. С. 227-283.
7. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Новосибирск, 2003 г.). // Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.
8. Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Сулова А.А., Гилаев Р.М. Новая фациальная модель титона - нижнего берриаса Западной Сибири и ее значение для региональной стратиграфии // Общая стратиграфическая шкала и методические проблемы разработки региональных стратиграфических шкал России / Материалы совещания. Изд. ВСЕГЕИ. Санкт-Петербург, 2016. С. 166-167.
9. Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Сулова А.А., Гилаев Р.М. Палеогеографические условия Западно-Сибирского бассейна в титоне – раннем берриасе // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2016. № 6. С. 10-19.
10. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
11. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Алифиров А.С., Игольников А.Е., Лебедева Н.К., Пещевецкая Е.Б., Попов Ю.А. Новый разрез приграничных толщ волжского и берриасского ярусов Большехетской мегасинеклизы (Западная Сибирь): комплексная палеонтологическая характеристика, лито-, био- и хемотратиграфия // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Второе Всероссийское совещание: научные материалы. Ярославль, 2007. С. 253-255.
12. Щепетова Е.В., Панченко И.В., Барабошкин Е.Ю. «Рыбные» темпеститы в углеродистых отложениях баженовского горизонта и палеобатиметрия баженовского моря Западной Сибири // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Шестое Всероссийское совещание: научные материалы. Махачкала: АЛЕФ, 2015 С. 320-324.
13. Ян П.А. Обстановки формирования бат-верхнеюрских отложений и причины эволюции Западно-Сибирского бассейна // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии: Третье Всероссийское совещание: научные материалы. Саратов: Центр Наука, 2009. С 268-270.



## СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ ЮРСКОГО ГОРИЗОНТА АРЫСТАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Туйаков А.Т. (ТОО ПИ «Optimum»), Болашак, Казахстан), Крылов О.В. (Геологический факультет, МГУ)*

В пределах республики Казахстан открыто и разрабатывается более трех десятков нефтяных и газовых месторождений. Одним из таких является Арыстановское нефтяное месторождение. Это месторождение в административном отношении расположено в Мангистауском районе, Мангистауской области. Одной из отличительных особенностей является то, что месторождение находится в непосредственной близости от действующего нефтепровода.

Поисково-разведочное бурение на площади Арыстановское, начатое в декабре 1965 года, проводится по настоящее время с перерывами с 1973 по 1992, с 1995 по 2006, с 2006 по 2012 годы.

Первый промышленный приток нефти дебитом 33 м<sup>3</sup>/сут на 9 мм штуцере был получен в июле 1968 года из среднеюрских отложений при опробовании интервала 2720-2729 м в скважине №2.

В строении месторождения участвуют осадочные породы мезозойской группы. Наиболее древние породы, которые вскрыты на месторождении датируются триасовым временем. Триасовые породы по данным изучения керна и каротажных исследований представлены толщей переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин и аргиллитов, окрашенных в бурые, серые, темно-серые, коричневые, зеленовато-серые, шоколадно-коричневые цвета. По данным бурения суммарная мощность этих отложений колеблется от 22 до 198 метров. Вышележащие юрские образования вскрыты практически всеми поисковыми и разведочными скважинами. Юрские породы залегают на подстилающих отложениях триаса с угловым, а иногда и стратиграфическим несогласием. На основании палеонтологических исследований образцов керна и каротажным данным здесь можно выделить все три эпохи юрского периода – раннюю, среднюю и верхнюю. Разрез представлен главным образом терригенными образованиями – переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками. Суммарная мощность юрских отложений по данным бурения варьирует от 687 до 981 метра. Перекрывающие юрские породы, меловые отложения пройдены всеми пробуренными скважинами на Арыстановской площади. Эти образования составляют более половины объема месторождения. Ввиду слабой освещенности керном этой части разреза, о контактах с нижележащими породами данных нет. Единичные образцы керна, поднятые из скважин, датируются аптским, готеривским и валанжинским веками. В литологическом отношении меловой разрез сложен известняками, доломитами, песчаниками и глинами. Суммарная мощность меловых образований оценивается от 1478 до 1914 метров.

В тектоническом отношении Арыстановское месторождение расположено в пределах Северо-Устюртской впадины, тяготеющей к северо-западной части Туранской плиты. По геоструктурному районированию мезозойских отложений Северо-Устюртская впадина – это структура I порядка, представляющая собой обширную область прогибания протяженностью до 600 км. В ее пределах выделяется ряд отрицательных и положительных структур II порядка и, в частности, Арыстановская тектоническая ступень, осложняющая южную прибортовую зону Северо-Устюртской впадины.[1],[2].

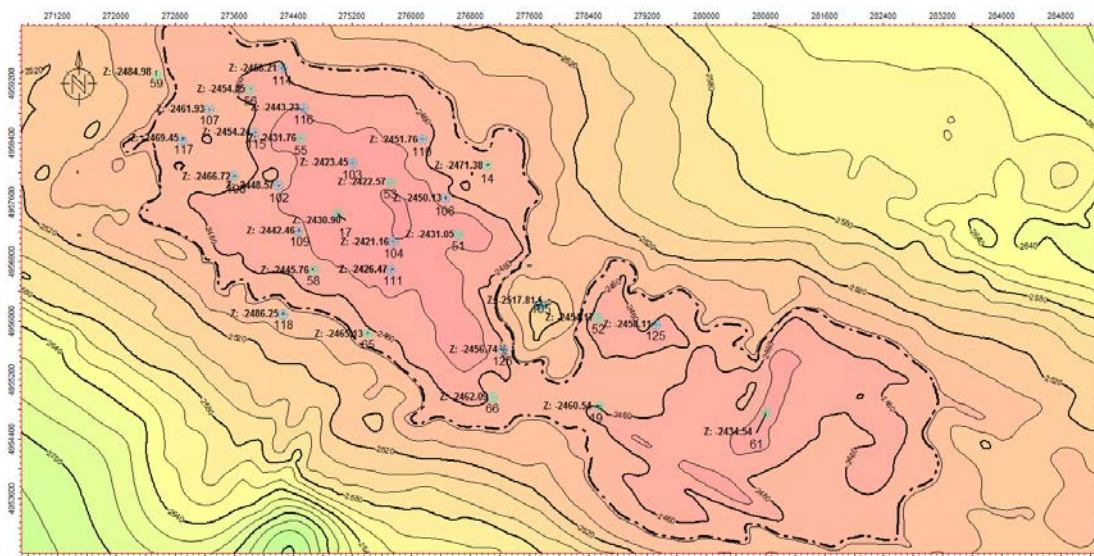
Месторождение Арыстановское расположено в центральной части Арыстановской тектонической ступени. По данным бурения здесь девять нефтяных горизонтов (Ю-III, Ю-IV, Ю-V, Ю-VI, Ю-VII, Ю-VIII, Ю-IX, Ю-X, Ю-XI), приуроченных к среднеюрским отложениям. Состав и свойства нефти изучены по результатам лабораторных исследований (более 50 устьевых проб), отобранных из всех юрских продуктивных горизонтов от Ю-III до Ю-XI. Плотность дегазированной нефти в среднем по горизонтам изменяется в пределах от 0,808 до 0,863 г/см<sup>3</sup> (Ю-III – Ю-XI), вязкость при 50 °С – 3,4-12,0 мПа\*с (Ю-X – Ю-XI). Температура застывания достигает 50,1 °С, что обусловлено присутствием в составе нефти парафинов – до 28,4 % (Ю-IV), асфальтенов – до 20,6 (Ю-VI). Содержание серы изменяется в пределах 0,019-0,130 % (Ю-IV – Ю-X). Выход светлых фракций, выкипающих до 300 °С, в среднем по горизонтам составляет 53% объемных. Таким образом, нефть характеризуется как легкая, высокопарафинистая, малосмолистая, малосернистая.

Основная залежь, связанная с горизонтом Ю-V, имеет общую толщину 36-46 м. Водонефтяной контакт принят на абсолютном уровне -2477 м. Изучение нефтегеологических параметров и строения горизонта Ю-V проводилось с использованием программного комплекса Petrel. С этой целью в программу были загружены стратиграфические разбивки скважин, глубинные

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

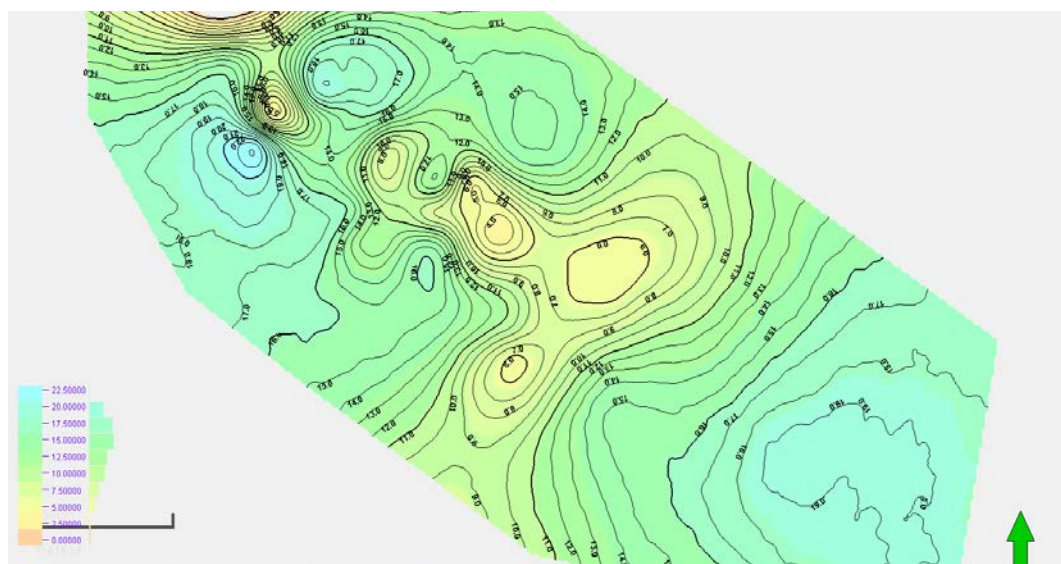
отметки горизонта, данные петрофизических исследований, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта и другие. В результате трехмерного моделирования строения горизонта в пределах месторождения были построены объемные модели (кубы) распределения пористости, нефтенасыщенности, эффективной толщины нефтенасыщенного коллектора.

Анализ структурной поверхности по горизонту Ю-V показывает, что залежь нефти приурочена к вытянутой с юго-востока на северо-запад антиклинали, ограниченной изогипсой -2480 метров (рис 1). В пределах антиклинали достаточно четко выделяется северо-западный купол по изогипсе -2460 метров и амплитудой в 40 метров, а также юго-западная структура более сложной конфигурации оконтуренная изогипсой -2460 метров и амплитудой чуть более 20 метров. Небольшая седловина между этими двумя поднятиями достаточно узкая, перепад высот составляет менее 20 метров.



**Рисунок 1.** Структурная схема (пикативный вариант) по поверхности среднеюрского горизонта (Ю-V)

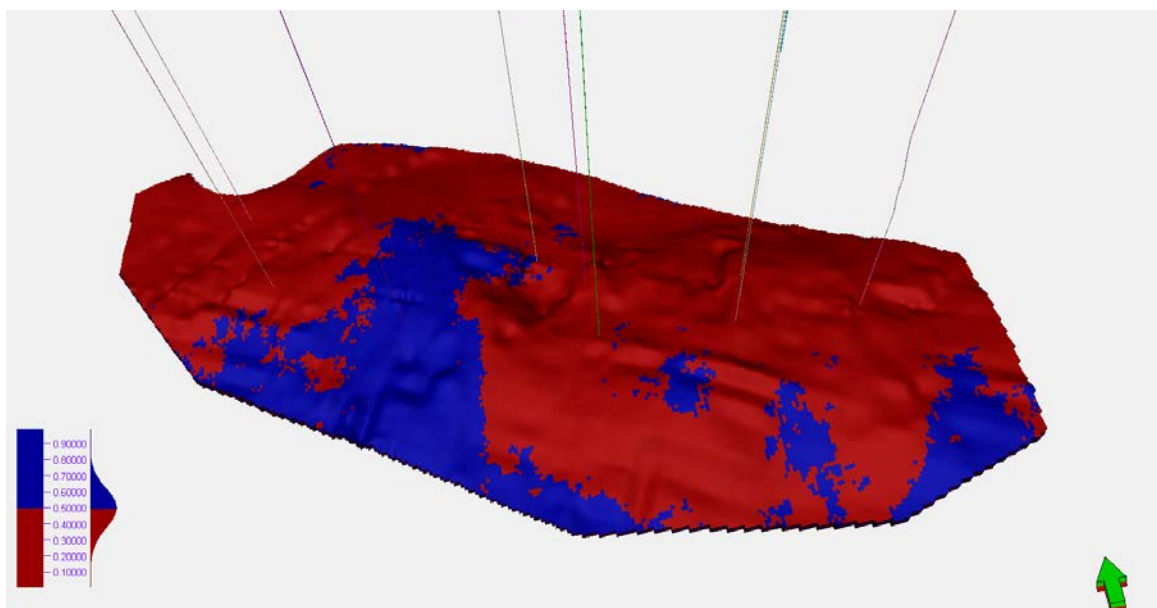
Эффективная нефтенасыщенная толщина для горизонта Ю-V изменяется от 5 до 22 метров (рис. 2). Закономерного изменения нефтенасыщенной толщины по площади не фиксируется. Наиболее высокие значения этого параметра отмечены в северо-западной, юго-западной и юго-восточной частях залежи. Здесь значение нефтенасыщенной толщины варьирует от 12 до 18-20 метров. Минимальные значения нефтенасыщенности варьируют от 5 до 7 метров, протягиваясь двумя взаимно перпендикулярными полосами. Первая разделяет два купола месторождения, вторая окаймляет северо-восточный склон северо-западного купола.





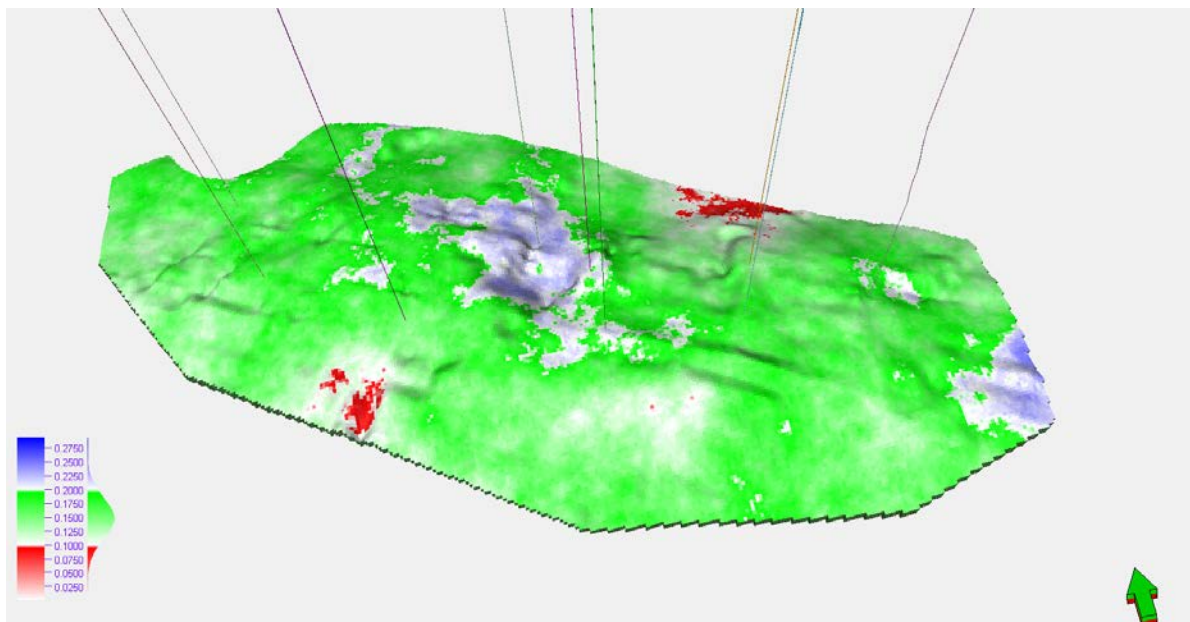
**Рисунок 2.** Схема распределения толщины нефтенасыщенности для пласта Ю-V

Распределение нефтенасыщенности имеет пятнистый характер. Наибольшие значения от 0,5 до 0,9 приурочены к северо-западному куполу (юго-восточный склон), и тремя пятнами отмечен юго-восточный купол (рис. 3).



**Рисунок 3.** Нефтенасыщенность пласта Ю-V среднеюрского горизонта.

Пористость в пределах пласта Ю-V изменяется по площади в широких пределах – от 3-5% до 20-23%. Коллектора с диапазоном пористости от 10 до 17% занимают основную площадь исследуемого пласта. Минимальные значения отмечены в центральной краевой зоне, а максимальные установлены в районе южной оконечности северо-западного купола (рис. 4).



**Рисунок 4.** Распределение пористости для среднеюрского горизонта Ю-V

Анализируя все построенные схемы, можно сделать следующие выводы. Во-первых, максимальные нефтенасыщенные зоны не совпадают с куполами месторождения, а охватывают краевые склоны структур. Во-вторых, минимальные нефтенасыщенные области тяготеют к наиболее приподнятой зоне северо-западного купола. В третьих, максимальная нефтенасыщенность приурочена к зоне коллектора, обладающего средними и повышенными значениями пористости.



## **Список литературы**

1. Геология история развития и перспективы нефтегазоносности запада Туранской плиты. Чакабаев С.Е., Кононов Ю.С., Завгородний А.Л. «Недра», Москва, 1973 год.
2. Геология и нефтегазоносность полуострова Бузачи, Мангышлака и Устюрта. Сборник статей, «Недра», Москва, 1976 год. с120.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ВЛИЯНИЕ ГИДРОТЕРМОЛИЗА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА ПО ФРАКЦИЯМ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

*Федулов В.С.\* (ГЕОХИ РАН), Севастьянов В.С. (ГЕОХИ РАН), Бычков А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

Установлено, что изотопный состав биомолекул углерода является термодинамически упорядоченным и связан с величиной термодинамического  $\beta$ -фактора (Галимов, 1973; Галимов, 1981). Данная величина характеризует средство соединения к тяжелому изотопу в реакциях изотопного обмена и связана со строением молекулы органического вещества. При изотопном изучении нефтей выделяют: неполярную гексановую фракцию (Г), три фракции возрастающей полярности – гексан-бензолную (ГБ), бензолную (Б) и бензол-метанольную (БМ), а также асфальтены (А). В ряде работ (Галимов, 1973; Chung et al., 1981; Evans and Felbeck, 1983; Lewan, 1983) было рассмотрено влияние катагенеза и термального метаморфизма на изотопный состав углерода нефтей и их фракций. При гидротермальном воздействии на породу содержащееся в ней ОВ преобразуется и его изотопный и химический составы изменяются в соответствии с характером протекающих процессов (Фрид и Банникова, 1990). В работе (Lewan, 1983) экспериментально установлено, что в результате гидротермолиза битуминозной породы распределение изотопов углерода между различными фракциями битумоида изменяется. В работе (Фрид и Банникова, 1990) проведены эксперименты, моделирующие воздействие термального (300-400°C) и окислительного фактора на изотопный состав углерода фракций органического вещества. На основании экспериментальных данных выделены характерные типы изотопно-фракционных кривых, отражающих степень термального и окислительного преобразования органического вещества.

Гидротермальное поле в кальдере вулкана Узон на Камчатке известно многочисленными выделениями углеводородов. Впервые они были описаны Н.С. Бескровным (Бескровный и др., 1970; Бескровный и др., 1971). Кальдера Узон расположена в средней части Камчатского полуострова. До периода среднего плейстоцена (225-370 тыс. лет назад) здесь существовал вулкан, высота которого достигала 3000 метров (Карпов, 1988). Во второй половине среднего плейстоцена (175-225- тыс. лет назад) произошло мощное проседание вулканической постройки. После ряда вулканотектонических событий, приблизительно 40 тыс. лет назад, сформировался современный облик кальдеры Узон. По современным представлениям первичный водный раствор формируется в толще отложений узонского озера на глубинах 200-300 м при температурах ~250°C. Питание этого бассейна осуществляется путем инфильтрации атмосферных осадков. Формирование состава термальных вод происходит в водоносном горизонте за счет смешения с магматогенным флюидом и взаимодействия с породами (Бычков, 2009). По мнению авторов (Бескровный и Лобков, 1974), нефть может быть принесена гидротермами из осадочных пород Богачевской свиты, которые вероятно залегают под кальдерой на глубине 3-4 км. То, что легкая Богачевская нефть сходна с дистилляционной частью Узонской нефти (фракция 200-350°C) подтверждает, что разнообразные вторичные процессы значительно изменяют свойства «первичных» нефтей, но при этом сохраняется ряд основных особенностей, свойственных данному генетическому типу нефти (Темьянко и др., 1990). Также были проведены эксперименты, которые показали, что наибольшее количество углеводородов в гидротермальных опытах генерируется при температурах 320-340°C. В процессе лабораторного гидротермального эксперимента исследованное органическое вещество претерпело преобразование, адекватное природному катагенезу, в интервале главная зона нефтеобразования (ГЗН) – начало главной зоны газообразования (ГЗГ) (Меленевский, 2012).

Цель исследования – выявить генетическую связь между нефтепроявлениями в кальдере вулкана Узон, биотой из гидротермальных источников и нефтью из Богачевского месторождения, расположенной вблизи вулкана Узон. Для этого используется метод гидротермального преобразования органического вещества, моделирующего процессы, происходящие с органическим веществом в геологическом масштабе.

### Экспериментальная часть

На территории кальдеры, в пределах Центрального гидротермального поля были отобраны нефтяные пленки (Н-1, Н-2, Н-3) с поверхности воды. Для проведения сравнительного анализа мы использовали образцы конденсатной нефти из Богачевского месторождения, расположенного на расстоянии примерно 70 км от вулкана Узон.

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

На основе литературных данных для гидротермальных экспериментов был выбран температурный диапазон 300-350°C. Длительность экспериментов составляла 72 часа. В платиновую пробирку диаметром 7.5 мм и длиной 13 см наливали деионизированную воду (Milli-Q, Millipore SAS, Франция) и добавляли нефть (0.5-0.7 мл) в соотношении 1:1. Свободное пространство заполняли инертным газом Ar, или газообразным O<sub>2</sub>. Конец пробирки заваривали и помещали в автоклав с необходимым количеством воды. Давление в пробирке составляло 176 кбар. С помощью термостабилизатора контролировали температуру в автоклаве с точностью ±1°C. После проведения эксперимента платиновую пробирку вскрывали, нефть отделяли от воды и высушивали. В колбу с нефтью добавляли н-пентан в избытке (~ в 50 раз) для отделения асфальтеновой фракции. После упаривания пентанового раствора проводили процесс фракционирования с увеличением полярности растворителя методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле АСКГ с размером зерен 0.2-0.5 мм.

При изучении нефтей выделяли неполярную гексановую фракцию (Г), три фракции возрастающей полярности – гексан-бензолную (ГБ), бензолную (Б) и бензол-метанольную (БМ), а также асфальтены (А). Отгонку растворителей полученных фракций проводили на роторном испарителе. Концентрированные фракции доводили до постоянного веса на воздухе. Гексановая фракция рассматривается как фракция алифатических углеводородов.

Количество и изотопный состав углеводородных газов, образующихся при гидротермолизе нефти, не изучалось.

Измерение изотопного состава водорода и углерода проводили на масс-спектрометре Delta XP, соединенном с элементным анализатором и пиролизатором TC/EA (Thermo Fisher Scientific, Бремен, Германия).

Расчет изотопного состава углерода (водорода), выраженного в величинах δ, представляющих собой отклонение от условного стандарта углерода VPDB (водорода VSMOW) в тысячных долях (‰), проводили по следующей формуле:

$$\text{для углерода: } \delta^{13}\text{C}_{\text{VPDB}} = (R_{\text{обр}}/R_{\text{станд}} - 1) * 1000 \quad (1)$$

$$\text{для водорода: } \delta^2\text{H}_{\text{VSMOW}} = (R_{\text{обр}}/R_{\text{станд}} - 1) * 1000 \quad (2)$$

где R<sub>обр</sub>, R<sub>станд</sub> – изотопные отношения в образце и в стандарте: для углерода R=<sup>13</sup>C/<sup>12</sup>C, для водорода R=D/H.

Точность масс-спектрометрического измерения изотопного состава водорода составляла ±2 ‰, а изотопного состава углерода ±0.2 ‰.

## Результаты и обсуждение

При проведении гидротермального эксперимента происходит химическое преобразование органического вещества и изменение соотношения между различными фракциями, показанное в

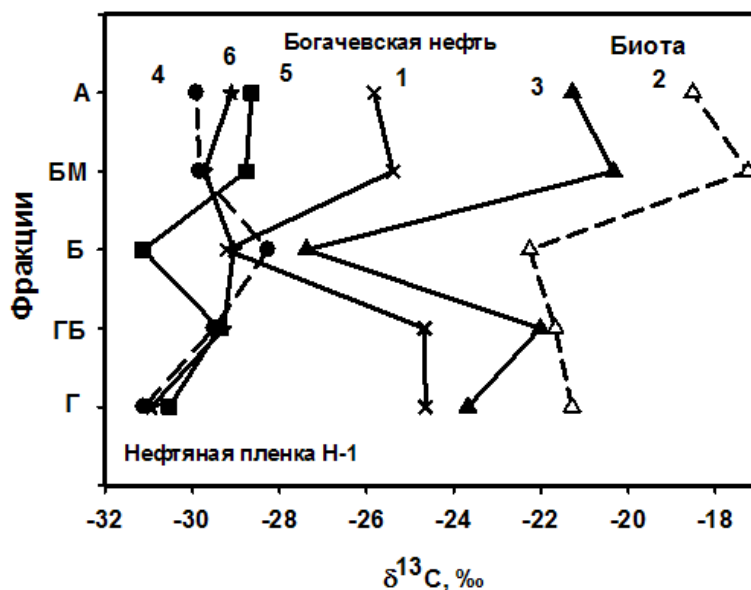
**Таблица 1.**

*Содержание фракций исходных веществ и продуктов гидротермолиза (ГТ).*

| №  | Образец                     | Эксперимент. условия<br>(газовая среда/температура/время) | Содержание фракций, масс. % |     |      |      |      |
|----|-----------------------------|-----------------------------------------------------------|-----------------------------|-----|------|------|------|
|    |                             |                                                           | Г                           | ГБ  | Б    | БМ   | А    |
| 1  | Биота, исходная             | -                                                         | 24.4                        | 5.2 | 6.7  | 40.5 | 23.3 |
| 2  | Биота после ГТ              | Ar/300°C/24 ч                                             | 8.8                         | 3.1 | 11.9 | 33.5 | 42.7 |
| 3  | Богачевская нефть, исходная | -                                                         | 89.4                        | 6.0 | 0.6  | 3.7  | 0.3  |
| 4  | Н-1, исходный               | -                                                         | 82.6                        | 6.6 | 1.4  | 7.3  | 2.1  |
| 5  | Н-1 после ГТ                | Ar/350°C/72 ч                                             | 89.9                        | 5.5 | 1.5  | 3.3  | 0.8  |
| 6  | Н-1 после ГТ                | O <sub>2</sub> /350°C/72 ч                                | 83.9                        | 3.3 | 2.3  | 8.4  | 2.1  |
| 7  | Н-2, исходный               | -                                                         | 90.7                        | 2.4 | 0.9  | 5.8  | 0.1  |
| 8  | Н-2 после ГТ                | Ar/350°C/72 ч                                             | 91.2                        | 4.6 | 1.3  | 2.6  | 0.1  |
| 9  | Н-3, исходный               | -                                                         | 91.2                        | 3.8 | 1.3  | 3.5  | 0.1  |
| 10 | Н-3 после ГТ                | Ar/350°C/72 ч                                             | 89.2                        | 4.4 | 1.3  | 3.8  | 1.3  |

Как видно из таблицы, при гидротермолизе (ГТ) в среде Ar, в основном, происходит увеличение содержания асфальтеновой и гексан-бензолной фракций и уменьшение бензол-метанольной фракции. При ГТ в среде кислорода наблюдается неизменное содержание асфальтенов, уменьшение гексан-бензолной и увеличение бензол-метанольной фракций.

Углеродные изотопно-фракционные характеристики (ИФХ) для образца Н-1, биоты и Богачевской нефти представлены на Рис. 1.

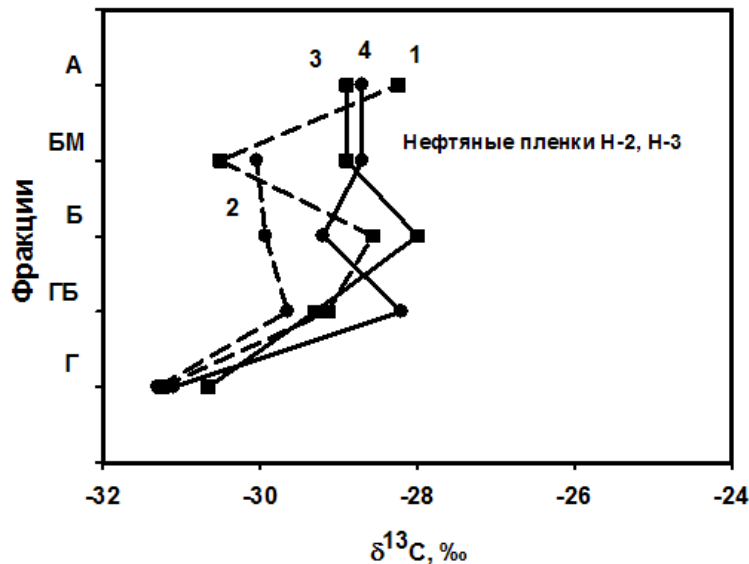


**Рисунок 1.** Изотопно-фракционные кривые биоты, Богачевской нефти и нефтепроявления Н-1: исходные образцы – кривые 1, 2, 4; продукты гидротермолиза – кривые 3 (биота, Ar/350°C/24 ч), 5 (Н-1, среда Ar/350°C/72 ч), 6 (Н-1, среда O<sub>2</sub>/350°C/72 ч).

Было обнаружено, что биота из гидротермального источника, подвергнутая ГТ, имеет изотопно-фракционную характеристику подобную для Богачевской нефти. Это служит доказательством биологического происхождения Богачевской нефти и подтверждает бактериальный источник ее происхождения. Исходный образец Н-1 имеет характерную серповидную форму ИФХ, что говорит о морском сапропелевом происхождении и незрелости нефтепроявления. После ГТ Н-1, свободное пространство которой заполнено аргоном, произошло увеличение  $\delta^{13}\text{C}$  для высокополярных фракций: бензол-метанольной и асфальтеновой. Это обусловлено крекингом соединений этих фракций и отщеплением низкомолекулярных соединений, теряются концевые группировки, гетероатомные структуры и могут переходить из более полярных фракций в менее полярные. Величина  $\delta^{13}\text{C}$  для бензольной фракции уменьшилась. По форме ИФХ для образца Н-1 стала похожа на ИФХ Богачевской нефти. Изотопно-фракционные кривые с обогащенными легким изотопом углерода бензольными фракциями характерны для нефтей конденсатного типа. Подобный эффект может быть вызван конденсацией ароматических структур, входящих в бензольную фракцию и сопровождающейся потерей легкого метана. В случае использования кислорода вместо аргона ИФХ образца Н-1 опять приобрела серповидную форму.

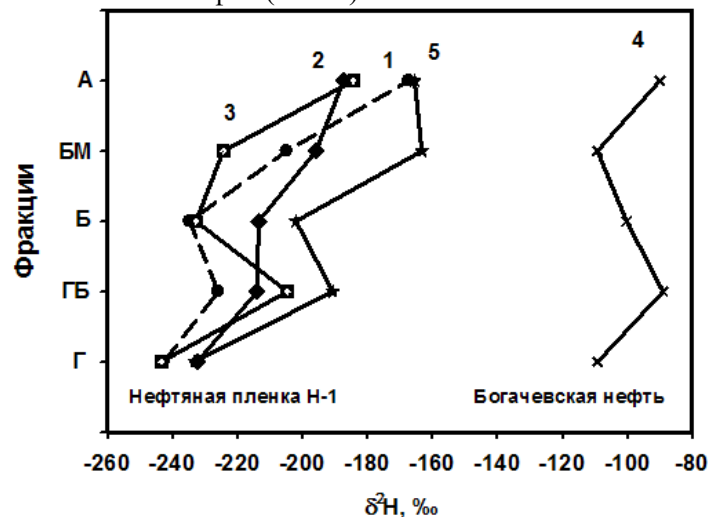
Изотопно-фракционные кривые для нефтепроявлений Н-2, Н-3 отличаются друг от друга (Рис. 2).

При анализе ИФХ исходного образца Н-2 можно сделать вывод о том, что он подвергся термическому воздействию и окислению, что привело к обогащению БМ фракции изотопом <sup>12</sup>C. Произошло повышение значения  $\delta^{13}\text{C}$  для бензольной и асфальтеновой фракций. После гидротермолиза в среде Ar при 350°C в течение 72 ч ИФХ образца Н-3 стала напоминать ИФХ образца Н-1, а ИФХ образца Н-2 стала подобной кривой образца Н-1, полученной при гидротермолизе в среде кислорода. Наибольшие изменения величины  $\delta^{13}\text{C}$  при ГТ произошли в БМ фракции. При этом содержание БМ фракции образца Н-3 после ГТ не изменилось, также как и содержание БМ фракции для образца Н-1 после ГТ в кислородной среде.



**Рисунок 2.** Изотопно-фракционные кривые нефтепроявлений Н-2, Н-3: исходные образцы – кривые 1 (Н-2), 2 (Н-3); продукты гидротермолиза – кривые 3 (Н-2, среда Ar /350°C/72 ч), 4 (Н-3, среда Ar/350°C/72 ч).

Интересные результаты были получены при построении водородной ИФХ для нефтепроявления Н-1 и Богачевской нефти (Рис. 3).



**Рисунок 3.** Изотопно-фракционные кривые нефтепроявления Н-1 и Богачевской нефти: исходные образцы – кривые 1, 4; продукты гидротермолиза – кривые 2 (Н-1, воздух/300°C/24 ч), 3 (Н-1, среда Ar/350°C/72 ч), 5 (Н-1, среда O<sub>2</sub>/350°C/72 ч).

Изотопный состав водорода Богачевской нефти примерно равен -104.6 ‰, что соответствует величине δ<sup>2</sup>H для гидротермальной воды в кальдере Узон. Однако изотопный состав водорода нефтепроявления Н-1, равный δ<sup>2</sup>H=-221.7 ‰, соответствует величине δ<sup>2</sup>H микробиоты. После гидротермолиза в среде Ar при 350°C в течение 72 ч ИФХ образца Н-1 изменилась незначительно. Если убрать точку для бензольной фракции, тогда ИФХ образца Н-1 будет подобной для ИФХ Богачевской нефти. После ГТ в кислородной среде ИФХ образца Н-1 сместилась примерно на +20 ‰. Наибольшее смещение величины δ<sup>2</sup>H наблюдалось также для бензол-метанольной фракции.

## Заключение

Таким образом, проведенные исследования показали, что гидротермолиз нефтепроявлений из кальдеры вулкана Узон при температуре 350°C в течение 72 ч приводит к изменению формы изотопно-фракционных характеристик (ИФХ). Они становятся подобными ИФХ нефти Богачевского месторождения, которое находится на Восточной Камчатке, без доступа окислителя. В случае кислородной среды величина δ<sup>13</sup>C бензольной фракции увеличивается, и форма ИФХ изменяется.



Было показано, что ИФХ углеводородов, полученных из биоты при 350°C, подобны по форме ИФХ для нефти Богачевского месторождения. Поэтому можно сделать вывод о том, что источником образования нефтепроявлений являются микроорганизмы, из которых формируется нефтяное месторождение. Водородные ИФХ для нефтепроявления Н-1 не имеют сходства с нефтью Богачевского месторождения. Однако, наблюдался сдвиг водородной ИФХ в сторону больших значений  $\delta^2\text{H}$ , особенно сильно изменялась величина  $\delta^2\text{H}$  бензол-метанольной фракции.

## Список литературы

1. Бескровный Н.С., Лебедев Б.А., Главатских С.Ф. (1970) Металлы и нефть в гидротермальных растворах кальдеры Узон. *Современные минералообразующие растворы*. Петропавловск-Камчатский, 21–22.
2. Бескровный Н.С., Лобков В.А. (1974) Изотопный состав углерода гидротермальных газов Камчатки. *Доклады АН СССР* **217**(3), 689-692.
3. Бескровный Н.С., Набоко С.И., Главатских С.Ф., Ермакова В.И., Лебедев Б.А., Талиев С.Д. (1971) О нефтеносности гидротермальных систем, связанных с вулканизмом. *Геология и геофизика* **12**(2), 3–13.
4. Бычков А.Ю. (2009) Геохимическая модель строения кальдеры Узон и гидротермальная деятельность. М.: ГЕОС, 124 с.
5. Галимов Э.М. (1973) Изотопы углерода в нефтегазовой геологии. М.: Недра, 384 с.
6. Галимов Э.М. (1981) Природа биологического фракционирования изотопов. М.: Наука, 287 с.
7. Гордадзе Г.Н. (2002) Термолиз органического вещества в нефтегазопроисходительной геохимии. М.: ИГиРГИ, 336с.
8. Карпов Г.А. (1988) Современные гидротермы и ртутно-сурьмяно-мышьяковое оруднение. М.:Наука, 183 с.
9. Меленевский В.Н. (2012) Моделирование катагенетического преобразования органического вещества рифейского аргиллита в условиях аквапиролиза (биомаркерные аспекты проблемы). *Геохимия* №8, 470-482.
10. Темянюк М.Б., Кудрявцева Е.И., Соловьева И.Л., Клиндухов В.П., Бескровный Н.С. (1990) Состав ароматических углеводородов в нефтях Восточной Камчатки. *Геохимия* № 6, 790-796.
11. Фрид А.М., Банникова Л.А. (1990) Влияние термического и окислительного воздействия на изотопный состав углерода фракций органического вещества (по экспериментальным данным). *Геохимия* № 6, 771-782.
12. Chung H.M., Brand S.W., Grizzel P.L. (1981) Carbon isotope geochemistry of Paleozoic oils from Big Horn Basin. *Geochim.Cosmochim.Acta* **45**(10), 1803-1815.
13. Evans R.J., Felbeck Jr. (1983) High temperature simulation of petroleum formation – I. The pyrolysis of Green River Shale. *Organic.Geochem.* **4**(3-4), 135-144.
14. Lewan M.D. (1983) Effects of thermal maturation on stable organic carbon isotopes as determined by hydrous pyrolysis of Woodford Shale. *Geochim.Cosmochim.Acta* **47**(8), 1471-1479.
15. Москва,1976 год. с120.

