

Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях

Р.Х. Муслимов¹, И.Н. Плотникова^{2*}

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

²Академия наук Республики Татарстан, Казань, Россия

Сланцевая революция и большой прогресс в США по освоению залежей в плотных, ультранизкопроницаемых, сланцевых толщах поставили на повестку дня вопросы изучения и освоения нетрадиционных залежей. Особое геологическое строение залежей нетрадиционных нефтей обуславливает необходимость применения новых (отличных от традиционных) методов поиска, разведки и разработки таких залежей. А это, в свою очередь, требует нового подхода к изучению особенностей геологического строения и созданию геолого-гидродинамических моделей с учетом полей трещиноватости и неоднородности в распределении нефтеносности залежи и продуктивности добывающих скважин. В статье рассматриваются проблемы изучения трещиноватости пород и необходимости ее учета при геологическом и гидродинамическом моделировании нефтяных и газовых залежей. Обязательное использование инновационных технологий сейсморазведки в изучении геологического строения месторождений и новых технологий изучения шлама в процессе бурения – залог успешного изучения нетрадиционных коллекторов и сланцевых толщ на различных этапах геологоразведочных работ и при разработке нефтяных месторождений.

Ключевые слова: залежи с трудноизвлекаемыми запасами нефти, нетрадиционные залежи нефти, низкопроницаемые, плотные, ультранизкопроницаемые пласты, залежи сверхвязких нефтей и природных битумов, коэффициент извлечения нефти, опытно-промышленные работы, сланцевые породы, гидроразрыв пласта, геологические и геолого-гидродинамические модели

Для цитирования: Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях. *Георесурсы*, 20(3), Ч.2, с. 198-205. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.198-205>

Опыт США и других стран Запада показывает огромные перспективы нефтегазосности плотных пород, основу которых, как они полагают, составляют сланцевые формации. Но последние исходя из опыта и накопления этих типов пород являются лишь частью общего понятия плотные породы. Так в работе (Прищепа, Аверьянова и др., 2014) говорится: «С одной стороны, понятия «сланцевая нефть и газ» и «нефть и газ плотных пород» можно считать несовпадающими, в первую очередь из-за критериев их выделения, а с другой необходимо понимать, что вторые полностью поглощают первые. Обобщающий и наиболее часто употребляемый в нефтедобывающей отрасли США термин «нефть из плотных пород – низкопроницаемых коллекторов» сегодня чаще применяется для обозначения всего многообразия нетрадиционных источников нефтей, для добычи которых нужны специальные технологии, включающие бурение многопластовых горизонтальных скважин, многостадийные гидроразрывы пластов, микросейсмические и микроскановые наблюдения».

В таблице 1 приведена классификация пород по основному параметру – проницаемости, которая однозначно свидетельствует о нашем отставании от передовых

мировых тенденций. Так, установленный для месторождений Республики Татарстан интервал кондиционных значений проницаемости от 1,0 до 10 мДа безнадежно устарел. Породы-коллекторы, проницаемость которых заключена в этом интервале, по приведенной классификации относятся к среднепроницаемым, а запасы нефти в породах-коллекторах с проницаемостью менее 1,0 мД должны быть приняты на учет, поскольку являются объектами промышленной разработки с применением современных технологий добычи. Категории плотных пород (от низкопроницаемых до нанопроницаемых) должны изучаться как углеводородонасыщенные, принимающие деятельное участие в процессах внутрипластовой фильтрации и добычи нефти, а низкопроницаемая группа пород представляет интерес с позиции потенциальных объектов нефтедобычи.

Сегодня ведущие нефтегазовые компании, обладающие опытом освоения как традиционных, так и нетрадиционных объектов нефтегазодобычи, придерживаются классификации скоплений углеводородов (УВ) с точки зрения технологического аспекта их освоения (Рис. 1):

- традиционные залежи, приуроченные к традиционным породам-коллекторам и контролируемые флюидоупорами и ловушками;
- нетрадиционные скопления в высокоуглеродистых сланцевых толщах, не контролируемые структурным фактором и флюидоупорами;
- нетрадиционные скопления в плотных породах или

* Ответственный автор: Ирина Николаевна Плотникова
E-mail: irena-2005@rambler.ru

Проницаемость, Дарси	Качество проницаемости горной породы	Резервуар
Более 1,00	Очень высокопроницаемая	Традиционный
От 1,00 до 0,10	Высокопроницаемая	Традиционный
От 0,10 до 0,01	Проницаемая	Традиционный
От 0,010 до 0,001	Среднепроницаемая	Традиционный
От 0,001 до 0,0001	Низкопроницаемая	Нетрадиционный
От 0,0001 до 0,00001	Сверхнизкопроницаемая	Нетрадиционный
Менее 0,00001	Экстранизкопроницаемая	Нетрадиционный
0,00000001	Нанопроницаемая	Нетрадиционный

Табл. 1. Характеристика проницаемости пород-коллекторов вне зависимости от типа пустот (Прищепа, Аверьянова и др., 2014)

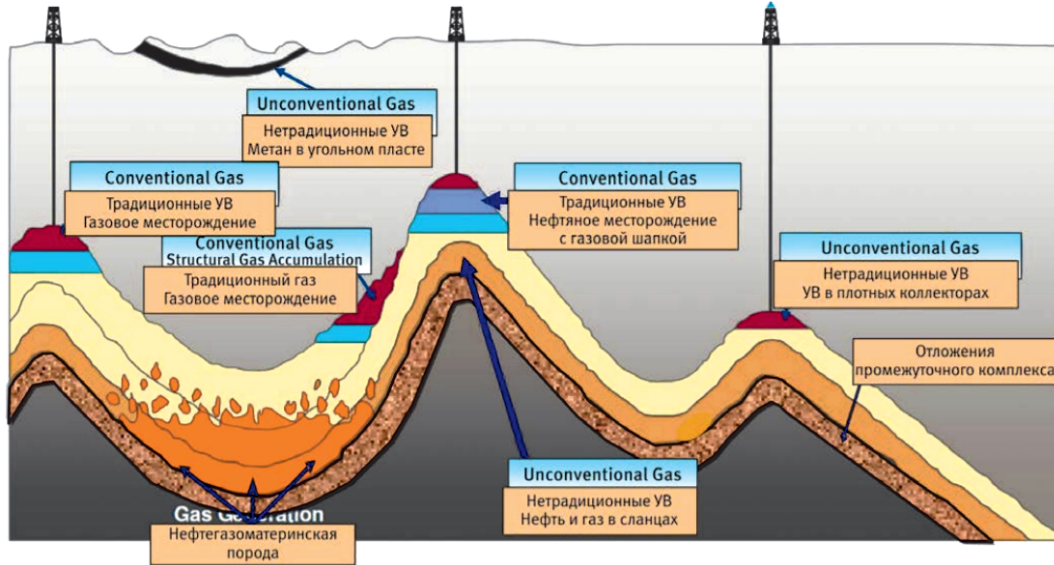


Рис. 1. Общие представления о локализации традиционных пород-коллекторов и нетрадиционных залежей в плотных и нефтематеринских породах (Шустер, Пуанова, 2018)

полуколлекторах – глинистых песчаниках, алевролитах, карбонатных породах, которые также могут не контролироваться структурным фактором и флюидоупорами (Прищепа, Аверьянова, 2014а).

Важными особенностями залежей нефти и газа в сланцевых (shale oil reservoir) и в плотных (tight oil reservoir) коллекторах (резервуарах), отличающими их от традиционных залежей, являются следующие:

- непрерывность, когда углеводороды находятся «езде и нигде» в рассеянном состоянии в породах с низкой проницаемостью матрицы (Морариу, 2013; Прищепа, Аверьянова др., 2014; Прищепа, Аверьянова, 2014b);
- неконтролируемость структурным и стратиграфическим факторами;
- контролируемость литологическим фактором, а также полями трещиноватости.

Нетрадиционные породы-коллекторы, нефтеносность в которых контролируется преимущественно литологическим фактором, могут иметь весьма широкую площадную распространенность. Следовательно, и подсчет запасов в них требует иных подходов.

Выполненный в Казанском федеральном университете под руководством В.П. Морозова анализ распространения в карбонатных отложениях нижнего и среднего карбона традиционных и плотных нефтенасыщенных пород-коллекторов позволил выявить в отложениях турнейского яруса определенный тип разреза, который может быть отнесен к нетрадиционным породам-коллекторам (Морозов, 2016).

Этот тип разреза наиболее полно изучен на восточном

борту Мелекесской впадины в отложениях кизеловского и черепетского горизонтов верхнетурнейского подъяруса. Вероятно, подобные залежи широко распространены, на что указывает отсутствие традиционных карбонатных пород-коллекторов в турнейских отложениях на многих месторождениях восточного борта Мелекесской впадины.

Для подобных нетрадиционных скоплений характерны невысокие значения коллекторских свойств и нефтенасыщенности. Пористость таких пород, как правило, редко превышает 5%, максимальная проницаемость составляет первые мД, а нефтенасыщенность по массе варьирует в пределах 5-8%.

Такие плотные нефтенасыщенные карбонатные породы обладают и существенными достоинствами:

- предполагаемая большая площадь распространения (около 5 тысяч квадратных километров);
- большие толщины – до 30 м;
- предполагаемые большие геологические ресурсы;
- наличие подвижного нефтяного флюида (по данным термического анализа пород).

На основании выполненных работ проведен подсчет геологических ресурсов нефти в плотных карбонатных породах. Исследования показывают, что геологические ресурсы нефти, сосредоточенные в верхнетурнейском подъярусе на восточном борту Мелекесской впадины, предварительно оцениваются в 8025 млн.т (Морозов, 2016).

Нефте-газосодержащих плотных пород в природе гораздо больше, чем традиционных пород-коллекторов, что обусловлено условиями осадконакопления и последующего преобразования осадков. Об этом свидетельствуют

имеющиеся данные по ресурсам обычных нефтей и жидких углеводородов сланцевых отложений. Для оценки запасов нефтей в плотных и сланцевых породах нужны специфические виды исследований, а для их добычи технологии, принципиально отличные от технологий извлечения трудноизвлекаемых запасов (ТЗН). Общим для этих технологий является увеличение проницаемости и области дренирования путем создания искусственных трещин и каналов фильтрации. В настоящее время это осуществляется путем бурения горизонтальных скважин и комплексирования их с многоступенчатым гидроразрывом (ГРП). Эта технология не отличается от технологии для обычных плотных пород и сланцевых отложений. Последние отличаются от первых только условиями осадконакопления. Одно из определений сланцев звучит так (Downey, 2011): «Нефтяной сланец (oil shale) – тонкозернистые осадочные породы, содержащие минеральные вещества и большое количество керогена, который, в свою очередь, и представляет ценность как сырье для последующей переработки в сланцевую нефть (shale oil)».

Обычно рассматриваются первые три параметра: трещиноватость, пористость и проницаемость, которые играют основную роль в накоплении углеводородов в нефтяных сланцах и возможностях извлечения этих углеводородов из продуктивных пластов.