## ГЕОДИНАМИКА ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

*Филиппов Ю.Ф. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. академика А.А.Трофимука)*

Недостаточная изученность домезозойских комплексов в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), обусловленная значительной их погруженностью под мощным чехлом, а также сложность тектонической позиции территории (зона сочленения разновозрастных складчатых сооружений и окраинных частей платформы) предопределили широкий спектр возможных сценариев тектонического развития региона. Полученные в последние годы новые геолого-геофизические данные, позволяют предложить модель, которая в той или иной степени объясняет имеющиеся на сегодня факты.

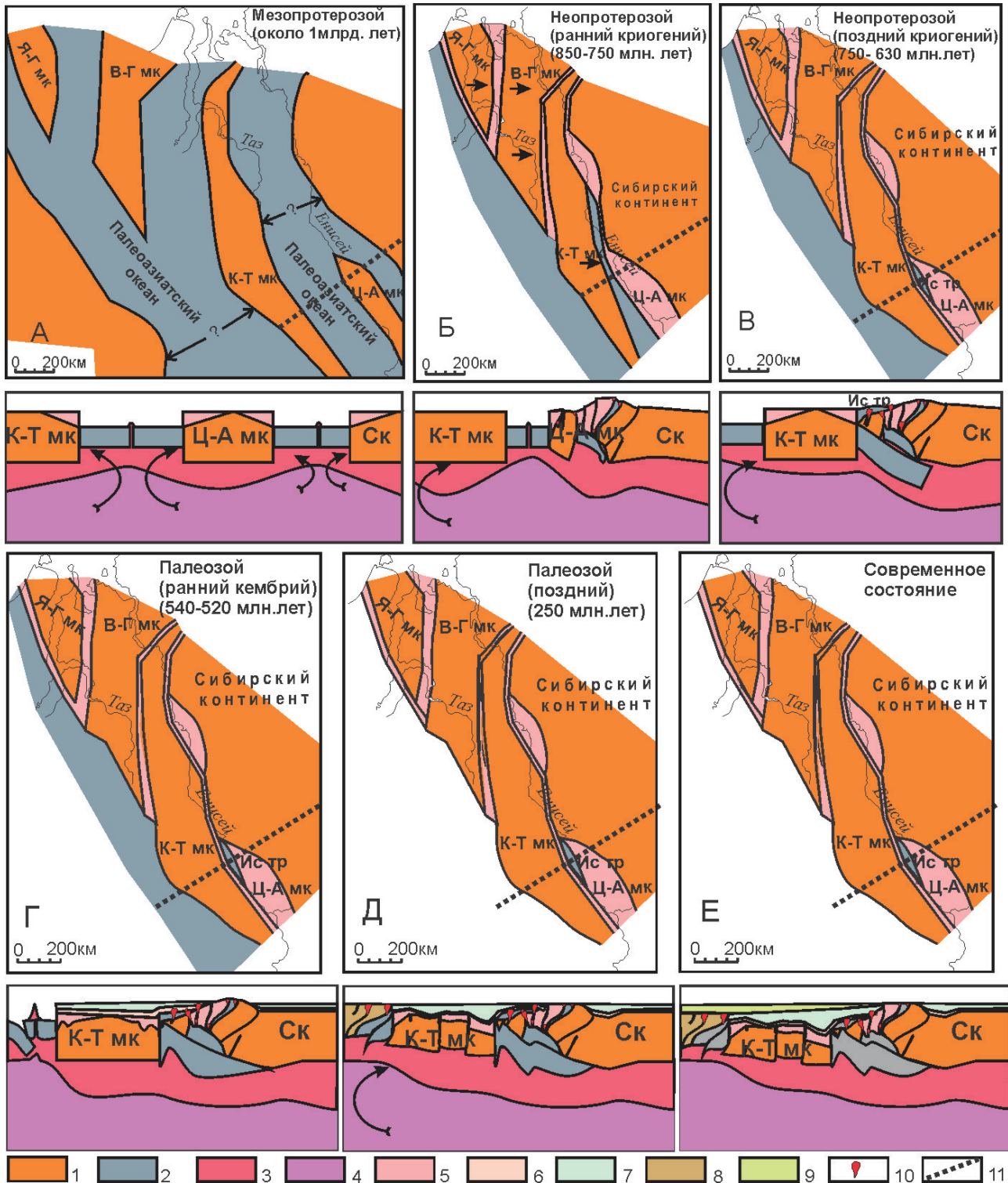
В конце мезопротерозоя – начале неопротерозоя западнее Енисейского кряжа в результате начавшихся процессов разрыва континентальной коры суперконтинента Родинии и отделения Касско-Туруханского и Центрально-Ангарского микроконтинентов в промежуточной зоне сформировались типичные океаническая кора и системы островных дуг (Рис. 1А, положение микроконтинентов показано условно, поскольку последние палеомагнитные данные [1] говорят о значительном удалении Центрально-Ангарского микроконтинента от Восточно-Ангарской части кряжа). В это время на пассивных окраинах раздвигающихся континентальных масс формировались мощные клинья глубоководных и мелкоководных карбонатно-терригенно-вулканогенных осадков турбидитового типа (сухопитская серия и ее аналоги).

Трактовка фундамента Предъенисейского бассейна в качестве подобного микроконтинента подтверждается и данными двухмерной сейсмотомографии [2]. Кроме того, изучение специалистами ИГГ УрО РАН вулcano - плутонического комплекса, вскрытого скважинами на Тыньярской площади (восток ХМАО) показало весьма вероятное наличие там палеопротерозойского (около 2 млрд. лет) сиалического фундамента, который по мнению авторов представляет собой «край Сибирской платформы, утоненный при позднепротерозойско-раннепалеозойском рифтогенезе и растяжении» [3].

В середине неопротерозоя происходит сближение Центрально-Ангарского микроконтинента и Сибирского кратона. В результате коллизии на рубеже около 850-750 млн. лет (более точные оценки у разных авторов отличаются) сооружения Енисейского кряжа превратились в покровно-складчатые (Центрально-Ангарский террейн) (Рис. 1Б).

После повторной обдукции Касско-Туруханского микроконтинента в предвендское время (700-630 млн.л) океанические и островодужные офиолиты были надвинуты на западную окраину континента (Исаковский террейн на западе Енисейского кряжа [4-6]), дислоцированы и метаморфизованы (Рис. 1В). Окраинные неопротерозойские комплексы Сибирской платформы и прилегающего микроконтинента сближены в пространстве, а на месте закрывшегося окраинного моря сформировалась субвертикальная сутурная зона, которая подтверждается геофизическими данными. С этого возрастного рубежа западная граница Сибирского кратона уже совпадает с западной границей причленившегося к нему Касско-Туруханского микроконтинента, ограничиваясь на западе Палеоазиатским океаном, формируется терригенно-карбонатный (а местами эвапоритовый) плитный комплекс перекрывающий Касско-Туруханский микроконтинент (Предъенисейский осадочный бассейн) и частично складчатые комплексы Енисейского кряжа и Туруханского выступа (Рис. 1Г).

К западу от Касско-Туруханского микроконтинента преобладали глубоководные океанические обстановки осадконакопления, соответствующие активным частям задуговых бассейнов. Остатки подобных образований вскрыты бурением, в частности, на Вездеходной площади, а также на чачанской, ярской, карбинской, няргинской, западной, корбыльской площадях. Еще южнее подобные венд-кембрийские и ордовикские комплексы распространены в пределах Кузнецко-Алатауской вулканической зоны [6 и др.], которая является одной из ветвей глобальной Центрально-Азиатской вулканической области. Вероятнее всего, в раннем кембрии на этих территориях, окаймляющих с



**Рисунок 1.** Схема геодинамического развития Предъенисейского осадочного бассейна

Условные обозначения: 1-кратоны и микроконтиненты: Ск - сибирский континент, Я-Г - ямало-гыданский, В-Г - восточно-гыданский, К-Т - касско-туруханский, Ц-А - центрально-ангарский; Ис тр - исаковский террейр; 2-океаническая кора; 3-литосферная мантия; 4-астеносферная мантия; осадочные комплексы: 5- мезопротерозоя, 6-вендские, 7-кембрийские, 8-палеозойские; 9-мезозойские; 10-синколлизонные и постколлизонные интрузивные образования; 11-линии приведенных разрезов.

запада пассивные шельфовые окраины Сибирского кратона (Предъенисейский бассейн на севере и Енисейский шельф [7], как вероятное его продолжение, на юге) была развита единая система вулканических дуг и задуговых бассейнов с формированием глубоководных вулканогенно-терригенных осадочных комплексов и развитием мощного, контрастного по составу вулканизма.

Следы периодической и разнообразной вулканической деятельности прослеживаются и более северных частях – районе скважин Восток-1, 3 и 4, где в карбонатных толщах на разных стратиграфических уровнях кембрия встречаются продукты золотого разноса вулканического пепла [8].

В позднекаледонское время тектоническая активность прилегающих с запада и юга Томь-Кольванской и Алтае-Саянской складчатых зон, сказалась на некоторой структурной перестройке плитного комплекса в бассейне и привела к деформациям подсолевых комплексов (Рис. 1Д). Это, в свою очередь, повлекло проявление соляного тектогенеза в нижнекембрийской части разреза, выразившееся в образовании узких вытянутых валообразных поднятий северо-западной ориентировки, хорошо фиксируемых на сейсмических разрезах. Кроме того, эти процессы, вероятно, привели к вторичным преобразованиям более ранних (кембрийских) вулканитов и, как следствие, омоложением абсолютных датировок.

На рубеже позднего карбона - раннего триаса начались процессы, связанные с закрытием на западе Палеоазиатского океана (герцинский диастрофизм). Территория Енисейского кряжа развивается, в связи с этим, как рамповое сводовое поднятие - по субвертикальным зонам разломов он воздымается в условиях сжатия. Процессы эрозии частично уничтожили здесь палеозойские, вендские образования и верхнюю часть разреза рифейских складчатых отложений вместе с офиолитовыми аллохтонами.

На рубеже раннего триаса, в результате растягивающих напряжений в Предъенисейской зоне, как и всей Западной Сибири, закладывается система грабен-рифтов, наследующая ослабленные байкальские сутурные зоны. В течение мезозоя и кайнозоя Енисейский кряж и прилегающие части Сибирской платформы продолжали развиваться в режиме воздымания, а западная часть (ЗСП) - в режиме погружения (Рис. 1Е). На этой погруженной территории и западнее, на складчатых сооружениях, возникших на месте замкнувшегося Палеоазиатского океана, формируется мезозойско-кайнозойский чехольный (плитный) комплекс. На востоке он выклинивается вблизи складчатых сооружений Енисейского кряжа, частично перекрывая их, а западнее перекрывает древний (верхнедокембрийский-нижнепалеозойский) чехол, аналогичный таковому Сибирской платформы.

Резюмируя, можно сказать, что основные закономерности строения восточной части рассматриваемой территории ЗСП (Предъенисейский осадочный бассейн) достаточно логично вписываются в рамки геологической модели, рассматривающей неопротерозойско-палеозойский комплекс в качестве чехольных образований выделенного здесь Касско-Туруханского микроконтинента (жесткого массива), в результате коллизионных процессов консолидировавшегося в криогении с краевыми частями Сибирской платформы и на рубеже позднего неопротерозоя развивавшихся уже как единая структура. В такой трактовке западные районы бассейна принадлежали в кембрии к активной окраине материка и располагались в пределах задугового (окраинного) бассейна, который на востоке в тыльной своей части переходил в эпиплатформенный бассейн с корой континентального типа. Нахождение этого жесткого блока в зоне сочленения различных тектонических областей (от складчатых на западе и юго-западе до субплатформенных на востоке) предопределило дальнейшую историю его развития, выразившуюся в дифференцированных вертикальных движениях, специфической дислоцированности палеозойского чехла и интрузивной деятельности.

## Список литературы

1. Верниковский В.А., Метелкин Д.В., Верниковская А.Е., Матушкин Н.Ю., Казанский А.Ю., Кадильников П.И., Романова И.В., Вингейт М.Т.Д., Ларионов А.Н., Родионов Н.В. Неопротерозойская тектоническая структура Енисейского кряжа и формирование западной окраины Сибирского кратона на основе новых геологических, палеомагнитных и геохронологических данных // Геология и геофизика. - 2016. - Т.57(1). - С.63—90.
2. Сурков В.С., Коробейников В.П., Крылов С.В., Гришин М.П., Краевский Б.Г., Ларичев А.И. Геодинамические и седиментационные условия формирования рифейских нефтегазоносных



- комплексов на западной окраине Сибирского палеоконтинента // Геология и геофизика. - 1996. – Т.37(8). - С.154-165.
3. Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л., Хиллер В.В., Родионов Н.В., Лепихина О.П. Первые сведения о раннепротерозойском сиалическом фундаменте на востоке Западно-Сибирской платформы (результаты исследования Тынъярского риолит-гранитного массива) // Геология и геофизика. - 2012. – Т.53(10). - С.1304-1321.
4. Vernikovskiy V.A., Vernikovskaya A.E., Kotov A.B., Sal'nikova E.B., Kovach V.P. Neoproterozoic accretionary and collisional events on the western margin of the Siberian craton: new geological and geochronological evidence from the Yenisey Ridge // Tectonophysics. – 2003. - V.375. - P.147—168.
5. Верниковский В.А., Верниковская А.Е., Ножкин А.Д., Пономарчук В.А. Рифейские офиолиты Исаковского пояса Енисейский кряж // Геология и геофизика. - 1994. – Т.35(7-8). - С.169-181.
6. Верниковский В.А., Казанский А.Ю., Матушкин Н.Ю., Метелкин Д.В., Советов Ю.К. Геодинамическая эволюция складчатого обрамления и западная граница Сибирского кратона в неопротерозое: геолого-структурные, седиментологические, геохронологические и палеомагнитные данные // Геология и геофизика, - 2009. – Т.50(4), - С. 502-519
7. Волков В.В. Нижнепалеозойский вулканизм Центральной Азии. -Новосибирск: «Наука», 1986. - 193 с.
8. Сараев С.В., Филиппов Ю.Ф. Доюрские магматические комплексы Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2015. XI Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 13-25 апреля 2015 г.): Междунар. науч. конф. "Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология" - Сб. материалов в 3 т. - Новосибирск: СГУГиТ, - 2015. - Т.1. - С.145-149.

## ДИНАМИКА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОМ ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

*Филиппов Ю.Ф.\* (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН),  
Бурштейн Л.М. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)*

В последние годы, благодаря масштабным геолого-геофизическим работам, подтверждены предположения о развитии на левобережье Енисея под мезозойско-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской геосинеклизы осадочного верхнедокембрийско-палеозойского субплатформенного комплекса пород, образующих Предъенисейский осадочный бассейн [1-4]. Одним из важных моментов при оценке его потенциальной нефтегазоносности является вопрос наличия потенциальных нефтематеринских толщ, а также условий генерации и сохранности возможных залежей углеводородов.

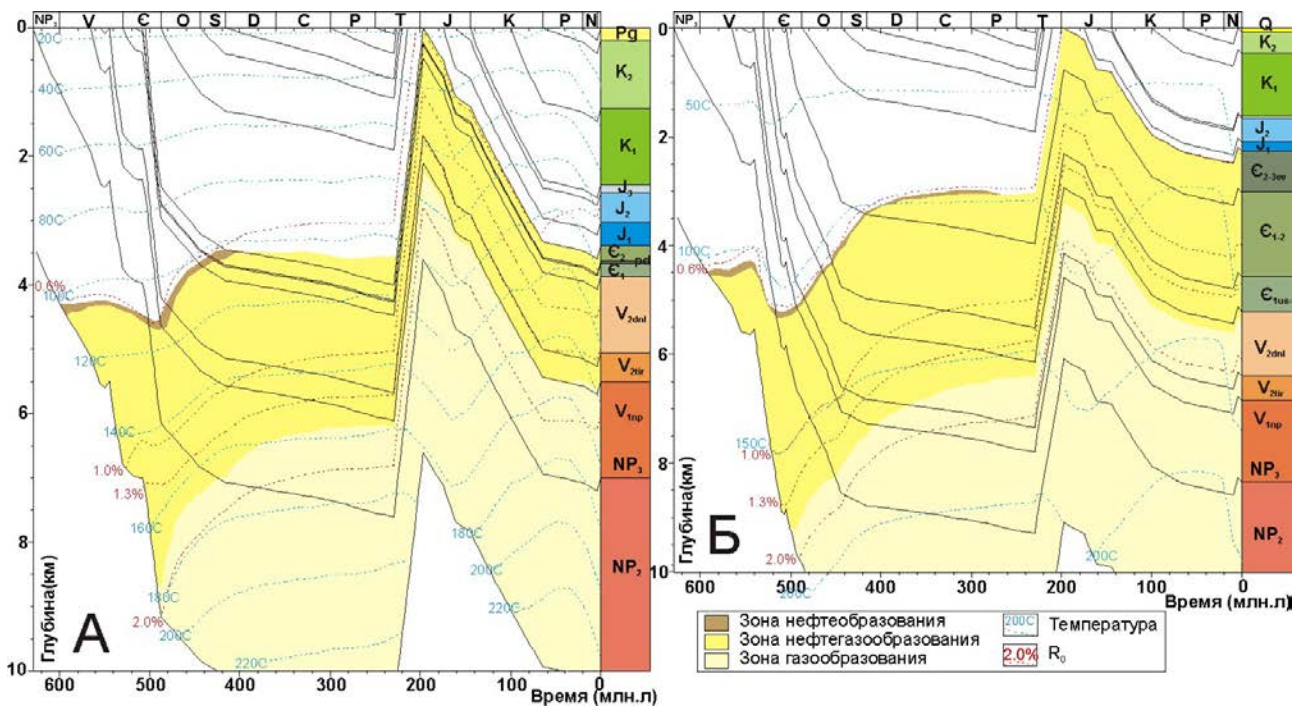
По современным представлениям стратиграфических уровней, на которых располагаются основные генераторы углеводородов в Предъенисейском бассейне, было, как минимум, два [5-8]. Наличие в верхнем венде и кембрии аллохтонных битумоидов разных биогеохимических подгрупп [6-8] подтверждает, что образование УВ происходило в разных источниках. Одним из них могли быть осадочные породы докембрия (в составе нефтидов скв.Лемок-1 идентифицированы 12- и 13-монометилкаланы, которые ранее установлены только в докембрийских и нижнекембрийских нефтях Сибирской платформы и Омана [6]). Другим – пайдугинская свита, аналог куонамской формации кембрия Сибирской платформы.

Согласно выполненным палеогеодинамическим реконструкциям бассейна [9], наиболее древними комплексами в составе слабодислоцированного (субплатформенного) осадочного чехла бассейна должны быть толщи моложе среднего неопротерозоя. Мощных осадков этого возраста с высоким нефтегенерационным потенциалом в прилегающих районах Сибирской платформы и Енисейского кряжа пока не найдено. Тем не менее, не исключен вариант присутствия в глубоких частях разреза более древних (рифейских) черносланцевых толщ, аналогичных таковым на Енисейском кряже и в прилегающих районах Сибирской платформы, большой нефтегазогенерационный потенциал которых получил подтверждение [10 и др.]. Об этом, в частности, свидетельствуют геохимические исследования нефтидов.

Другой нефтепроизводящей толщей в Предъенисейском осадочном бассейне могли быть пайдугинская и чурбигинская свиты нижнего-среднего кембрия. Для пайдугинской свиты характерны максимальные для кембрийского разреза концентрации органического углерода ( $C_{орг}$ ) - от 0,7 до 2,2 % на породу [7-8]. Ее неполная мощность в разрезе скв. Восток-1 составляет около 120 м. Чурбигинская свита (более 200 м) в среднем менее обогащена органическим углеродом (0,04-0,3 %, в редких тонких прослоях до 8 %).

Для воссоздания динамики процессов нефтидогенеза целесообразно-выполнить палеорекострукции осадконакопления и погружений, термальной истории и реализации нефтегазогенерационного потенциала нефтематеринских пород. Попытка такого одномерного моделирования по нескольким разрезам впервые для Предъенисейского бассейна представлена в настоящей работе. Моделирование выполнялось с использованием программного комплекса TEMIS (Veicir Franlab). Анализ состава и мощностей сейсмостратиграфических комплексов, выделенных на разрезах МОГТ, косвенная региональная оценка вероятного наличия и мощности средне- и верхнепалеозойских толщ, времени и масштабов денудации позволили получить динамические модели погружений для разрезов различных районов. Графические представления двух таких реконструкций приведены на рисунке 1.

В условиях преимущественно карбонатного разреза и, как следствие, отсутствия возможности прямых замеров  $R_0$  оценка зрелости ОВ проводилась люминесцентно-битуминологическим методом и методом Rock-Eval в ИНГГ СО РАН (лаборатория А.Н. Фомина). В условиях низких содержаний  $C_{орг}$  (десятиные доли % в целом по разрезу, за исключением райгинско-пайдугинской толщи и редких глинистых прослоев, где средние значения превышают 1%) и наличия аллохтонной примеси, к

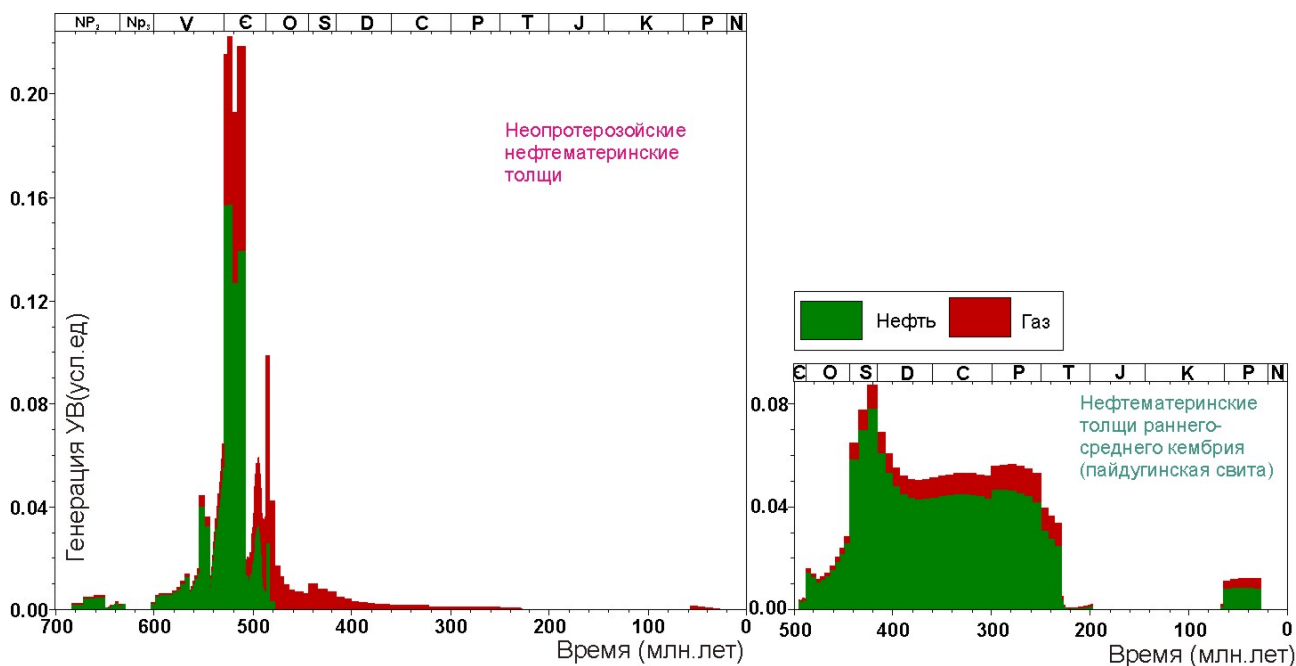


**Рисунок 1.** Графики погружений осадочных комплексов, температур, зрелости *ОВ* и зон нефтегазообразования по результатам моделирования для различных районов бассейна: А) скв. Восток-3; Б) скв. Восток-4

значениям выхода новообразованных углеводородов (пик  $S_2$ ) и оценкам  $T_{max}$  нужно относиться осторожно. Тем не менее, как элементный состав керогена, так и данные пиролиза свидетельствуют о полноте реализации нефтегенерационного потенциала в большей части венд-кембрийских толщ [6-8]. Модельная палеотемпературная и катагенетическая (расчетные значения  $R_0$ ) зональность, а также выделенные по известным соотношениям зоны генерации нефти и газа, показаны на рисунке 1.

Из графика можно видеть, что в западной части бассейна (скв. Восток-3) процесс генерации нефти мог продолжаться с венда (для рифейских нефтематеринских толщ) до девона (для среднекембрийских) на глубинах около 4 км. В восточных частях для эвенкийского уровня он мог продолжаться до перми. В процессе дальнейших вертикальных движений и катагенетических преобразований *ОВ* кембрийских и верхневендских толщ на западе бассейна оказалось в промежуточной зоне нефтегазообразования (конденсат и жирный газ), а нижневендские и рифейские - в глубинной зоне сухого газа (рифейские уже с кембрия-ордовика). В восточной части все докембрийские отложения находились в глубинной зоне генерации сухого газа начиная с силура и заканчивая триасовым временем, а в зоне смешанного нефтегазообразования остались только кембрийские комплексы.

Для получения более наглядной картины процессов генерации *УВ* были выполнены модельные расчеты для двух потенциально нефтематеринских толщ - рифейской и пайдугинской (нижний-средний кембрий) в районе скв. Восток-3. При этом надо иметь ввиду, что имеющиеся на сегодня данные не позволяют корректно выполнить точные оценки объема генерированных *УВ*. В модель были заложены условные (исходя из внешних аналогий) первичные параметры. Соответственно, оценка масштабов генерации может быть представлена только в условных единицах. На рисунке 2 представлены графики интенсивности процессов генерации в этих толщах с дифференциацией по фазовому составу. Видно, что основной пик генерации *УВ* для рифейских толщ (при наличии в них нефтематеринских пород) должен начаться с венда и закончиться к ордовику (нефть) и мезозою (газ). Для пайдугинской толщи процесс нефтегазообразования мог начаться с ордовика и протекать вплоть до триаса, когда началась глобальная перестройка во время пфальцской фазы герцинского тектонического цикла. Кроме того, небольшой вторичный пик нефтегазообразования отмечается для этого уровня уже в мелу и палеогене.



**Рисунок 2.** Графики генерации УВ потенциально нефтематеринских толщ по результатам моделирования в скв. Восток-3

Возможно, именно этот факт и отвечает на вопрос о фиксируемом сосуществовании в изученных разрезах нафтидов различного генезиса и различной степени вторичной преобразованности - как доведенных до стадии антраксолитов, так и битумоидов, содержащих мигрантспособные углеводороды. Судя по приведенной модели, первые – продукты метаморфизма раннее образованных нафтидов, вторые – продукты поздних стадий катагенеза как оставшегося первичного рассеянного ОВ, так и тяжелых компонентов нафтидов, образованных в процессе фазовой дифференциации. Из этого можно сделать вывод о типах потенциальных залежей в бассейне: во-первых, это могут быть остаточные залежи тяжелых смолистых нефтей, и во-вторых, конденсатного и сухого газа.

В заключении отметим, что значительные объемы генерированных УВ (особенно докембрийских) могли быть подвергнуты не только значительному метаморфизму, но и масштабной деструкции в триасовое время, когда амплитуда вертикальных движений достигала 4 км, и большая часть палеозойского разреза (а в некоторых районах включая весь кембрий) была денудирована. Находящиеся восточнее благоприятные зоны для нефтегазоаккумуляции (резервуары в рифогенных карбонатах) могли сыграть свою положительную роль только при наличии более древних (довендских?) нефтематеринских толщ. Поскольку этот вопрос на сегодня не решен, выполнить корректно количественную оценку масштабов нефтегазообразования в бассейне затруднительно.

## Список литературы

1. Конторович А.Э., Конторович В.А., Филиппов Ю.Ф. и др. Предъенисейская нефтегазоносная провинция - новый перспективный объект поисков нефти и газа в Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. - № 5–6. – С. 9-23.
2. Филиппов Ю.Ф., Сараев С.В., Коровников И.В. Стратиграфия и корреляция кембрийских отложений Предъенисейского осадочного бассейна Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2014. - Т. 55. - №5-6. – С. 891-905.
3. Гражданкин Д.В., Конторович А.Э., Конторович В.А. и др. Венд Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и геофизика. – 2015. - Т. 56. - №4. – С. 718-734.
4. Филиппов Ю.Ф. Сейсмогеологическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предъенисейского осадочного бассейна на востоке Западной Сибири. // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2014. X Междунар. науч. Конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых.



- Геозкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 8-18 апр. 2014 г. – Новосибирск: СГГА, 2014. - Т. 1. - С. 176-181.
5. Филиппов Ю.Ф. Перспективы нефтегазоносности Предъенисейского осадочного бассейна // Геология нефти и газа. - 2016. - №6. – С. 35-45.
  6. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Нафтиды кембрия Предъенисейской субпровинции // Геология нефти и газа. - 2011. - Т. 52. - №5. – С. 73-77.
  7. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Сараев С.В. и др. Геохимия органического вещества кембрия Предъенисейской субпровинции Сибири (по результатам бурения скважин Восток-1 и Восток-3) // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - №6. – С. 737-750.
  8. Конторович А.Э., Костырева Е.А. Сараев С.В. и др. Литология и органическая геохимия венда Предъенисейской субпровинции (по результатам бурения скв. Восток-3) // Геология и геофизика. - 2011. - Т. 52. - №9. – С. 1213-1221.
  9. Филиппов Ю.Ф. Геодинамическая эволюция Предъенисейского осадочного бассейна на юго-востоке Западной Сибири // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2016. XII Междунар. науч. конгр.: Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геозкология»: сб. материалов в 4 т., Новосибирск, 18-22 апр. 2016 г. - Новосибирск: СГУГиТ, 2016. –Т. 1. – С. 150-155.
  10. Конторович А.Э., Изосимова А.Н., Конторович А.А. и др. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Геология и геофизика. - 1996. - Т. 52. - № 8. - С. 166-195.

## ВЗАИМОСВЯЗЬ ПРИРОДНОГО ГЕЛИЯ И ГАЛОГЕННЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

*Франчук А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Коротков С.Б. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Семенова Е.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

В настоящее время в России, в связи с началом масштабного освоения крупных газовых месторождений в Восточной Сибири, проявляется повышенный интерес к вопросам извлечения и средне-долгосрочного хранения гелия в форме метан-гелиевого концентрата.

Продуктивный венд-кембрийский комплекс месторождений Восточной Сибири, характеризующийся высокой концентрацией этого уникального газа, представляет своего рода «гелиевое эльдорадо» для нашей страны. Одновременно, это создает дополнительные научно-технические и финансовые проблемы для газодобывающих компаний. Колоссальные запасы, законодательное требование обязательного извлечения и коммерческие задачи рентабельного сбыта в условиях ограниченного потребительского рынка предопределяют острую потребность в создании надежных подземных хранилищ гелиевого концентрата. Самую большую сложность в решении этой задачи составляет фантастическая проникающая способность этого инертного газа, сравнимая лишь с водородом. Подавляющее большинство природных покрышек залежей углеводородов способны удержать этот газ лишь в течение нескольких лет или даже месяцев.

Данная статья явилась результатом практических научно-исследовательских работ авторов по определению геолого-петрофизической надежности изолирующих толщ для выбора подходящих структур и обустройства в них долговременных подземных хранилищ гелиевого концентрата. В ходе работ были использованы данные геофизических исследований и испытаний скважин, результаты гелиевых съемок, петрофизические исследования керна, фондовые и балансовые материалы. В результате исследований были выявлены некоторые интересные особенности природных гелийсодержащих углеводородных систем, но вместе с тем, были встречены новые загадки, обсуждение которых предлагается в конце данной статьи.

Как известно, гелий является бесцветным инертным одноатомным газом. Он не имеет запаха, вкуса и не вступает в химическую реакцию ни с одним химическим элементом (лишь только спектральными методами была доказана возможность образования соединений гелия с атомом ртути; также есть информация о недавнем успешном синтезе водородных гидратов, что дает основание предполагать теоретическую возможность синтеза гелиевого гидрата в лабораторных условиях). Его инертность обусловлена насыщенностью внешней электронной оболочки, предельно замкнутой и максимально прочной [1].

Благодаря своим уникальным свойствам гелий широко используется в различных областях науки и техники.

По распространенности гелий – второй после водорода элемент во Вселенной. Но на Земле этого вещества относительно немного. Здесь он содержится в атмосфере, гидросфере и литосфере. Гелий, содержащийся в литосфере, присутствует в природных газах, в горючих рудных газах, в газах минеральных источников и вулканических газах, в некоторых минералах.

Американский геолог Дж. Шерборн Роджерс после обзора распространения месторождений гелия и обсуждения различных возможностей происхождения гелия останавливается на двух теориях, как на наиболее вероятных и подтверждаемых наибольшим количеством фактических данных [2]. Согласно первой теории, гелий появляется благодаря наличию запасов урана и тория в пластах неподалеку от горизонтов, в которых заключены гелиеносные газы. (По подсчетам Роджерса каждый кубический километр горных пород выделяет 3 л гелия в год). По второй теории, источники гелия залегают на больших глубинах в земной коре, где он накопился на ранних стадиях жизни нашей планеты.

Роджерс отмечает аргументы, говорящие как в пользу первой из вышеупомянутых теорий, так и противоречащие ей. Но, не смотря на присутствие последних, он отдает предпочтение именно теории происхождения гелия из радиоактивных запасов урана и тория.

Так как до сих пор нет убедительных доказательств в пользу какой либо одной из гипотез, лежащих в основе упомянутых теорий, вопрос о происхождении гелия в природных газах до конца не решен [2]. Однако сейчас ученые склоняются к идее образования гелия в результате процесса радиоактивного распада элементов ураноториевого ряда в основных породах [1]. В действительности большое количество гелия в гелийсодержащих минералах встречается сравнительно редко [2]. Иначе обстоит дело с такими распространенными минералами как циркон, титанит, апатит, содержащими радиоактивные элементы. Эти минералы образовывались в магматических породах, например в гранитах, а затем попадали в осадочные породы. Из отдельных зерен минерала, содержащего радиоактивные элементы в виде примесей, освобождались ничтожные количества гелия. Гелий мигрировал к поверхности Земли и собирался в течение геологических эпох в петрографически подходящих пластах. Размеры таких пластов и содержание гелия в них зависят от интенсивности образования и притока гелия из подстилающих пород, от способности пластов насыщаться гелием, а так же от сравнительной непроницаемости для гелия перекрывающих гелиеносные пласты пород.

Гелий имеет весьма маленький диаметр молекулы, за счет чего обладает поразительной способностью быстро проникать в мельчайшие поры и трещины, сквозь тонкие перегородки из некоторых органических полимеров, фарфора, кварцевого и боросиликатного стекла. Гелий способен проникать даже через металлы. Полностью непроницаемы для него лишь некоторые металлы платиновой группы [3]. В связи с этим его свойством, в природе скоплений чистого гелия в недрах не образуется. Крайне высокая проницаемость и полная химическая инертность гелия в естественных условиях недр исключают возможность значительных накоплений на локальных участках. Фактически наблюдаемые парциальные упругости гелия в пластовых флюидах в основном не превышают 0,1 МПа, т.е. они, как правило, существенно ниже величин пластовых давлений, поэтому гелий в свободную фазу выделяется только вместе с другим газом-носителем. Гелий концентрируется в природных газах, в меньшем количестве в нефтях [1].