Образование трещин в породах в процессе трансформации органического материала в кероген может происходить в двух направлениях: в породах, богатых органическим материалом, за счет обезвоживания с образованием небольших трещин с низкой проницаемостью (в последующем в результате тектонических воздействий в породах образуются вторичные трещины); в породах, содержащих меньшие объемы органического материала (образование трещин происходит в меньших масштабах, чем в первом случае). В целом же ширина трещин чрезвычайно мала (менее 0,05 мм), но ее длина

может быть в тысячи раз более ширины. Трещины в нефтяных сланцах представляют небольшой объем и не могут играть значительную роль в качестве хранилищ основного органического материала.

В структуре порового пространства в продуктивных толщах месторождений сланцевой нефти можно выделить три основные составляющие: пористость матрицы породы; пористость, образованная за счет микро- и макротрещиноватости; пористость сингенетичного органического вещества, рассеянного в породе. Первые два вида пористости не играют заметной роли в механизме сохранения ресурсов сланцевой нефти. Пористость керогена, а также пространства между ним и зернами матрицы породы может находиться в пределах 2,4-2,7 %. Но при нагреве проб такого сланца его пористость может резко возрасти до 25-50% (в зависимости от количества содержащегося в нем органического вещества (ОВ)).

Эта неоднородность приводит к тому, что на большей территории развития сланцевых и им подобных отложений вообще отсутствуют притоки нефти из пробуренных скважин, или же они являются непромышленными. Однако на отдельных участках из пробуренных скважин получают аномально высокие дебиты. В США такие участки называют «сладкими пятнами». Это характерно для баженовских отложений Западной Сибири и в меньшей степени для доманиковых отложений Волго-Уральской НПП.

На территории Татарстана перспективы развития нефтесланцевых полей могут быть связаны, в первую очередь, с породами доманикоидной формации верхнего девона – с семилукским (доманиковым) горизонтом, а также с речиким (мендымским) горизонтом и доманикоидными формациями центральной и бортовой зон Камско-Кинельской системы прогибов (Рис. 2).

Прежде всего, следует отметить, что на самом деле залежи сланцевой нефти и газа, а также нефтеносность

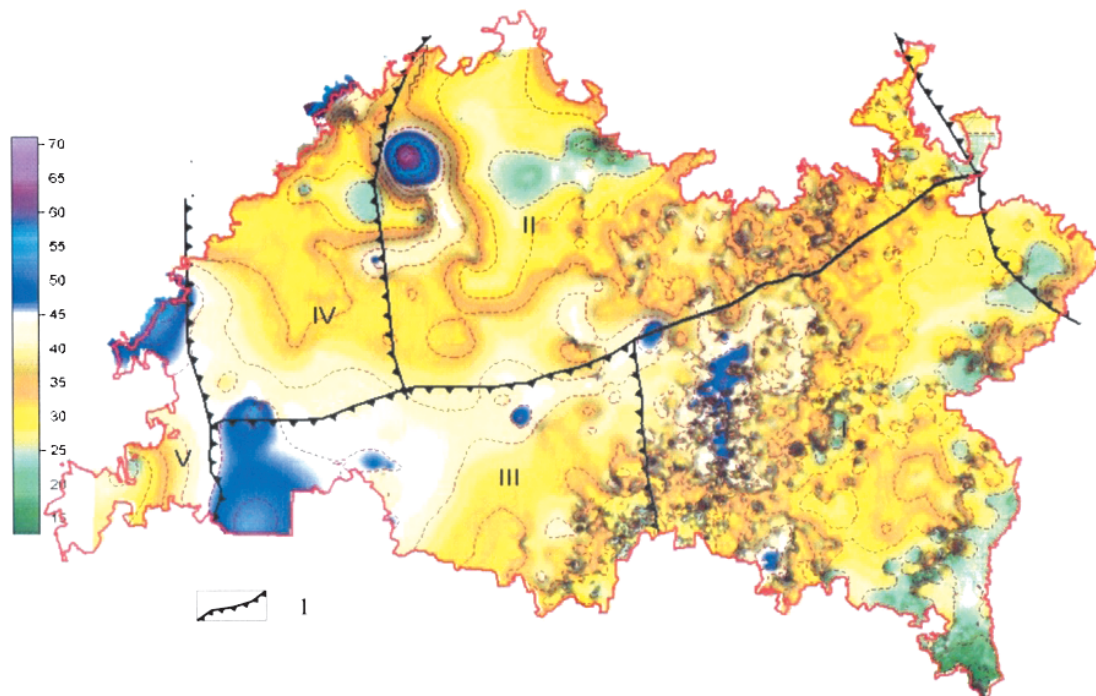


Рис. 2. Карта мощностей семилукского горизонта Татарстана (по Хисамову и др., 2010). 1 – современные границы структур 1-го порядка; I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кажимский авлакоген, V – Восточный склон Токмовского свода.

доманикитов и баженитов, имеют не непрерывное распространение (ковром), как это предполагалось ранее и до сих пор представляется многим исследователям, а локализуется на определенных участках.

В аналитическом обзоре С.М. Аксельрода (Аксельрод, 2011, 2013) отмечено, что по данным каротажа продуктивности, выполненного в большом числе горизонтальных скважин, фактическая продуктивность скважины плохо коррелируется с длиной горизонтального ствола, что, видимо, объясняется латеральной неоднородностью сланцев. Этим обусловлена и неравномерность распределения притока по длине ствола: во многих скважинах 90% общего притока приходится на одну треть перфорированных интервалов.

Как показал анализ динамики отбора, через 12-18 месяцев после ввода скважины в эксплуатацию ее дебит падает до 20-40% первоначального и далее продолжает снижаться. Поэтому для поддержания требуемого уровня добычи из месторождения необходимо бурение большого числа скважин. Это очень важный момент, указывающий на то, что в плотных низкопроницаемых коллекторах сланцевых полей нефть не мигрирует по латерали, не «подтягивается» к скважине при разработке ввиду небольшого радиуса дренирования. Продуктивность и нефтеносность сланцевых полей сильно неоднородна, а сама их разработка – это постепенная и поэтапная выработка отдельных (по-видимому, гидродинамически не связанных между собой) участков толщи, формирование которых, скорее всего, обусловлено локальными очагами развития трещиноватости.