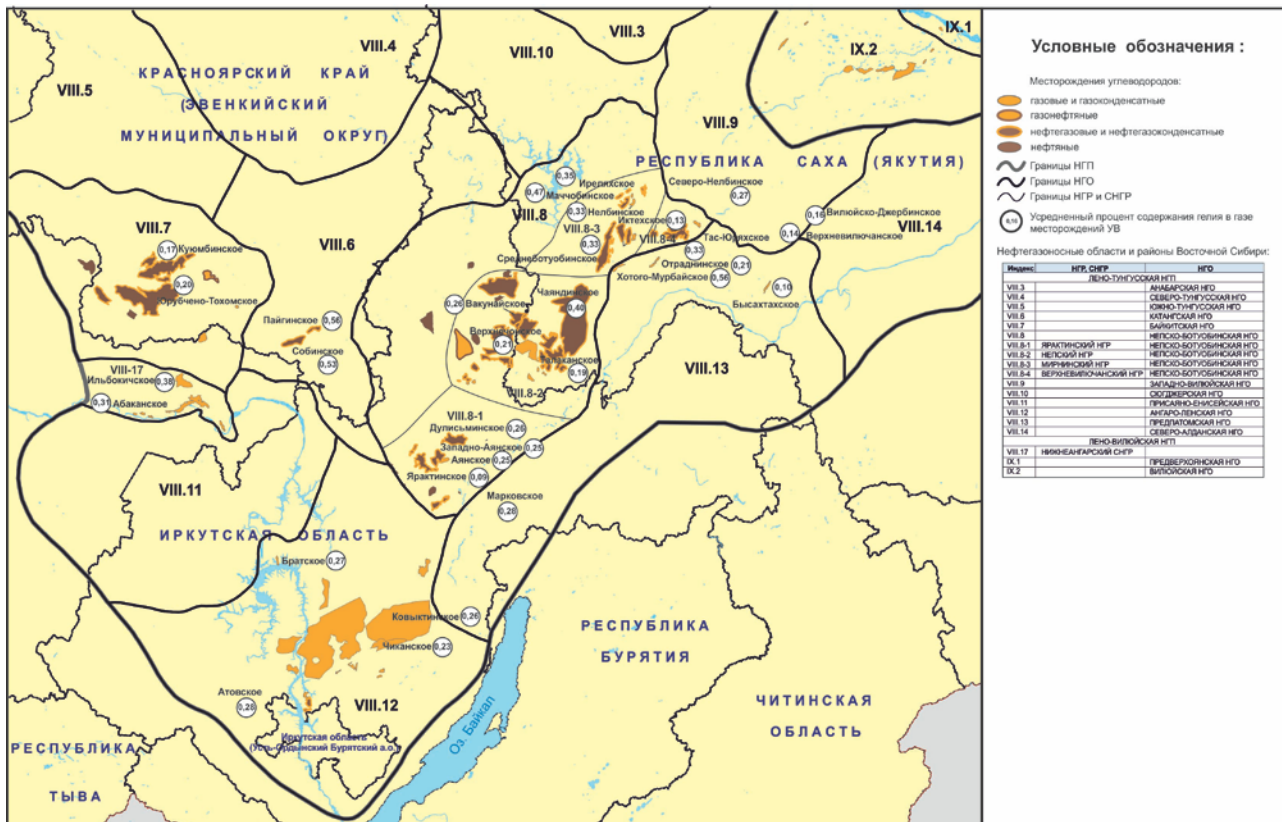
Восточно-Сибирские регионы газодобычи, расположенные в Красноярском Крае, Иркутской области и Юго-Западной части Республики Саха (Якутия), являются богатейшими в России и Море по содержанию гелия в природном газе. Здесь, на сегодняшний день, существует 31 гелийсодержащее месторождение. Часть из них с крупнейшими (> 200 млн м<sup>3</sup>) и даже уникальными (>2 млрд м<sup>3</sup>) балансовыми запасами гелия (ABC1+C2) с гелиесодержанием 0,11 - 0,67%. Общие запасы гелия в данном регионе (ABC1) составляют более 11 млрд м<sup>3</sup>.

Основными гелийсодержащими месторождениями Восточной Сибири являются: в Красноярском Крае - Юрубчено-Тохомское, Собинское; в Иркутской области - Ковыктинское, Дулисьминское.; в Республике Саха (Якутия) – Чаяндинское, Среднеботуобинское, Тас-Юряхское, Верхневилучанское (Рисунок 1).

Основной тектонической структурой региона является древняя Сибирская платформа. В пределах юга этой платформы выявлена крупнейшая по уже подготовленным к освоению запасам и прогнозируемым ресурсам газогелиевая провинция и ей нет аналога в пределах всего евроазиатского континент [4].

Важно подчеркнуть также, что в отличие от американских и европейских месторождений, чья сырьевая база в значительной мере исчерпана, Восточно-Сибирская практически не начала осваиваться и ее промышленные запасы продолжают пополняться.

Для изучения особенностей строения осадочной толщи Восточно-Сибирского региона в районах существующей и перспективной газодобычи с целью исследования надежности флюидоупоров в местах возможного обустройства подземных долговременных хранилищ гелий-метанового концентрата, были составлены сводные литолого-стратиграфические схемы соответствующих кластеров газодобычи.



**Рисунок 1.** Схема районирования месторождений Восточной Сибири по содержанию гелия (с использованием материалов ФБУ ВНИГНИ).

Осадочный чехол в этих нефтегазоносных областях представлен терригенными средне-верхнерифейскими, вендскими, а также терригенно-карбонатно-соленосными кембрийскими породами. Также присутствуют карбонатно-терригенные ордовикские, терригенные силурийские, карбонатно-терригенные, местами галогенные девонские, терригенные (с прослоями углей) каменноугольно-пермские, туфогенные и туфогенно-осадочные триасовые, терригенные (с прослоями углей) юрские отложения и породы четвертичного возраста [5]. Основными стратиграфическими подразделениями указанных систем являются местные свиты, часто имеющие разные наименования, но коррелируемые между собой соответственно возрасту [6]. Промышленная нефтегазоносность на Сибирской платформе связана с отложениями рифей-венд-кембрийского комплекса.

Общеизвестно, что в процессах формирования и сохранения скоплений природного газа существенную роль играют экранирующие породы - покрышки. Вместе с тем, эта «аксиома» является, как кажется, настолько «очевидной», что в ходе поисков, разведки и доразведки газовых, и, еще в большей степени, нефтяных залежей исследования петрофизических, геофизических и геолого-структурных свойств флюидоупорных толщ практически не проводятся. Специальных геофизических исследований или методов испытаний скважин, ориентированных на изучение строения суброгизонтальных флюидоупоров непосредственно в пласте не существует вовсе. Если же газ является гелиенасыщенным, то, в связи с уникальной проникающей способностью гелия, отмеченной выше, к герметичности покрышек необходимо проявлять серьезный интерес. Для геолого-технологической оценки залежи на предмет возможности создания в ней долгосрочного хранилища гелия, необходимо определение количественных и качественных критериев ее герметичности.

Наибольший практический интерес представляют галогенно-карбонатные и карбонатно-галогенные экранирующие горизонты. Каменная соль является слабо-проницаемой породой для гелия. Об этом говорят многие ее свойства, такие как пластичность, высокая плотность, низкая гидравлическая проводимость, очень малая пористость, а так же низкий коэффициент диффузии гелия.



Для анализа информации и составления общей картины распространения пластов каменной соли на территории Восточно-Сибирского региона был собран фактический материал ГИС по основным гелийсодержащим месторождениям района, принадлежащим Группе Газпром. Во время интерпретации данных ГИС, соль выделялась во всем интервале глубин, охваченных геофизическими исследованиями.

На каротажных кривых было отмечено повсеместное сильное расчленение соленосного интервала на отдельные пропластки соли, чередующиеся с карбонатными и аргиллитными прослоями. Для упрощения модели, пласты и пропластки каменной соли объединялись в крупные пачки. Для каждого изучаемого месторождения было выделено по две-три пачки. Для каждой пачки определялись количественные характеристики: мощность пачки, количество соляных пропластков, суммарная мощность каменной соли, коэффициент эффективности. Эти характеристики в дальнейшем использовались для определения степени герметичности покрышки в случае использования залегающих ниже пластов для закачки и хранения гелиевого концентрата.

Тщательный анализ полученных результатов показал, что самым перспективным соленосным горизонтом, в качестве возможного экрана для создания подземного хранилища гелиевого концентрата в Восточно-Сибирском регионе, являются соленосные формации усольской свиты кембрийской системы и ее аналога – юрегинской свиты.

Вся кембрийская соленосная формация состоит из чередования пачек каменной соли и пластов, сложенных несолевыми, в основном карбонатными и сульфатными породами, закономерности изменения состава которых различны. Соленосная пачка усольской свиты и ее аналогов охватывает почти всю территорию Восточной Сибири.

На основании проведенных исследований региональных и локальных флюидоупоров был сделан вывод о достаточной надежности соленосных пачек, перекрывающих продуктивные горизонты венд-кембрийского возраста.

## Список литературы

1. Якуцени В.П. Геология гелия // В.П. Якуцени. - Л.: Недра, 1968. - 232с.
2. Кеезом В.Х. Гелий // В.Х. Кеезом. - М.: Изд-во ИНОСТРАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, 1949. - 542с.
3. Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия / В.П. Якуцени // Нефтегазовая геология. Теория и практика. Электронный научный журнал ВНИГРИ. [http://www.ngtp.ru/rub/3/5\\_2009.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/5_2009.pdf)
4. Конторович А.Э. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира / А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер // Мин. ресурсы России. Экономика и управление №2, 2006. - С.17-24.
5. Конторович А.Э. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. - М.: Недра, 1981. - 561с.
6. Бутковский Ю.М. Районирование территории Восточно-Сибирского соленосного бассейна по условиям создания подземных хранилищ природного газа, гелия и жидких углеводородов в каменной соли / Ю.М. Бутковский, М.А. Жарков, В.Б. Сохранский, Н.А. Эдиашвили. - М.: Наука и техника в газовой промышленности № 3, 2004. - С.56 - 61.
7. Конторович А.Э. Серия выпусков Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, Л.Л. Кузнецов, А.А. Трофимук, Г.С. Фрадкин, Г.Г. Шемин и др. – Новосибирск, 1994.

## НОВЕЙШАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И разработки МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (на примере Предкавказья и Западной Сибири)

*Харченко Владимир Михайлович, доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»*

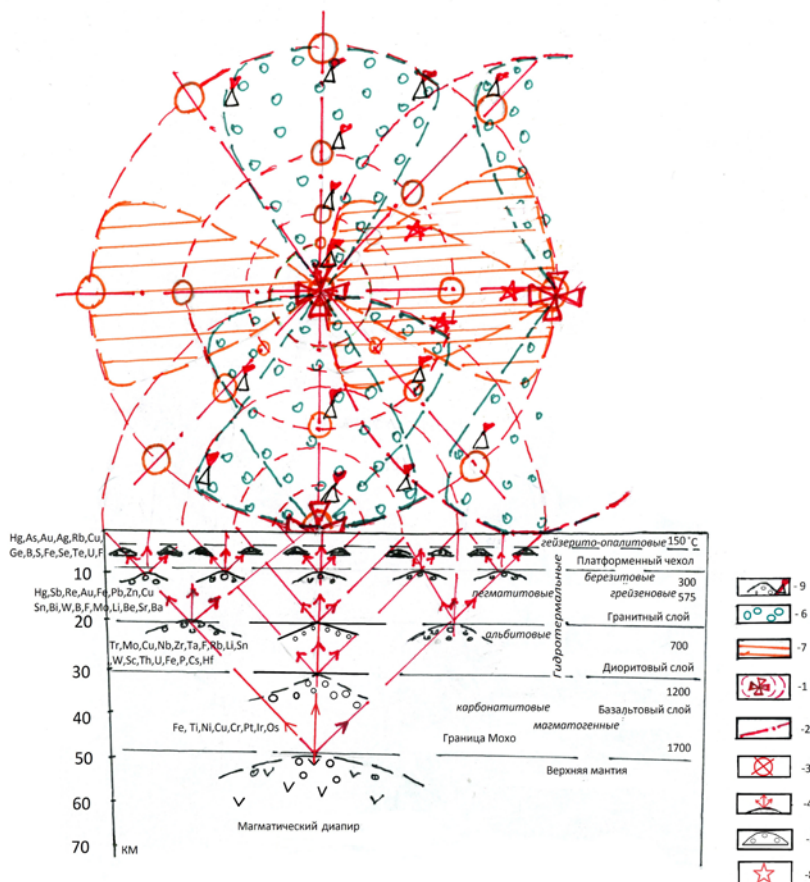
В предложенной работе излагаются методы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа на основе использования современной спутниковой съёмки земной поверхности в системе «Интернет», путём подбора масштабов съёмки для получения определённого объёма и качества информации.

Новейшая технология, предложенная автором, основывается на концепции СЦТ (структур центрального типа), особенно на методе их интерпретации, и представляет собой целый ряд этапов или ступеней исследования, которые частично уже известны в многочисленной опубликованной литературе по дешифрированию аэро- и космофотоснимков, а некоторые этапы (интерпретация СЦТ) приводятся в данной работе впервые и носят конфиденциальный характер. На первом и втором этапах дешифрирования космических снимков выявляются достоверные и качественные изображения систем линеаментов и дуговых контуров для выделения структур центрального типа (СЦТ) и линеаментов различного ранга, картирования в плане структур в форме «разбитой тарелки». На третьем этапе проводится интерпретация структур центрального типа (СЦТ) различного ранга с выделением геодинамических центров, зон сжатия и растяжения, участков их интерференции (наложения) и узловых точек или зон субвертикальной деструкции, что наглядно показано на рисунке 1 (рис.1). На этом же этапе, на основе результатов измерения радиусов структур центрального типа, строится геолого-тектоническая и флюидодинамическая модель в разрезе на вполне определённую максимальную глубину, которая определяется максимальным радиусом структуры центрального типа (СЦТ).

Согласно предложенной технологии, в первую очередь, на космических снимках крупного масштаба, где видны пробуренные скважины, выделяются СЦТ и линеаменты, характерные для конкретного месторождения с вполне определённым радиусом СЦТ. По существу, методом аналогии мы выявляем новые залежи нефти и газа подобные уже известной и хорошо изученной залежи в пределах конкретного месторождения, нефтегазоносного района, области или даже провинции. Далее на обзорной территории, на космических снимках среднего и мелкого масштабов (области или провинции) выделяются СЦТ – от максимальных радиусов и заканчивая минимальными, которые возможно диагностировать в этих масштабах съёмки. На основе чего составляется специальная таблица радиусов, где указываются по порядку не только размеры радиусов, но и количество СЦТ одинаковых радиусов. Особо выделяются СЦТ, характерные для известного месторождения и СЦТ большего размера, в контур которой попадает «базовая» СЦТ известного месторождения, которая может интерпретироваться как основной очаг нефтегазообразования в пределах выделенного нефтегазогеологического района (согласно известной схеме флюидодинамической модели Б.А.Соколова, 2001) [7].

Последний (третий) этап исследования, заключается в интерпретации СЦТ и построения геолого-тектонической и флюидодинамической модели. Под интерпретацией СЦТ понимается выделение в плане и разрезе геологических тел или их сочетания с благоприятными условиями для образования, миграции и сохранения рудных и углеводородных залежей. Как известно подобная интерпретация проводится в геологической практике при обработке различных геофизических и геохимических материалов. На территориях Предкавказья и Западной Сибири для конкретных известных месторождений автором построены флюидодинамические модели, показаны пути дальнейшей разработки, разведки базового месторождения и перспективы поисков подобных месторождений в нефтегазогеологическом районе, области и провинции. При дешифрировании космоснимков глобального плана по этой же технологии выделяются многочисленные нефтегазоносные провинции на всех континентах и океанах, что отражено в схеме, показанной на рис.1, которая носит общий методический характер интерпретации СЦТ (рис.1).

Рисунок 1:



Концептуальная модель формирования рудных и УВ залежей (в плане и разрезе).  
 1 – геодинамические центры СЦТ и их контуры;  
 2 – линейменты или тектонические нарушения;  
 3 – субвертикальные зоны деструкции;  
 4 – флюидопотоки и пути их миграции согласно распределению тектонических напряжений;  
 5 – залежи УВ в зоне катагенеза;  
 6 – зона растяжения;  
 7 – зона сжатия;  
 8 – возможные очаги землетрясения;  
 9 – залежи УВ в зоне субвертикальной деструкции.

(согласно Ф.А. Алексеяеву, 1978; О.Ю. Баталина, 2010; В.М. Харченко, 2012)

Предлагаемая модель согласуется с известными теоретическими флюидодинамическими моделями Б.А. Соколова, Ф.А. Алексеяева и др., миксгенетической теорией В.П. Гаврилова, полигенетической концепцией А.Н. Дмитриевского и фактически является их практическим воплощением на конкретной территории [9]. Концепция образования структур центрального типа объясняет формирование залежей УВ под действием тектонических напряжений на флюидодинамические системы, которые представляют собой глубинные флюидопроводящие структуры различного ранга, контролирующее размещение как углеводородные так и рудные месторождения и обуславливавшие формирование геофизических и геохимических аномалий над залежами УВ и рудными телами. Проницаемые зоны развиваются в соответствии с действием тектонических напряжений и распространением трещиноватости и разломов, фиксируются в геофизических и геохимических полях, благодаря миграции по ним флюидов и развитию наложенной минерализации (Рис. 1). Суть концепции нефтегазоносности СЦТ заключается в том, что благодаря ротационному тектогенезу, от глубинных энергетических источников (плюмов), расположенных ниже границы Мохо, происходит восходящая миграция соединений углерода и водорода по субвертикальным тектонически ослабленным проницаемым зонам. Эти зоны характеризуются пониженной плотностью по отношению к вмещающим их породам, что обуславливает локальные отрицательные аномалии силы тяжести. Субвертикальные каналы восходящей миграции (согласно закону скальвающих напряжений), сопровождаются опережающими разломами близкими и под углом 45° (в глинистых породах, М.В. Гзовский, 1975). Образующаяся при этом расширяющаяся вверх воронко- или конусообразная структура аналогичная системе трещин формирующихся в твердых пластинах при точечном ударном воздействии. При этом формируются тектономагматические структуры центрального типа различного размера (модель «разбитой тарелки»). Воронкообразные структуры центрального типа являются зонами повышенной флюидопроводимости, сложены аномалиеобразующими телами, верхние кромки которых расположены в платформенном чехле или фундаменте, а нижние кромки – вблизи или ниже изотермической поверхности формирования

флюидов УВ (300-400) (Ф.А. Алексеев и др., 2000). Достижение нижней кромкой воронки изотерм формирования флюидов УВ может указывать на возможность скопления УВ в вышележащих породах при наличии коллекторов и покрышек. При температуре 100-150°, на глубинах до 5 км благоприятной для формирования залежей, возможно и их образование также за счет диагенетического преобразования осадков. Таким образом, возможно образование залежей УВ двояким путем: за счет глубинного прогрева осадков и подтока флюидов снизу, и путем преобразования органики в осадочной толще также за счет прогрева снизу. Такая схема образования и формирования УВ может объяснить возобновления запасов на разрабатываемых месторождениях и формирование залежей не только в осадочных толщах, но и в кристаллических породах фундамента. «Елочные» или воронкообразные структуры в разрезе и СЦТ в плане в форме «разбитой тарелки», образованные путем действия нормальных и максимальных касательных напряжений и подтверждаемые магнитными, гравитационными и геохимическими аномалиями, могут являться надежными поисковыми признаками залежей УВ. Наиболее перспективными на предмет нефти и газа являются СЦТ с минимальными градиентами скоростей вертикальных движений размером по радиусу соответственно 1-5, 5-10 км, зоны их растяжения и узловые точки (места пересечения тектонических разломов).

На Северном Кавказе по данным А.Б.Островского, А.М. Расцветаева, Т.Ю. Тверетиновой и др.(1995), наиболее раскрытыми дизъюнктивными системами субмеридиональных, С-, С-В и С-З простираний, являющихся обычно структурами относительных растяжений главных позднеальпийских напряжений. В противоположность им дизъюнктивные системы субширотных и З-, С-З простираний являются в этих полях напряжений структурами сжатия, таким образом представляли собой тектонодинамические закрытые системы («тектонодинамические экраны»), где возникают условия для подпруживания гидрогеологических потоков и формировании скоплений подземных вод. Учитывая, что зоны дизъюнктивных нарушений часто являются газопроводящими, а возможно кое-где и газогенерирующими структурами, воды эти часто оказываются насыщенные углекислотой и другими полезными компонентами. Участки подпруживания, а также зоны растяжения и дизъюнктивные зоны (особенно узлы пересечений), в целом, оказываются неблагоприятными для их хозяйственного освоения в силу пониженной эффективной прочности слагающих их пород и повышенного риска деструктивных экзогенных процессов: сейсмичности, оползневых, просадочных и карстовых явлений. Практическая ценность картирования СЦТ с выделением зон сжатий и растяжений, геодинамических центров и дизъюнктивных узлов, не ограничивается только поисками залежей УВ, но могут широко использоваться при металлогенических, геоэкологических, инженерно-геологических, гидрогеологических и геологосъемочных работах.

Для освоения новой технологии дешифрирования космических снимков и интерпретации СЦТ необходимо иметь знания и надежные представления:

- 1) о симметрии в природе, в целом, и центральной симметрии, в частности [10];
- 2) о симметрии колебательных движений [10];
- 3) о закономерностях распространения тектонических напряжений [1];
- 4) о законе скалывающих напряжений [2];
- 5) о модели локального и регионального землетрясения [4];
- 6) о методах сейсморазведки и геометрической сейсмике [6];
- 7) о природе структур центрального типа и связи их нефтегазоносностью и сейсмичностью [3;5;8;9].

## Список литературы

1. Гзовский, М.В. Основы тектонофизики / М. В. Гзовский. – М.: Наука, 1975.
2. Горшков, Г.П. Дизъюнктивная тектоника Копет-Дага и закон скалывающих напряжений / Г.П. Горшков. – М.: Вестник МГУ, 1947. - №1. - С.103-115.
3. Ежов, Б.В. Морфоструктуры центрального типа и глубинные геофизические разделы: Докл. АН СССР / Б.В. Ежов, Г.И. Худяков. – М., 1982, - № 265, - №3. - С.667-669.
4. Певнев, А.К. Пути к практическому прогнозу землетрясений [Текст] / А.К. Певнев. – М.: ГЕОС, 2003, - 153с.
5. Петров, А.И. О механизме образования структур центрального типа / А.И. Петров // Советская геология. – М., 1969. - № 9. - С.139-145.
6. Сейсморазведка: справочник геофизика / под редакцией В.П. Номоконова. – М.: Недра, 1990, - кн.1, изд. 2. - 336с.



# ***НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА***



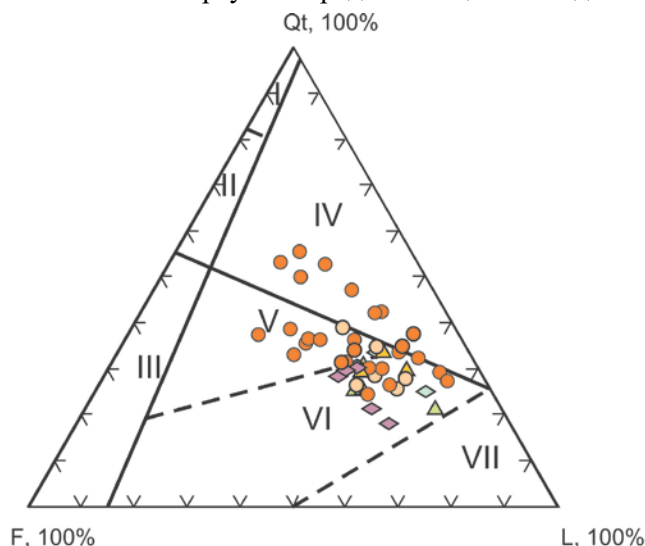
7. Соколов, Б.А. Новые идеи в геологии нефти и газа: избранные труды / Б.А. Соколов. – М.: МГУ, 2001. - 480 с.
8. Соловьев, В.В. Морфоструктурный метод изучения глубинного строения литосферы / В.В. Соловьев, В.М. Рыжкова. – Л.: Труды ЛОЕ, 1883. - Т.77, - вып.2. - С.25-33.
9. Харченко, В.М. Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора геол-мин. наук: «Структуры центрального типа, их связь с месторождениями полезных ископаемых (на примере объектов Предкавказья и сопредельных территорий)». – Ставрополь, 2012. – 49с.
10. Шафрановский, И.И. Демонстрация принципа сохранения симметрии на примере природных тел / И.И. Шафрановский // Принцип симметрии. – М.: Наука, 1978. - С.293-302.

## ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ. ОПЫТ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД - ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

*Хисамутдинова А.И.\* (Геологический институт РАН), Соловьев А.В. (ОАО «ДМНГ», АО «Росгеология», Геологический институт РАН))*

На ранних этапах оценки потенциальной нефтегазоносности региона важным является построение палеогеографических схем и карт. Анализ сейсмических данных, секвенс стратиграфия, литологические и палеонтологические исследования на этом этапе являются базовыми. Дальнейшее изучение терригенных пород осадочного бассейна, являющихся потенциальными коллекторами, актуально проводить, применяя комплексный подход.

При использовании комплексного подхода обобщаются результаты, полученные разными инструментами. Ключевыми являются петрографический и геохимический анализы, их результаты позволяют, в общем, охарактеризовать возможные источники сноса обломочного материала. На рисунке 1 для примера показаны реконструируемые области сноса обломочного материала для кварц-полевошпатовых граувакк среднего эоцена Западной Камчатки



**Рисунок 1.** Состав песчаников из областей сноса разных геодинамических обстановок, по (Dickinson, 1983). I – центральная часть платформы; II – переходная зона платформы; III – выступы фундамента; IV – орогенные области; V-VII – Островные дуги: V – расчлененная, VI – слаборасчлененная, VII – нерасчлененная.

Следующим этапом изучения терригенных пород является анализ минералогии тяжелой фракции. Такие исследования являются отличным инструментом в определении областей сноса терригенного материала и в целом восстановления палеогеографии региона. Минеральные ассоциации тяжелой фракции являются весьма чувствительными индикаторами особенностей изменения режима осадконакопления. В формировании облика тяжелой фракции песчаников играют роль два фактора: исходный состав пород в питающей провинции и условия седиментации (выветривание, гидродинамика среды, диагенез). В работе Morton и Hallsworth (1994) рекомендуется два взаимодополняющих подхода для определения потенциальных питающих провинций на основе анализа минералов тяжелой фракции. Во-первых, определение процентного соотношения устойчивых минералов в тяжелой фракции терригенных пород, во-вторых, проведение геохимических исследований по одному или более стабильным минералам-индикаторам состава пород в источнике сноса.

На рисунке 2 для примера показан результат минералогического анализа для среднеэоценовых пород Западной Камчатки (наземного разреза и 3 параметрических скважин). Минералы тяжелой фракции с некоторой долей условности были разделены на три ассоциации, являющиеся индикаторами кислого/основного или смешанного состава пород, преобладающих в области сноса. При корреляции сводного разреза и разрезов параметрических скважин, можно выделить 2 этапа, характеризующихся увеличением сноса обломочного материала из питающих провинций, представленных породами кислого состава. Анализ минерального состава тяжелой фракции показал существование, по меньшей мере, двух питающих провинций во время накопления терригенных толщ.

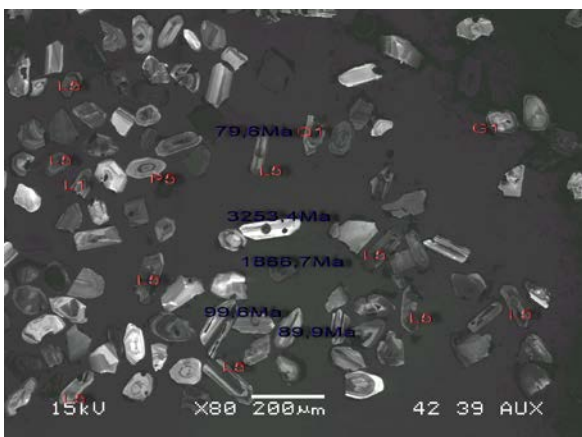


**Рисунок 2.** Распределение минералов тяжелой фракции – индикаторов размываемых пород  
 1 – циркон, апатит, рутил, турмалин (индикаторы размыва пород кислого состава)  
 2 – шпинель, ильменит, лейкоксен, тироксен (индикаторы размыва пород основного состава)  
 3 – гранат, амфибол, анатаз, сульфиды, барит (минералы гетерогенной природы).

Отдельно для детритового циркона проводится геохронологические исследования методом лазерной абляции и анализ кристалломорфологии по методу Pupin (1980). Распределение возрастов обломочных цирконов в песчаниках и цементирующем материале конгломератов позволяет оценить участие разновозрастных комплексов в эрозионном процессе, происходившем во время накопления псаммитов, оконтурить возможные питающие провинции.

Ж. Пюпин установил изменчивость форм кристаллов циркона в зависимости от условий образования гранитоидов. По его мнению, химизм среды влияет на рост и развитие пирамидальных граней кристаллов, а температура – призматических. Им предложена классификация главных типов и подтипов форм цирконов в зависимости от температуры и отношения щелочность/глиноземистость среды минералобразования.

Компилируя результаты геохронологических исследований изучение морфологических особенностей детритовых цирконов, зачастую удаётся с ещё большей достоверностью установить области сноса обломочного материала.



**Рисунок 2.** Детритовый циркон (катод-люминесцентное изображение). На фото отмечены морфотипы и U-Pb возрасты. Песчаник среднего эоцена, Западная Камчатка.

На примере песчаников среднего эоцена Западной Камчатки нам удалось показать, как последовательное комплексное изучение терригенных пород позволяет проводить обоснованные палеореконструкции. Так, результаты петрографических и геохимических исследований уточняют геодинамическую позицию питающих провинций: островные дуги. Анализ минералогии тяжёлой фракции даёт возможность утверждать наличие, как минимум, двух источников сноса обломочного материала. А дальнейшее исследование детритового циркона (основной возрастной пик (250-66 млн лет, 78%) даёт основания утверждать – значительная доля обломочного материала поступала в Западно-Камчатский осадочный бассейн с Охотско-Чукотского вулканического пояса.

## Список литературы

1. Dickinson W.R., Beard L.S., Brakenridge G.R. et al. Provenance of North American Phanerozoic sandstones in relation to tectonic setting // Geological Society of America Bulletin. 1983. V. 94. P. 222–235.
2. Morton A.C., Hallsworth C.R. Identifying provenance-specific features of detrital heavy mineral assemblages in sandstones // Sediment. Geology. 1994.V. 90. P. 241–256.
3. Pupin J.P. Zircon and granite petrology // Contribution to Mineralogy and Petrology. 1980. V. 73. P. 207-220.



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

## ДОСТУПНАЯ НЕФТЬ МАТЕРИНСКИХ ПЛАСТОВ НАХОДИТСЯ В ТРЕЩИНАХ

А.Г. Хурудов (Агентство нефтегазовой информации, г.Тюмень)

Баженовская свита в России и американская формация Баккен являются крупнейшими в мире резервуарами, приуроченными к нефтематеринским (сланцевым) породам. Хотя их эксплуатация началась 45-65 лет назад, объемы накопленной добычи нефти различаются в десятки раз. Полученный опыт указывает на огромную роль вторичной пористости в процессе извлечения нефти. Здесь мы намерены очень кратко проанализировать результаты и проблемы разработки этих низкопроницаемых пластов, и на этой базе оценить дальнейшие перспективы.

### 1. Формация Баккен

Первая нефть сланцевой формации Баккен получена в 1953 году, но лишь через 55 лет количество пробуренных скважин превысило тысячу. Сейчас, в результате массового развития горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта (ГРП) оно достигло 15,5 тыс. Три четверти скважин эксплуатируют пласт средний баккен, остальные работают из других пластов. По разным данным 73-87 % добывающего фонда дают продукцию, остальные временно простаивают или бездействуют.

Основные запасы нефти содержится в плотных песчаниках и алевролитах среднего бакена, толщина которого достигает 40 м. Верхний и нижний баккен представлен менее толстыми аргиллитами или сланцами. Нефть баккена очень легкая (780-840 кг/м<sup>3</sup>), газированная (70-150 м<sup>3</sup>/т). На 01.03.2017 добыча составила 965,6 тыс барр./сут, что соответствует 7,9 т/сут на каждую пробуренную скважину.

Развитие трещинной пористости в баккене было отмечено с самого начала его эксплуатации. Достаточно густая сеть микротрещин обнаружена в образцах всех типов пород, включая сланцы. Из сланцев верхнего баккена даже получали притоки нефти, которые, впрочем, быстро истощались. На карте скважин (рис.1) хорошо видно, что наиболее продуктивные зоны приурочены с тектоническим нарушениям; крупнейшим из них является антиклиналь Нессона.

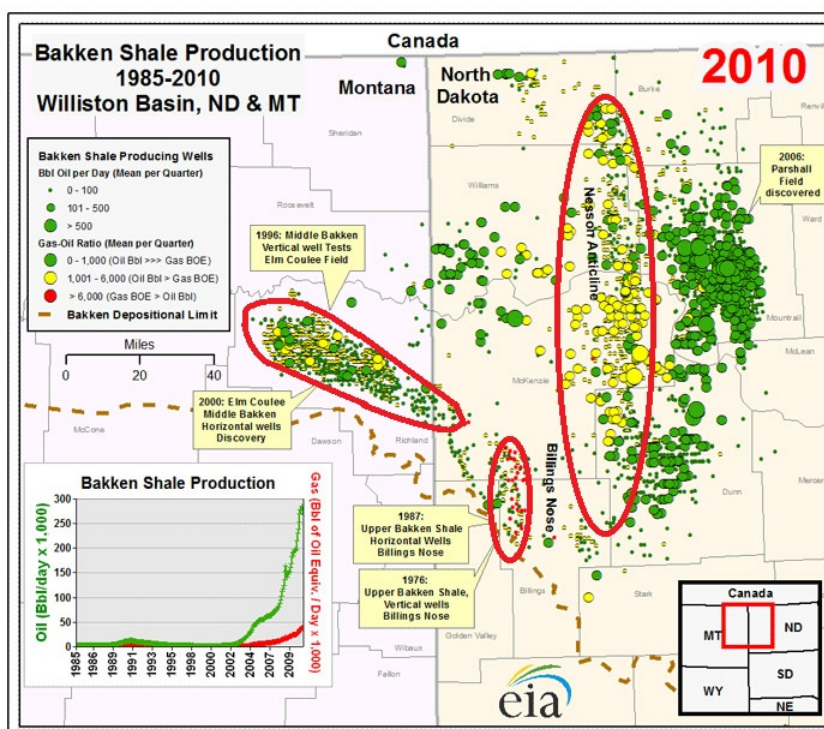


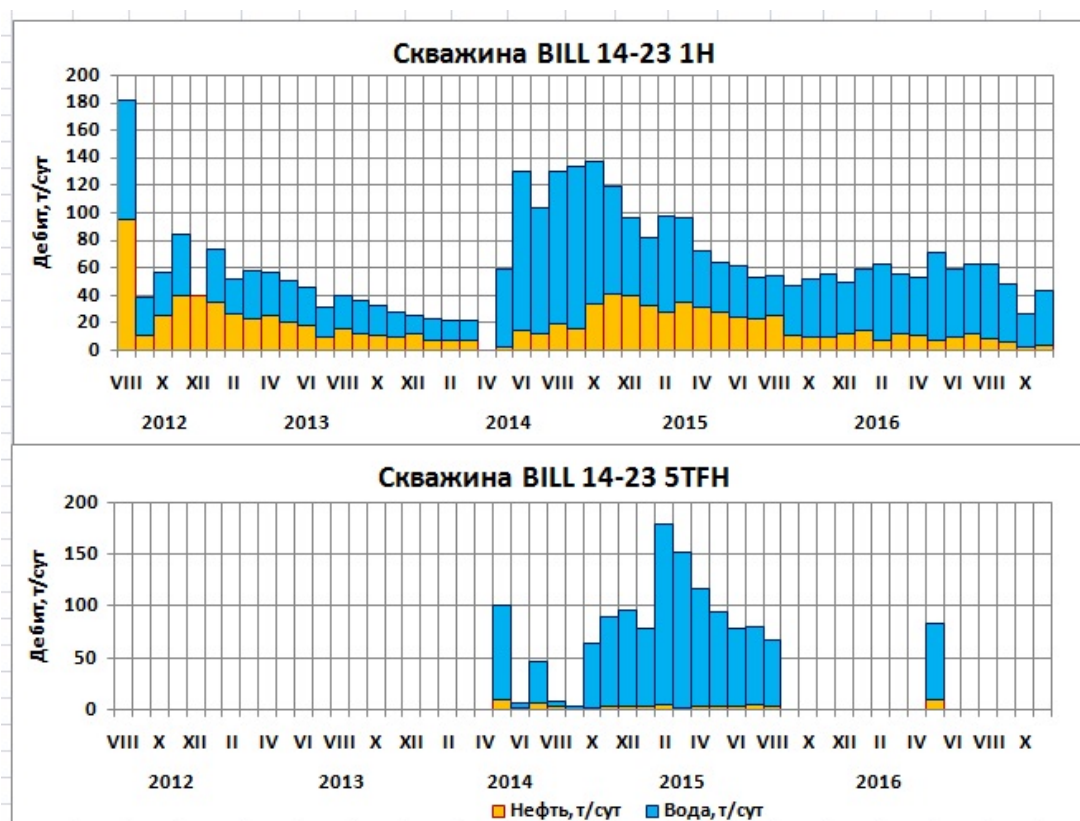
Рисунок 1. Карта пробуренных скважин месторождения Баккен, 2010 г.

В хорошей работе [1] показано, что природная трещиноватость сильнее влияет на продуктивность скважин, чем число стадий ГРП. При этом начальные дебиты достигали 250-480 т/сут, а за первый

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА

год эксплуатации некоторые скважины отбирали 30-50 тыс. т нефти. Снижение дебита происходило не слишком быстро, за 4 года средняя скважина сокращала добычу в 5-7 раз, отбирая при этом 50-60 % запасов.

Более 90% нефти Баккена добывается в четырех графствах: McKenzie, Mountrail, Dann и Williams. Здесь пробурено 11271 добывающих скважин (73% фонда). Общая площадь этих территорий составляет 23,4 тыс. кв. км, что соответствует 2,08 км на каждую скважину. Форсирование отборов в последние три года осложнило эксплуатацию месторождения: средний газовый фактор вырос на 60 % до 354 м<sup>3</sup>/т, и, главное, участились прорывы в скважины воды из посторонних пластов (рис.2).