Следовательно, изучение характера развития полей трещиноватости на участках является одним из методов поиска перспективных участков, в пределах которых могут образовываться локальные залежи нефти не только в саргаевско-речицком комплексе пород, но и в вышележащих отложениях карбонатного девона.

Таким образом, первостепенной задачей является поиск и детальная разведка участков, приуроченных к зонам трещиноватости. А повышенная трещиноватость контролируется глубинными разломами осадочной толщи, уходящими в фундамент. В зонах трещиноватости дебиты скважин зависят от наполняющего эти трещины материала (это мелкие или более крупнозернистые алевролиты, либо даже зерна песчаных фракций) (Лукин, 2011).

Моделирование для целей поисков и разведки заключается в оценке прогнозных ресурсов на больших территориях развития перспективных объектов. Здесь фигурируют такие данные: мощность, пористость, содержание органики, ее зрелость, содержание кремнезема и плотных известняков, изучаются геолого-геохимические особенности сланцевых толщ. Такие модели достаточны для поисков перспективных участков.

Геологоразведочные работы на моделях должны проводиться с учетом особенностей геологического строения плотных пород и сланцевых формаций. В большинстве случаев обычные методы, связанные с поисками поднятий, здесь не срабатывают. Сланцевые отложения, плотные породы зачастую образуют поля, плащеобразно перекрывая нижележащие отложения. Однако представляющие интерес для поисков УВ участки не имеют сплошного развития

из-за большой зональной неоднородности.

Для поисков представляющих интерес участков нужны специальные методы. Здесь могут использоваться отработанные в РТ такие методы как сейсмолокация бокового обзора (СЛБО), сейсмолокация очагов эмиссии (СЛОЭ) низкочастотная сейсморазведка (НСЗ). Лучшие результаты получаются при комплексировании методов изучения площадных вариаций гамма-поля, гравиразведки и современных методов интерпретации данных сейсморазведки ЗД. Такие исследования позволят локализовать наиболее перспективные продуктивные участки. Также здесь большая роль геохимических и лабораторных исследований пород и насыщающих их флюидов и рассеянного органического вещества.

Отсутствие генетического родства между сингенетическим органическим веществом доманикитов и нефтями пашийского, кыновского горизонтов (Плотникова, 2013), а также наличие в доманикитах миграционных битумоидов, близким по составу нефтям терригенного девона, говорит об образовании залежей нефти в семилукском, мандымском и вышележащих горизонтах в трещиноватых резервуарах за счет восходящей вертикальной миграции снизу (Остроухов, 2014, 2017; Плотникова 2013, 2017).

Исследование участков за пределами структурных поднятий – одно из важнейших направлений в поиске нетрадиционных залежей нефти в доманикитах; необходимым является изучение всей территории лицензионного участка, включая зоны за пределами структурных поднятий и контуров существующих залежей в традиционных коллекторах.

Анализ распространения залежей в сланцевых коллекторах саргаевско-речицкого комплекса показал, что оно не подчиняется структурному фактору. Таким образом, объектом поиска залежей в нетрадиционных коллекторах должна являться вся площадь лицензионного участка, включая законтурные области поднятий и пространство между ними.

Использование высокоточной гравиразведки позволило наглядно удостовериться в значительном различии минералогической плотности обычных известняков и пород доманиковой фации, обогащенных ОВ, кремнеземом. Увеличение доли органического вещества в породе закономерно приводит к уменьшению ее плотности до 2.3 г/см³ и менее. Таким образом, участки, на которых в разрезе семилукского горизонта доминируют доманикиты, могут быть выявлены с помощью высокоточной гравиразведки. Кроме этого установлено:

- всем месторождениям и залежам УВ в гравитационном поле соответствуют характерные локальные отрицательные аномалии;
- контуры локальных аномалий соответствуют контурам залежей УВ, а в случае многопластового месторождения – внешнему контуру залежей;
- величина амплитуды локальных аномалий служит индикатором прогнозных запасов углеводородов.

Кроме выше рассмотренных значительные ресурсы в плотных, ультранизкопроницаемых коллекторах имеются на действующих месторождениях. Такие породы до настоящего времени практически не изучались.

Для изучения перспективных ультранизкопроницаемых пород на действующих и новых нефтяных

месторождениях нужны скважинные методы определения трещиноватости (сегодня они имеются на практике).

Изучение трещиноватости по ГИС и результатам бурения скважин. В конце прошлого столетия под руководством Р.П. Готтих (Готтих и др., 2004; Готтих и др., 2006; Готтих и др., 2007) была разработана методика картирования зон повышенной трещиноватости геосреды на основе анализа площадных вариаций гамма-поля в семилуксом горизонте и в других более поздних отложениях.

Приуроченность большинства месторождений к очагам повышенной проницаемости пород ставит проблему выделения зон трещиноватости в качестве одной из важнейших при проведении поисково-разведочных работ. В первую очередь они решаются в Татарстане с привлечением материалов сейсмических исследований.

Определяющая роль унаследованной трещиноватости в миграции флюидов, приуроченность УВ скоплений к областям их развития, возможность регистрации проницаемых зон по аномальным значениям площадных вариаций гамма-поля позволяют рекомендовать использование радиоактивности пород в качестве нетрадиционного метода для поисков пропущенных залежей на эксплуатируемых месторождениях, особенно в сложностроенных коллекторах, какими являются карбонатные породы верхнего девона и нижнего карбона.

Изучение трещиноватости геосреды по сейсмическим данным. В настоящее время на действующих месторождениях успешно применяются новые технологии картирования полей трещиноватости. В частности, переобработка материалов сейсморазведки 3D дает возможность на основе использования различных видов волн получать кубы развития трещиноватости и нефтенасыщенности. По результатам переобработки данных сейсморазведки 3D в Техасе (по сланцам), Иране, Оренбургской области, Западной Сибири получены очень интересные результаты – дебиты скважин определяются полями трещиноватости, зонами подтока нефти в пласт и направлением флюидных потоков в пласте (Кузнецов и др., 2016; Кузнецов и др., 2017). Равномерное размещение проектных эксплуатационных скважин без учета развития полей трещиноватости и флюидных потоков приводит к бурению низкопродуктивных скважин, в то время как основная добыча достигается за счет небольшого процента высокодебитных скважин.

Для повышения промысловой и геологической эффективности сейсморазведки, особенно для залежей УВ в низкопроницаемых и сланцевых толщах, предлагается применять новую методологию сейсмических исследований, основанную на комплексном использовании волн разного класса: зеркально отражённых, рассеяно отраженных и микросейсмической эмиссии, которые имеют доминантную зависимость от разных геологических параметров: строения, флюидонасыщения и трещиноватости геологической среды соответственно (Кузнецов и др., 2016; Кузнецов и др., 2017). Эти волны позволяют получить независимую информацию о структурной форме ловушки, неоднородности (нефть, газ или вода?) и неравномерности её флюидонасыщения и пространственном распределении открытой трещиноватости в геосреде, включая низкопроницаемые и сланцевые УВ-насыщенные толщи. Комплексный анализ данной информации

позволяет выделить оптимальные места и направления бурения вертикальных и горизонтальных стволов соответственно для гарантированного получения максимально возможного притока УВ. Реализация данной методологии осуществляется на основе комплекса сейсмических исследований, включающих стандартную технологию МОГТ и инновационные технологии «Сейсмический локатор бокового обзора» (СЛБО) и «Сейсмолокация очагов эмиссии» (СЛОЭ), созданные в 1990 г. и 2005 г., соответственно, учеными и специалистами Научной школы нефтегазовой сейсмоакустики проф. Кузнецова О.Л. для изучения трещиноватости, типа флюидонасыщения («нефть-газ-вода») и других характеристик геологической среды. Результаты исследований по этим технологиям подтверждены десятками скважин на месторождениях нефти и газа в различных регионах России и за рубежом: Иран, Бразилия, США, Вьетнам и др.

Газовый каротаж и изучение сланцев по шламу. Одним из результативных способов получения информации о строении и флюидонасыщенности сланцевых толщ может стать усовершенствованный и модифицированный газовый каротаж, оснащенный современными аналитическими средствами. Наиболее подробно этот вопрос рассмотрен в работах С.М. Аксельрода (Аксельрод, 2011, 2013). В частности, в его научном обзоре, посвященном проблеме освоения сланцевых формаций, подробно рассматриваются новые технологии газового каротажа и оперативного анализа шлама в процессе бурения. Автором обзора отмечается, что такие важные характеристики сланцев, как относительная хрупкость (brittleness), а также термическая зрелость керогена, по данным ГИС в принципе не определяются. А другие значимые параметры, такие как минералогический состав, содержание органического вещества, подвижной и неподвижной нефти, проницаемость, необходимые для оценки запасов и продуктивности, по данным ГИС оцениваются с известной долей неопределенности. Поэтому при бурении скважин важной и необходимой составляющей выявления и изучения залежей нефти в сланцах и низкопроницаемых углеродсодержащих карбонатных толщах являются газовый каротаж и исследование шлама, которые производятся непосредственно в процессе бурения, как на скважине, так и оперативно в лаборатории.

В настоящее время такие технологии исследования шлама при изучении глинистых сланцев разработаны в компании Weatherford International Ltd и уже успешно используются на практике. Технология включает определение ТОС (общего органического углерода), термической зрелости керогена, оценку наличия остаточной нефти и проведение перегонки (Ppy) мобильной аппаратурой. Одним из принципиальных элементов этой технологии является усовершенствованный газовый каротаж, в котором используются полупроницаемые мембраны, которые помещаются непосредственно в струю промывочной жидкости, что позволяет улавливать газообразные УВ сразу же из глинистого раствора, а не из воздуха. Анализ производится за 50-60 с.

Анализ шлама производится непосредственно на скважине с помощью комплекта специальной мобильной аппаратуры. Эта аппаратура позволяет:

- Проводить экстракцию шлама, что позволяет

оценивать содержание углеводородов C1-C8, бензола и толуола, а также газов CO₂ и N₂;

- Проводить оценку минерального состава пород с помощью приборов рентгеновской флуоресценции (XRF) и рентгеновского дифракционного рассеяния (XRD), которая может быть получена в течение 45-60 мин после отбора шлама из вибрационного сита с точностью, не уступающей лабораторным исследованиям этим же методом. В ходе такой оценки определяется содержание кварца, опала, плагиоклаза, калиевого полевого шпата. Также определяется общая глинистость, наличие карбонатов, пирита, ангидрита, барита и других минералов. Предполагается, что эти исследования могут заменить литологический каротаж на кабеле.

- Проводить оценку ТОС и хрупкости пород. Следует отметить, что в последние годы для определения ТОС и геохимической характеристики нефтегазовых флюидов в породе успешно используется пиролизатор нового поколения HAWK, позволяющий непосредственно на скважине оперативно получать комплексную геохимическую информацию для оценки наличия в пласте подвижной нефти и ее промышленного скопления.