**Рисунок 2.** Динамика обводнения скважин компании Statoil oil & gas LP

Первую скважину (верхний график) ввели в эксплуатацию в августе 2012 года с прекрасным дебитом нефти 95 т/сут. Через три месяца в ней установился стабильный приток воды в объеме 15-30 т/сут. Дебит нефти за последующие 1,5 года упал до 6-7 т/сут.

В апреле 2014 года владелец провел операцию по стимулированию скважины. В результате добыча нефти выросла вдвое, а воды – в 8 раз, до 116 т/сут. Все последующие 2,5 года скважина работала с обводненностью 60-90 %. Сейчас приток нефти почти иссяк и составляет около 4 т/сут.

Примечательно, что пробуренная позже в том же блоке вторая скважина (нижний график) **сразу обводнилась на 95%**. Добыча воды в ней достигала 150-175 т/сут, тогда как нефти было не более 5 т/сут. Всего на этом небольшом блоке Statoil пробурила 4 скважины, все они сразу подавали более 60 % воды, две уже полностью обводнились и в настоящее время простаивают.

Из-за прогрессирующего обводнения нефтяники Баккена уже сокращают отборы. За последний год добыча нефти здесь снизилась на 15%, воды на 7%, средняя обводненность выросла с 59,3 до 61,3%. Основными причинами прорывов воды к забоям добывающих скважин, на наш взгляд, являются низкие забойные давления и развитая трещиноватость.

## 2. Баженовская свита

Нефть баженовской свиты впервые получена в 1968 году при открытом фонтанировании разведочной скважины 12Р Салымского месторождения. Из-за аномально высоких давлений фонтанные притоки здесь достигали 1200-1700 т/сут, хотя и быстро снижались. Встречались уникальные скважины, из которых добыто 300-500 и даже 700 тыс. т нефти. Вместе с тем 30-40 % скважин вообще не давали притока и, главное, **нельзя было понять, как, по каким законам размещаются в пласте зоны высокой продуктивности.**

Больше других компаний работал с баженовской свитой «Сургутнефтегаз», который пробурил более 600 скважин и наиболее детально изучил свойства пласта [2]. Сургутские геологи выделили в нем 5 пачек и 7 линотипов, сильно глинизированные песчаники здесь перемежаются с глинистыми доломитами и аргиллитами. Общая толщина бажена невелика, 10-36 м, а толщина пропластков и вовсе не превышает 5-6 м. Отобранные из скважин образцы пород отличались очень низкой проницаемостью (от  $10^{-5}$  до 1 мД), но зато содержали до 15% органического вещества (керогена).

Сургутнефтегаз применял горизонтальные и многозабойные скважины [3], все доступные способы интенсификации притоков. Наилучшие результаты и 1,5 млн тонн нефти получены на Ай-Пимском месторождении. Средняя проницаемость скважин здесь составляла 3,6 мД, а начальные дебиты достигали 270 т/сут. Но даже лучшие скважины через 4-5 лет истощались, а более 80 % пробуренных стволов и вовсе дали слабые и ничтожные притоки.

Новый интерес к баженовской свите вспыхнул 3 года назад, когда американское агентство энергетической информации EIA оценило технически извлекаемые запасы пласта в 10,3 млрд. т нефти. Однако опытные скважины Газпром нефти с длиной горизонтальной части 1000-1500 м и 15-30 стадиями ГРП принесли скромные притоки. Другие компании к работам в баженовской свите пока не приступили.

## 3. Сравнение месторождений

Будем исходить из того, что продуктивность скважин баккена и бажена определяется трещинной пористостью. Тому есть следующие веские основания:

1. Оба пласта содержат прослой карбонатных пород с доказанной трещиноватостью.
2. Оба пласта отличаются от других в разрезе аномально высокими давлениями. Между тем, в чисто поровом коллекторе жидкость не может воспринимать значимую долю горного давления, оно разгружается на каркас породы.
3. Оба пласта имеют ничтожно малую проницаемость матрицы, которая надежно препятствует фильтрации нефти за их пределы. Тем не менее, на обеих залежах имеются скважины с проницаемостью до 20 мД и накопленной добычей 150-500 тыс. т. Этот факт нельзя объяснить иначе, как развитой трещиноватостью.
4. Оба пласта не содержат подстилающей воды и разрабатываются на истощение с ростом газового фактора. Однако движение газо-нефтяной смеси возможно только в трещинах.

Некоторые показатели пластов баккена и бажена приведены в табл. 1.

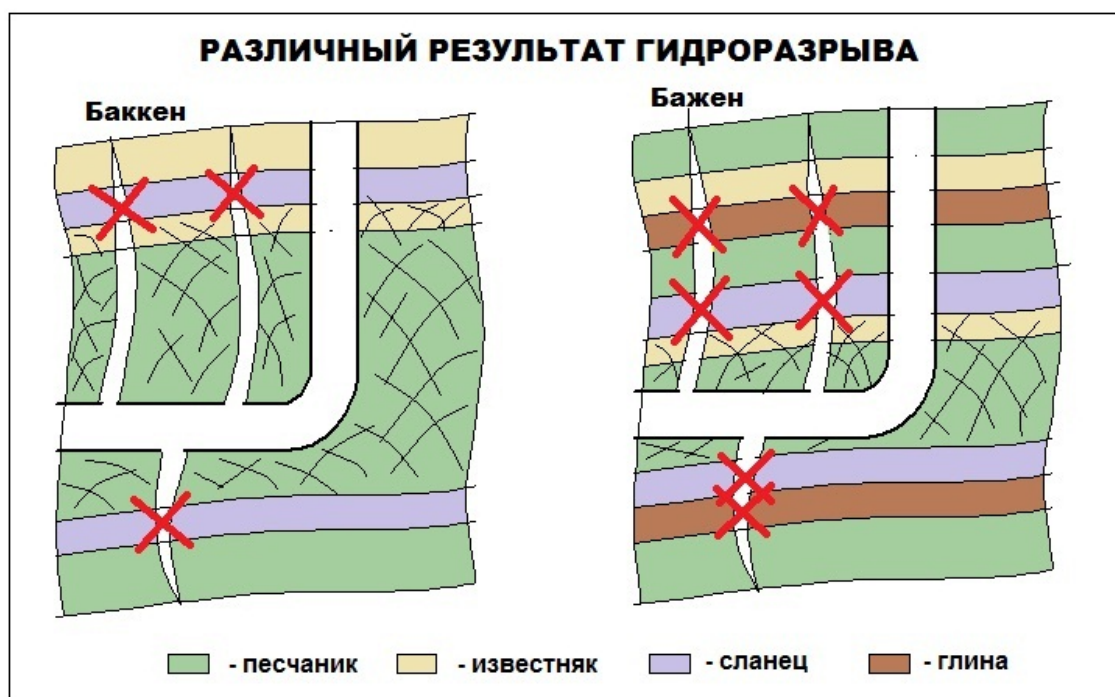
**Таблица 1**  
Сопоставление показателей месторождений

| Наименование показателей               | Формация Баккен | Баженовская свита |
|----------------------------------------|-----------------|-------------------|
| Общая площадь, тыс кв. км              | 520             | 1200              |
| Наиболее продуктивная зона, тыс кв. км | 23,4            | 16,8              |
| Глубина залегания, м                   | 2400-3400       | 2400-3100         |
| Толщина пласта, м                      | 30-70           | 10-36             |
| Геологические запасы, млрд т           | 34-63           | 22-170            |
| Извлекаемые запасы на балансе, млн т   | 578             | 460               |

|                                            |          |           |
|--------------------------------------------|----------|-----------|
| Накопленная добыча, млн т                  | 273      | 9         |
| Количество добывающих скважин              | 15570    | 850       |
| Среднесуточная добыча на 1 скважину, т/сут | 7,9      | 2,3       |
| Пластовое давление, МПа                    | 36-44    | 35-46     |
| Коэффициент аномальности                   | 1,3-1,5  | 1,46-1,48 |
| Пластовая температура, °С                  | 75-122   | 95-130    |
| Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>         | 780-840  | 720-860   |
| Размер пор матрицы, мкм                    | 0,01-0,2 | 0,005-0,4 |

Из таблицы следует, что при сходстве многих физических параметров по объемам добычи формация Баккен многократно превосходит баженовскую свиту. Причины нужно искать среди факторов, влияющих на эффективность многостадийного ГРП.

Коренное отличие бажена состоит в более высоком содержании глинистых компонентов, которые снижают прочность пород и способствуют смыканию трещин ГРП. Кроме того, высокая расчлененность пласта ограничивает толщину дренируемого интервала (рис.3).



*Рисунок 3. Блокирование трещин ГРП глинистыми пропластками*

Впрочем, все имеет свои плюсы и минусы. Более высокая устойчивость трещин ГРП в баккене снижает темпы падения дебита, но способствует прорывам посторонних вод. При забойных давлениях 4-6 МПа сланцы верхнего и нижнего баккена становятся ненадежной крышкой, в результате на 50 млн т нефти здесь в прошлом году добыто 66 млн т воды.

Потенциальные извлекаемые запасы нефтематеринских пластов, прежде всего, связаны с трещинной пористостью. Однако она редко достигает 0,3-0,5%, а в среднем составляет примерно 0,1%. Что касается матрицы, то она содержит нефть в порах размером от 0,005 до 0,4 мкм. А длина крупных молекул нефти, например, асфальтенов, составляют 0,02-0,03 мкм. Такие молекулы не способны двигаться через малые поры и остаются в пласте. Нам достаются лишь более легкие углеводороды, **в результате мы получаем нефть с очень низкой плотностью**. Кроме того, в породах присутствует 7-15% керогена, следовательно, поверхность пор прекрасно смачиваются нефтью. Для ее извлечения необходимо преодолеть силы смачивания и создать градиенты давления порядка десятков атмосфер на метр. Это не представляется возможным на удалении от ствола скважины. Нефть матрицы нельзя



добыть путем фильтрации; простые расчеты показывают, что капиллярные силы в таких порах на 4-9 порядков превосходят силы тяжести и вязкого трения.

## 4. Резюме

В нефтематеринских (сланцевых) пластах доступная нефть содержится в трещинах. Из-за очень малого размера и гидрофобности пор матрицы капиллярные силы прочно удерживают там нефть, препятствуя ее извлечению.

Продуктивный пласт баккен за счет более высокого содержания карбонатов является удобным объектом для многостадийного ГРП. Здесь трещины разрыва сохраняются несколько лет, обеспечивая постепенное снижение дебита скважин. К негативным результатам ГРП относится повышение вероятности прорывов воды из ближайших водоносных горизонтов.

Успешному применению многостадийного ГРП в бажене препятствуют ее расчлененность и повышенная глинистость. Здесь трещины разрыва постепенно смыкаются в глинизированных пропластках, и снижение продуктивности происходит гораздо быстрее. Нынешние представления о миллиардах тонн извлекаемых запасов в баженовской свите граничат с фантастикой; десятки миллионов тонн – это, в лучшем случае, то, что удастся добыть в обозримом будущем.

Впрочем, помимо баженовской свиты в России достаточно других низкопроницаемых пластов, в которых условия для многостадийного ГРП более благоприятны. Следует, в первую очередь, обратить внимание на плотные песчаники ачимовской свиты. Для выбора перспективных объектов придется создать новые методы прогнозирования трещиноватости; опыт показывает, что этот фактор становится критически важным с увеличением глубины залегания пластов.

## Список литературы:

1. Cosima Theloy “Contribution of natural fractures to production, Sanish Field, North Dakota”, Bakken Consortium Meeting, April 20<sup>th</sup> 2011
2. Чирков В.Л., Сонич В.П. Степень геологической изученности баженовской свиты на территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз». URL: <http://www.ncintech.ru/files/28-09-2010/1-prsnt-chirkov.pdf>
3. Саранча А.В., Митрофанов Д.А, Саранча И.С., Овезова С.Н. Разработка баженовской свиты на Ай-Пимском месторождении.// Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 1-1.; URL: <https://www.science-education.ru/ru/article/view?id=18458>

## РЕГИОНАЛЬНОЕ СТРОЕНИЕ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОГО СЕКТОРА БАРЕНЦЕВА МОРЯ И ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

*Черенков В.В.\* (РН-Шельф-Арктика), Попов А.С. (РН-Шельф-Арктика), Никишин В.А. (РН-Шельф-Арктика), Никитина В.А. (РН-Шельф-Арктика), Голованов Д.Ю. (РН-Шельф-Арктика), Старцева К.Ф. (РН-Шельф-Арктика), Никишин А.М. (РН-Эксплорейшн)*

### Введение

История геологического изучения и нефтегазопроисловых работ в российском секторе Баренцева моря насчитывает уже более 30 лет. Первое открытие было сделано еще в 1983-м году, когда было обнаружено газовое месторождение (Мурманское). В 1985 году выявлено газовое месторождение Северо-Кильдинское, а в 1988-м – одно из крупнейших в мире – Штокмановское газоконденсатное месторождение. Помимо этого, в 90-х годах были разведаны еще два месторождения в Баренцевом море (Ледовое газоконденсатное и Лудловское газовое).

Несмотря на долгую историю изучения Баренцева моря и на огромный объем данных, накопленный за это время, в большинстве региональных работ упомянутый материал использовался лишь частично. Начиная с 2015 года нами была начата работа по изучению региональной геологии российской части Баренцева моря с использованием, по возможности, всего массива геолого-геофизических материалов. Результаты этой работы легли в основу для актуализации модели строения триасовых отложений и создания серии актуальных палеогеографических карт.

Несмотря на то, что в юрских отложениях сосредоточены наибольшие скопления углеводородов в пределах российского сектора Баренцева моря, на отдельных месторождениях продуктивными являются отложения нижнего и среднего триаса (Мурманское и Северо-Кильдинское месторождения). В связи с этим, данная работа направлена в основном на представление результатов комплексного изучения триасовых отложений.

### Общий структурный план региона, характеристика осадочного выполнения и история развития

Восточно-Баренцевский мегабассейн состоит из трех основных бассейнов, разделенных поднятиями фундамента: Южно-Баренцевский бассейн, Северо-Баренцевский бассейн и бассейн Святой Анны. Лудловская седловина расположена между Южно- и Северо-Баренцевским бассейнами, а Альбановская седловина отделяет Северо-Баренцевский бассейн от бассейна Святой Анны. Крупные поднятия выделяются по периферии мегабассейна. На востоке выделяется Адмиралтейский мегавал. Западнее мегабассейна выделена система поднятий: на юге поднятие Федынского и далее на север поднятия Демидовское, Ферсмановское, Центрально-Баренцевское, Хопен, Персей и ЗФИ. Мощность осадочного чехла во всем Восточно-Баренцевском мегабассейне строго не оценена. По данным ОАО «МАГЭ» (Шкарубо С.И., Шипилов Э.В.) в Южно-Баренцевском бассейне она достигает 20 км, в Северо-Баренцевском – 18 км, а в бассейне Святой Анны – 15 км. Между орогеном арх. Новой Земли и Восточно-Баренцевским мегабассейном выделяется система прогибов, для которых предполагаются повышенные мощности средне-верхнетриасовых отложений. Эти бассейны являются продолжением Коротайхинского триасового Предпайхойского краевого прогиба и могут вместе рассматриваться как Предновоземельский средне-позднетриасовый краевой прогиб, при этом в современном структурном плане выделяется только прогиб Седова.

Восточно-Баренцевский мегабассейн имеет рифтовое происхождение. В его основании выделяются многочисленные полуграбены предположительно позднедевонского возраста и на некоторых сейсмических профилях четко видна граница типа «рифт-пострифт». Эта граница, предположительно, стратифицируется как среднефранская по аналогии с разрезами арх. Новая Земля, где хорошо изучены раннефранские рифты. Однако в мегабассейне рифтовая фаза могла развиваться и больший интервал геологической истории: например, фран-фамен.

В целом, палеозойская тектоническая история Восточно-Баренцевского мегабассейна, предшествующая накоплению триасовых отложений, может быть подразделена на следующие стадии:

- (1) Поздний девон, ранний фран (возможно, фран-фамен): континентальный рифтинг в надсубдукционной задуговой тектонической обстановке, синрифтовый вулканизм;
- (2) Поздний девон, поздний фран – ранняя пермь: пострифтовое погружение с формированием глубоководного бассейна; в глубоководном бассейне преобладало накопление депрессионных осадков, для зон шельфов характерны карбонатные постройки, для склонов, примыкавших к Северо-Карскому бассейну и к арх. Новая Земля, типичны кластические комплексы с клиноформным строением; пострифтовое погружение происходило на фоне орогении и воздымания в Северо-Карско-Североземельско-Таймырском регионе; локальный рифтинг в раннем карбоне, синхронный с рифтингом в Западно-Баренцевском мегабассейне (в Норвежской части Баренцева моря);
- (3) Поздняя пермь: заполнение ранее сформировавшегося глубоководного бассейна кластическими отложениями, транспорт обломочного материала в основном с Урало-Западносибирского орогена и Таймыра; возможный локальный базальтовый вулканизм на рубеже перми и триаса с формированием горизонтов пеплов в Южно-Баренцевском бассейне.

В начале раннего триаса, судя по имеющимся данным и результатам интерпретации материалов сейсморазведки, произошло падение относительного уровня моря, что привело к формированию врезанных каньонов вдоль всего восточного обрамления Восточно-Баренцевского мегабассейна. Эти врезанные каналы хорошо выделяются как на отдельных 2Д сейсмических разрезах, так и на 3Д сейсмических данных. Ширина таких каналов достигает 15-20 км и более 50-ти км в длину. Основным местом разгрузки материала являлись области современного положения Южно-Баренцевского и Северо-Баренцевского бассейнов, в которых накапливались глубоководные глинистые отложения, а также конусы выноса и турбидиты.

Затем в Восточно-Баренцевском мегабассейне наступил второй этап с клиноформным типом седиментации, при этом наблюдалась проградация аллювиально-дельтовой равнины со стороны арх. Новая Земля в целом на запад и северо-запад. То есть, после того, как глубоководный бассейн в основном заполнился осадками в начале раннего триаса в бассейне сменился стиль седиментации и началась проградация шельфа и аллювиальной равнины. Возраста детритовых цирконов для отложений нижнего триаса изучены по керну скважин Песчаноозерская-4/1, Северо-Кильдинская-82, Северо-Кильдинская-80 и по образцам адмиралтейской свиты с полуострова Гусиная Земля арх. Новая Земля. Для Песчаноозерской скважины основные пики имеют возраста 319-361 (ранний-средний карбон) Ма и 500-600 (венд-кембрий) Ма. Также есть небольшой пик около 240-250 Ма (ранний-средний триас). Для Северо-Кильдинских скважин основные пики имеют возраста 280-360 Ма (карбон-ранняя пермь) (Петров Е.О.). Для разрезов арх. Новой Земли основные пики имеют значения 290-360 Ма (карбон-ранняя пермь), 500-600 Ма (венд-кембрий) и 245 Ма (начало триаса). Карбоново-раннепермские возраста гранитоидов типичны для уралид Урала, Таймыра и фундамента Западной Сибири. Из этого следует, что на большей части территории Карского моря в раннем триасе была суша. Область суши простиралась на территории от Урала, через современную Западную Сибирь и в современной Восточной Сибири. В связи с этим мы предполагаем, что в раннем триасе была система рек, которые начинались на Урале, в области Западной Сибири и в районе Таймыра и впадали в Восточно-Баренцевский морской бассейн. Песчаный материал в основном представлен обломками минералов и фрагментами пород позднепалеозойских магматических комплексов. Также, эродировались пермо-триасовые трапповые комплексы Восточной Сибири и их возрастны аналоги в прилегающих регионах. Песчаный материал с Восточно-Европейской платформы в Восточно-Баренцевский мегабассейн не попадал, этот материал характерен только для узкой области близкой к Кольскому полуострову (Рисунок 1).

Отложения среднего-верхнего триаса образуют региональный чехол. В целом, это осадки аллювиально-дельтовой равнины, которые равномерно перекрывают всю территорию. Детритовые цирконы из отложений среднего и верхнего триаса нами изучены по керну скважин Песчаноозерская-4/1, Северная-1, Хейса-1и др. Также изучены образцы с арх. Земли Франца Иосифа. Основной вывод



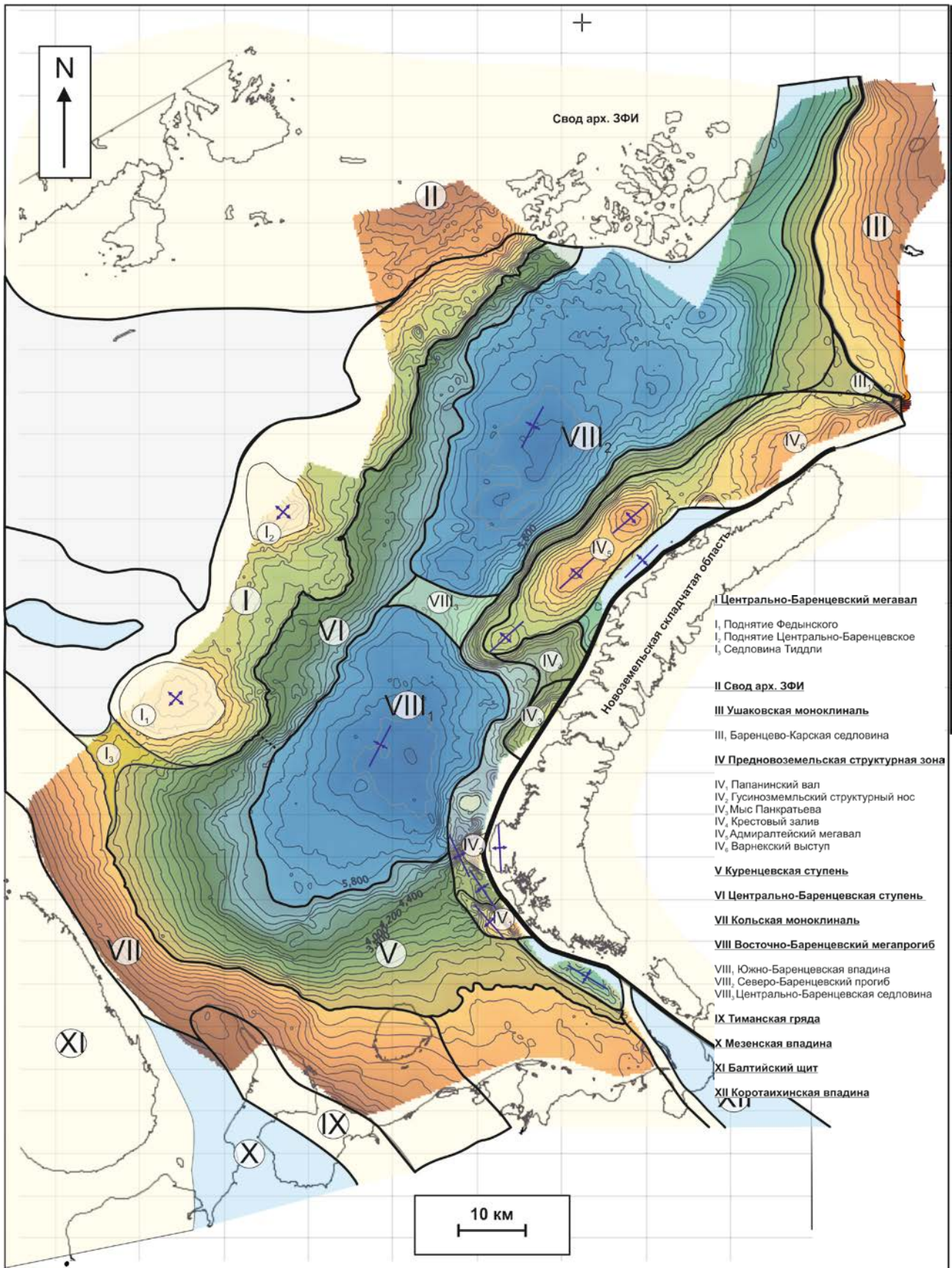


Рисунок 1. Схема тектонического районирования по кровле карбонатного комплекса.



состоит в том, что для всей части Российского Баренцева моря в отложениях среднего и позднего триаса развит песчаный материал, источником сноса для которого были уралиты. При этом в южной части главным источником обломочного материала был Урал, а в северной - Таймыр. В каких-то масштабах снос материала был с арх. Новая Земля. Таймырский и уральский источники сноса материала в целом похожи друг на друга. В основном эродировались палеозойские гранитоиды. С Восточно-Европейской платформы снос был только в очень узкой полосе вдоль каледонид Норвегии и Кольского полуострова. Наши данные по толщинам осадков среднего-позднего триаса показывают, что параллельно Южному острову арх. Новая Земля прослеживается крупный депоцентр. Этот депоцентр, вероятно, можно интерпретировать как средне-позднетриасовый краевой прогиб для орогена арх. Новая Земля. Западнее Северного острова арх. Новой Земли осадки среднего и верхнего триаса в основном эродированы. Но можно предполагать, что и там в среднем-позднем триасе был краевой прогиб. Краевые прогибы обычно формируются синхронно с горообразованием. Поэтому, мы предполагаем, что в среднем-позднем триасе в полосе арх. Новая Земля было поднятие (возможно, горное поднятие). Синхронно с воздыманием арх. Новой Земли, вероятно, имело место воздымание ряда других поднятий, например, Адмиралтейского, Ферсмана, Центрально-Баренцевского. Так, на поднятии Федынского наблюдается эрозионное несогласие в подошве юры с амплитудой размыва около 150 метров.

## Выделение перспективных объектов триасового интервала

Для триасовых отложений главной неопределённостью при формировании залежей является наличие и, что особенно важно, качество резервуара. Разрезы скважин Крестовая-1 и Северо-Кильдинская-82, свидетельствуют о значительном уплотнении песчаников.

Северо-Кильдинское и Мурманское месторождения являются примером, показывающим проблему залежей, развитых в континентальных отложениях. Распределение коллекторов носит локальный характер, залежи имеют сложное строение и малую латеральную протяженность. Газовое насыщение пластов является результатом катагенетического преобразования преимущественно гумусового органического вещества в средне-верхнетриасовых материнских отложениях.

Более перспективно в данном случае выглядит нижнетриасовый комплекс, поскольку в глубоководном бассейне существовала возможность формирования конденсированных отложений, обогащенных, соответственно, ОВ морского генезиса. В этом же комплексе отложений выделяется нескольких потенциальных уровней формирования коллекторов: в глубоководных и мелководно-морских фациальных обстановках.

Исходя из результирующих палеогеографических схем для среднего и позднего триаса, прибрежно-морские условия были развиты в центральной части Восточно-Баренцевского мегабассейна, однако поисковое бурение здесь не дало значимых результатов. В связи с этим в настоящее время основные перспективные объекты выделяются в нижнем триасе и представлены песчаными телами в русловых отложениях врезанных каналов, которые выделяются по сейсмическим данным.

Подводя итоги работы, перспективными, с точки зрения поисковых работ, являются отложения прибрежно-морских фаций в клиноформном комплексе нижнего триаса в западной части российской части Баренцева моря. В его юго-восточном и северо-западном бортах прогнозируются песчаные отложения верхней части берегового склона/дельтового комплекса. Ловушки, которые они формируют, являются структурно-литологическими. На восточном борту Восточно-Баренцевского мегапрогиба основные перспективы связываются с врезанными каналами раннетриасового возраста.

## Список литературы

1. Петров, Евгений Олегович. «Условия формирования мезозойских отложений Баренцевоморского региона»: диссертация кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.01 / Петров Евгений Олегович; [Место защиты: Моск. гос. ун-т им. М.В. Ломоносова. Геол. фак.]. - Москва, 2010. - 135 с
2. Шкарубо С.И., Шипилов Э.В. «Тектоника Западно-Арктической платформы»//разведка и охрана недр – 2007 – № 9 – С. 32-47

## ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ: РЕЗЕРВ ВОЗРАЖДЕНИЯ СТАРЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ

*Шиловский А.П. (ИПНГ РАН)*

В настоящее время в научной литературе и нормативно-правовых актах различной юридической силы нет единого определения и однозначной терминологии трудноизвлекаемых запасов углеводородов, что вносит определенную неоднозначность при трактовке термина трудноизвлекаемые запасы углеводородов.

Впервые термин трудноизвлекаемых запасов появился в 70-х гг. прошлого столетия. Трудноизвлекаемые запасы углеводородов (ТРИЗ) можно определить как запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежи, отличающиеся сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами. Для добычи ТРИЗ требуются повышенные затраты материальных, денежных средств, труда, нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование и специфические реагенты и материалы [1].

Более полно можно сформулировать следующим образом: под трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (ТРИЗ) подразумевали запасы, разработка которых традиционными технологиями не обеспечивает необходимой эффективности с точки зрения коэффициента нефтеотдачи, а в некоторых случаях – также с позиций стоимости добычи нефти. В настоящее время общепринято, что к трудноизвлекаемым запасам относят те запасы, в отношении которых существующие технологии не отвечают геологическим особенностям пласта, качеству находящегося в нем углеводородного сырья, и, как следствие, их разработка экономически нецелесообразна.

Кроме того, существует отождествление трудноизвлекаемых запасов с нетрадиционными видами нефти и газа. Так, в США к нетрадиционной нефти относят:

- тяжелую нефть и битумы, которые добываются из битуминозных песков Канадской провинции Альберта и других регионов мира;
- сверхтяжелую нефть, которая добывается в Венесуэле в бассейне р. Ориноко;
- керогеновую нефть, или сланцевое масло, которое добывается из горючих сланцев;
- легкую нефть плотных пород, которая располагается в слабопроницаемых коллекторах [2].

Структура традиционных месторождений предполагает наличие коллекторов с хорошей проницаемостью (более 0,01 мкм<sup>2</sup>) и непроницаемых пород (покрышек), которые удерживают скопления углеводородов. Отсутствие данной комбинации позволяет говорить о нетрадиционных запасах, разработка которых требует отличных технологий. Таким образом, к нетрадиционным источникам газа относятся газогидраты, газ плотных низкопроницаемых пород (проницаемость коллектора ≈ 1 мД), метан угольных пластов (проницаемость коллектора ≈ 0,1 мД), сланцевый газ (проницаемость коллектора 0,001 мД), водорастворенный газ, газ глубоких горизонтов.

С точки зрения качества углеводородного сырья выделяются нефти с аномальными физико-химическими свойствами: тяжелые; вязкие; сернистые; парафинистые; смолистые; с высокой (более 500 м<sup>3</sup>/т) или низкой (менее 200 м<sup>3</sup>/т) газонасыщенностью; с наличием более чем 5 % в свободном и (или) растворенном газе агрессивных компонентов (сероводород, угольная кислота).

В инструкции по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов нефть по составу и физическим свойствам подразделяется в зависимости от свойств, группового углеводородного состава, фракционного состава, содержанию серы и других неуглеводородных компонентов, асфальтенов и смол [3].

С точки зрения коллекторских свойств вмещающего пласта, которые влияют на физико-химические характеристики углеводородного сырья. Одной из основных характеристик коллекторов является проницаемость – способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления.

По величине проницаемости продуктивные пласты делятся на низкопроницаемые (от 0 до 100 мД); среднепроницаемые (от 100 мД до 500 мД); высокопроницаемые (более 500 мД). Существует деление на 5 классов коллекторов (мкм<sup>2</sup>): очень хорошо проницаемые (> 1); хорошо проницаемые (0,1–1); средне проницаемые (0,01–0,1); слабопроницаемые (0,001–0,01); плохопроницаемые (< 0,001).

Для классификации коллекторов газовых месторождений используют 1–4 классы коллекторов. То есть, продуктивные пласты с проницаемостью (<0,01 мкм<sup>2</sup>) следует относить к ТРИЗ.

Согласно распоряжению Правительства РФ № 700-р от 3 мая 2012 г. [4] выделяются четыре категории проектов по добыче трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти:

- 1) проекты по добыче нефти из коллекторов с низкой проницаемостью в интервале от 1,5 до 2 мДа включительно (от  $1,5 \times \text{мкм}^2$  до  $2 \times \text{мкм}^2$  включительно);
- 2) проекты по добыче нефти из коллекторов с крайне низкой проницаемостью в интервале от 1 до 1,5 мДа включительно (от  $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  до  $1,5 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  включительно);
- 3) проекты по добыче нефти из коллекторов с предельно низкой проницаемостью до 1 мДа включительно (до  $1 \times 10^{-3} \text{ мкм}^2$  включительно);
- 4) проекты по добыче сверх вязкой нефти с вязкостью нефти в пластовых условиях более 10 000 мПа $\times$ с.

Другими характеристиками вмещающих пород являются низкая пористость коллекторов, залегание коллекторов на малых глубинах и (или) в зоне вечной мерзлоты, внутрипластовые температуры ( $100^\circ\text{C} > t < 20^\circ\text{C}$ ), высокая обводненность извлекаемой нефтяной жидкости.

С позиции территориального месторасположения участка недр. Так, в налоговом законодательстве предусмотрены льготы при добыче нефти [4]:

а) в следующих регионах России:

- Республики Башкортостан и Татарстан;
- Республика Саха (Якутия), Иркутская область, Красноярский край;
- Ненецкий автономный округ, полуостров Ямал в Ямало-Ненецком автономном округе;

б) из новых морских месторождений, расположенных частично или полностью в морях: Азовском, Балтийском, Печорском, Белом, Японском, Охотском, Каспийском, Черном, Баренцевом, Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском, Беринговом;

в) из участков недр, расположенных севернее Северного полярного круга полностью или частично в границах внутренних морских вод и территориального моря, на континентальном шельфе РФ.

С точки зрения экономической эффективности разработки запасов. Согласно классификации Международного общества инженеров-нефтяников (Petroleum Resources Management System, PRMS) выделяются доказанные, вероятные и возможные запасы. Данная классификация направлена на обеспечение защиты вложений инвесторов, поэтому основным критерием является экономическая эффективность разработки в существующих макроэкономических условиях с учетом цен на углеводородное сырье на мировом рынке, действующего налогообложения в недропользовании, затрат на разведку, бурение, транспортировку и других факторов. Поэтому к трудноизвлекаемым относят запасы, разработка которых экономически нерентабельна. Еще более строгий подход к классификации Комиссии по ценным бумагам (Securities and Exchange Commission, SEC), которая работает только с доказанными запасами. Данная классификация разделяет доказанные запасы на разрабатываемые, которые могут быть извлечены из существующих скважин при помощи существующего оборудования и технологий, и неразрабатываемые, для извлечения которых необходимы дополнительные капиталовложения.

Основной задачей российской классификации 2013 г. [3] является регулирование отношений между государством – собственником недр и недропользователем – арендатором с целью максимально эффективного использования недр во взаимовыгодных интересах обеих сторон. Как следствие, экономическая составляющая в новой классификации заключается в том, что недропользователь обосновывает оптимальный вариант разработки месторождения, а государство определяет качество проведенных расчетов, реализуя, таким образом, регулирующую и контрольную функции.

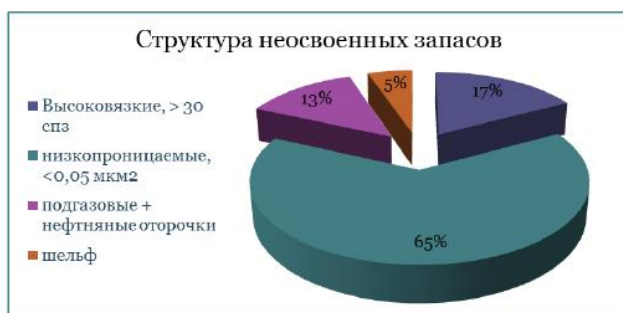
С точки зрения вида геологического образования. В налоговом законодательстве выделяются конкретные залежи углеводородного сырья, отнесенные к баженовским, абалакским, хадумским или доманиковым продуктивным отложениям, в отношении разработки которых предусмотрены льготы [5].

Добыча нефти из залежей баженовской свиты является одним из приоритетных направлений деятельности нефтегазовых компаний. Интересен факт, что долгое время баженовская свита, имеющая распространение в Западной Сибири в 1 млн км<sup>2</sup> и толщина которой варьируется в диапазоне 5–40 м, считалась региональным экраном для ловушек нефти и газа. Однако современные научные исследования показали наличие в этих породах присутствие огромного количества промышленных запасов легкой высококачественной нефти. Отличительными особенностями баженовской свиты по сравнению с традиционными коллекторами являются наличие

микропустотности, плитчатости, слойчатости и листоватости, что и определяет необходимость применения особых технологий разведки и разработки.