- Проводить оценку хрупкости сланца по его способности растрескиваться при минимальном внешнем напряжении, что необходимо для прогноза эффективности гидроразрыва пласта. Показатель хрупкости (brittleness index) зависит от минерального состава пород и определяется по данным XRD и XRF (при должной калибровке). И в настоящее время специалистами уже предложен алгоритм определения показателя хрупкости сланцев как кварцевого, так и карбонатного состава.

В настоящее время новая модификация газового каротажа, осуществляющего исследование дополнительных пиролитических параметров по шламу, а также минералогические исследования и изучение геомеханических свойств по шламу во время бурения, позволяет получать комплексную информацию без отбора керна.

Внедрение этой технологии в России и Татарстане позволит получать необходимую литолого-геохимическую информацию и оценивать перспективность доманикитов уже на стадии бурения, не тратя большие средства на отбор и исследование керна.

В настоящее время имеется достаточное количество методов поиска и детального изучения трещиноватых зон. Часть из них применяются в промышленных масштабах, часть находятся на стадии ОПР, другие а этапе НИР. Эти методы достаточны для решения поисково-разведочных работ.

Однако для проектирования современных технологий разработки, особенно применения новых инновационных методов и МУН, их эффективность недостаточна. Нужно дальнейшее их совершенствование.

Методы добычи зависят в основном от геолого-физических особенностей залежей. Выбор их требует громадной аналитической и исследованной работы. Здесь в зависимости от состава УВ для выработки запасов потребуются комплексирование вышеназванной базовой технологии с физическими (волновые), тепловыми (для высоковязких УВ), газовыми методами. В дальнейшем, очевидно, будут отработаны другие технологии (например, плазменно импульсная), позволяющие существенно

увеличить КИН. Конечно, мы не сможем остановиться на массово применяемых сегодня американцами технологиях, позволяющих извлекать из недр около 10% содержащейся в сланцах нефти (природные режимы истощения залежей). Это будет классическое разубоживание запасов недр с созданием огромных трудностей для дальнейшего их извлечения даже с возможным применением будущих эффективных технологий нефтеизвлечения.

Метод ГРП может оказаться наиболее востребованным методом при разработке залежей нефти в сланцевых и им подобных породах и, в целом, в плотных породах с проницаемостью 1 мДа и ниже. Без этого метода эксплуатация таких залежей в настоящее время даже не обсуждается. После ГРП можно применять и другие МУН.

В качестве какой-то альтернативы ГРП сегодня можно считать локальный газодинамический разрыв пласта (ЛГРП), созданный в КБ-Авангард. ЛГРП не нуждается в закреплении трещин проппантом, гораздо дешевле классического ГРП (в 6-10 раз) и может применяться на отдельных участках эксплуатируемых месторождений с ТЗН и особенно в условиях загрязненных призабойных зон скважин. Такие же задачи могут выполнять генераторы колебаний для обработки скважин под разными названиями, как, например, СГТК (скважинные гидродинамические генераторы колебаний) (Муслимов, 2014).

Гидромеханические волновые технологии нового поколения в настоящее время объединяют одну из новых и перспективных областей техники и технологии, разработанных впервые в мире в Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (Ганиев, 1998).

При выборе комплекса исследований и технологий извлечения углеводородов уже сегодня можно наметить два направления. В большинстве случаев в сланцевых толщах присутствует два типа углеводородов: традиционная (обычно легкая) нефть и кероген. Это можно объяснить условиями их генерации: традиционная легкая нефть имеет неорганическое, кероген-органическое происхождение. В настоящее время, очевидно, добывается традиционная нефть, так как существующие технологии не позволяют добывать УВ второй группы. Поэтому принимаемые КИН (0,08-0,12) относятся к добыче этой группы. В РТ уже десятилетиями ведется добыча этой нефти на нескольких залежах (мендым-доманиковые отложения) Ромашкинского месторождения. Они были выявлены попутно в скважинах, бурящихся на отложениях терригенного девона. Потенциал для повышения КИН для этой группы нефтей еще имеется.

Добыча нефти может получаться и из керогена путем его внутрислоевого переработки. Такая нефть в обычном состоянии отсутствует в пласте и может появляться в результате прогрева и пиролиза первичного керогена.

В настоящее время технически реализуемо первое направление, в то время как второе может быть осуществлено только в долгосрочной перспективе.

Для этого нужны специальные, дорогостоящие лабораторные и полевые эксперименты.

Однако, получение информации для реализации второго направления необходимо проводить уже сейчас, используя скважины, бурящиеся на терригенный девон, для сбора информации о минеральном составе саргаевско-речицкого комплекса, его флюидонасыщенности, содержании ОВ,

его термической зрелости, о генерационном потенциале данных отложений. Все эти исследования, проводящиеся в настоящее время, позволят определить границы распространения пород доманиковой фации в разрезе, дадут о ней все необходимую информацию и значительно сократят затраты на исследование сланцевых толщ в будущем, когда внедрение технологий по внутрипластовой переработке сланцев станет рентабельным.

Что касается просто ультранизкопроницаемых пород, составляющих значительную часть осадочных отложений РТ, то здесь присутствие керогена не обязательно. Здесь может быть нефть только первой группы. Соответственно нужны другие технологии, не связанные исключительно с внутрипластовым пирролизом УВ.

Но на этом этапе наиболее важным является исследование различных видов трещиноватости геологической среды. Поэтому не случайно в марте 2018 г. в Академии наук Республики Татарстан был проведен научно-практический семинар на тему «Трещиноватость и флюидодинамика Земной коры и их роль в формировании и освоении месторождений нефти и газа». На семинаре был обобщен опыт исследований трещиноватости геологической среды в РФ и намечены дальнейшие направления научных исследований по озвученной проблеме. Протокол семинара приводится в настоящем номере.

Литература

- Аксельрод С.М. (2011). Добыча газа из глинистых сланцев (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 1, с. 80-110.
- Аксельрод С.М. (2013). Добыча сланцевой нефти: состояние и перспективы (по материалам зарубежной печати). *Каротажник*, 8, с. 94-129.
- Ганиев Р.Ф. (1998). Проблемы и перспективы волнового машиностроения и волновой технологии в топливно-энергетическом комплексе. *Передовые технологии на пороге XXI века*, Москва: НИЦ Инженер.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Малинина С.С., Романов Ю.А., Плотникова И.Н. (2004). Парагенез аномальных геофизических и геохимических полей и углеводородных скоплений в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (на примере Южно-Татарского свода). *Геология нефти и газа, Спецвыпуск*, с. 20-27.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2006). К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы*, 4, с. 6-11.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.И. (2007). Роль эндогенных флюидов в формировании углеродсодержащих пород в геологическом разрезе нефтегазоносных провинций. *ДАН*, 412(4), с. 524-529.
- Кузнецов О.Л., Гайнанов В.Г., Радван А.А. и др. (2017). Применение сейсмических и рассеянных эмиссионных волн для повышения эффективности освоения месторождений углеводородов. *Вестник Московского университета, серия 4, Геология*, 4, с. 54-59.
- Кузнецов О.Л., Радван А.А., Чиркин И.А. (2016). Комплексное использование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений УВ-сырья (Новая методология сейсморазведки). *В сборнике «Сейсмические технологии-2016»*, с. 38-40.
- Лукин А.Е. (2011). Природа сланцевого газа в контексте проблем нефтегазовой литологии. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*, 3, с. 70-85.

Морариу Д., Аверьянова О.Ю. (2013). Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологичной извлечения нефти. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 8(1). http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. и др. (2016). Карбонатные породы Волго-Уральского региона как нетрадиционные коллекторы нефти. *Мат. Межд. научно-практ. конф. «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений»*, Казань: ИХЛАС, т.1, с. 147-151.

Муслимов Р.Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). Казань: Фен, 750 с.

Остроухов, С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф., Салахиidinova Г.Т., Пронин Н.В. (2014). Особенности состава и строения нефтей Первомайского и Ромашкинского месторождения нефти. *Химия и технология топлив и масел*, 6, с. 70-75.

Остроухов, С.Б., Плотникова И.Н., Носова Ф.Ф. и др. (2017). К вопросу о миграционных битумоидах в породах семилукского горизонта Первомайского месторождения нефти. *Георесурсы*, 19(1), с. 52-58.

Плотникова И.Н., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф. (2013). Об источнике генерации нефти пашийского горизонта Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 1, с. 33-35.

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Лаптев А.А., Газизов И.Г., Емельянов В.В., Пронин Н.В., Носова Ф.Ф., Салихов А.Д. (2017). Миграционный аспект формирования нефтеносности доманика Татарстана. *Георесурсы*, 19(4-2), с. 348-355.

Прищепа О., Аверьянова О. (2014а). Нефтегазоносные сланцы Восточно-Европейской платформы. *Oil & Gas J. Russia*, 1-2, с. 48-52

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. (2014б). Понятийная база и терминология углеводородов сланцевых толщ и низкопроницаемых коллекторов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4, с. 4-15

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., Морариу Д. (2014). Нефть газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 323 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фен, 283 с.

Шустер В.Л., Пунанова С.А. (2018). Нетрадиционные трудно-извлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии. *Экспозиция нефть газ*, 3, с. 14-18.

Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. (2011). Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays. Search and Discovery Article #40764. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40764downey/ndx_downey.pdf

Сведения об авторах

Ренат Халиуллович Муслимов – доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 4/5

Ирина Николаевна Плотникова – доктор геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник Академия наук Республики Татарстан Россия, 420111, Казань, ул. Баумана, 20 E-mail: irena-2005@rambler.ru

Статья поступила в редакцию 09.07.2018;
Принята к публикации 23.07.2018; Опубликовано 30.08.2018

IN ENGLISH

The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments

R.Kh. Muslimov¹, I.N. Plotnikova²

¹Kazan (Volga region) Federal University, Kazan, Russian Federation

²Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russian Federation

*Corresponding author: Irina N. Plotnikova, e-mail: irena-2005@rambler.ru

Abstract. The shale revolution and the great progress in the US in the development of deposits in tight, ultra-

low-permeable, shale strata put the issues of studying and developing unconventional deposits on the agenda. The

special geological structure of the deposits of unconventional oils makes it necessary to use new (different from traditional) methods of prospecting, exploration and development of such deposits. And this, in turn, requires a new approach to studying the features of the geological structure and the creation of geological and hydrodynamic models, taking into account the fracturing fields and heterogeneity in the distribution of the reservoir's oil content and the productivity of producing wells. The article deals with the problems of studying the fracturing of rocks and the need to take it into account in the geological and hydrodynamic modeling of oil and gas deposits. The obligatory use of innovative seismic technologies in studying the geological structure of fields and new technologies for studying sludge during drilling is the key to a successful study of unconventional reservoirs and shale strata at various stages of geological exploration and development of oil fields.