С точки зрения технологической ретроспективы термин трудноизвлекаемые запасы подвержен трансформации. Так, в 80–90 гг. прошлого столетия в Западной Сибири были вовлечены в разработку ачимовская и баженовская свиты, среднеюрские, нижнеюрские и палеозойские отложения. Верхнеюрские отложения разрабатывались частично. В настоящее время верхнеюрские и нижнеюрские отложения уже полностью разрабатываются. Активизировалась разработка среднеюрских, палеозойских отложений и ачимовской свиты. Вовлечены в разработку также сеноманские отложения, которые в 90-е годы не рассматривались в краткосрочной перспективе как источник углеводородного сырья.

| Степень промышленного освоения<br>По данным государственного<br>баланса запасов | Начальные извлекаемые запасы, млн. т |                                    | накопленная добыча, млн. т | отбор от начальных извлекаемых запасов, % |                                    | Извлекаемые запасы на 1.01.2013г, млн. т |                |                                    |
|---------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------|----------------|------------------------------------|
|                                                                                 | A+B+C <sub>1</sub>                   | A+B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> |                            | A+B+C <sub>1</sub>                        | A+B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> | A+B+C <sub>1</sub>                       | C <sub>2</sub> | A+B+C <sub>1</sub> +C <sub>2</sub> |
| Всего запасов                                                                   | 39 923                               | 50 889                             | 21 723                     | 54                                        | 43                                 | 18 200                                   | 10 966         | 29 166                             |
| Разрабатываемые запасы                                                          | 34 842                               | 37 487                             | 21 723                     | 62                                        | 58                                 | 13 119                                   | 2 645          | 15 764                             |
| Неразрабатываемые запасы                                                        | 5 081                                | 13 402                             |                            |                                           |                                    | 5 081                                    | 8 321          | 13 402                             |
| Доля неразрабатываемых                                                          | 13%                                  | 26%                                |                            |                                           |                                    | 28%                                      | 76%            | 46%                                |



**Рисунок 1.** Распределение извлекаемых запасов нефти РФ по степени их промышленного освоения и структура неосвоенных запасов на 01.01.2014 г. [6].

Все многообразие подходов к определению термина трудноизвлекаемых запасов нефти, описанных выше, было использовано при подсчете государственного баланса (рис. 1), в котором большая часть неразрабатываемых запасов относится к ТРИЗ и отличается низкой изученностью (>60% категория запасов C<sub>2</sub>) или более 13 млрд. т [6]. Применение инновационных технологий доразведки и разработки этих запасов позволит ежегодно добывать не менее 200 млн. т нефти (при 2% отборе). Следует отметить, что эти запасы уже разведаны, как правило, находятся в регионах со сложившейся инфраструктурой добычи, транспортировки и переработки. То есть, с экономической точки зрения, производство этой нефти будет наиболее рентабельно.

Таким образом, использование задела прежних лет позволит компенсировать более чем 20-ти летний провал в проведении геологоразведочных работ по приращению ресурсной базы углеводородного сырья, тем самым обеспечивая временную страховку, которую можно будет использовать для разведки новых территорий, включая шельф, и глубин, превышающих 4 км.

## Список литературы

1. Большая Энциклопедия Нефти и Газа//URL: <http://www.ngpedia.ru/id31532p1.html>
2. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ: ПОНЯТИЕ, КЛАССИФИКАЦИОННЫЕ ПОДХОДЫ И СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-16. – С. 3593-3597; URL: <https://fundamental-research.ru/ru/article/view?id=37827> (дата обращения: 24.01.2017).





3. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов // Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых [сайт]. URL: [http://www.gkz-  
rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie\\_rekomendacii\\_po\\_primeneniyu\\_nkz\\_utverzhdennye.pdf](http://www.gkz-<br/>rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf)
4. Распоряжение Правительства РФ № 700-р от 3 мая 2012 г.// НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ АКТЫ. URL: <http://ppt.ru/newstext.phtml?id=70096>
5. Налоговый кодекс Российской Федерации (НК РФ)// URL: <http://base.garant.ru/10900200/>
6. Шпуров И.В. Доклад на "круглом столе" Комитета по энергетике Госдумы РФ "Разведка и добыча: новые возможности старых месторождений" 18.12.2014.//URL: <http://www.gosduma.net/news/273/881038/>

## ПРОГНОЗ КАЧЕСТВА КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННОГО ВЕНДА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Докладчик Шлыкова А.А., Соавтор Масленников М.А. (АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск)

### ВВЕДЕНИЕ

Территория исследования данной работы является западная часть Сибирской платформы, которая включает в себя такие тектонические структуры как Байкитская антеклиза, Катангская седловина, Тунгусская синеклиза, Присяжно-Енисейская синеклиза и Курейская синеклиза. С точки зрения нефтегазогеологического районирования территория исследования расположена в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и включает в себя Катангскую, Присяжно-Енисейскую, Байкитскую, Южно-Тунгусскую, Северо-Тунгусскую нефтегазоносные области (НГО), Турухано-Норильский и Нижнеангарский самостоятельные нефтегазоносные районы (СНГР). В административном отношении территория исследования располагается на юге Красноярского края.

### ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

В строении осадочного чехла западной части Сибирской платформы принимают участие отложения рифея, венда, кембрия и верхнего палеозоя.

**Рифейские** образования составляют нижний структурный ярус осадочного чехла Сибирской платформы и характеризуется низкой и неравномерной изученностью глубоким бурением.

Отложения **венда** на территории исследования распространены повсеместно. Вендские отложения с размывом и часто с угловым несогласием залегают на разновозрастных толщах рифея или на кристаллическом фундаменте. Они составляют основание вендско-силурийского тектоноседиментационного этажа. Нижняя часть венда обычно представлена терригенными породами, а верхняя – карбонатными, глинисто-карбонатными и в ряде районов – соленосно-карбонатными.

**Кембрийские** отложения на территории исследования согласно залегают на отложениях венда. Представлены в нижней и средней части соленосно-карбонатными породами, в верхней – глинистыми доломитами и мергелями.

**Верхнепалеозойские** отложения развиты на большей части Сибирской платформы. Угленосные образования включают в себя отложения среднего-верхнего карбона и Перми. Рассматриваемая толща верхнего палеозоя имеет сложное внутреннее строение, обусловленное многочисленными внутрiformационными перерывами и фациальной изменчивостью.

Отложения венда являются главным объектом нефтегазопоисковой работы на Сибирской платформе. В них открыта основная часть месторождений нефти и газа. Залежи углеводородов приурочены к песчаникам нижнего венда и в меньшей части к карбонатам верхнего. Терригенные отложения нижнего венда выделены на платформе в вендский нефтегазоносный комплекс, а карбонатные породы верхнего венда и самые низы кембрий – в верхневендско-нижнекембрийский НГК. **Объектом исследования** в настоящей работе является вендский НГК (терригенный венд).

На территории исследования отложения терригенного венда нефтегазоносны в ее южных областях – Байкитской, Катангской НГО и в Нижнеангарском СНГР.

Для Байкитской НГО характерно последовательное уменьшение мощности и стратиграфической полноты разреза венда от ее южной и юго-западной окраин к центральной части и северной окраине. Здесь в вендском НГК открыты залежи на месторождениях: Оморинском, Камовском, Юрубчено-Тохомском; В Катангской НГО - Пайгинском, Собинском; В Нижнеангарском СНГР - Абаканском, Агалеевском и Имбинском (Рис. 1).

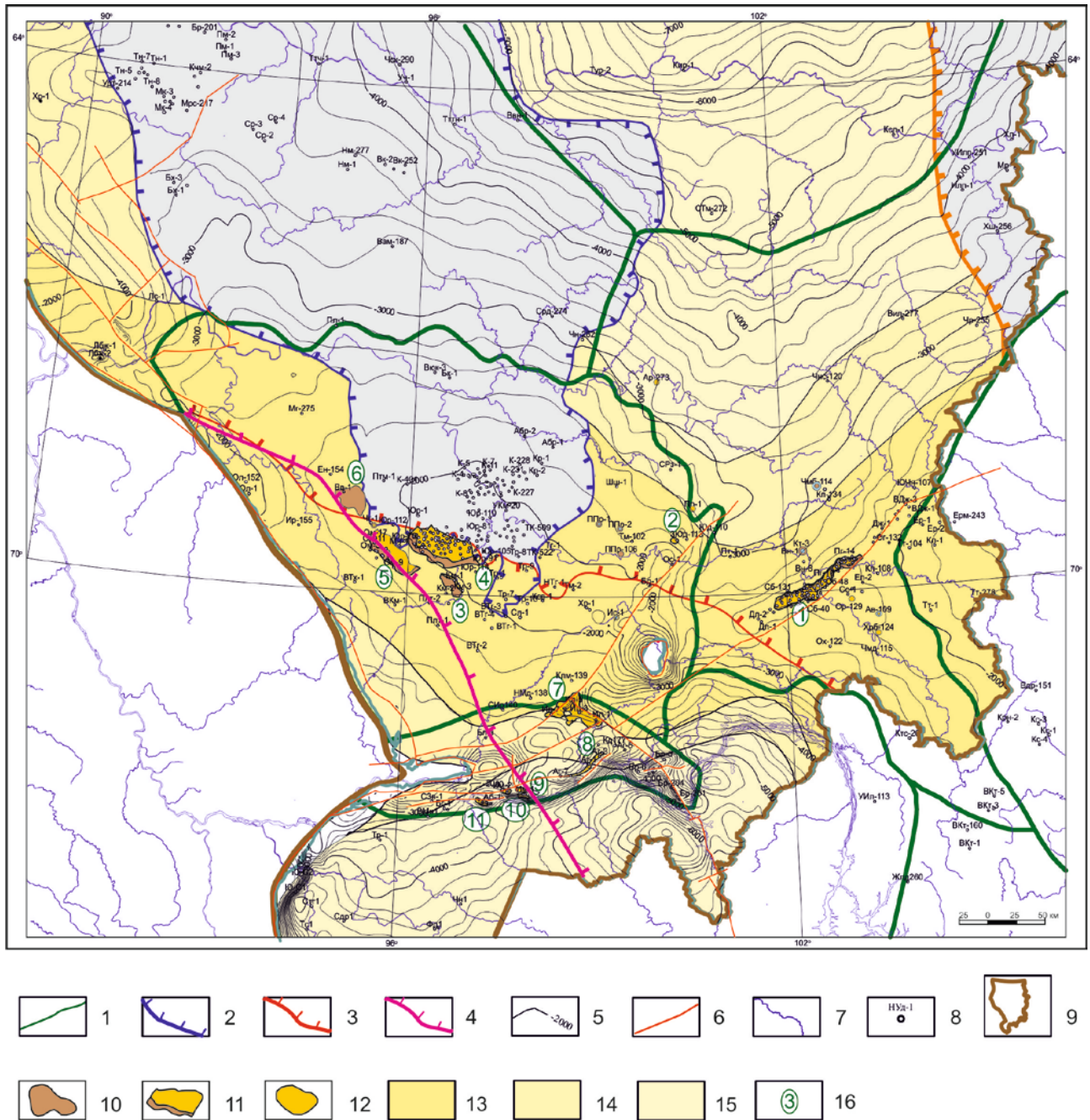
В разрезе вендского НГК залежи углеводородов связаны с рядом нефтегазоносных пластов.

Пласт Б-VII залегают в основании катангской свиты. Сложен из песчаников мелко- и среднезернистых до крупнозернистых, с прослоями гравелитов. Полоса песчаников протягивается в юго-восточном направлении на западном склоне Байкитской антеклизы. Видимо, пласт песчаников сформировался в прибрежных обстановках и был вытянут вдоль береговой линии.

Ниже по разрезу венда в составе оморинской свиты установлен продуктивный пласт Б-VIII. Он составлен песчаниками и алевролитами. Покрышкой является тонкий слой аргиллитов и алевролитов.

Пласт Б-VIII<sup>1</sup> сложен песчаниками и алевролитами преимущественно кварцевого состава. Пласт Б-IX обособлен в нижней пачке оскобинской свиты. Он сложен песчаниковидными кавернозными

битумосодержащими доломитами с прослоями ангидрит-доломитов, алевролитов и кварцевых песчаников.



**Рисунок 1.** Карта перспектив нефтегазоносности вендского НГК.

1 – Границы нефтегазоносных областей; 2 – Линия выклинивания песчаников непского горизонта; 3 – Линия выклинивания песчаников тирского горизонта; 4 – Линия выклинивания песчаников даниловского горизонта; 5 – Изогипсы подошвы вендских отложений; 6 – Разрывные нарушения; 7 – Гидросеть; 8 – Глубокие скважины; 9 – Территория исследования.  
 Месторождения: 10 – нефтяные; 11 – нефтегазовые и газонефтяные; 12 – газовые.  
 Зоны предполагаемого развития коллекторов по классификации А.А.Ханина: 13 – IV-V классы, реже III; 14 – V-VI классы, реже IV; 15 – VI класс.  
 16 – Месторождения: 1) Собинское; 2) Ново-Юдоконское; 3) Камовское; 4) Юрубчено-Тохомское; 5) Оморинское; 6) Борщевское; 7) Ильбокичское; 8) Агалеевское; 9) Восточно-Имбинское; 10) Имбинское; 11) Абаканское.

В вендском НГК Нижнеангарского СНГР выделены два продуктивных пласта песчаников – верхний (агалеевский) и нижний (имбинский).

Песчаники агалеевского пласта находятся в кровле мошакской свиты. Имбинский пласт находится в средней части чистяковской свиты.

В Катангской НГО в отложениях венда открыты месторождения нефти и газа в Собинской зоне. В этой зоне продуктивны отложения ванаварской свиты венда, в ее разрезе установлены пять нефтегазоносных пластов песчаников: В-I - Вн-V, наиболее крупные залежи сосредоточены в пластах Вн-I, II, IV. Здесь открыто крупное Собинское, среднее Пайгинское месторождения, получены промышленные притоки нефти и газа на ряде площадей.

Размещение залежей углеводородов обусловлено в основном распределением резервуаров. В вендских НГК залежи приурочены к песчаниковым пластам, пачкам, сформировавшимся в прибрежно-морских обстановках: это бары, дельты (ванаварские пласты), мелководно-морские песчаниковые тела. Эти нефтегазоносные песчаниковые тела сформировались в обстановках с повышенной динамикой вод, они отличаются отсортированностью кластического материала, небольшим количеством первичного цемента, кварцевым и полевошпатово-кварцевым составом зерен. Залежи газа в вендском НГК обнаружены также и в песчаниках различного состава, слабо отсортированных, иногда мусорных.

## ПРОГНОЗ РАЗВИТИЯ КОЛЛЕКТОРОВ

В процессе исследований было установлено, что коллекторские свойства песчаников зависят от условий формирования, к примеру, анализ фильтрационно-емкостных свойств песчано-алевролитовых пород различных фаций ванаварской свиты показал, что лучшими ФЕС как правило характеризуется прибрежные и дельтовые песчаники.

Тирский горизонт фациально изменчив: на западном склоне Байкитской антеклизы представлен преимущественно терригенными породами, восточнее замещается на терригенно-сульфатно-карбонатные породы. В тирском резервуаре установлены залежи УВ на Камовском, Оморинском, Агалеевском, Имбинском, Абаканском, Ильбокичском и Юрубчено-Тохомском месторождениях.

Установлено, что в тирское время формирование осадков происходило в мелководно-морских (полуизолированных и открытых) обстановках с нормальной и повышенной соленостью вод. Проницаемая часть резервуара, представлена главным образом песчаниками, алевро-песчаниками и реже доломитами. Мощность песчаных пластов колеблется от 1 до 20 м. Различие в расположении в разрезе песчаных тел, в их форме и строении зависит от условий их формирования, песчаники представлены в основном прибрежными фациями.

Экраном для коллекторов тирского горизонта служат собственные глинисто-карбонатные и галогенно-сульфатно-доломитовые пласты, и перекрывающие непроницаемые или слабопроницаемые аргилито-доломитовые породы нижнеданиловского горизонта.

Коллекторы с улучшенными ФЕС в оскобинской (оморинской) свитах приурочены к фациям приливно-отливных каналов, баров и пляжей

Нижнеданиловский горизонт. Отложения нижнеданиловского резервуара распространены практически повсеместно. Они с перерывом залегают на породах фундамента, рифея, и тирского и непского горизонтов.

Горизонт представлен осадочными породами различного литологического состава.

По степени перспективности и благоприятности фациальных обстановок, учитывая статистические данные, для песчаных коллекторов нижнеданиловского резервуара намечается фациальный ряд от высоко перспективных для формирования коллекторов фаций русел, дельт, устьевых и прибрежных баров к средне перспективным – фациям пляжей, гребней штормовых течений, каналов и береговых валов и к слабо перспективным – пойменным, лагунным и мелководно-морским отложениям.

На основе палеогеографических реконструкций были выделены зоны развития песчаников - это песчаные валы, бары, гребни прибрежного шельфа, дельтовые и русловые фации и гравийно-песчаные фации конусов выноса.

Помимо этого был выполнен статистический анализ и построены гистограммы по распределению значений пористости и проницаемости алевро-песчаных пород венда на территории Байкитской, Катангской, Присяяно-Енисейской НГО и Нижнеангарского СНГР, преобразованных до различных стадий катагенеза: МК2-1, МК2-2, МК3, МК4-5 (Рис. 2).

Породы преобразованы до МК2-1 стадии характеризуются следующими свойствами:



- Максимальное значение пористости 25,7%, минимальное 1,365%, среднее значение 10,54%. Всего 446 образцов. Большая их часть (92) попадает в диапазон 6-9%. Меньше всего (37) в диапазоне <3%.

- Максимальное значение проницаемости 189 мД, минимальное 0,01 мД, среднее значение 28,87 мД. Всего 330 образцов. Большая их часть (81) попадает в диапазон 10-100 мД. Меньше всего (2) в диапазоне 500-1000 мД.

Породы преобразованы до МК2-2 стадии характеризуются следующими свойствами:

- Максимальное значение пористости 28,71%, минимальное 0,01%, среднее значение 10,275%. Всего 906 образцов. Большая их часть (215) попадает в диапазон 12-15%. Меньше всего (37) в диапазоне >18%.

- Максимальное значение проницаемости 427 мД, минимальное 0,001 мД, среднее значение 17,72 мД. Всего 739 образцов. Большая их часть (261) попадает в диапазон 1-10 мД. Меньше всего (31) в диапазоне 100-500 мД.

Породы преобразованы до МК3 стадии характеризуются следующими свойствами:

- Максимальное значение пористости 22,13%, минимальное 0,0024%, среднее значение 5,81%. Всего 495 образцов. Большая их часть (177) попадает в диапазон <3%. Меньше всего (4) в диапазоне >18%.

- Максимальное значение проницаемости 1286,3 мД, минимальное 0,001 мД, среднее значение 14,04 мД. Всего 432 образцов. Большая их часть (170) попадает в диапазон 0,1-1 мД. Меньше всего (1) в диапазоне 500-1000 мД.

Породы преобразованы до МК4-5 стадии характеризуются следующими свойствами:

- Максимальное значение пористости 12,4%, минимальное 0,0024%, среднее значение 2,49%. Всего 947 образцов. Большая их часть (615) попадает в диапазон <3%. Меньше всего (3) в диапазоне 12-15%.

- Максимальное значение проницаемости 505,21 мД, минимальное 0,018 мД, среднее значение 2,472 мД. Всего 821 образцов. Большая их часть (544) попадает в диапазон 0,1-1 мД. Меньше всего (1) в диапазоне 500-1000 мД.

При степени катагенеза МК4-5 песчаники становятся практически не проницаемые, и пористость едва достигает 2-4 %.

Полученные данные по распределению значений пористости и проницаемости алевропесчаных пород венда на территории исследования, преобразованных на разных стадиях катагенеза: МК2-1, МК2-2, МК3, МК4-5 позволили закартировать зоны распространения коллекторов по классификации А.А.Ханина.

Было выделено три типа коллекторов различного класса:

1 тип – коллекторы IV -V класса с прослоями коллекторов III класса;

2 тип – коллекторы V- VI с прослоями IV класса;

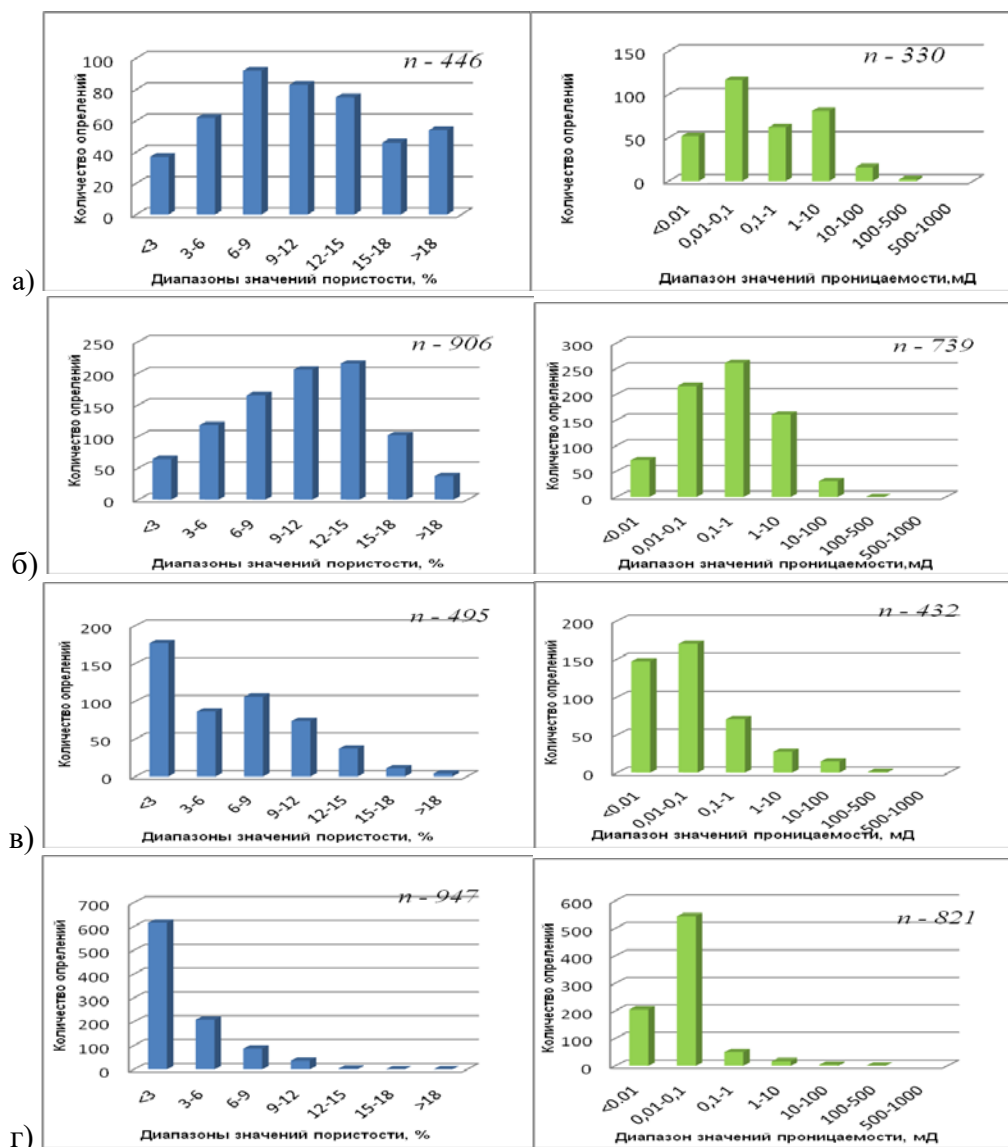
3 тип – возможные коллекторы VI класса (трещинно-поровый коллектор);

Коллекторы первого типа характеризуются лучшими ФЕС. Область распространения коллекторов первого типа протягивается широкой полосой от западной части Южно-Тунгусской НГО (прогноз), через Байкитскую и Катангскую на запад Непско-Ботубинской НГО.

Коллекторы второго типа выделены спорадически в районе Хуриндинской и Нижнеимбакской площадей (Южно-Тунгусска НГО), в зоне Ангарских складок, и узкой полосой от Чункинской и Сейсморазведочной площадей (северо-восток Байкитской НГО), протягиваясь до Чамбинской и Чирорской площадей (Катангская НГО).

Коллекторы третьего типа характеризуются худшими ФЕС. Область распространения коллекторов третьего типа выделена в восточной части исследуемой территории (с севера Чириндинской на юг до Аргишской площади) и на Присаяно-Енисейской синеклизе.

Зона развития этого типа коллекторов и связана с увеличенными толщинами терригенного венда, большими глубинами палеопогружения отложений и худшей сортировкой песчаников. ФЕС характеризуются диапазоном значений пористости от 0,83 до 9 %, единичные до 12%, в среднем 2,5 %. Проницаемость пород также находится в диапазоне значений и изменяется от 0, 23 до 10 мД, единичные до 505, в среднем менее 1 мД.



**Рисунок 2.** Гистограммы распределения значений пористости(слева) и проницаемости(справа) алевро-песчаных пород венда на территории Байкитской, Катангской, Присяяно-Енисейской НГО и Нижнеангарской СНГР, преобразованных до различных стадий катагенеза: а)МК2-1; б)МК2-2; в)МК3; г)МК4-5.

## ВЫВОДЫ

По результатам исследования выполнен прогноз развития улучшенных коллекторов на неизученных бурением территориях. Основываясь на этих прогнозах, для постановки дальнейших геолого-разведочных работ рекомендуется западная часть Южно-Тунгусской НГО, восточная и западная часть Байкитской НГО, северная и южная часть Катангской НГО.

## Список литературы:

1. Мельников Н.В. Венд-Кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития) – Новосибирск, Издательство СО РАН, 2009. – 148 с.
2. Мельников Н.В. Геология и нефтегазоносность Лено-Тунгусской провинции – Москва, Издательство «Недра», 1977. – 205 с.
3. Мельников Н.В., Якшин М.С., Шишкин Б.Б. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления - Новосибирск: Академическое издательство «Гео», 2005. - 428 с.

## ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ЦЕМЕНТА В СОСТАВЕ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ Ю<sub>1</sub> И Ю<sub>2</sub> ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Штырляева А.А.\* (Санкт-Петербургский Горный университет), Дурягина А.М. (Санкт-Петербургский Горный университет)*

Терригенные коллектора Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна являются основной базой добычи российской нефти. В связи с истощением запасов меловых залежей в настоящее время актуальной задачей является изучение и введение в разработку более глубоко залегающих юрских продуктивных комплексов. Вследствие значительной глубины залегания коллектора в пределах данных комплексов характеризуются высокой степенью диагенетических и катагенетических преобразований. Согласно проведенным исследованиям [1], переотложение карбонатов кальция и железа в ходе таких преобразований, является основным фактором ухудшения коллекторских свойств. Содержание и особенности распределения кальцитового и сидеритового цемента в песчаниках являются важными свойствами, определяющими петрофизические характеристики коллектора.

Целью данной работы являлось исследование особенностей распределения карбонатного цемента и его влияния на ФЕС в песчаниках пластов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> Еты-Пуровского месторождения методом рентгеновской микротомографии.

По результатам ранее проведенных работ [4], песчаники в пределах пласта Ю<sub>1</sub> сформированы в условиях мелководного бассейна, осложненного выдвигаемой дельтой. Таким образом, в составе коллектора присутствуют два структурно-генетических типа [2] песчаника: песчаники устьевых баров, образованных в ходе выдвигания дельты в открытый мелководный бассейн и песчаники вдольбереговых валов, образованных в результате переработки дельты волнениями.

Песчаники пласта Ю<sub>2</sub> в пределах Еты-Пуровского месторождения сформированы в условиях замкнутых мелководных лагун, осложненных маломощными конусами выноса в результате впадения в них временных и постоянных водотоков. Здесь выделены песчаники вдольбереговых баров, изолирующих лагуны от вод бассейна и песчаники конусов выноса.

Для сравнения песчаников выделенных структурно-генетических типов и изучения особенностей их внутреннего строения были выполнены описания шлифов, микротомографические исследования стандартных образцов и анализ распределения фильтрационно-емкостных свойств по вертикали в пределах отдельных слоев.

Основным преимуществом метода рентгеновской микротомографии является возможность изучения образца в объеме без его разрушения. В основе метода лежит различие в пропускной способности рентгеновских лучей отдельными минеральными веществами. Количество поглощаемого минералом рентгеновского излучения является функцией от порядкового номера элементов, входящих в его состав. Это позволяет разделить образец в рентгеновском свете на минеральные составляющие и изучить их распределение по всему объему пробы [3].

Микротомографические исследования произведены для стандартных цилиндров (диаметром 30 мм) с разрешением соответственно 15 . Шаг поворота при сканировании 0,2°. Напряжение рентгеновской трубки – 122 кВ. Оборудование – микротомограф SkyScan 1173.

По результатам описания шлифов выявлено, что в состав обломочной части песчаников входят: кварц (более 60%), полевые шпаты (до 15%) кремнисто-слюдистые породы, гранитоиды и кислые эффузивы (до 5%).

Среди вторичных минералов в составе цементирующего вещества песчаников распространен кальцит, формирующий пойкилитовый ступчатый кристаллический тип цементации. Еще более неравномерно распространен пелитоморфный сидеритовый цемент, относящийся к открытому поровому. Послойно распределенный сидерит-гидрослюдистый цемент формирует контурное заполнение порового пространства.

Поскольку величина рентгеновского поглощения зависит от атомного номера элемента, она в той или иной степени будет различна для разных минералов. Для сравнения рентгеновской плотности минералов, входящих в состав исследуемых пород, был разработан метод эталонирования [3]. Эталонные чистые зерна минералов сканируются при тех же настройках, что и образцы песчаников. В результате по рентгеновской плотности было выделено 4 основные минеральные фазы:

- наименее плотная – кварц+полевые шпаты (имеют одинаковую рентгеновскую плотность);

- кальцит;
- сидерит;
- пирит и другие сульфиды.

При этом первая фаза отражает состав основного скелета породы, а вторая и третья отвечают составу цемента, заполняющего поры.

По реконструированному сечению эталонных образцов был построен профиль поглощения, что позволило определить пределы, в которых измеряется рентгеновская плотность внутри каждого из зерен.

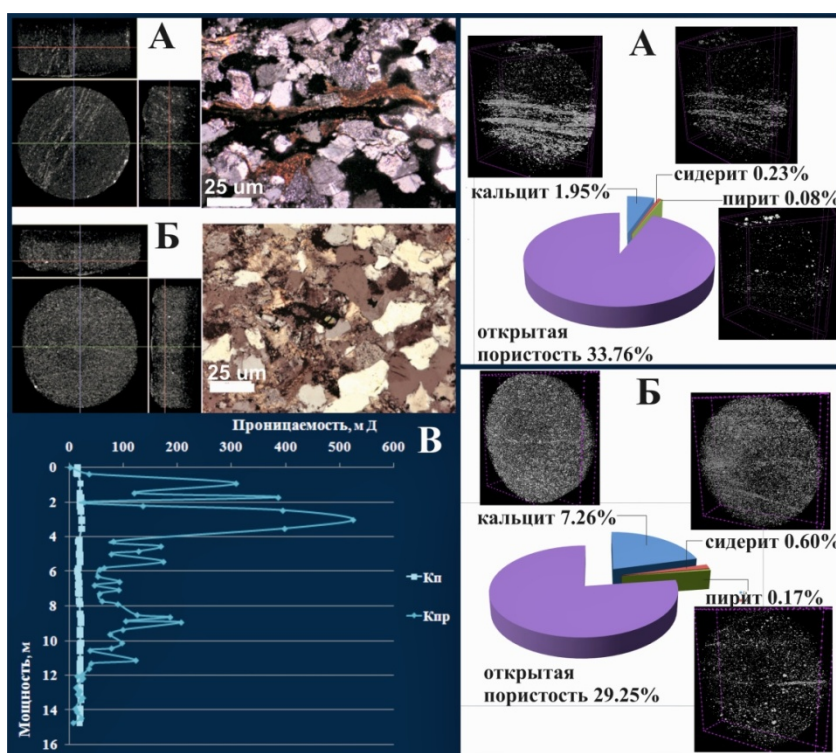
Задавая полученные граничные значения при помощи соответствующего программного обеспечения стало возможным сделать вырезку каждой из минеральных фаз из общей томограммы, произвести подсчет ее содержания и оценить ее пространственное размещение в соответствии с текстурными особенностями образца.

В результате исследовано влияние содержания и особенностей распределения кальцита на пористость в разных частях песчаных прослоев:

Песчаники устьевых баров пласта Ю1 обладают весьма неоднородным распределением проницаемости. Ожидаемой, наиболее проницаемой является прикровельная часть, пористость здесь может достигать 30%, содержание карбонатного цемента весьма невелико, при этом он распределен по наслоению, в шлифах можно увидеть, что сидерит-гидрослюдистый цемент формирует волнистую микрослойчатость. В нижней части, на фоне значительного снижения проницаемости, пористость практически не меняется, но увеличивается содержание кальцита, образующего пойкилитовый цемент ступчатого типа (рис. 1).

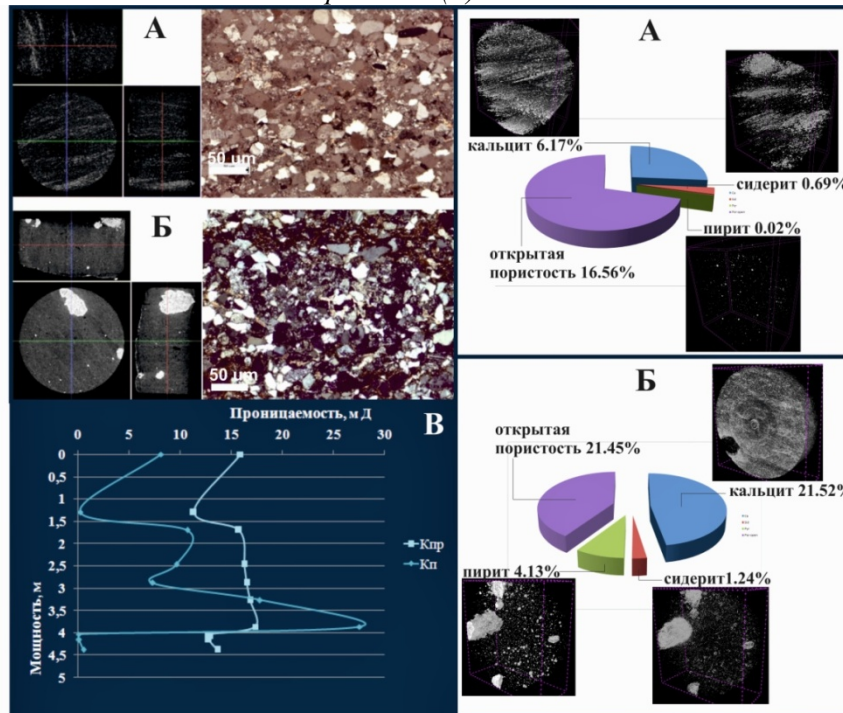
Песчаники вдольбереговых баров обладают заметно пониженными фильтрационно-емкостными свойствами по сравнению с песчаниками устьевых баров. Наибольшие значения открытой пористости наблюдаются в средней части слоя и ожидаемо совпадают с гранулометрическим максимумом. Характерны значительные содержания кальцита, в целом карбонатный цемент ориентирован по направлению слойчатости, что может обуславливать большое влияние текстурными особенностями на распределение ФЕС. Также отмечено большое количество пиритовых стяжений (рис. 2).

Песчаники малых устьевых баров пласта Ю2 характеризуются низкими значениями пористости 4-5%, значения проницаемости также распространены в слое неравномерно. Отмечено высокое содержание карбонатного цемента ступчатого и послойно ориентированного типа (рис. 3).

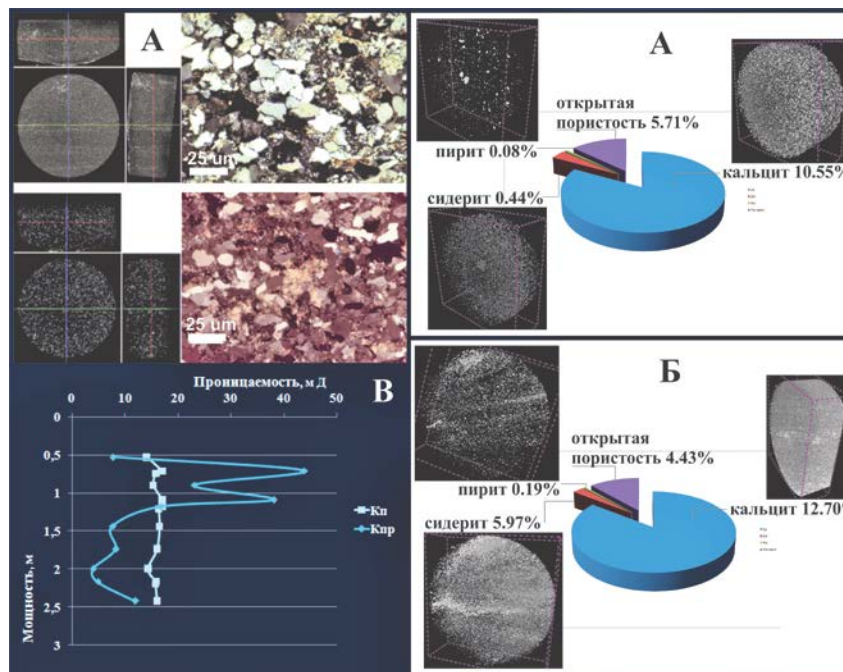




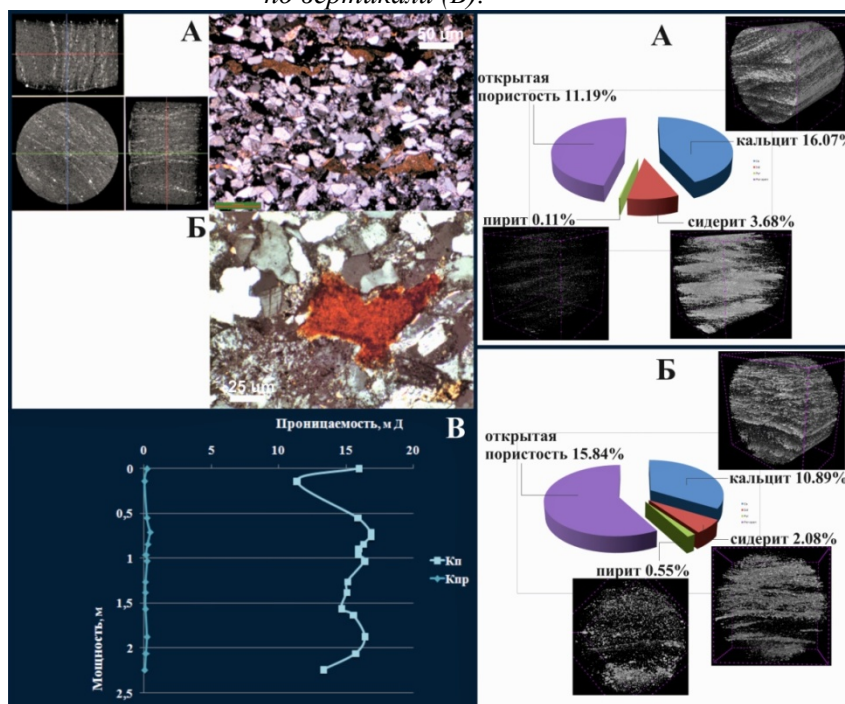
**Рисунок 1.** Результаты микротомографических исследований керна и верхней (А) и нижней (Б) частей слоев устьевых баров пласта Ю<sub>1</sub> и диаграмма распределения пористости и проницаемости по вертикали (В).



**Рисунок 2.** Результаты микротомографических исследований керна и верхней (А) и нижней (Б) частей слоев вдольбереговых баров пласта Ю<sub>1</sub> и диаграмма распределения пористости и проницаемости по вертикали (В).



**Рисунок 3.** Результаты микротомографических исследований керна и верхней (А) и нижней (Б) частей слоев устьевых баров пласта Ю<sub>2</sub> и диаграмма распределения пористости и проницаемости по вертикали (В).



**Рисунок 4.** Результаты микротомографических исследований керна и верхней (А) и нижней (Б) частей слоев вдольбереговых баров пласта Ю<sub>2</sub> и диаграмма распределения пористости и проницаемости по вертикали (В).

В результате исследований вещественного в песчаниках пластов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> Еты-Пуровского месторождения было выявлено, что условия их формирования в значительной степени влияют на распределение карбонатного цемента в поровом пространстве коллектора, сказываясь на значениях вторичной пористости. Этот факт нельзя не учитывать при построении схем и кубов распределения ФЕС в пределах отдельных месторождений.

## Список литературы

- Осипова Е.Н., Ежова А.В. Влияние катагенетических преобразования на коллекторские свойства пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Хвойного нефтяного месторождения / Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317 №1. – С. 105 – 109.
- Шишлов С.Б. Структурно-генетический анализ осадочных формаций – СПб.: С.-Петербург. горн. Ин-т; ЛЕМА, 2010. – 276 с.
- Штырляева А.А., Журавлев А.В., Герасимова А.И. Перспективы и проблемы использования компьютерной микротомографии для изучения образцов керна. Нефтегазовая геология, теория и практика – 2016. – Т. 11. - №1. – [http://www.ngtp.ru/rub/12/8\\_2016.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/12/8_2016.pdf)
- Штырляева А.А. Региональная корреляция и реконструкция условий формирования продуктивных пластов Ю<sub>1</sub> и Ю<sub>2</sub> Надым-Пурской и Среднеобской НГО (Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн). Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. №2, - 2016 г. С. 40-46

## СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЮЖНО-ОНШОНСКОЙ ВПАДИНЫ (ВЬЕТНАМ)

*В.Л. Шустер\*, С.А. Пунанова (Институт проблем нефти и газа, Москва, РФ), Л.Т. Нго (Институт Геофизики, Вьетнамская Академия Наук и Технологий, Ханой, СРВ)*

В Западной Сибири основные выявленные запасы нефти и газа приурочены к меловым и верхнеюрским отложениям. Значительные ресурсы нефти имеются в отложениях баженовской свиты. Перспективны также ниже-среднеюрские отложения и доюрские комплексы, в том числе образования фундамента. Здесь на границе фундамента и осадочного чехла открыто порядка 50 залежей нефти и получено около 50 непромышленных притоков. Однако, основная часть открытых залежей мелкие по запасам, единичные- средние. Крупных скоплений нефти пока не открыто. Задача открытия крупных и средних по запасам залежей нефти, приуроченных к образованиям фундамента, является весьма актуальной. В то же время, на южном шельфе Вьетнама в бассейнах Кыулонг и Южный Коншон открыто 85 месторождений углеводородов (УВ) с суммарными запасами более 1,2 млрд. т у. т, в том числе 37 месторождений разрабатываются [1]. Ряд крупных по запасам месторождений приурочены к образованиям фундамента, такие как Белый Тигр (запасы более 300 млн.т нефти), Дайхунг (нефть, газ, конденсат – запасы около 90 млн. т у. т), Кыулонг, Лан Тау (запасы газа 60 млрд. м<sup>3</sup>) и другие [1].

С целью выработки набора геолого-геофизических и геохимических критериев прогноза крупных и средних по запасам месторождений УВ в глубоких горизонтах Западной Сибири и Вьетнама, в первую очередь, в образованиях фундамента, нами проведена сравнительная оценка геологического строения и нефтегазоносности этих двух крупных территорий.

На вьетнамском шельфе Кыулонгский бассейн преимуществен нефтеносен, а в Южно-Коншонском бассейне открыты в основном – газовые и газоконденсатные скопления. Фундамент сложен преимущественно кристаллическими, метаморфическими, частично эффузивными породами. Наиболее крупное нефтяное месторождение Белый Тигр в тектоническом отношении приурочено к выступу фундамента, разбитому крупными разломами на блоки и перекрытому осадочными глинистыми породами, обогащенными РОВ, олигоценного возраста, играющими роль флюидоупора и нефтегенерирующих толщ. Причем, важное значение имеет гипсометрическое положение блоков, выступов. Доминирующие в рельефе структуры фундамента характеризуются наилучшими ФЕС пород и максимальной продуктивностью. Наилучшими ФЕС пород и максимальными дебитами характеризуются гранитоиды. Породы-коллекторы распределены крайне неравномерно как по площади, так и по разрезу плутона. Пустотность пород трещинная, трещинно-кавернозная, ( $K_{п}$  от 5-6% до 18%), проницаемость низкая и неравномерная по разрезу скважин (от 0,06 до 30 мД). Дебиты скважин изменяются от 200-300 до 1500-2000 т/сут. Причем интервалы максимального притока нефти в скважинах составляют 20-40м, при том, что опробованы 500-700 метровые интервалы открытого ствола, и расположены эти породы-коллекторы как вблизи поверхности фундамента, так и на значительной глубине от неё (на 500-700 м) [2, 3].

Анализ фактического материала и проведенные расчеты [2] позволил нам присоединиться к точке зрения ученых, считающих, что основным источником нефти в залежах фундамента является ОВ нефтематеринских осадочных толщ, облекающих и примыкающих к фундаменту.

В Кыулонгском бассейне (месторождение Белый Тигр) облекающие фундамент породы олигоценного возраста. Сходство составов нефтей фундамента и нижнего олигоцена по многим параметрам обосновано нами в работах [2, 3] и позже О.В. Серебренниковой и др., [4]. Так нефти из залежей в фундаменте и в нижнем олигоцене на месторождении Белый Тигр характеризуются близкими значениями практически всех исследованных параметров. Это относится и к микроэлементному (МЭ) составу нефтей (определение МЭ проведено Далатским институтом ядерных исследований, Вьетнам). Особенно показательна близость этих нефтей по генетическому показателю – V/Ni, которое в нефтях из отложений как фундамента, так и олигоцена значительно ниже единицы (рис. 1). Преобладание Ni над V характеризует нефти как катагенно преобразованные.



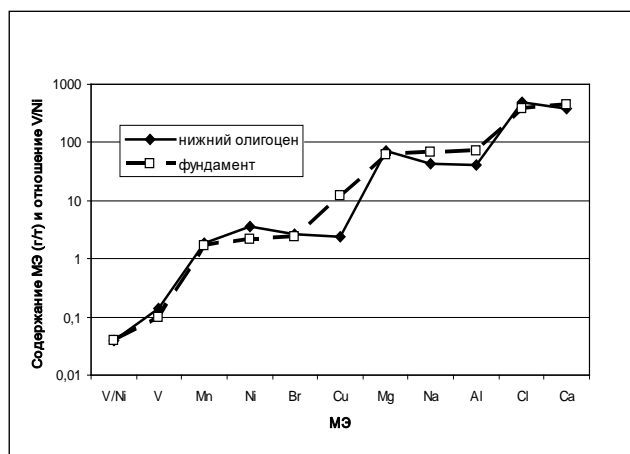


Рисунок 1. Содержание МЭ в нефтях месторождения Белый Тигр

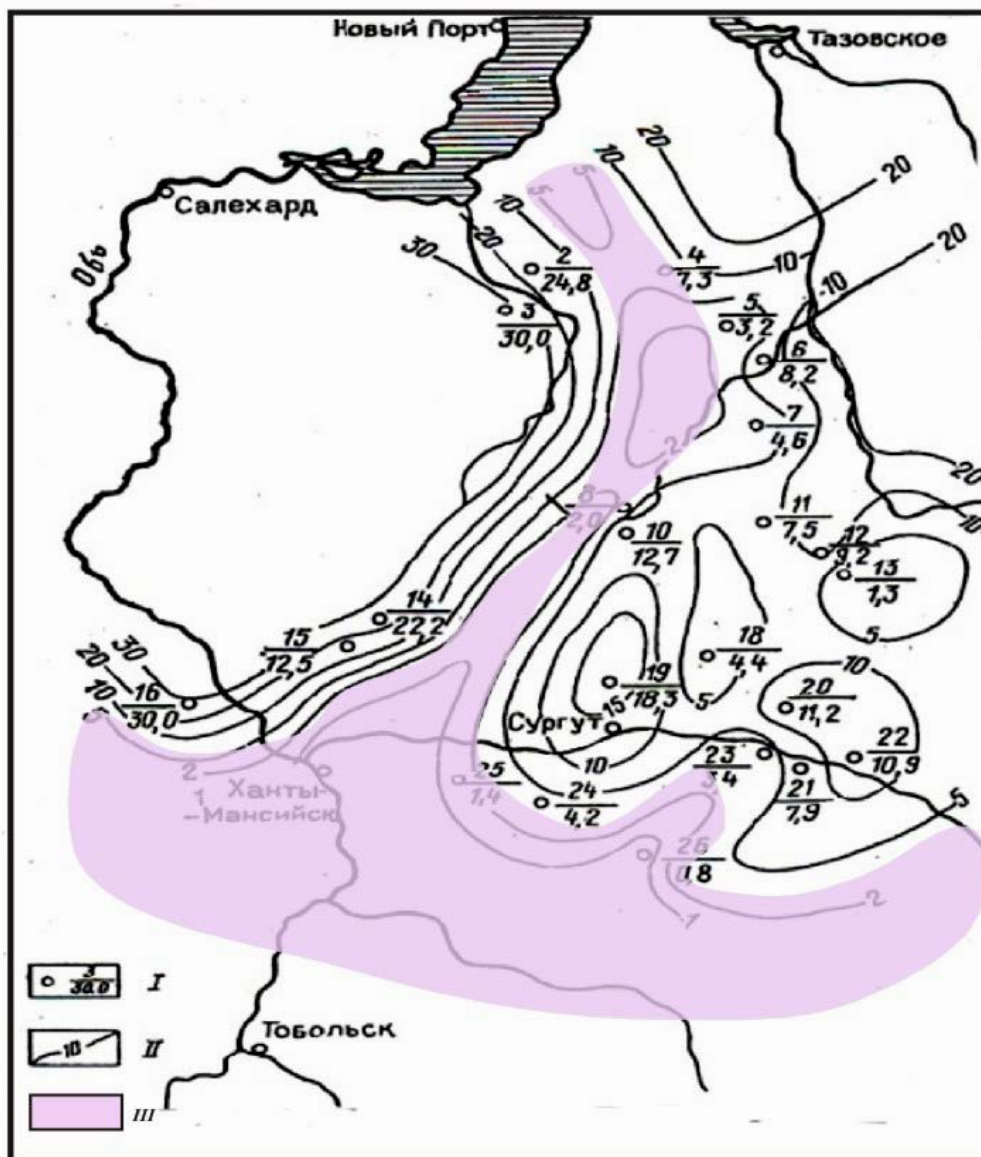
А.Н. Дмитриевским и др. [5] предложена полигенная гипотеза формирования нефтяного месторождения Белый Тигр. В результате термоусадочных процессов создается перепад давлений, что обеспечивает втягивание в пределы остывающего интрузива микронепти из перекрывающих осадочных пород. Активные флюидодинамические процессы приводят к формированию дополнительной емкости по всему объему гранитного интрузива и накоплению в его пределах углеводородных флюидов. Воздействие глубинных флюидов способствует не только возникновению пустот, каверн и трещин, но и кардинальному изменению структуры гранитоидов с образованием рассыпающегося субстрата. Дебит нефти в таких зонах достигает 2 тыс. т/сут. В Южно-Коншонском бассейне (месторождения Дайхунг, Лан-Тау и др.) нефтематеринские толщи, облегающие фундамент, «среднего и высокого» уровня ( $C_{орг}$  от 0,86 до 4,5, в среднем 2,21%). ОВ существенно гумусового типа и соответствует керогену III типа ( $HI$  меньше 250 мг УВ/г  $C_{орг}$ ;  $C_{27}/C_{29} > 1,5$ ) [1].

Решение задачи оценки возможности нефтегазогенерации доюрским комплексом Западной Сибири нами осуществлено по ряду основных геохимических показателей – содержанию ОВ, отражательной способности витринита, величинам палеотемператур,  $T_{max}$ . По данным Т.А. Кирюхиной [6], в терригенно-карбонатных породах палеозоя северных регионов Западной Сибири содержание  $C_{орг}$  колеблется от 0,1–0,2 до 2,6–3,0%. Величина концентрации ХБА составляет 0,3%. Состав  $n$ -алканов указывает на фитопланктонный характер исходного ОВ, накопившегося в восстановительной обстановке. Терригенные породы содержат  $C_{орг}$  0,8–3,5%, ХБА – 0,08–0,29%. Катагенетическая преобразованность соответствует грациям МК<sub>2</sub>–МК<sub>3</sub>. По совокупности геохимических параметров терригенные и карбонатно-терригенные породы палеозоя можно отнести к нефтематеринским толщам.

Основываясь на анализе особенностей УВ и МЭ состава нафтидов [3], сделан вывод о существовании двух источников генерации нефти, способных насытить образования фундамента. Это сингенетичное ОВ осадочного палеозоя и эпигенетичное, генерируемое ОВ юрских осадочных и триасовых вулканогенно-осадочных отложений. На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских формациях указывает существенное отличие по содержанию МЭ нафтидов палеозоя и коры выветривания от юрских отложений. Это особенно ярко фиксируется (рис. 2) при сопоставлении содержаний и соотношений биофильных элементов группы железа V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn и редкоземельных элементов (РЗЭ) (данные о РЗЭ [7]) в нефтях и битумоидах по месторождениям Шаимского и прилегающих регионов (Ханты-Мансийское, Даниловское, Ловинское, Мартымя-Тетеревское и др.) При сопоставлении концентрационного распределения в нефтях нефтегазоносных комплексов Шаимского района этих групп элементов нами установлены различные тенденции их накопления. Представляется, что такое распределение МЭ в нафтидах объясняется полигенным характером их поступления в нефть – из ОВ осадочных доюрских нефтематеринских отложений для биофильных и глубинным для РЗЭ.



Наличие зон высокой преобразованности ОВ пород в доюрских отложениях Западной Сибири отмечено нами ранее при исследовании ОВ баженовских отложений Западно-Сибирского НГБ. На рисунке 2 показан характер распределения содержания ванадия в битумоидах баженовских отложений, которое изменяется от  $0,83 \times 10^{-2}\%$  (Угутский район) до  $30 \times 10^{-2}\%$  в западных районах бассейна (Каменная площадь, Хейгинский и Надымский районы).



**Рисунок 2** – Схема распределения содержания ванадия в ОВ пород баженовской свиты Западной Сибири

I – площади отбора керн (числитель) с указанием содержания V ( $n \times 10^2\%$ ) в ОВ (знаменатель); II – изолинии содержания V в ОВ пород; III – зона аномально низких содержаний V.

Четко трассируется аномальная зона низких значений содержания V, протягивающаяся с юго-запада на северо-восток, показанная на карте цветом. Эта зона повторяет по своей конфигурации участки с аномально низкими содержаниями ванадилпорфиринов. Как известно, в условиях высоких палеотемператур порфириновые комплексы разрушаются, образуя пирролы и короткие цепочки УВ разного строения, к тому же, в этих зонах битумоиды характеризуются низкими содержаниями МЭ, в частности ванадия [8]. Все это свидетельствует об эпигенетичном характере высокопреобразованных битумоидов, мигрирующих из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна в более высокие и не связанных с сингенетичными слабо катагенетически преобразованными битумоидами самих баженовских отложений. Протягивается зона через Юганскую впадину, Колтогорский прогиб, Салымское поднятие и далее на северо-запад. Территория высокопреобразованного органического вещества соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и

флюидопроводящих разломов в фундаменте [9]. По данным бассейнового моделирования, проведенного А.В. Ступаковой и др. [10], триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к образованию глубинных региональных разломов, благоприятных для вертикальной миграции флюидов. Эта зона практически совпадает с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений по результатам математического моделирования [3] и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нюрольского регионов. Пиролитические показатели керогена палеозойских и триасовых эффузивно-осадочных отложений свидетельствуют о их высоких генерационных возможностях на определенных площадях. Глубины вероятного обнаружения УВ скоплений в областях флюидопроводящих разломов в фундаменте, например, Шаимского, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, составляют для нефти 3200 м, а для газоконденсатов – 4000 м [3].

В Западной Сибири наиболее благоприятными условиями нефтегазонакопления в доюрском комплексе по аналогии с вьетнамскими месторождениями характеризуются эрозивно-тектонические выступы фундамента с гранитоидами в ядре, разбитые разломами на блоки (рифтогенный геодинамический режим) и облекаемые осадочными породами, играющими роль флюидоупоров и нефтематеринских толщ [2, 4].

Верхней границей нефтегазонаосного комплекса фундамента является региональный флюидоупор – юрские глинисто-аргиллитовые толщи или зональные (локальные) покрывки – плохо проницаемые кристаллические или эффузивные породы в кровле фундамента. Нижнее ограничение залежи контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных, как правило, трещинно-кавернозных пород-коллекторов, а также нижней границей распространения материнской осадочной толщи, примыкающей к фундаменту.

При прогнозе залежей нефти и газа в образованиях фундамента Западной Сибири, ориентируясь на особенности геологического строения и нефтегазонаосности средних и крупных по запасам залежей УВ во Вьетнаме, следует рекомендовать ловушки в выступах фундамента, разбитых разломами на блоки, облекаемых осадочными породами, обогащенными ОВ, с гранитоидами в ядре. Предварительно, перед началом буровых работ, необходимо выявить современными сейсмическими методами зоны распространения в толще фундамента пород-коллекторов и оценить нефтегазогенерационный потенциал облекающих выступ фундамента материнских осадочных пород и на этой основе определить местоположение и глубины проектных скважин.

## Список литературы

1. Фи Мань Тунг. Условия формирования скоплений углеводородов и оценка перспектив нефтегазонаосности в бассейне Южный Коншон (шельф Южного Вьетнама). Авт. ...канд. геол.-мин. наук. М. 2016. 29 с.
2. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазонаосности кристаллических пород фундамента. М. 2003. ООО «Геоинформцентр». 48 с.
3. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Современные проблемы нефтегазонаосности фундамента Западной Сибири. Сб. научн. трудов (по материалам межд. научн.-практ. конф. «Новые идеи в геологии нефти и газа»). Изд-во Московского университета, 2015. С. 29-32.
4. Серебренникова О.В., Ву Ван Хай, Савиных Ю.В., Красноярова Н.А. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов // Известия Томского политехнического Университета. 2012. Т. 320. № 1. С. 134.
5. Дмитриевский А.Н., Киреев Ф.А., Бочко Р.А., Федорова Т.А. О новом типе коллектора в породах кристаллического фундамента // Изв. АН СССР. Сер. Геология. 1992. № 5. С. 163.
6. Кирюхина Т.А., Ульянов Г.В., Дзюбло А.Д., Холодилов В.А., Цемкало М.Л. Геохимические аспекты газонефтеносности юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири и прилегающего шельфа // Газовая промышленность. 2011. № 7. С. 66.
7. Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазонаосных районов Западной Сибири: новые данные. Дегазация. М. ГЕОС. 2010. С. 586.



8. Чахмахчев В.А., Пунанова С.А. К проблеме диагностики нефтематеринских свит на примере баженовских отложений Западной Сибири // *Геохимия*. 1992. № 1. С. 99–109.
9. 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. СП-б. 2008. С. 68.
10. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. Кирюхина Т.А., Курасов И.А., Бордюг Е.В. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // *Георесурсы*. 2015. № 2(61). С. 63–75.

## КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫДЕЛЕНИЮ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ДЛЯ ГРП В РАЗРЕЗЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)

*Юсупов Я.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова)*

В настоящее время происходит постепенное снижение добычи углеводородов (УВ) из традиционных резервуаров Западной Сибири. Одним из перспективных объектов, рекомендуемых для более детального изучения и доразведки, является баженовская свита (БС) и её возрастные аналоги, образующие совместно баженовский горизонт (БГ) [2]. Породы БГ характеризуются большой площадью распространения (более 1 млн км<sup>2</sup>), специфическими особенностями формирования, сложным литологическим составом, высокой концентрацией органического вещества (ОВ) и другими свойствами [1]. БГ может рассматриваться в качестве аналога «сланцевых формаций», разрабатываемых в США [1]. На сегодняшний день, с учётом налоговых льгот, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) месторождений Красноленинского свода являются наиболее приоритетными с точки зрения проведения доразведки и внедрения современных технологий добычи нефти на данной территории. Особо актуальной остается проблема выделения коллекторов БС. Большинство исследователей сходятся на мнении, что формирование коллекторов БС связано со вторичными процессами, а пустотное пространство коллекторов связано с трещиноватостью [1, 4, 5]. Очевидны проблемы разработки БС как в пределах Красноленинского, так и других месторождений. ОАО «Сургутнефтегаз» связывает с этим отсутствие технологий образования искусственной трещиноватости, несовершенство дистанционных методов исследования, риски бурения скважин в условиях аномально высокого пластового давления (АВПД) и нестабильность стенок ствола скважин [5].

Красноленинский свод находится в юго-западной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), разделен с востока – Елизаровским прогибом, с запада – Мутомской котловиной. В южной части происходит его сочленение с Шаимским валом, на востоке – Ханты-Мансийской впадиной. По данным «Тектонической карты..., 1981» [12], рассматриваемая территория находится в зоне сочленения герцинской Уральской складчатой системы и Уват-Хантымансийского хребта байкальского возраста. Красноленинский свод включает в себя тектонически приуроченные к одноименным структурам площади. Промышленные притоки УВ из интервалов БС получены на Ем-Еговской, Ингинской, Пальяновской и других площадях. С точки зрения формирования баженовский бассейн седиментации представлял собой эпиконтинентальное море с некомпенсированным осадконакоплением [8]. Что касается глубины бассейна, то наиболее обоснованным считается, что до начала регрессии она достигала 200-500 м [3]. Высокая степень обогащенности ОВ и пиритизации указывает на седиментацию в основном в анаэробных условиях и сероводородном заражении придонных вод [4]. Темп осадконакопления был достаточно низким – примерно 0.002-0.003 мм/год. Территория Красноленинского свода в волжское время относилась к зоне глубокого моря глубиной 200-400 м [10]. Процессы накопления органического вещества в осадках баженовского моря требуют особого внимания. В.А. Захаров [3] связывает огромное скопление ОВ «не столько с уникальностью экосистемы, сколько с длительностью её функционирования». Функционирование баженовской экосистемы продолжалось около 8 млн лет [2], поддерживалось круговоротом как живого вещества, так и принесённого течениями из Арктики, циклоническими течениями, придонными противотечениями и сносом с пенеблизированной суши [3]. Уникальность Западно-Сибирского бассейна волжского времени [5, 4] также подчеркивается интенсивным прогибанием, преобладанием биогенного осадконакопления на терригенным, резко восстановительной средой в осадке, что могло привести к сероводородному заражению. Основными породообразующими компонентами БС являются кремнистые, глинистые, карбонатные минералы и кероген [6]. Для расчленения разреза БС на литологические типы автором использовалась методика, разработанная в МГУ имени М.В. Ломоносова под руководством Калмыкова Г.А., подробно рассмотренная в работе [5]. Результаты работы приведены на рисунке 1. Из всего многообразия литологических типов пород БС наиболее распространёнными являются кероген-глинисто-кремнистые, кремнисто-карбонатные, кремнистые, кероген-кремнистые, кремнисто-глинистые разности пород, а также апорадиоляриевые карбонаты.



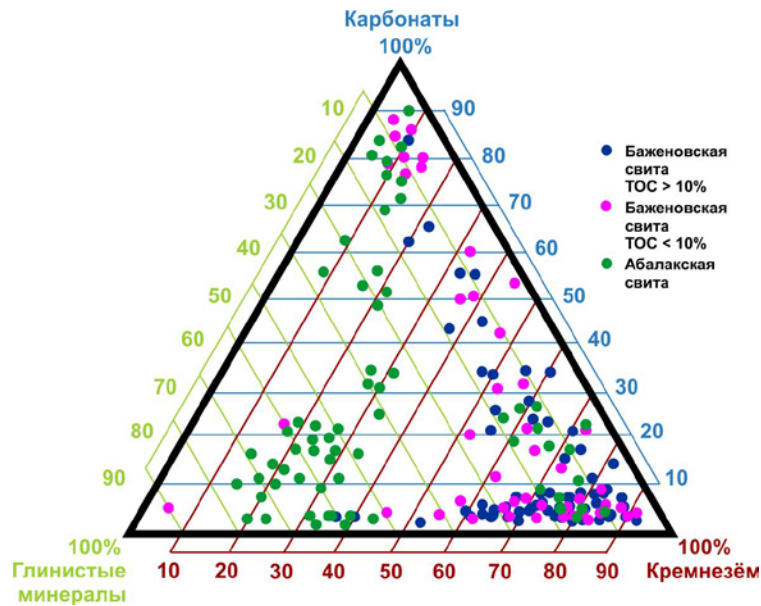


Рисунок 1. Распределение пород БС и абалакской свиты по трёхкомпонентной номограмме с учётом содержания ОБ

С учётом данных петрографических и рентгенофазовых исследований контролировались параметры объёмно-минералогической модели, на основании которой проводились расчёты механических свойств пород БС (рисунок 2). Особенностью геологического строения БС Красноленинского свода является принципиально иное строение по сравнению с БС Салымского свода, характеризующееся наличием жёсткого минерального скелета в коллекторах [8]. Это имеет важное значение при принятии решений о внедрении тех или иных мероприятий стимуляции добычи (ГРП, кислотная обработка) и т.д.

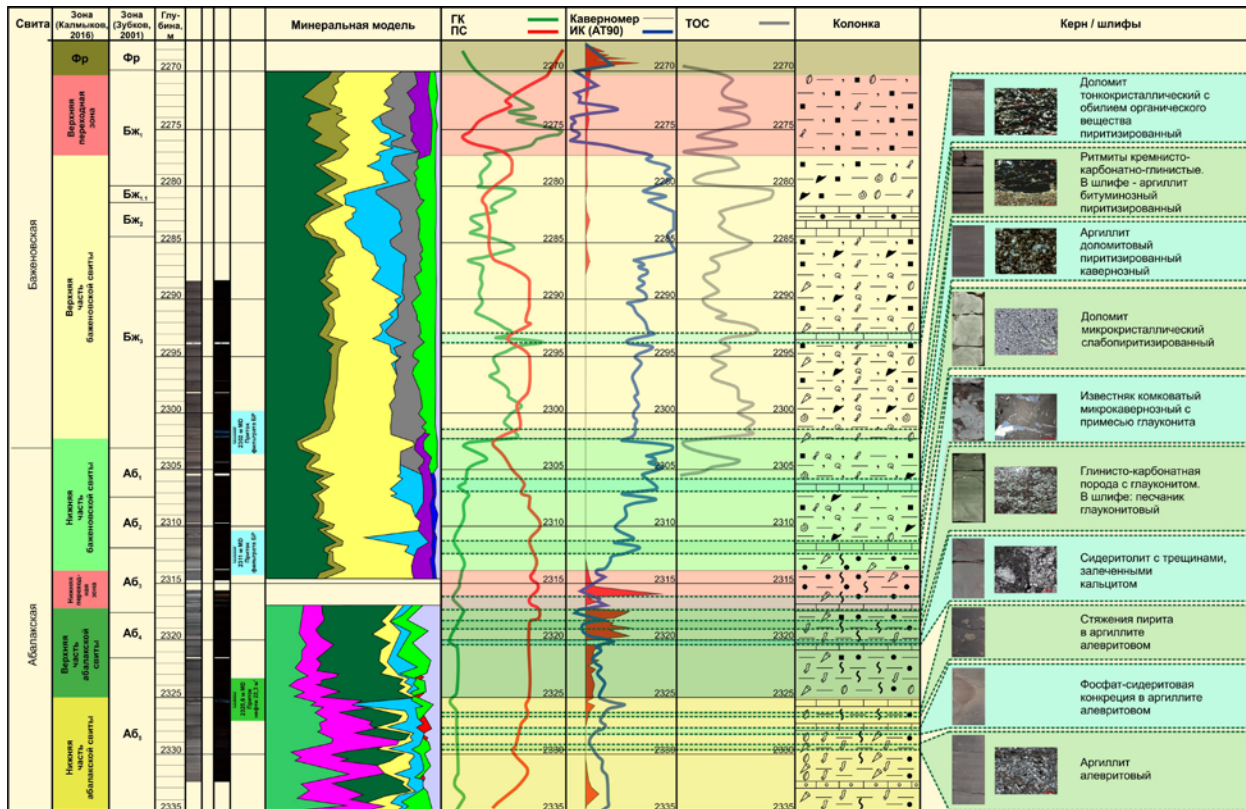


Рисунок 2. Разрез БС изучаемой территории (эталонная скважина)

В данной работе рассматривается комплексный подход к выделению наиболее перспективных интервалов БС Красноленинского свода для гидравлического разрыва пласта (ГРП) с точки зрения механических свойств, разработанный Университетом штата Оклахома, США [20]. Одним из ключевых шагов к успешному ГРП является определение барьера трещины до начала данной операции [15]. Трещины ГРП должны содержаться в продуктивной зоне, в противном случае может возникнуть ряд проблем – от снижения добычи УВ до экологического ущерба. Данный подход основан на определении индекса «разрываемости» породы (Fracability index) [20]. Он включает в себя комплексирование двух независимых механических параметров – хрупкости ( $B$ ) и скорости освобождения энергии деформации ( $G_C$ ). Основная идея подхода заключается в том, что участок, являющийся потенциальным кандидатом для ГРП, обладает не только высокой хрупкостью, но и требует меньшего количества энергии для создания новой трещины. В работе [7] показано, что одного значения хрупкости недостаточно для решения данной задачи. В работе [7] также приведена высокая степень корреляции кривых хрупкости, полученных разными способами, а именно: 1) из минеральной модели (вычисления доли карбонатов и кремнезёма в объёме породы [17]), 2) нормализации кривых модуля Юнга и коэффициента Пуассона [19]. Согласно [15], скорость освобождения энергии деформации – это потеря энергии на единицу площади поверхности в процессе создания новой трещины. Рост трещины происходит в тот момент, когда величина  $G_C$  равна соответствующей энергии [9]. Для расчёта данной величины использована формула [20]:

$$G_C = \frac{K_{IC}^2}{E} (1 - \nu^2) = 1000 * \frac{(0.313 + 0.027 * E)^2}{E} (1 - \nu^2) \quad (1)$$

где  $G_C$  – скорость освобождения энергии деформации, Дж/м<sup>2</sup>,  $K_{IC}$  – трещиностойкость, МПа\*м<sup>0.5</sup>,  $E$  – модуль Юнга, ГПа,  $\nu$  – коэффициент Пуассона. Математическая модель индекса «разрываемости» имеет вид:

$$FI = \frac{B_n + G_{C,n}}{2} \quad (2)$$

где  $B_n$ ,  $G_{C,n}$  – нормированные значения индекса хрупкости и скорости выделения энергии деформации;  $FI$  – индекс «разрываемости» (Fracability index). Таким образом, участки с более высоким индексом «разрываемости» считаются наиболее перспективными для ГРП. Низкие значения индекса относят к породам-барьерам [20]. При изучении БС Красноленинского свода в качестве таких интервалов выделены прослойки кремнисто-карбонатных пород, а также породы КС [8], сложенные известняками и доломитами. Породы с высоким содержанием глин и ОВ следует рассматривать в качестве толщ «поглощения» трещин, что связано с их пластичностью и низкой механической прочностью (рисунок 3).