Keywords: deposits with hard-to-recover oil reserves, unconventional oil deposits, low permeable, tight, ultra-low-permeable layers, deposits of super viscous oils and natural bitumen, oil recovery factor, pilot-industrial works, shale rocks, hydraulic fracturing, geological and geological-hydrodynamic models

Recommended citation: Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N. (2018). The main problems of developing deposits of unconventional hydrocarbons in ultra-low-permeable and shale sediments. *Georesursy = Georesources*, 20(3), Part 2, pp. 198-205. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.198-205>

References

- Akselrod S.M. (2011). Gas extraction from clay shales (based on foreign press materials). *Karotazhnik = Well Logger*, 1, pp. 80-110. (In Russ.)
- Akselrod S.M. (2013). Shale oil production: state and prospects (based on foreign press materials). *Karotazhnik = Well Logger*, 8, pp. 94-129. (In Russ.)
- Downey M.W., Garvin J., Lagomarsino R.C., Nicklin D.F. (2011). Quick look determination of oil-in-place in oil shale resource plays. Search and Discovery Article #40764. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2011/40764downey/ndx_downey.pdf
- Ganiev R.F. (1998). Problems and prospects of wave machine building and wave technology in the fuel and energy complex. Advanced technologies on the threshold of the XXI century. Moscow: NITs Inzhener. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Malinina S.S., Romanov Yu.A., Plotnikova I.N. (2004). Paragenesis of abnormal geophysical and geochemical fields and hydrocarbon accumulations in the Volga-Ural oil and gas province (on the example of the South Tatar arch). *Geologiya nefii i gaza = The geology of oil and gas, Special Issue*, pp. 20-27. (In Russ.)
- Gottikh R.P., Pisotskii B.I., Zhuravlev D.I. (2007). The role of endogenous fluids in the formation of carbonaceous rocks in the geological section of oil and gas bearing provinces. *Doklady Akademii nauk*, 412(4), pp. 524-529.
- Gottikh R.P., Pisotskiy B.I. (2006). K voprosu o formirovanii neftematerinskikh tolsch [On the formation of oil source rocks]. *Georesursy = Georesources*, 4(21), pp. 6-11. (In Russ.)
- Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yuditsev E.A. (2010). Geology of complex carbonate reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. Kazan: Fen, 283 p. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Gainanov V.G., Radvan A.A. et al. (2017). The use of seismic and scattered emission waves to improve the efficiency of hydrocarbon fields development. *Vestnik Moskovskogo univetsiteta = Bulletin of the Moscow University, Series 4, Geology*, 4, pp. 54-59. (In Russ.)
- Kuznetsov O.L., Radvan A.A., Chirkin I.A. (2016). Complex use of seismic waves of different classes for prospect and exploration of hydrocarbon deposits (New seismic survey methodology). *V sbornike «Seismicheskie tekhnologii-2016»* [Coll. papers: "Seismic Technologies-2016"], pp. 38-40. (In Russ.)
- Lukin A.E. (2011). The nature of shale gas in the context of problems of oil and gas lithology. *Geologiya i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* [Geology and Minerals of the World Ocean, 3, pp. 70-85. (In Russ.)
- Morariu D., Aver'yanova O.Yu. (2013). Some aspects of the oil shale content: the conceptual base, assessment capabilities and the search for oil recovery technologies. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice*, 8(1). http://www.ngpt.ru/rub/9/3_2013.pdf (In Russ.)
- Morozov V.P., Korolev E.A., Kol'chugin A.N., Eskin A.A., Muslimov R.Kh., Shakirov A.N. Carbonate rocks of the Volga-Ural region as unconventional oil reservoirs. *Mat. Mezhd. nauchno-prakt. konf. «Innovatsii v razvedke i razrabotke neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii»* [Proc. Int. Sci. and Pract. conf. «Innovations in the exploration and development of oil and gas fields». Kazan: Ikhlas, v.1, pp. 147-151. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future. 2. Ed. Kazan: Fen, 750 p. (In Russ.)
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Pronin N.V., Gazizov I.G., Ahmanova T.P. (2017). Migrational Bitumen in the Rocks of Semilukskian Horizon of the Pervomaisky Oil Field. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 52-58. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.9>
- Ostroukhov S.B., Plotnikova I.N., Nosova F.F., Salakhidinova G.T., Pronin N.V. (2014). Peculiarities of the composition and structure of the oils of Pervomaisky and Romashkinskoye oil fields. *Khimiya i tekhnologiya topliv i mazel* [Chemistry and technology of fuels and oils], 6, pp. 70-75. (In Russ.)
- Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Laptev A.A., Gazizov I.G., Emel'yanov V.V., Pronin N.V., Salikhov A.D., Nosova F.F. (2017). Migration Aspect in the Oil-Bearing Capacity of the Domanic Formation in Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 19(4-2), pp. 348-355. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.7>
- Plotnikova I.N., Pronin N.V., Nosova F.F. (2013). On the source of oil generation in Pashiysky horizon of Romashkinskoye oil field. *Neftyanoe Khozyaystvo = Oil industry*, 1, pp. 33-35. (In Russ.)
- Prishchepa O., Aver'yanova O. (2014). Oil and gas bearing shales of the East European platform. *Oil & Gas J. Russia*, 1-2, pp. 48p52. (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu. (2014). Conceptual base and terminology of hydrocarbons of shale deposits and low-permeability reservoirs. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 4, pp. 4-15 (In Russ.)
- Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Il'inskii A.A., D. Morariu (2014). Oil and Gas of Low-Permeability Shale Beds as a Reserve of Hydrocarbon Raw Materials Base in Russia. St.Petersburg: VNIGRI, 323 p. (In Russ.)
- Shuster V.L., Punanova S.A. (2018). Unconventional hard-to-recover oil and gas resources: problems of development and ecology. *Ekspozitsiya nefi' gaz*, 3, pp. 14-18. (In Russ.)

About the Authors

Renat Kh. Muslimov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology, Institute of Geology and Petroleum Technologies
Kazan (Volga region) Federal University
Kremlevskaya st. 4/5, Kazan, 420008, Russian Federation

Irina N. Plotnikova – DSc (Geology and Mineralogy), Leading Researcher
Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan
Baumana st. 20, Kazan, 420012, Russian Federation
E-mail: irena-2005@rambler.ru

Manuscript received 09 July 2018;
Accepted 23 July 2018; Published 30 August 2018