Рисунок 3. Выделение в разрезе БС наиболее благоприятных интервалов проведения ГРП и зон «поглощения» трещин с точки зрения механических свойств

## Список литературы

1. Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти из них // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 48–61
2. Брадучан Ю.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А. и др. Баженовский горизонт Западной Сибири. Н.: Наука, 1986. 216 с.
3. Захаров В.А. Условия формирования волжско-берриаской высокоуглеродистой баженовской свиты Западной Сибири по данным палеоэкологии. В сб. Эволюция биосферы и биоразнообразия. – М.: Товарищество научных изданий КМК, 2006. – С. 552-568.
4. Зубков М.Ю. Литолого-петрофизическая характеристика баженовской и абалакской свит Красноленинского свода // Геология и геофизика, 1999. – №12.
5. Калмыков Г.А. Строение баженовского нефтегазоносного комплекса как основа прогноза дифференцированной нефтепродуктивности. М., 2016. 391 с.
6. Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г. и др. Классификация пород баженовской свиты // Геология и геофизика. – 2016. Т. 57. №11. С. 2034-2043
7. Маркин М.А., Гула А.К., Юсупов Я.И. Комплексный геомеханический подход для выбора интервалов проведения ГРП на примере баженовской свиты в пределах Красноленинского свода // Бурение и нефть. – 2016, №9, с. 50-55
8. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. -2012.-Т.7.-№2.
9. Николаева Е.А. Основы механики разрушения. П: Издательство Пермского государственного технического университета, 2010. 103 с.
10. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А.Э. Конторович, В.А. Конторович, С.В. Рыжкова и др. // Геология и геофизика, 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972 – 1012
11. Региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины. – Тюмень: ЗапСибНИГНИ. – 1991 г.
12. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М. Недра. – 1981 г.
13. Трощенко В. Т. Исследование пороговых коэффициентов интенсивности напряжений материалов при циклическом нагружении // Проблемы прочности. – 1998. – № 4. – С. 5 - 15.
14. Bower, A. F. Applied mechanics of solids, 1 ed., CRC press. – 2011
15. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir stimulation. Wiley. – New York. – 2000
16. Herwanger Jorg V., Bottrill Andrew D., Mildren Scott D. Uses and Abuses of the Brittleness Index with Applications to Hydraulic Stimulation. URTeC: 2172545. July 2015
17. Jarvie D. M., Hill R. J., Ruble T. E., and Pollastro, R. M. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of North-Central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment: AAPG Bulletin, v. 91. – 2007. PP. 475 – 499
18. Jin, X., Shah S., Roegiers J.C., Hou B. Breakdown Pressure Determination // A Fracture Mechanics. – 2013
19. Rickman R., Mullen M., Petre J., Grieser W., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not clones of the Barnett shale, paper presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 21-24, 2008.
20. Xiaochun Jin, Subhash N. Shah, Jean-Claude Roegiers, Bo Zhang. Fracability Evaluation in Shale Reservoirs – An Integrated Petrophysics and Geomechanics Approach // SPE 168589, SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, USA, 4–6 February



## ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ВУЛКАНОГЕННЫХ ПЕРМСКО-ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ХМАО-ЮГРЫ

Яковлева Н.П.\*, Чернова Г.А., Мороз М.Л. (АУ Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпилемана)

Во многих районах мира выявлены залежи в отложениях пермско-триасового комплекса. В Триасовой провинции Алжирской Сахары открыта гигантская газовая залежь Хасси-Р'Мель в песчаниках триаса [1]. В мире известны залежи нефти и газа в эффузивных породах: к туфогенным отложениям приурочено месторождение Ниноцминда (Грузия); к эффузивно-пирокластическим – Мурадханлы Зардоб, Джафарлы (Азербайджан); к кислым эффузивам – ряд месторождений Западно-Сибирской провинции. Породы триасового и пермско-триасового возраста на территории ХМАО представлены в основном эффузивами основного и кислого состава, и их туфами. Эти отложения распространены по территории Западной Сибири неравномерно, они заполняют впадины между более древними породами, выходящими на предъюрскую поверхность. Возраст и вещественный состав вулканогенно-осадочных отложений изучается и уточняется в работах В.С. Бочкарева, К.С. Иванова, Н.П. Кирды, А.Г. Клец, В.Г. Колокольцева, Т.А. Коровиной, В.Г. Криночкина, А.И. Ларичева, Ю.Н. Федорова, С.В. Шадринной и многих других. В западной части территории ХМАО открыты залежи углеводородов в пермско-триасовых отложениях Рогожниковской группы месторождений [2], в триасовых отложениях Даниловской группы месторождений, а также известны залежи в аналогичных породах на Среднеазымском и Потанайском месторождениях. Для каждой скважины, сложенной эффузивными породами, типичен свой набор пород лавового комплекса, который изменяется от скважины к скважине. Рассмотрим геологический разрез, построенный через Центральную и Северную залежи Рогожниковского месторождения, и пересекающий часть Восточно-Рогожниковского месторождения (рис.1). В пределах Центральной и Северной залежей перепад глубин кровли отражающего горизонта «А» составляет около 300 метров (от а.о. -2360 м скв. 782 Рогожниковская, до а.о. -2660 м скв. 59 Пальяновская; от а.о. -2380 м скв. 723 Рогожниковская, до а.о. -2680 м скв. 711 Рогожниковская). Центральная залежь приурочена к Сосновскому и Сирдемскому локальным поднятиям, Сосновская структура ограничена с юго-запада глубинным разломом и здесь наблюдается контакт кислых эффузивов триаса с метаморфизованными сланцами протерозойского возраста PR<sub>2</sub> (район скважины 59 Пальяновской). Глубинный разлом, разделяющий

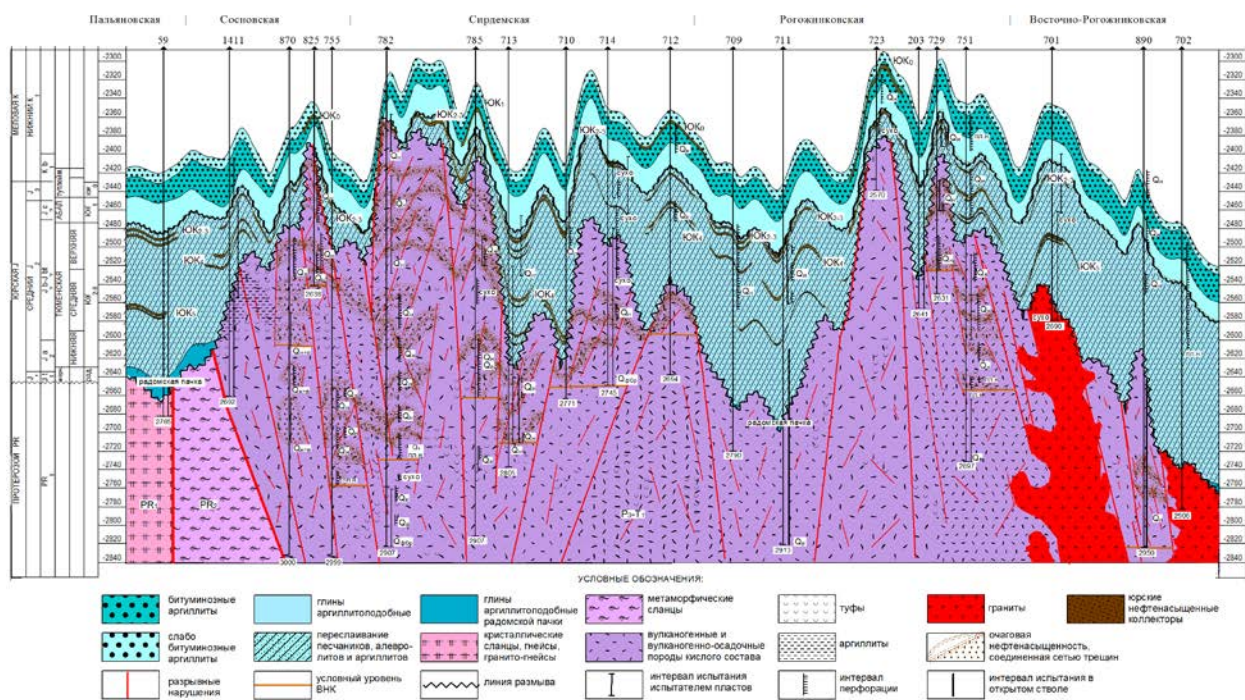


Рисунок 1. Геологический разрез юрских и доюрских отложений Рогожниковского месторождения (Составили: Тугарева А.В., Чернова Г.А., Мороз М.Л., 2016г)



разновозрастные блоки, представлен зонами трещиноватости, зеркалами скольжения, которые свидетельствуют о тектонических процессах с образованием сдвигов и надвигов. Для Сосновской структуры характерно наличие в скважинах лавы кислого состава с прослоями туфов небольшой толщины, кластолав, перлитовых лав и лавокластитов, развитие которых ограничено разломами. В юго-западной части Сирдемской структуры в разрезах скважин наблюдаются прослой кластолав и лавокластитов небольшой толщины. Для Восточно-Рогожниковского локального поднятия, к которому приурочена Северная залежь, характерно чередование лав и туфов кислого состава с редкими и маломощными прослоями лавокластитов. Между гребней структур расположены впадины, отложения которых чаще всего представлены непродуктивными лавами. В северной части разреза эффузивы кислого состава нарушены внедрением интрузивных пород: в скважине 701 Рогожниковской вскрыты выветрелые хлоритовые сланцы, залегающие на гранит-липаритах; разрез скв. 702 сложен гранитами. В скв 890 Восточно-Рогожниковской, расположенной между ними, вскрыты трахириолиты. На композитных временных разрезах, пересекающих грабенообразные впадины наблюдаются сейсмофации, условно отождествляемые с риолитами, залегающие одна на другой, отражая цикличность извержения магмы. В периоды покоя на поверхности эффузивов формировались коры выветривания, туфы и терригенные отложения. Выступающее обрамление Рогожниковского грабенообразного прогиба характеризуется выходом более древних отложений на предъюрскую поверхность со стратиграфическим несогласием. Ловушки УВ приурочены к таким зонам, которые испытывали процессы выветривания [3].

Наиболее часто встречаются в разрезах скважин лавы кислого состава, лавы перлитизированные, лавы выветрелые, кластолавы и лавокластиты, туфы кислых эффузивов, коры выветривания. Максимальные притоки нефти (до 190 м<sup>3</sup>/сут) получены при испытании кластолавы, сложенной высокопористыми обломками в плотной лаве.

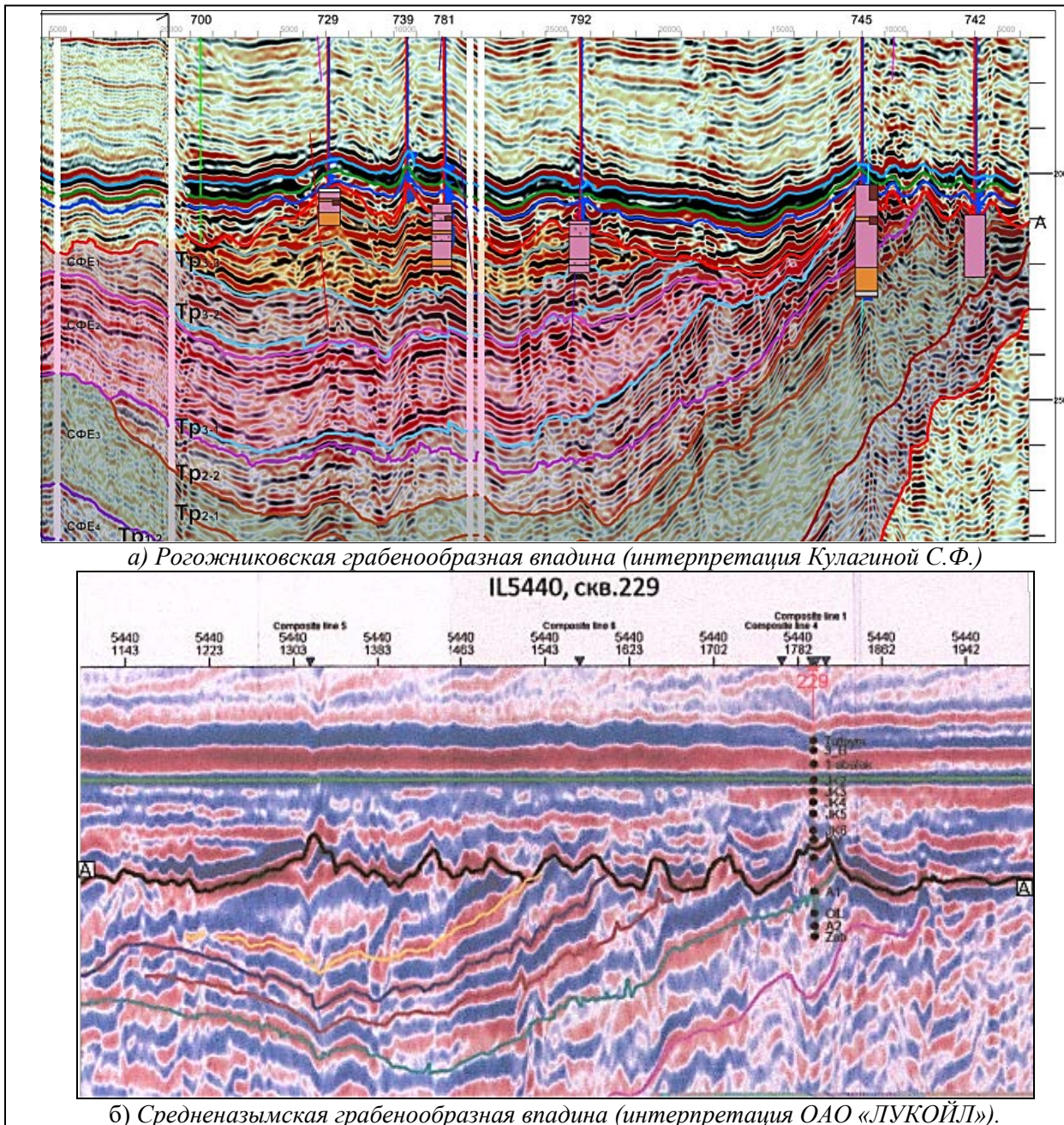
Выщелачивание неустойчивых компонентов породы в кислых эффузивах, в результате гидротермальных процессов, формирует пустотное поровое пространство. Пористые и кавернозные породы, соединенные трещинной сетью, образуют коллекторы в эффузивных породах. На Рогожниковском месторождении залежи массивные, жильного типа, структурно-тектонические, с очаговым нефтенасыщением пород, соединенные трещинной сетью. Залежи имеют блоковое строение, в каждом блоке индивидуальный уровень ВНК (рис.1).

Кислые и средне-кислые эффузивы, вскрытые скважинами на Сосновской площади, распространяются в юго-восточном направлении на Средненазымскую площадь. И также ограничены глубинным разломом северо-западного простирания, отделяющим более древние метаморфизованные отложения от вулканогенно-осадочных. Доюрские отложения на Средненазымской площади вскрыты небольшим количеством скважин, промышленные притоки нефти получены в одиннадцати скважинах (по данным планов ГРП 2017 г). В скважине 219 Средненазымской из трещиноватых каолинизированных кислых эффузивов триаса (Криночкин В.Г.) получен приток нефти 4,5 м<sup>3</sup>/сут. Такой же дебит нефти получен при испытании скважины 218, где вскрыты кислые эффузивы с прослоями углеродистых сланцев (Бочкарев В.С.). В тектоническом отношении площадь приурочена к Елизаровскому прогибу, скважины вскрывшие вулканогенные отложения гипсометрически расположены на 300-400 м ниже, чем в пределах Рогожниковской грабенообразной впадины. Перепад глубин кровли отражающего горизонта «А» составляет около 290 метров (от а.о. -2720 м скв. 229 Средненазымская, до а.о. -3100 м скв. 214 Средненазымская). На временном сейсмическом разрезе в районе скважины 229 Средненазымской площади волновая картина доюрских отложений аналогична волновой картине Рогожниковской грабенообразной впадины (рис. 2). На композитном временном разрезе, пересекающем Средненазымскую грабенообразную впадину, отражены сейсмофации, залегающие одна на другой, связанные с периодичностью извержения вулканов. Здесь также наблюдаются выходы более древних отложений на предъюрскую поверхность со стратиграфическим несогласием. Возможно, фонтанный приток нефти в скв. 229 Средненазымской получен из кластолавы кислых эффузивов, в подобных породах на Рогожниковском месторождении с этим литотипом связаны максимальные притоки нефти.

Наиболее изучена бурением Даниловская грабенообразная впадина, приуроченная в тектоническом отношении к Турсунскому мегавалу. Эффузивы кислого состава (риолиты и дациты) чаще всего вскрыты скважинами, пробуренными в сводовых частях триасовых сопок, которые окружены эффузивами основного состава. В незначительном количестве присутствуют туфопесчаники, туфоалевролиты, туфоаргиллиты и еще реже песчаники, алевролиты и аргиллиты. Вещественный состав пород доюрской части разреза Даниловской грабенообразной впадины существенно



отличается от Рогожниковской. Возраст отложений по споро-пыльцевым комплексам соответствует нижнему-среднему триасу ( $T_{1-2}$ ), что подтверждается определениями абсолютного возраста U-Pb изотопным методом на зернах циркона в диапазоне 207 – 250.6 млн. лет [Колокольцев, Ларичев, 2008].

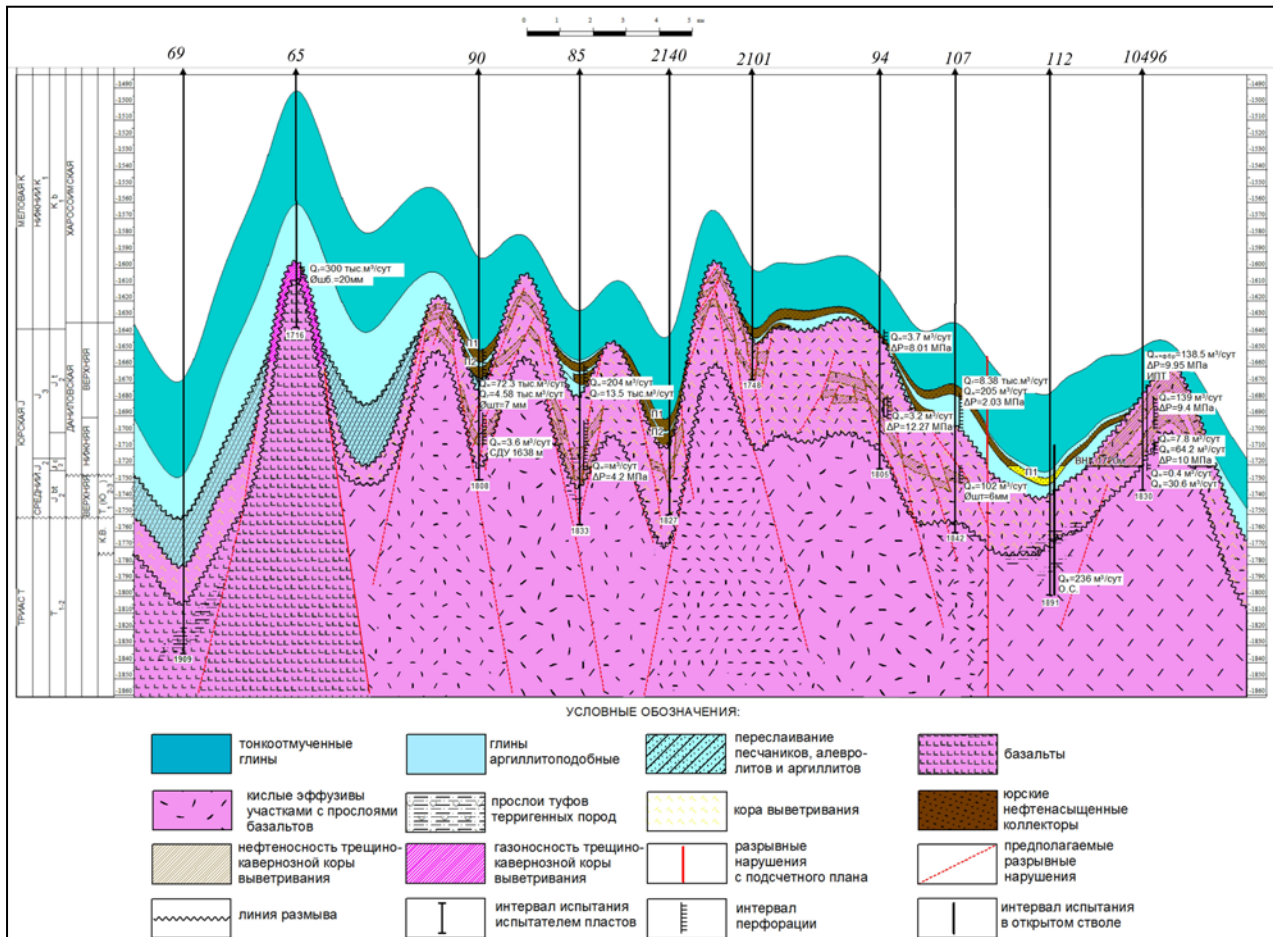


**Рисунок 2.** Фрагменты композитных временных разрезов

На кровлю триасовых отложений ложатся верхнеюрские породы, а в погруженных частях появляются отложения средней юры (группа пластов  $Ю_{2-4}$ ). Несколько скважин, в пределах Даниловской грабенообразной впадины, вскрыли базальты девонского возраста, и граниты верхнедевонского возраста. Здесь отмечается своеобразная форма расположения триасовых залежей - в форме подковы. Предположительно, это связано с выходом гранитной интрузии в центральной части Даниловской группы залежей, внедрение которой спровоцировало излияние магмы на рубеже перми и триаса, образовав кольцевую структуру. Нефтегазоносность триасовых отложений Даниловской группы месторождений в основном связана с эффузивами кислого и реже среднего состава, в то же время отмечается продуктивность пород основного состава. По скважинам Даниловского, Северо-Даниловского и Тальникового месторождений Л.Н. Бружес и др. была



выделена группа «пород-коллекторов с неупорядоченным трещинно-кавернозно-поровым пространством»: дациты, риолиты и трахидациты; андезитовые порфириды; кластолавы базальтов миндалекаменных [4]. Залежь газа в районе скважин 65 и 10076 Даниловской площади приурочена к коре выветривания базальтов (рис.3). Залежи УВ в эффузивах Даниловской группы месторождений структурно-стратиграфические, тектонически и литологически экранированные, гидродинамически связанные с залежами вышезалегающих юрских отложений.



**Рисунок 3.** Геологический разрез юрских и доюрских отложений Даниловского месторождения (Составили: Тугарева А.В., Яковлева Н.П., Мороз М.Л., 2016г)

В северной части Шаимского мегавала находится Потанайская группа месторождений, которая характеризуется неоднородным вещественным составом доюрских отложений. По материалам Лашневой З.В. в скважине 1 Потанайской площади определен возраст метадолерита как верхне-среднетриасовый. Здесь на эрозионный срез выходят как вулканогенно-осадочные отложения триасового возраста, так и интрузивные породы палеозоя, кроме того в северной части Потанайской площади, описаны доюрские дезинтегрированные хлоритовые сланцы. Этот состав пород имеет определенное сходство с отложениями Рогожниковской группы месторождений.

Общеизвестно, что залежи УВ в доюрских отложениях связаны с зонами трещиноватости и разуплотнения пород. Как писали И.М. Шахновский и О.Ю Копылова объектами поисков залежей нефти и газа являются высокоподнятые и нарушенные разломами блоки фундамента, над которыми в осадочном чехле уже установлены нефтегазопроявления [1]. Чем более контрастный выступ фундамента, тем больше вероятность обнаружения залежей УВ в эффузивах кислого состава

Таким образом выщелачивание неустойчивых компонентов породы в кислых эффузивах, в результате гидротермальных процессов, образует пористые и кавернозные отложения, соединенные трещинной сетью. Основная нефтегазоносность связана с кислыми эффузивами (риолитами, дацитами, их лавами), в то же время притоки УВ получены из разнообразных вулканических пород (туфов, кластолав, лавокластитов, базальтов). Залежи в вулканогенно-осадочных отложениях на Рогожниковской, Даниловской, Среднеазымской и Потанайской грабенообразных впадинах

инверсионного строения приурочены к зонам выхода пермско-триасовых и триасовых образований на эрозионную поверхность. Такие зоны могут быть одним из поисковых признаков при обосновании заложения скважин в вулканогенно-осадочных породах пермского и триасового возраста.

## Список литературы

1. Шахновский И.М., Копылова О.Ю. Формирование месторождений нефти и газа, связанных с зонами перерывов в осадконакоплении / Геология нефти и газа 1999, № 5-6
2. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минчинков Н.Н. и др. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры Материалы XII научно-практической конференции.- Т. 1.- 2009.- С. 202-213
3. Яковлева Н.П., Мясникова Г.П., Кулагина С.Ф. Литологическая характеристика и нефтегазоносность вулканогенных триасовых отложений Западной территории ХМАО Западной Сибири // «Эволюция осадочных процессов в истории Земли» VIII Всероссийское литологическое совещание, Москва, – 2015. – Т II, С. 307-311.
4. Бружес Л.Н., Бружес В.Л., Вавилин В.А., Качкин А.А. Типизация нетрадиционных коллекторов (доюрского комплекса) Шаимского нефтегазоносного района (Даниловское, Северо-Даниловское и Тальниковое месторождения) // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. Материалы XVI научно-практической конференции. – 2013. – Т. 1. С 236-244.



## ПОИСК НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

*Яхин Т.И. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Кочурова М.Д. (МГУ имени М.В. Ломоносова),  
Ступакова А.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова),  
Коробова Н.И. (МГУ имени М.В. Ломоносова)*

В настоящее время приоритетные направления поисков нефти и газа связаны с новыми регионами, где можно ожидать открытия крупных и уникальных месторождений. К таким регионам относятся и бассейны Восточной Сибири, имеющие огромное стратегическое значение для развития России. Разработка и открытие новых месторождений Восточной Сибири являются одной из приоритетных задач долгосрочной государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Интенсивное освоение углеводородных ресурсов региона поможет ускорить промышленный рост и повысить уровень жизни населения.

Впервые в мире из древнейших отложений рифея были получены промышленные притоки нефти и газа на Юрубчено-Тохомском месторождении (Байкитская антеклиз). Однако, до настоящего времени оно не введено в эксплуатацию. Одной из причин столь долгого ввода является сложное строение карбонатных природных резервуаров. Несмотря на большое число исследователей, занимающихся оценкой и изучением этого месторождения, до настоящего времени нет мнения об условиях формирования коллекторов и модели строения резервуара. Дискуссионным остается вопрос и о типах коллекторов.

При изучении карбонатных пород главной задачей является определение геометрии пустотного пространства и оценка фильтрационно-емкостных свойств. Трещины играют большую роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств коллекторов рифейских отложений, поскольку именно они являются проводящими каналами для миграции минеральных растворов, способствующих выщелачиванию пород, и играют основную роль при фильтрации углеводородов. В основе методики изучения трещиноватости лежит метод капиллярного насыщения пород люминесцирующими жидкостями.

При изучении рифейских коллекторов на Юрубчено-Тохомском месторождении было выделено 3 типа коллектора: трещинный, каверново-трещинный и поровый тип с кавернами выщелачивания. Во время активной тектонической активности, рифейские отложения подверглись активному процессу трещинообразования, в результате чего сформировался трещинный тип коллектора. Активное выщелачивание строматолитовых доломитов и полостей трещин привело к образованию в рифейском комплексе интенсивно кавернозных пород и формированию каверново-трещинного типа коллектора, средняя величина эффективной емкости которого 2,5 %. Наилучшими коллекторскими свойствами обладает поровый тип коллектора с полостями выщелачивания, эффективная емкость которого может достигать 11%.

На юго-восточном склоне Байкитской антеклизы пробурены скважины, вскрывающие рифейские отложения. Были проведены детальное исследование кернового материала, сравнение литологического состава, степени трещиноватости и фильтрационно-емкостных свойств пород с аналогичными на своде Байкитской антеклизы, продуктивность которых уже доказана.

Пустотное пространство в породе было изучено на макро и микро уровнях. В некоторых образцах встречаются тонкие (0,015-0,01 мм) трещины, которые расположены хаотично, участками интерстиции выполнены тонкодисперсным глинистым веществом, количество которого не превышает 5 % (рис. 1). Также наблюдаются единичные протяженные извилистые затухающие открытые трещины (трещины усыхания) шириной 0,1-0,5 мм. Некоторые трещины заполнены ОВ и битумом. Встречаются в также реликтовые каверны (фенестры), выполненные в различной степени грубо-крупно-зернистым доломитом. Внутренние части каверн содержат пустоты неправильной формы диаметром от 1-2 до 5-6 мм. Некоторые каверны полностью заполнены грубо-кристаллическим доломитом и ангидритом.

Фильтрационно-емкостные свойства рифейских отложений на изучаемой территории характеризуются небольшими значениями. Благодаря мелким, частично или полностью залеченным, часто между собой не сообщающимся трещинкам проницаемость не превышает 0,04 мД, в среднем составляет 0,015 мД. Емкость такого типа коллектора 0,3-1,74%. Не смотря на то, что в трещинах некоторых образцов наблюдаются следы битумов и ОВ, что свидетельствует о наличии

углеводородов в рифейских отложениях на юго-восточном склоне Байкитской антеклизы в прошлом, они не сохранились на сегодняшний день.



**Рис. 1** Доломит реликтово-стужково-комковатый с редкими тонкими хаотичными трещинами. Ёмкость составляет 1,74%, проницаемость до 0,04 мД. Обр. № 6, скв. Северо-Бедошская-1, глуб. 3176,14 м.

Вендские отложения залегают с резким угловым несогласием на сильно эродированной поверхности рифея (рис. 2). Вендские отложения практически повсеместно распространены на Сибирской платформе (кроме Алданского и Анабарского щитов, свода Чадобецкого поднятия и некоторых участков Турухано-Норильской гряды и Оленекского поднятия). Суммарные мощности венда испытывают значительные вариации – от первых сотен метров на антеклизе, до одного километра и, возможно, даже более, в Курейской и Присаяно-Енисейской синеклизах. Разделен региональными размывами на нижний терригенный подкомплекс в объеме ванаварской (непский) и оскобинской (тирский) свит и верхний карбонатный (даниловский) подомкомплекс, включающий в себя катангскую и собинскую свиты. Прогноз нефтегазоносности нижней (терригенной) части разреза (ванаварская, оскобинская свиты венда) рассматриваемой территории подтверждается притоками углеводородов, из скважин пробуренных на Байкитской антеклизе и Катангской седловине (Шушукское, Собинское, Пайгинское, Юрубчено-Тохомское месторождения). В результате этого, как наиболее перспективная была рассмотрена ванаварская свита.

Был произведен комплекс исследований с сейсмическими, скважинными, литологическими и петрофизическими данными. В результате была сформирована модель обстановок седиментации в ванаварское время (рис. 3). Основная часть территории в ранневанаварское время представляла собой область континентального осадконакопления, в последующем сменившейся на приливно-отливные и прибрежно-морские обстановки. В конце осадконакопления мелководно-морские отложения ванаварской свиты становятся ангидритизированными глинисто-песчано-алевритовыми.

На Юго-Восточном склоне Байкитской антеклизы литологические ловушки установлены в песчаниках ванаварской свиты на окраине суши, сложенной рифейскими образованиями. Береговая линия ванаварского моря образует здесь заливы, врезы, заходящие далеко в пределы суши. Песчаные тела сосредоточены в палеорусле и палеодельтах. Ряд песчаных тел сформировались в прибрежно-морских обстановках на участках с высокой динамикой вод. На этих участках находились погребенные долины рек, заливы, отмели предванаварского рельефа. Также можно утверждать, ванаварская свита выклинивается на Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизе. Как показывает мировая практика, такие зоны могут быть очень интересными объектами для поиска, в том числе и очень крупных залежей нефти и газа.



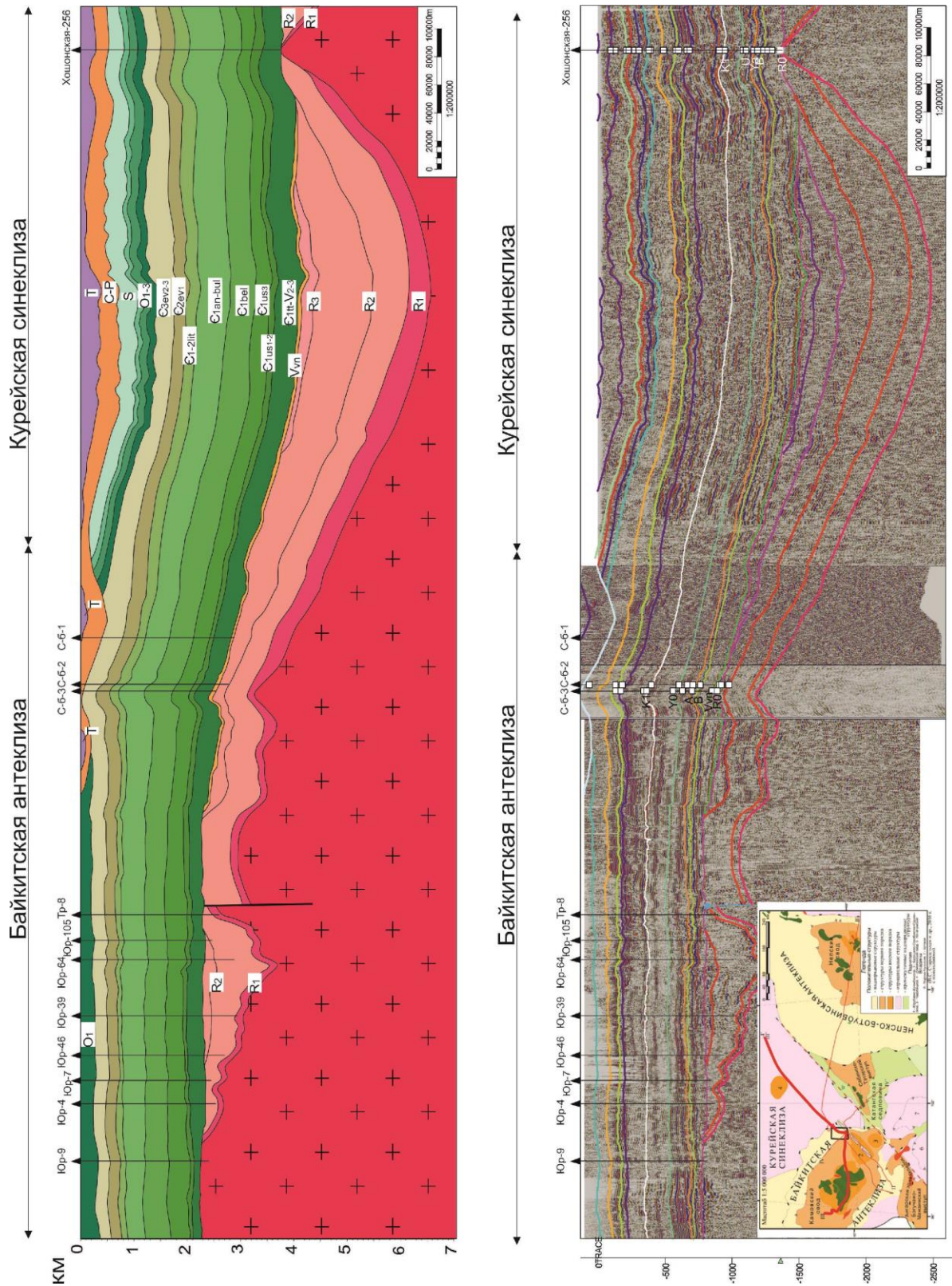
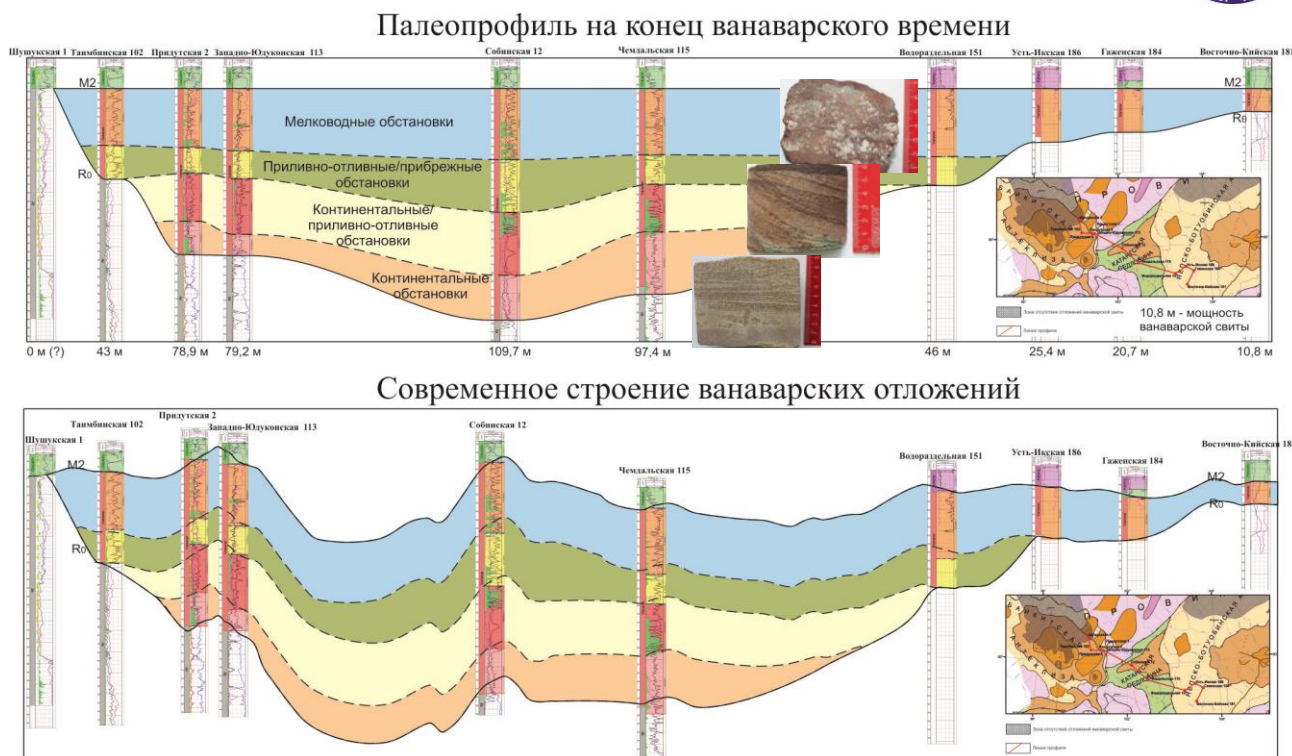


Рис. 2 Сейсмогеологический разрез по линии III-III



**Рис.3** Схематический разрез обстановок осадконакопления с примерами образцов: 1- Гравийно-песчано-глинистая порода. Интервал 2596,0-2603,1 м (Континентальные обстановки); 2 - Песчаники разномерностные ангидритизированные, с косою слоистостью (рябь течения). Интервал 2771,6-2783,8 м. (Прибрежная и приливно-отливная равнина); 3- Ритм песчаный средне-мелкозернистый с горизонтальной текстурой. Интервал 2556,2-2570,0 м. (мелководные обстановки).

Таким образом, при сочетании благоприятных структурных, литологических и тектонических факторов на исследуемой территории, по аналогии с Юрубчено-Тохомским, Собинским, Пайгинским, Оморинским и др. месторождениями перспективы нефтегазоносности в основном следует связывать с терригенными отложениями ванаварской свиты. Также интересны в качестве коллекторов доломиты рифейского возраста, которые подверглись карстообразованию в предвенское несогласие в связи с наличием в них каверн и нефтепроявлений. Продуктивными рифейские отложения оказались на своде Бакитской антеклизы, а на ее юго-восточном склоне они не являются перспективными.

## Список литературы

1. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего - среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
2. Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Издательство «Иван Фёдоров», г. Санкт-Петербург, 2003. 264 с.
3. Багринцева К.И., Сауткин Р.С., Шершуков Г.И. Применение капиллярной дефектоскопии в нефтяной геологии для выделения и оценки трещиноватости в горных породах // MEGATECH. Новые технологии в промышленной диагностике и безопасности. — 2013. — № 4. — С. 24–32
4. Мельников Н.В., Яшкин М.С., Шишкин Б.Б., Ефимов А.О. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Рифей и венд Сибирской платформы и её складчатого обрамления. Новосибирск: Академическое издательство «ГЕО». 2005.
5. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. Север Восточной Сибири: геология, нефтегазоносность и обстановки седиментации вендско-кембрийских формаций, 2014.
6. Филищов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы западной части Сибирской платформы – очаги интенсивного образования нефти и газа на позднепалеозойском и мезозойском этапах его развития // Перспективы на нефть зоны и объекты Сибирской платформы. Новосибирск: СНИИГГиМС. 2009. – С. 8-18.
7. Харахинов В.В., Шленкин С.И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири. – М.: Научный мир, 2011. – 420 с.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| <i>Агапитов И.Д. *, Косова С.С., Шилкин С.Г., Белова А.А., Горбань А.В., Керусов И.Н. (ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)</i>                                                                                                                                                                                                      |    |
| АКТУАЛЬНОСТЬ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ (РОССИЙСКИЙ СЕКТОР) .....                                                                                                                                                                                                     | 6  |
| <i>Антоновская Т.В. *, Зуйкова О.Н., Бабич Т.Ю. (ФГБУ «ВНИИОкеангеология», СПб) ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ – ПЛАЦДАРМ ДЛЯ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИИ.....</i>                                                                                                                              | 11 |
| <i>Астафьев Д.А. *, Толстиков А.В., Калита М.А., Наумова Л.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Игнатова В.А. (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i>                                                                                                                                                                                                 |    |
| ПЕРСПЕКТИВЫ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННЫХ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ОСАДОЧНОМ ЧЕХЛЕ И ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА НА ШЕЛЬФЕ САХАЛИНА .....                                                                                                                                                                                    | 14 |
| <i>Афанасенков А.П. * (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                |    |
| ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ДАННЫХ .....                                                                                                                                                                              | 20 |
| <i>Баклан М.А., Валющева А.А., Малышева Е.О., Никишин В.А., Голованов Д.Ю., Никитина В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»)</i>                                                                                                                                                                                                   |    |
| ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ КАК ИНТРУМЕНТ ВЫДЕЛЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В СРЕДНЕЮРСКОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА АКВАТОРИИ БАРЕНЦЕВА МОРЯ .....                                                                                                                                                                      | 25 |
| <i>Балагуров Максим Дмитриевич (МГУ им. М.В. Ломоносова) ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТИ И ГАЗА В ПОДСОЛЕВОМ ВЕНДСКОМ ТЕРРИГЕННОМ ИНТЕРВАЛЕ НЕПСКОГО СВОДА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ И ГИС .....</i>                                                                                   | 30 |
| <i>Баренбаум А.А. (ИПНГ РАН)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                         |    |
| ОБ УЧАСТИИ В НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ ПОДЗЕМНЫХ ВОД .....                                                                                                                                                                                                                                                                    | 35 |
| <i>Д.А. Бушнев (ИГ Коми НЦ УрО РАН), Н.С.Бурдельная (ИГ Коми НЦ УрО РАН) ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА: ЭВОЛЮЦИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В КАТАГЕНЕЗЕ И НЕФТЕНОСНОСТЬ ДОМАНИКОВО-ТУРНЕЙСКОГО КОМПЛЕКСА .....</i>                                                                                       | 40 |
| <i>Валющева А.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никишин В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Малышева Н.А. (ПАО «НК»Роснефть»), Голованов Д.Ю. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Клещина Л.Н. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никитина В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Никишин А.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                                  |    |
| ОСОБЕННОСТИ ИСТОРИИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СЕВЕРО-КАРСКОГО И ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВСКОГО ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ .....                                                                                                                                                                                                           | 45 |
| <i>Вялов В.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Богомолов А.Х. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Шишов Е.П. (ВСЕГЕИ), Чернышев А.А. (ВСЕГЕИ) УГОЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОЙ РОССИИ: ИХ МЕТАЛЛОНОСНОСТЬ И РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ЦЕННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ .....</i>                                                                        | 49 |
| <i>Вялов В.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Богомолов А.Х. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Макарова Е.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова) УГОЛЬНАЯ ТЕМАТИКА НА 35-Й СЕССИИ МЕЖДУНАРОДНОГО ГЕОЛОГИЧЕСКОГО КОНГРЕССА (2016, КЕЙПТАУН, ЮАР) .....</i>                                              | 52 |
| <i>Вялов В.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Волкова Г.М. (ВСЕГЕИ), Пронина Н.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Наставкин А.В. (ВНИГРИУголь), Лужбина М.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                                                                                                                                         |    |
| ЭЛЕКТРОННЫЙ СПРАВОЧНИК-ОПРЕДЕЛИТЕЛЬ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ И УГЛЕНОСНЫХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ РОССИИ .....                                                                                                                                                                                                 | 55 |
| <i>Галкин В.И. *, Мелкишев О.А. (Пермский Национальный Исследовательский Политехнический Университет, г. Пермь)</i>                                                                                                                                                                                                      |    |
| РАЗРАБОТКА ЗОНАЛЬНЫХ ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДЛЯ ВЕРХНЕВИЗЕЙСКО-БАШКИРСКОГО КАРБОНАТНОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА НА ТЕРРИТОРИИ СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ .....                                                                                                                     | 58 |
| <i>Гафурова Д. Р. * (МГУ им. М.В. Ломоносова), Калмыков Г.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Калмыков А.Г. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Шарданова Т. А. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Козлова Е. В. (Сколковский институт науки и технологий), Корост Д. В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Фадеева Н. П. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i> |    |
| ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ПОРОД ДОМАНИКОВОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ, В РЕЗУЛЬТАТЕ ТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ .....                                                                                                                                                                        | 63 |
| <i>Голынская Ф.А. (НИТУ «МИСиС»), Смирнова О.С. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никонов Р.А.</i>                                                                                                                                                                                                                              |    |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>(Институт проблем нефти и газа РАН)</i><br>ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МНОГОМЕРНОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ПО ЭТАЛОННЫМ ТОЧКАМ<br>ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СТЕПЕНИ САМОВОЗГОРАЕМОСТИ БУРЫХ УГЛЕЙ .....                                                                                                                                                                                      | 67  |
| <i>В.М. Горожанин, Е.Н. Горожанина (Институт геологии Уфимского НЦ РАН)</i><br>РОЛЬ СЕДИМЕНТАЦИОННЫХ И ТЕКТОНИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ В РАЗМЕЩЕНИИ ЗАЛЕЖЕЙ<br>УВ НА ЮГО-ВОСТОКЕ РУССКОЙ .....                                                                                                                                                                             | 71  |
| <i>Горожанина Е.Н., Горожанин В.М. (ИГ Уфимский НЦ РАН)</i><br>МИКРОФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ - ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ В<br>НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ .....                                                                                                                                                                                                    | 74  |
| <i>В.А.Гридин, Т.В.Гридина (Северо-Кавказский Федеральный университет) ФОРМИРОВАНИЕ<br/>ГЛИНИСТЫХ ТОЛЩ МАЙКОПА В ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНАХ ПРЕДКАВКАЗЬЯ.....</i>                                                                                                                                                                                                        | 79  |
| <i>Губин И.А.* (ИНГГ СО РАН), Поспеева Н.В. (ИНГГ СО РАН) СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ<br/>КОМПЛЕКСЫ И СТРУКТУРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА В ЗОНЕ<br/>СОЧЛЕНЕНИЯ АЛДАНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ И ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ<br/>.....</i>                                                                                                                                           | 83  |
| <i>Гуляев В.И.* (Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова), Корзун А.В.<br/>(Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова), Демонина А.Ю. (Московский<br/>государственный университет им. М.В. Ломоносова) АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН<br/>ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОПЫТНО-ФИЛЬТРАЦИОННЫХ<br/>РАБОТ .....</i> | 88  |
| <i>А.Д. Дзюбло (РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), Б.А. Никитин, О.А. Шнип (РГУ нефти<br/>и газа (НИУ) им. И.М. Губкина)</i><br>ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НИЖНЕГО СТРУКТУРНОГО ЭТАЖА<br>ОХОТОМОРСКОГО РЕГИОНА .....                                                                                                                                    | 91  |
| <i>Емельяненко О.А.* (ООО «Бейсип-GeoTex»), Маркина Е.А. (ООО «Бейсип-GeoTex»), Callies M.<br/>(Beicip-Franlab), Giboreau R. (Beicip-Franlab), Filleaudeau P.-Y. (Beicip-Franlab). НОВЫХ<br/>ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВ СО СЛОЖНЫМИ<br/>ТЕКТОНИЧЕСКИМИ ЭЛЕМЕНТАМИ .....</i>                                                                  | 95  |
| <i>Емельянов В.В., Газизов И.Г. (ПАО «Татнефть» НГДУ «Прикамнефть»), Плотникова И.Н.<br/>(Институт перспективных исследований АН РТ)</i><br>НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ОБЪЕКТЫ ПОИСКА НЕФТИ В БОРТОВОЙ ЗОНЕ КАМСКО-<br>КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПРОГИБОВ .....                                                                                                                 | 98  |
| <i>Жердер А.С.* (Schlumberger), Санникова И.А.* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Буракова М.А.<br/>(Schlumberger), Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)</i><br>СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ РИСКОВ И СНИЖЕНИЮ СТЕПЕНИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ<br>ПАРАМЕТРОВ БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ДОМАНИКОВОГО<br>ГОРИЗОНТА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОГО БАССЕЙНА .....                | 103 |
| <i>Жуков В.С.* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Моторыгин В.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i><br>ТРЕЩИННАЯ ПУСТОТНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД: ОПРЕДЕЛЕНИЕ, ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НА<br>ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА.....                                                                                                                                                                 | 107 |
| <i>Завьялова А.П., Чупахина В.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Ефимьев А.С. (МГУ имени М.В.<br/>Ломоносова)</i><br>СТРУКТУРА И СТРОЕНИЕ ДОМАНИКОВОЙ ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ФОРМАЦИИ НА<br>ПРИМЕРЕ ЕСТЕСТВЕННЫХ ОБНАЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ<br>БАШКОРТОСТАН .....                                                                                           | 112 |
| <i>Каламкаров С.Л.* (ФГБУ «ВНИГНИ»), Кнунпер А.А. (ФГБУ «ВНИГНИ») СТРОЕНИЕ И ТИПЫ<br/>ФУНДАМЕНТА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА И СОПРЕДЕЛЬНЫХ<br/>РЕГИОНОВ .....</i>                                                                                                                                                                                   | 117 |
| <i>Калмыков А.Г.* (МГУ им. М.В. Ломоносова), Бычков А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Калмыков<br/>Г.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i><br>ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТИ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА ИЗ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА<br>БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ .....                                                                                                                                    | 121 |
| <i>Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И., Ступакова А.В., Сауткин Р.С.,<br/>МГУ имени М.В. Ломоносова</i><br>ЭТАПЫ РАННЕВЕНДСКОЙ СЕДИМЕНТАЦИИ НА ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ БАЙКИТСКОЙ<br>АНТЕКЛИЗЫ .....                                                                                                                                                                           | 126 |
| <i>Карпова Е.В. (геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова), Асташкин Д.А. (ВНИГНИ).</i><br>ЛИТОЛОГИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА НИЖНЕПЛИОЦЕНОВЫХ НЕФТЕНОСНЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ ЧЕЛЕКЕН (ЮГО-ЗАПАДНЫЙ<br>ТУРКМЕНИСТАН) .....                                                                                                               | 128 |
| <i>Ким Н.С. (ИНГГ СО РАН)</i><br>ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ-БИОМАРКЕРОВ ДЛЯ                                                                                                                                                                                                                                                                          | 132 |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |     |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| УСТАНОВЛЕНИЯ ГЕНЕЗИСА НЕФТЕПРОЯВЛЕНИЙ В ЮРСКО-МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОКА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА.....                                                                                                                                                                                   |     |
| <i>Кириленко А.С. (ООО «Техноинфо»)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                  |     |
| ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВОГО АНАЛИЗА ПОРОД ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ .....                                                                                                                                                                                                                    | 136 |
| <i>Киселёва Ю.А.* (ФГБУ «ВНИГНИ»), Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можжегова С.В., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С. (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i>                                                                                                                                                                         |     |
| ВОЗМОЖНОСТИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПРИ ИЗУЧЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ НА ПРИМЕРЕ ДОМАНИКОВОЙ ФОРМАЦИИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НГП..                                                                                                                                                                    | 141 |
| <i>Кичко Константин (СКФУ ИНиГ)</i>                                                                                                                                                                                                                                                                      |     |
| ОПАСНОСТЬ ЙЕЛЛОУСТОУНСКОГО ВУЛКАНА: ПРАВДА ИЛИ ВЫМЫСЕЛ? .....                                                                                                                                                                                                                                            | 144 |
| <i>Корнеев А.А.* (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Афанасенков А.П. (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Любаев Р.Р. (ФГБУ "ВНИГНИ"), Соавтор Обухов А.Н. (ФГБУ "ВНИГНИ")</i>                                                                                                                                                 |     |
| О ГЕНЕЗИСЕ РАССОХИНСКО-БАЛАХНИНСКОГО МЕГАВАЛА ЦЕНТРАЛЬНО-ТАЙМЫРСКОГО ЖЕЛОБА В ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОМ РЕГИОНАЛЬНОМ ПРОГИБЕ .....                                                                                                                                                                               | 147 |
| <i>Коротков С.Б. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                                                                                                                                             |     |
| НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ ГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....                                                                                                                                                                                                         | 152 |
| <i>Котик И. С. *, Котик О. С., Валяева О. В., Соколова Л. В. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар)</i>                                                                                                                                                                                       |     |
| ГЕОХИМИЯ ОВ СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАЛЬБЕЙСКОГО БЛОКА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ ПРОВИНЦИЯ) .....                                                                                                                                                                                                  | 157 |
| <i>Котик О. С. *, Котик И. С. (Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, г. Сыктывкар)</i>                                                                                                                                                                                                                      |     |
| ГЕОХИМИЯ И УГЛЕПЕТРОГРАФИЯ УГЛЕЙ ЮГА КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ (Р. КОЖЫМ) .....                                                                                                                                                                                                                            | 160 |
| <i>Кочемасов Г.Г. Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии (ИГЕМ) РАН, Москва</i>                                                                                                                                                                                     |     |
| ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ДИХОТОМИЯ ЗЕМЛИ ВОЛНОВОЙ ПРИРОДЫ И ЕЕ ОТРАЖЕНИЕ НА МАСШТАБЕ ПРОЯВЛЕНИЙ СЛАНЦЕВЫХ ГАЗОВ .....                                                                                                                                                                                               | 163 |
| <i>Крючков В.Е., Пензин А.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                                                                                                                                 |     |
| ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ..                                                                                                                                                                                                                                            | 166 |
| <i>А.Я. Куклинский* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» "ВолгоградНИПИморнефть")</i>                                                                                                                                                                                                                         |     |
| РОЛЬ КАТАЛИТИЧЕСКИХ И ТЕРМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В НЕФТЕГАЗОБРАЗОВАНИИ.....                                                                                                                                                                                                                                   | 170 |
| <i>А.Я.Куклинский* (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»), А.Н. Морозкин (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»), А.В.Ермоловский(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»), О.И. Савицкая (Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть»)</i> |     |
| ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ КАК ОБЪЕКТ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ И УЛЬЯНОВСКОЙ ОБЛАСТЕЙ .....                                                                                                                                                                                      | 175 |
| <i>С.П. Левшунова (ФГБУ «ВНИГНИ»), Соавтор Б.А. Соловьев (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i>                                                                                                                                                                                                                             |     |
| РОЛЬ ГЛУБИННЫХ ФЛЮИДОВ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕЙ В НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН.....                                                                                                                                                                                                    | 178 |
| <i>Леоненко Г.Н.* (РГГРУ), Леоненко Е.В. (МГУ)</i>                                                                                                                                                                                                                                                       |     |
| О ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЯХ ЗОН КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА .....                                                                                                                                                                             | 182 |
| <i>Лифишиц С.Х. (Институт проблем нефти и газа СО РАН)</i>                                                                                                                                                                                                                                               |     |
| ВЛИЯНИЕ ПОТОКА СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО СО <sub>2</sub> НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ОСАДОЧНЫХ ПОРОД.....                                                                                                                                                                                                                   | 185 |
| <i>Лу Яньцзюнь (МГУ), Шелепов В. В. (МГУ), Ян Чжаочжун (Инженерные институт нефти и газа Юго-западного нефтяного университет), Хань Цзиньсюань (МГУ)</i>                                                                                                                                                 |     |
| ИССЛЕДОВАНИЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ГРП НА ОСНОВЕ МЕТОДА ДИСКРЕТНОГО ЭЛЕМЕНТА В УГОЛЬНЫХ ПЛАСТАХ С ЗАЛЕЖАМИ ГАЗА В БАСЕЙНЕ ЧИНЫШУЙ КИТАЯ .....                                                                                                                                                         | 188 |
| <i>Лупанов П.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Соавторы – Демонова А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Корзун А.В (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                                                                                                                                                                  |     |
| АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ТРЕЩИН ГРП В НЕОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....                                                                                                                                                                                                   | 192 |
| <i>Магомедов Ш.А., Мамаев О.А., Чупалаев Ч.М., Расулов Г.С. (Институт проблем геотермии ДНЦ</i>                                                                                                                                                                                                          | 195 |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                             |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>РАН, г.Махачкала)</i><br>ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТЕПЕНИ ЗРЕЛОСТИ НЕФТИ ПО ИЗОТОПНОМУ СОСТАВУ УГЛЕРОДА<br>МЕТАНА.....                                                                                                |     |
| <i>Мануилова Е.А.* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Калмыков Г.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова),<br/>Белохин В.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)</i>                                                                 |     |
| МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КОЛОНОК КЕРНА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И<br>РЕЗУЛЬТАТЫ ЕЁ АПРОБАЦИИ.....                                                                                                          | 199 |
| <i>Маркина Е.А.* ("Бейсип-ГеоТехнологии"), Емельяненко О.А. ("Бейсип-ГеоТехнологии")</i>                                                                                                                    |     |
| СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ БАССЕЙНОВОГО<br>МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ ПОСТРОЕНИЯ ЛИТОФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ НЕОКОМА                                                                    | 204 |
| <i>Маслова Е.Е. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Макарова Е.Ю. (МГУ им. М.В.Ломоносова)</i>                                                                                                                       |     |
| ИССЛЕДОВАНИЕ ГАГАТОВ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ.....                                                                                                                                                          | 207 |
| <i>Медведев Кирилл Юрьевич (РУП ПО «Белоруснефть «БелНИПИнефть» РБ, Гомель)</i>                                                                                                                             |     |
| ЭКОНОМИЧНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА БАЗЕ<br>НЕСТАЦИОНАРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ С АКТИВИЗАЦИЕЙ ПРОЦЕССОВ КАПИЛЛЯРНОЙ<br>ПРОПИТКИ .....                                                          | 210 |
| <i>Мельников А.П. (АО СНИИГГИМС), Соавтор Масленников М.А. (АО СНИИГГИМС), Соавтор<br/>Шабанова О.С. (АО СНИИГГИМС)</i>                                                                                     |     |
| ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МОКТАКОНСКИХ РИФОВ КЕМБРИЯ НА<br>ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ БАХТИНСКОГО МЕГАВЫСТУПА (СИБИРСКАЯ<br>ПЛАТФОРМА).....                                                                       | 212 |
| <i>Микерина Т.Б. (Кубанский государственный университет, г. Краснодар)</i>                                                                                                                                  |     |
| ФОРМИРОВАНИЕ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОЗОЙСКИХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО РЕГИОНА КАВКАЗА .....                                                                                                 | 216 |
| <i>Мордасова А.В. * (МГУ им. М.В. Ломоносова), Сулова А.А. (МГУ им. М.В. Ломоносова),<br/>Ступакова А.В. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Ершова Д.К. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                               |     |
| ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ НА ОСНОВЕ СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА..                                                                       | 221 |
| <i>Мордасова А.В., Гильмуллина А.А., Ершова Д.К., Сулова А.А. , Ступакова А.В., Катков Д.А.,<br/>(МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                                                                              |     |
| МЕЗОЗОЙСКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО<br>НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА .....                                                                                                                     | 224 |
| <i>Мухаметшин Р.З.* (Казанский федеральный университет), Калмыков А.В. (ООО «НПП «Чёрный<br/>ключ»)), Никифоров А.И. (Институт механики и математики КазНЦ РАН)</i>                                         |     |
| ПРОБЛЕМЫ<br>РАЗРАБОТКИ И МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В<br>СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРА.....                                                                                        | 227 |
| <i>Мухаметшин Р.З.* (Казанский федеральный университет), Пунанова С.А. (Институт проблем<br/>нефти РАН)</i>                                                                                                 |     |
| ЗОНЫ БИОДЕГРАДАЦИИ И СВЯЗАННЫЕ С НИМИ ИЗМЕНЕНИЯ НАФТИДОВ.....                                                                                                                                               | 233 |
| <i>Никулин Б.А.* МГУ им М.В. Ломоносова, Чуткерашвили С.Е. ВНИГНИ, Скибицкая Н.А. ИПНГ<br/>РАН, Хмелевской В. К. МГУ им М.В. Ломоносова</i>                                                                 |     |
| ОЦЕНКА СОСТАВА ОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ДАННЫХ В<br>КАРБОНАТНОМ РАЗРЕЗЕ .....                                                                                                          | 237 |
| <i>Афанасенков А.П., Обухов А.Н.* , Чикишев А.А. (ФГБУ «ВНИГНИ»)</i>                                                                                                                                        |     |
| К ВОПРОСУ О РИФТОГЕНЕЗЕ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА.....                                                                                                                                       | 241 |
| <i>Парфенова Т.М.* (ИНГГ СО РАН, НГУ), Меленевский В.Н. (ИНГГ СО РАН), Коровников И.В.<br/>(ИНГГ СО РАН, НГУ)</i>                                                                                           |     |
| ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ КЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-<br>ВОСТОЧНОЙ ОКРАИНЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ .....                                                                                                  | 248 |
| <i>Плешков И.В.* (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Жуков В.С. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») ОЦЕНКА<br/>ИЗМЕНЕНИЙ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ОБРАЗЦОВ КОЛЛЕКТОРА ЮЖНО-КИРИНСКОГО<br/>НГКМ ПРИ РОСТЕ ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ. ....</i> | 253 |
| <i>Плотникова И.Н. (Институт перспективных исследований АН РТ), Лыгина Т.З., Наумкина Н.И.<br/>(ЦНИИГеолнеруд), Пронин Н.В. (КФУ), Остроухов С.Б. (Институт перспективных исследований<br/>АН РТ)</i>       |     |



# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                                                     |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| ЛИТОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ<br>ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТЫХ ТОЛЩ ТАТАРСТАНА.....                                                                                                                                        | 258 |
| <i>Плотникова И.Н., Остроухов С.Б. (Институт перспективных исследований АН РТ), Пронин<br/>Н.В., Носова Ф.Ф. (КФУ)</i>                                                                                                              |     |
| АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕФТЕЙ И БИТУМОИДОВ ДЛЯ<br>РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕПОИСКОВОЙ ГЕОЛОГИИ .....                                                                                                                 | 263 |
| <i>Погрецкий А. В. (ООО «Газпром геологоразведка»)</i>                                                                                                                                                                              |     |
| ОПЫТНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ РАБОТЫ ПО ТЕСТИРОВАНИЮ БЕСКАБЕЛЬНОЙ<br>СЕЙСМОРЕГИСТРИРУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ «SCOUT» .....                                                                                                                               | 268 |
| <i>Попков И.В.* (Кубанский государственный университет), Попков В.И. (Кубанский<br/>государственный университет)</i>                                                                                                                |     |
| СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫЕ ДИСЛОКАЦИИ И ТИПЫ ЛОВУШЕК УВ В ЗОНЕ СОЧЛЕНЕНИЯ<br>СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КАВКАЗА И ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА .....                                                                                                  | 269 |
| <i>Попков В.И. (Кубанский государственный университет)</i>                                                                                                                                                                          |     |
| МОДЕЛЬ РЕЗЕРВУАРА ЗАЛЕЖИ УВ В ГРАНИТНОМ МАССИВЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША<br>И ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ НОВЫХ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ФУНДАМЕНТЕ<br>СКИФКО-ТУРАНСКОЙ ПЛАТФОРМЫ.....                                                          | 273 |
| <i>Попков В.И.* (Кубанский государственный университет), Попков И.В. (Кубанский<br/>государственный университет), Дементьева И.Е. (Кубанский государственный университет)</i>                                                       |     |
| РАННЕКИММЕРИЙСКИЙ ПОГРЕБЕННЫЙ КРАЕВОЙ ПРОГИБ ЗАПАДА СКИФСКОЙ ПЛИТЫ И<br>ЕГО ВОЗМОЖНАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ .....                                                                                                                       | 278 |
| <i>Постникова О.В.* (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина), Постников А.В.. (РГУ нефти и<br/>газа (НИУ) имени И.М.Губкина), Хасанов И.И. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)</i>                                         |     |
| НОВЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ЛИТОЛОГИИ .....                                                                                                                                                                        | 283 |
| <i>Пошибаев В.В.* , Антипова О.А., Постникова О.В. (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)</i>                                                                                                                                   |     |
| ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ОТЛОЖЕНИЙ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ ВЕНДА В ЗОНЕ<br>АНГАРСКИХ СКЛАДОВ И ПРОГНОЗ ИХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ .....                                                                                                         | 288 |
| <i>Ростовцева Ю.В.* (МГУ имени М.В. Ломоносова), Хань Бин (МГУ имени М.В. Ломоносова)</i>                                                                                                                                           |     |
| ОСОБЕННОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ОВ В ВЫСОКОУГЛЕРОДИСТОЙ ДОМАНИКОВОЙ<br>ФОРМАЦИИ (ДЕПРЕССИОННЫЕ КАРБОНАТНО-КРЕМНИСТЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ) .....                                                                                                        | 293 |
| <i>Сазонов И.Г., Астапова Д.А. (Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и<br/>газа)</i>                                                                                                                           |     |
| ТЕРМОКАТАЛИТИЧЕСКОЕ РАЗЛОЖЕНИЕ КАРБОНАТОВ С ВЫДЕЛЕНИЕМ СВОБОДНОГО<br>УГЛЕРОДА И УГЛЕВОДОРОДОВ.....                                                                                                                                  | 297 |
| <i>Санникова И.А. (МГУ имени М.В. Ломоносова), Ступакова А.В. (МГУ имени М.В. Ломоносова),<br/>Сауткин Р.С. (МГУ имени М.В. Ломоносова)</i>                                                                                         |     |
| АНАЛИЗ ПАЛЕОЗОЙСКИХ И МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ<br>БАССЕЙНОВ АРКТИЧЕСКОЙ ОКРАИНЫ ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ<br>ПЛАТФОРМЫ.....                                                                                                 | 300 |
| <i>Сафин Р.Р.,(ООО «Газпром геологоразведка»)</i>                                                                                                                                                                                   |     |
| ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ НА КАБЕЛЕ (ОПК/ГДК) В<br>НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ, ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В<br>СКВАЖИНАХ ТАМБЕЙСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЭТАПЕ ПОИСКОВО-<br>РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ..... | 304 |
| <i>Семерикова И. И., к. т. н. (Горный институт УрО РАН, Пермский национальный<br/>исследовательский политехнический университет)</i>                                                                                                |     |
| ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ПРЯМОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ СРЕД ПРИ<br>СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ .....                                                                                                                                           | 305 |
| <i>Сикорская С.В. (Южный федеральный университет)</i>                                                                                                                                                                               |     |
| ГЕОДИНАМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ СОВРЕМЕННОЙ МИГРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ .....                                                                                                                                                                   | 310 |
| <i>Силантьев Ю.Б. , Халошина Т.О., Ковалёва Е.Д. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                                        |     |
| СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ГАЗА ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ<br>РОССИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗВИТИЯ .....                                                                                                                     | 315 |
| <i>Силантьев Ю.Б., Халошина Т.О., Ковалёва Е.Д. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ») ОТКРЫТИЕ</i>                                                                                                                                                |     |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                           |     |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| СИСТЕМЫ В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ .....                                                                                                                                                            | 319 |
| <i>Скворцов Михаил Борисович. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Дахнова М.В. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Немова В.Д. (ФГБУ«ВНИГНИ»), Соавтор Кирсанов А.М. ФГБУ«ВНИГНИ», Соавтор Можегова С.В. ФГБУ«ВНИГНИ»</i>         |     |
| НЕТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К НЕТРАДИЦИОННЫМ КОЛЛЕКТОРАМ .....                                                                                                                                                  | 322 |
| <i>Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Бурханова И.О., Крючков В.А. (ИПНГ РАН)</i>                                                                                                              |     |
| ЗАКОНОМЕРНОСТЬ И ВЗАИМОСВЯЗЬ КАТАГЕНЕТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В СОСТАВЕ НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКОЙ КАРБОНАТНО-ОРГАНИЧЕСКОЙ МАТРИЦЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ .....            | 327 |
| <i>Скоробогатов В.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                                          |     |
| РОЛЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ В ФОРМИРОВАНИИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В ПОРОДАХ ВЕРХНЕЙ ЮРЫ И НЕОКОМА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....                                                                                 | 334 |
| <i>Скоробогатов В.А. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                                          |     |
| РЕСУРСЫ СВОБОДНОГО ГАЗА ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ РОССИИ И МИРА И ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ ХХІ ВЕКА .....                                                                                       | 339 |
| <i>Соборнов К.О. (ООО «Северо-Запад»)</i>                                                                                                                                                                 |     |
| НОВЫЕ ЗОНЫ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗРЕЛЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНАХ ..                                                                                                                                      | 343 |
| <i>Соколов А.В. к.г.-м.н., Директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»</i>                                                                                                                                |     |
| ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВМСБ В ШИРОТНОМ ПРИОБЬЕ .....                                                                                                                                | 344 |
| <i>Соколов А.В. 1,2, Козуница Н.В.1,2, Гриценко С.Б.2 (МГУ им. Ломоносова, 2000 «ПЕТРОГЕКО»)</i>                                                                                                          |     |
| ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА ВОСТОКА ХМАО-ЮГРЫ КАК ОДИН ИЗ КРИТЕРИЕВ ПЛАНИРОВАНИЯ ЗОН ПРОВЕДЕНИЯ ГРР ...                                                                             | 346 |
| <i>Старцева К.Ф. * (МГУ им. М.В. Ломоносова), Никишин А.М. (МГУ им. М.В. Ломоносова), Малышев Н.А. (ОАО «НК Роснефть»), Никишин В.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»), Валющева А.А. (ООО «РН-Шельф-Арктика»)</i> |     |
| ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ И УГЛЕВОДОРОДНАЯ МОДЕЛЬ ВОСТОЧНО-БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА НА ПРИМЕРЕ ПРОФИЛЯ 4-АР .....                                                                                                | 349 |
| <i>Стукалова И.Е. (Геологический институт РАН), Лебедев В.С. (Российский Государственный Геологоразведочный университет), Скопинцева О.В. (Московский технический университет (МГИ НИТУ))</i>             |     |
| ОСТАТОЧНЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ УГЛЕЙ И ИХ РОЛЬ В ВОЗНИКНОВЕНИИ ВЗРЫВО-ОПАСНЫХ СИТУАЦИЙ В УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ .....                                                                                                   | 352 |
| <i>Ступакова А.В., Стафеев А.Н., Сулова А.А., Гиладев Р.М., Шелков Е.С. (Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет)</i>                                       |     |
| БАЖЕНОВСКИЙ ГОРИЗОНТ ЗАПАДНОЙ-СИБИРИ: ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ФАЦИЙ .....                                                                                                                                           | 355 |
| <i>Туяков А.Т. (ТОО ПИ «Орбитит», Болашак, Казахстан), Крылов О.В. (Геологический факультет, МГУ)</i>                                                                                                     |     |
| СТРОЕНИЕ ПРОДУКТИВНОЙ ЧАСТИ ЮРСКОГО ГОРИЗОНТА АРЫСТАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....                                                                                                                          | 360 |
| <i>Федулов В.С.* (ГЕОХИ РАН), Севастьянов В.С. (ГЕОХИ РАН), Бычков А.Ю. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i>                                                                                                     |     |
| ВЛИЯНИЕ ГИДРОТЕРМОЛИЗА НА РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗОТОПОВ УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА ПО ФРАКЦИЯМ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА .....                                                                                             | 364 |
| <i>Филиппов Ю.Ф. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. академика А.А.Трофимука)</i>                                                                                                      |     |
| ГЕОДИНАМИКА ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОГО ОСАДОЧНОГО БАСЕЙНА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) ..                                                                                                                                      | 369 |
| <i>Филиппов Ю.Ф., Бурштейн Л.М. (Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН)</i>                                                                                                |     |
| ДИНАМИКА ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЪЕНИСЕЙСКОМ ОСАДОЧНОМ БАСЕЙНЕ (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) .....                                                                                                              | 373 |
| <i>Франчук А.А., Коротков С.Б., Семенова Е.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)</i>                                                                                                                                 |     |
| ВЗАИМОСВЯЗЬ ПРИРОДНОГО ГЕЛИЯ И ГАЛОГЕННЫХ ФЛЮИДОУПОРОВ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ .....                                                                                                                          | 376 |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| <i>Харченко Владимир Михайлович (ФГАОУ ВПО «Северо-Кавказский федеральный университет»)</i><br>НОВЕЙШАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОПЕРАТИВНЫХ ПОИСКОВ, РАЗВЕДКИ И разработки<br>МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА (на примере Предкавказья и Западной Сибири) .....                                                                    | 381 |
| <i>Хисамутдинова А.И. (Геологический институт РАН), Соловьев А.В. (ОАО «ДМНГ», АО<br/>«Росгеология», Геологический институт РАН)</i><br>ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ. ОПЫТ КОМПЛЕКСНОГО ИЗУЧЕНИЯ<br>ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД - ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ .....                                                     | 385 |
| <i>А.Г. Хуришудов (Агентство нефтегазовой информации, г.Тюмень)</i><br>ДОСТУПНАЯ НЕФТЬ МАТЕРИНСКИХ ПЛАСТОВ НАХОДИТСЯ В ТРЕЩИНАХ .....                                                                                                                                                                            | 388 |
| <i>Черенков В.В., Попов А.С., Никишин В.А., Никитина В.А., Голованов Д.Ю., Старцева К.Ф. (РН-<br/>Шельф-Арктика), Никишин А.М. (РН-Эксплорейшн)</i><br>РЕГИОНАЛЬНОЕ СТРОЕНИЕ ТРИАСОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИЙСКОГО СЕКТОРА<br>БАРЕНЦЕВА МОРЯ И ПРОГНОЗ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ .....                             | 393 |
| <i>Шиловский А.П. (ИПНГ РАН)</i><br>ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ УГЛЕВОДОРОДОВ: РЕЗЕРВ ВОЗРАЖДЕНИЯ СТАРЫХ<br>НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ РОССИИ .....                                                                                                                                                                   | 397 |
| <i>Докладчик Шлыкова А.А., Соавтор Масленников М.А. (АО «СНИИГГиМС», г. Новосибирск)</i><br>ПРОГНОЗ КАЧЕСТВА КОЛЛЕКТОРОВ ТЕРРИГЕННОГО ВЕНДА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ<br>СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ .....                                                                                                                          | 401 |
| <i>Штырляева А.А. (Санкт-Петербургский Горный университет), Дурягина А.М. (Санкт-<br/>Петербургский Горный университет)</i><br>ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ КАРБОНАТНОГО ЦЕМЕНТА В СОСТАВЕ ТЕРРИГЕННЫХ<br>КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТОВ Ю1 И Ю2 ЕТЫ-ПУРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....                                           | 406 |
| <i>В.Л. Шустер, С.А Пунанова (Институт проблем нефти и газа, Москва, РФ), Л.Т. Нго<br/>(Институт Геофизики, Вьетнамская Академия Наук и Технологий, Ханой, СРВ)</i><br>СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ<br>ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И ЮЖНО-ОНШОНСКОЙ ВПАДИНЫ (ВЬЕТНАМ) ..... | 410 |
| <i>Юсупов Я.И. (МГУ им. М.В. Ломоносова)</i><br>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫДЕЛЕНИЮ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ДЛЯ ГРП В<br>РАЗРЕЗЕ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ) .....                                                                                                                    | 415 |
| <i>Яковлева Н.П. *, Чернова Г.А., Мороз М.Л. (АУ Научно-аналитический центр рационального<br/>недропользования им. В.И. Шпилемана)</i><br>ЗАЛЕЖИ НЕФТИ И ГАЗА В ВУЛКАНОГЕННЫХ ПЕРМСКО-ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ<br>ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ХМАО-ЮГРЫ .....                                                                     | 419 |
| <i>Яхин Т.И., Кочурова М.Д., Ступакова А.В., Сауткин Р.С, Коробова Н.И. (МГУ имени М.В.<br/>Ломоносова)</i><br>ПОИСК НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В ДОКЕМБРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ<br>ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ .....                                                                                                       | 424 |

# НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА



*Научное издание*

## НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА – 2017

Сборник научных трудов  
(по материалам Международной научно-практической конференции)  
25–26 мая 2017 год

Издаётся в авторской редакции

Компьютерная верстка *А.П. Завьялова, В.В. Чупахина, М.Д. Кочурова, А.С.Ефимьев, Е.С. Шелков*

Подписано к использованию 18.05.2017. Формат 60x90 1/8.

Электронное издание.

Усл. печ. л. 39,0. Тираж 500 экз. Заказ 337.

Объем 53,7 Мбайт. Электрон. текстовые данные.(CD-ROM).

Издательство Московского университета. 125009,  
Москва, ул. Б. Никитская, 5. Тел.: (495) 629-50-91  
Факс: (495) 697-66-71. Тел.: (495) 939-99-23 (отдел реализации)

Сайт кафедры: [www.oilmsu.ru](http://www.oilmsu.ru)  
E-mail кафедры: [oil@geol.msu.ru](mailto:oil@geol.msu.ru)

Сайт конференции: [www.oilgasideas.ru](http://www.oilgasideas.ru)  
E-mail конференции: [info@oilgasideas.ru](mailto:info@oilgasideas.ru)



Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова  
Геологический факультет  
Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

## «НОВЫЕ ИДЕИ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА - 2017»

25 - 26 мая 2017 г.

МГУ имени М.В. Ломоносова

Международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» - традиционное место международного общения специалистов, представления и обсуждения новых интересных идей и научных достижений в области геологии нефти, газа и угля.

Конференция проходит раз в два года и привлекает внимание ведущих специалистов нефтегазовой отрасли. В 2017 году конференция посвящена 115-летию со дня рождения двух выдающихся учёных и основоположников нефтегазового направления в Московском государственном университете имени М.В. Ломоносова Игнатия Осиповича Брода (7 ноября 1902 г.р.) и Николая Брониславовича Вассоевича (17 марта 1902 г.р.).

Седьмая международная научно-практическая конференция «Новые идеи в геологии нефти и газа» является широкой площадкой для обсуждения вопросов поиска и разведки нефти, газа и угля. В рамках конференции особое внимание будет уделено проблемам и задачам поисково-разведочных работ в разных регионах Российской Федерации, включая Восточно-Европейский сектор, Западную и Восточную Сибирь, Дальний Восток и акватории Арктики и Дальнего Востока.

[WWW.OILGASIDEAS.RU](http://WWW.OILGASIDEAS.RU)

Официальные спонсоры:

