

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2022

УДК 550.822.2:552.578.061.4

Алексеев А.Д.ООО «Газпромнефть - Технологические партнерства», Санкт-Петербург, Россия,
Alekseev.AIDm@gazprom-neft.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПОДВИЖНОЙ НЕФТИ ЛАБОРАТОРНЫМИ МЕТОДАМИ В ПОРОВОМ ПРОСТРАНСТВЕ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, ПРИУРОЧЕННЫХ К ЗРЕЛЫМ НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИМ СВИТАМ

Рассмотрены вопросы методологического обеспечения так называемых нетрадиционных коллекторов, подсчет запасов и прогнозирование разработки которых невозможны в рамках традиционных понятий нефтепромысловой геологии и гидродинамики. Предложен подход выявления продуктивных толщин и оценки их ресурсного потенциала, не опирающийся на понятие «породы-коллектора» и величину граничной проницаемости. Он базируется на определении количества подвижного пластового флюида, который потенциально можно вовлечь в разработку в условиях применения современных технологий создания искусственной проницаемости в пласте методом гидроразрыва. Статья ограничивается вопросами организации лабораторных исследований керна и обработки их результатов, то есть не касается методик интерпретации данных геофизических исследований скважин, которые требуют отдельного обсуждения.

Ключевые слова: нетрадиционный коллектор, нефтегазоматеринская свита, поровое пространство, количество подвижного пластового флюида, лабораторное исследование керна.

Введение

Свершившийся качественный скачок в развитии методов добычи углеводородов (УВ) из геологических объектов, которые до недавнего времени даже не рассматривались в качестве перспективных, и ограничения традиционных методик подсчета запасов УВ, не позволяющих оценивать ресурсную базу и прогнозировать разработку в условиях применения самых передовых и перспективных технологий, создали актуальный запрос на формирование принципиально новой методологической основы. Широкому кругу специалистов становится очевидно, что подходы, базирующиеся на классическом понятии коллектора и изучении его характеристик, которые принято называть «подсчетными параметрами», имеют существенные ограничения для планирования разработки объектов, содержащих трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы.

Показательным свидетельством возникшего методологического вакуума стало появление термина «нетрадиционные запасы» (от англ. «unconventional resources»). В одном из своих докладов д. т. н. И.В. Шпуров, генеральный директор Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ФБУ ГКЗ) РФ

дал следующее весьма исчерпывающее определение: *«Нетрадиционные запасы УВ – это запасы, подсчет и прогнозирование разработки которых невозможны в рамках традиционных понятий нефтепромысловой геологии и гидродинамики. Для их описания необходимо создание новой научной дисциплины».*

В настоящей статье сделана попытка построить методологическую основу для выявления продуктивных толщин в объектах, содержащих нетрадиционные запасы, которая из двух основных свойств коллектора (вмещать и отдавать пластовый флюид при разработке) опирается только на одно – способность вмещать пластовый флюид, потенциально вовлекаемый в разработку. При этом упор делается на главную особенность нетрадиционных коллекторов – приобщение в разработку только после техногенного воздействия, нацеленного на создание искусственной проницаемости в пласте. После того как пласт из непроницаемого становится проницаемым, способность к фильтрации в условиях искусственного коллектора во многом определяется свойствами самой пластовой жидкости, наиболее важное из которых в статье названо подвижностью.

Породы, относящиеся к нетрадиционным коллекторам

Как правило, «нетрадиционными коллекторами» признаются нефтегазоматеринские породы, процессы формирования скоплений нефти и газа в которых не зависят от величин фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), так как размещение новообразованных УВ в пласте осуществляется не под действием процессов пропитки или вытеснения, характерных для образования традиционных залежей, а в результате автофлюидоразрыва пород, возникающего вследствие преобразования твёрдого органического вещества (ОВ) (керогена) в жидкое и возникновение избыточного давления в очагах генерации. Термин автофлюидоразрыв впервые применил И.И. Нестеров, описывая процесс образования коллекторов в баженовской свите [Нестеров, 1985]. Как итог воздействия автофлюидоразрыва, протекаемого в нефтегазоматеринских толщах, возникает уникальный вид пород, которые в себе содержат УВ, при этом не обладают достаточной проницаемостью для их фильтрации. На западе подобные объекты часто называют «сланцевыми формациями», а добываемые УВ – «сланцевыми».

Применение современных технологий создания искусственного коллектора в пласте позволяет организовать экономически успешную разработку зрелых нефтегазоматеринских пород, содержащих в ёмкостном пространстве нефть и газ. По данным американского энергетического агентства на территории РФ сосредоточено наибольшее количество технически извлекаемых нетрадиционных запасов [EIA, 2013], что обязывает развивать для них методологическую базу оценки перспективности, учитывающую их главную особенность

– сверхнизкую проницаемость, характерную больше для пластов-покрышек, а не коллекторов.

Таким образом, определение перспективности нефтегазоматеринских толщ и содержащихся в них нетрадиционных коллекторов с точки зрения планирования разработки должно включать не только формальную оценку количества ресурсной базы, но и позволять оценивать способность пластовых флюидов вовлекаться в разработку в условиях применения современных технологий создания искусственной проницаемости, главная из которых на сегодняшний момент – гидравлический разрыв пласта (ГРП).

Описание проблематики

С формальной точки зрения проницаемость пласта не является подсчётным параметром, но по факту подсчет запасов осуществляется в коллекторах, то есть проницаемых породах. Для нефтегазоматеринских толщ, проницаемость которых является очень низкой, и больше соответствует пластам-покрышкам, чем коллекторам, подход в основе которого лежит выделение проницаемых пород явно не годится. Отечественные исследователи это поняли ещё в конце 1960-х гг., когда стали выяснять причины получения притоков из баженовской свиты, которая на тот момент скорее воспринималась в роли региональной покрышки для юрских продуктивных пластов, а не как главная нефтегазоматеринская свита в Западной Сибири. Для выделения продуктивных пород в нефтегазоматеринских свитах необходимо использовать какие-то другие свойства или признаки, прямо или косвенно несвязанными с величиной проницаемости. В России и мире вплоть до второго десятилетия XXI века пытались применять литологические критерии для выделения продуктивных интервалов в подобных объектах, хотя общеизвестно, что прямых зависимостей между минеральным составом пород и их способностью вмещать и отдавать жидкости и газы при разработке не существует.

Для разработки с помощью методов создания искусственного коллектора в пласте прежде всего важна та часть пластовых УВ, которая потенциально способна фильтроваться в системе искусственных трещин под действием реально достижимого перепада давлений между пластом и скважиной. Эта характеристика должна быть по возможности объективной, определяться свойствами породы, слагающей пласт, и физическим механизмом стимуляции (растрескиванием в случае ГРП) и никак не зависеть от эффективности самой технологии, которая может сильно варьировать от способов и методов реализации. Такой характеристикой могла бы стать пористость, занятая пластовыми флюидами, но её ненулевое значение вовсе не означает, что они способны вовлекаться в разработку методами ГРП.

Нефтегазоматеринские формации при достижении определенного уровня зрелости, названной Н.Б. Вассоевичем главной фазой нефтеобразования, содержат твёрдые и высоковязкие продукты преобразования исходного ОВ, такие как тяжёлые битумоиды, смолы,

асфальтены. Именно из-за обилия этих компонентов зрелые нефтегазоматеринские породы часто называют «битуминозными аргиллитами», а лабораторное определение пористости сталкивается с существенными проблемами, вызванными механическим разрушением образцов из-за использования процедур пробоподготовки, прежде всего экстракции органическими растворителями. Течь самостоятельно в пласте (не будучи растворенными в нефти) тяжёлые и твердые продукты преобразования ОВ не способны, но обладают свойством удерживать на своей поверхности и внутри себя (сорбировать) лёгкие УВ. Следовательно, даже в условиях совершенного (идеального) искусственного коллектора, когда всё пустотное пространство будет представлять единый связанный объём, далеко не все лёгкие нефтеподобные УВ имеют физическую возможность фильтроваться внутри системы искусственных трещин, потому что надёжно удерживаются компонентами породы в связанном состоянии. Адсорбция нефти на поверхностях минеральных зерен породы является обычным явлением, с которым сталкиваются при разработке традиционных месторождений. Явление сорбции лёгких УВ керогеном и твёрдыми продуктами его трансформации – характерная особенность нефтегазоматеринских пород [Костенко, 2014].

Наличие в зрелых нефтегазоматеринских породах нескольких видов УВ-сырья, куда входят нефть и газ, а также не полностью реализовавший свой генерационный потенциал кероген вместе с тяжелыми продуктами его трансформации (смолы, асфальтены и др.), делают неоднозначными привычные понятия ресурсов и запасов, а критическая зависимость добычи от степени совершенства применяемых технологий стимуляции притоков в скважинах ещё более размывают эти понятия. Не даром тематика «сланцевой нефти» считается одной из самых спекулятивных.

Для того, чтобы выделить в отдельную позицию объём нефти, который потенциально возможно добыть с помощью доступных на рынке современных технологий разработки, в 2016 г. предложен способ дифференциации ресурсной базы [Алексеев и др., 2016], в рамках которого УВ-сырьё зрелых нефтегазоматеринских пород подразделяется следующим образом:

- *свободная нефть в сообщающихся пустотах* (преобладает в естественных коллекторах);
- *нефть в изолированных и слабо связанных пустотах* (преобладает в породах, восприимчивых к образованию сети искусственных трещин посредством ГРП);
- *нефть и газ, физически связанные с ОВ;*
- *а также генерационный потенциал керогена и смолисто-асфальтеновых веществ (сырьё для технологий внутрипластового синтеза УВ).*

Какие позиции этого деления относить к запасам, а какие - к ресурсам, зависит от применяемой технологии добычи. В случае традиционных технологий запасы формируются

только за счет одной позиции – свободной нефти в сообщающихся пустотах; при ГРП к запасам следует относить уже две позиции: свободную нефть в сообщающихся пустотах и подвижную нефть в изолированных и слабо связанных пустотах. Если же планируется применять альтернативные технологии, например, синтез новообразованных УВ из керогена посредством закачки высокотемпературных теплоносителей, то запасы могут формироваться сразу из всех четырёх позиций предлагаемого дифференцированного деления. В общем случае указанные виды УВ-потенциала распределены в разрезе пласта неравномерно, что обязывает развивать количественные подходы к их определению и выделению пропластков продуктивных (в зависимости от применяемой технологии добычи) пород.

Таким образом, одна из главных задач создания нового методологического обеспечения заключается в том, чтобы разработать для обозначенных выше позиций дифференцированного деления УВ-потенциала зрелых нефтегазоматеринских пород количественные методы определения. При этом основное внимание должно уделяться вычислению объёма УВ, потенциально способных к фильтрации в условиях искусственного коллектора, создаваемого посредством ГРП. Это свойство пластовых жидкостей принято называть *подвижностью* или *мобильностью*. Строгого определения этого термина в литературе до сих не существует.

Понятие подвижности пластовых углеводородов

Достижение главной фазы нефтеобразования по Н.Б. Вассоевичу, когда уровень зрелости ОВ соответствует стадии катагенеза градации МК₁₋₂, сопровождается массовой эмиграцией нефти из материнских пород. Новообразованная нефть из очагов генерации под высоким давлением, превышающим давление гидроразрыва, проникает в ёмкостное пространство породы, изначально занятое реликтовой водой (захороненной вместе с осадком), и оттесняет её на периферию, то есть за границы зоны нефтегазогенерации. По этой причине в зрелых нефтегазоматеринских толщах полностью отсутствует подвижная пластовая вода и, значит, водогазовые/водонефтяные контакты. Следовательно, можно считать, что весь подвижный пластовый флюид в нетрадиционных коллекторах, приуроченных к зрелым нефтегазоматеринским толщам, представлен исключительно УВ.

Мобильность – это уже «занятый» термин, и представляет собой отношение проницаемости пласта к вязкости фильтрующейся жидкости, поэтому для изучаемого свойства правильнее использовать слово «подвижность». Подвижные пластовые УВ прежде всего должны быть несвязанными (свободными) и обладать достаточной для фильтрации в условиях естественной и наведенной ГРП трещиноватости мобильностью. Можно дать следующее определение: *подвижными (свободными) пластовыми УВ называется часть ОВ*

породы, которая будучи свободной от физических связей с её компонентами, способна перемещаться под действием перепада давлений в условиях естественной и наведенной ГРП проницаемости [Алексеев и др., 2016; Алексеев, 2018].

Естественная проницаемость породы и подвижность пластового флюида в общем случае являются независимыми друг от друга характеристиками. Одно свойство характеризует способность пород пропускать жидкость и газ при перепаде давления, другое – сам пластовый флюид, исходя из его потенциальной способности фильтроваться по естественным или наведённым техногенными методами каналам в породе. Следовательно, подвижные УВ могут содержаться как в коллекторах, где пустотное пространство связано между собой, так и в породах, не попадающих под определение коллектора из-за слишком низкой проницаемости, вызванной преобладанием изолированных (или слабосвязанных) пустот. Главное условие, которое характеризует подвижные УВ – если посредством идеальной стимуляции соединить все пустоты между собой, то насыщающие их УВ не будут связаны твёрдыми компонентами породы и смогут под действием перепада давления перемещаться внутри пласта. В этом случае величина относительного объёма подвижного пластового флюида становится близкой по смыслу динамической пористости, только в отличие от неё характеризует не только объём связанных пор, но и изолированных, где содержатся потенциально вовлекаемые при условии создания искусственной проницаемости запасы.

Методологический подход к лабораторному определению пористости по керну

Основная идея предлагаемого подхода заключается в том, чтобы определить пористость по керну прямыми методами через объём содержимого образца, представленного пластовыми УВ, гетероатомными соединениями (смолисто-асфальтовыми веществами) и водой. При этом нет необходимости подвергать керн разрушающим структуру пустотного пространства процедурам пробоподготовки (связанными с экстракцией органическими растворителями и сушкой при высоких температурах), но очень важно учитывать изменения, происходящие с породой и её содержимым из-за смены условий с пластовых на поверхностные, в результате которых образуется свободный поровый объём, формирующийся за счёт трех основных эффектов: потерь летучих фракций, деформаций из-за смены пластовых условий поверхностными и усадки пластовых флюидов из-за дегазации.

Пористость в пластовых условиях $\varphi_{пл}$ можно представить в виде суммы:

$$\varphi_{пл} = \varphi_{н} \cdot b_{н} + \varphi_{в} \cdot b_{в} \quad (1),$$

здесь $\varphi_{н}$ – пористость, занятая нефтью; $\varphi_{в}$ – пористость, занятая водой; $b_{н}$, $b_{в}$ – объёмные коэффициенты нефти и пластовой воды (безразмерные числа >1), соответственно.

Формально в выражении (1) должно быть слагаемое отвечающее за пористость, занятую смолисто-асфальтовыми веществами (САВ). В нефтегазоматеринских породах САВ находятся в двух формах: *неподвижной (в виде цемента) и подвижной (частично растворёнными в нефти)*. Решение задачи по оценке количества нефти и газа не обязывает учитывать САВ в неподвижной форме, а подвижная входит в состав нефти и учитывается в соответствующем слагаемом.

После извлечения породы на поверхность пористость образцов керна $\varphi_{\text{пов}}$ можно записать в виде:

$$\varphi_{\text{пов}} = \underbrace{\Delta \varphi_{\text{деф}} + \Delta \varphi_{\text{усад}} + \varphi_{\text{пот}}}_{\text{техноген. пустотное пространство} \approx K_{\text{п}}^{\text{де}}} + \varphi_{\text{н.сохр}} + \varphi_{\text{в.сохр}} \quad (2),$$

где $\Delta \varphi_{\text{деф}}$ – изменение пористости породы за счет упругой и неупругой деформации керна при смене пластовых условий поверхностными; $\Delta \varphi_{\text{усад}}$ – свободное поровое пространство, возникшее из-за усадки пластовых флюидов вследствие их дегазации; $\varphi_{\text{пот}}$ – пористость, которая занята пластовым флюидом, потерянным при подъеме, хранении и обработке керна; $\varphi_{\text{н.сохр}}$, $\varphi_{\text{в.сохр}}$ – пористость, которая занята нефтью или водой, соответственно, сохранившимися в образце керна на момент его изучения.

Первые три слагаемые в выражении (2) образуют техногенное пустотное пространство, которое возникает из-за смены пластовых условий поверхностными. Его величину можно определить путём измерения пористости газовольюметрическим способом, на образцах минимально подверженных загрязнению технологическими жидкостями, в том числе при их выпиливании. В данном случае лучшим решением является высверливание насухую. Для условий зрелых нефтегазоматеринских формаций, где вся вода связанная, вполне справедливо предположение, что потери и усадка пластовой жидкости обеспечены только за счёт УВ, поэтому для определения пористости прямыми методами достаточно проведения только трёх видов лабораторных измерений:

- a) пористости по газу (гелию или азоту) до экстракции образцов в барических условиях с минимальным загрязнением технологическими жидкостями (при отборе керна и выпиливании образцов) ($K_{\text{п}}^{\text{де}}$);
- b) относительного объёма сохранённой нефти $\varphi_{\text{н.сохр}}$;
- c) относительного объёма сохранённой воды $\varphi_{\text{в.сохр}}$.

Для определения количества ОВ и сохранённой нефтенасыщенности в кернах «сланцевых формаций» в настоящее время широко применяются пиролитические установки. В качестве наиболее точной модели нефти родоначальники метода из компании Vinci Technologies

рекомендуют использовать сумму пиролитических параметров S_1+S_{2a} , которые имеют размерность миллиграмм УВ/грамм породы, то есть одну тысячную долю массовых процентов [Antonias, 2005].

Особенность пиролитических методов заключается в том, что определяемые параметры характеризуют сохранённую после извлечения на поверхность нефтенасыщенность керна, а не фактическую пласта. Российские и зарубежные исследователи ещё более 10 лет назад показали, что состав сохранившихся в керне УВ даже в ультранизкопроницаемых породах «сланцевого типа» непостоянный, и не в последнюю очередь зависит от ФЕС [Дахнова, Можегова, Назарова, 2013; Rylander et al., 2013; Michael, Packwood, Holba, 2014]. Чем лучше ФЕС, тем больше лёгких фракций УВ теряет извлечённая на поверхность порода. По причине гетерогенности нетрадиционных коллекторов и летучести УВ даже в керне одной скважины состав УВ, формирующих пиролитические пики, разный. Это необходимо учитывать при пересчете результатов пиролитических исследований из массовых единиц в объёмные.

Для современных пиролизаторов Rock-Eval™ и Hawk™ разработаны методики расчёта фактической плотности, содержащихся в породе УВ, с использованием пиролитических параметров. Подробные описания изложены в публикациях [Antonias, 2005; Maende, 2017]. Перевод результатов пиролиза из массовых долей в объёмные с использованием реальной плотности УВ, которая в формуле (3) обозначена через $\rho_{н.сохр}$ повышает достоверность определения сохранённой нефтенасыщенности керна:

$$\varphi_{н.сохр}, \% \text{ об.} = \frac{S_1+S_{2a}}{10} \cdot \frac{\rho_{п}}{\rho_{н.сохр}} \quad (3),$$

где $\rho_{п}$ – объёмная плотность образца, а $\rho_{н.сохр}$ – плотность сохранённых УВ в г/см³.

Для определения количества сохранённого в керне пластового флюида в петрофизических лабораториях в основном применяют два прямых метода – метод Дина-Старка (Закса) и метод реторты. Оба метода широко применяются для традиционных коллекторов, но дают достаточно высокую погрешность для образцов с низким начальным флюидонасыщением, что особенно критично для нетрадиционных коллекторов с низкими ФЕС. Специально для таких пород с целью повышения точности при определении сохранённой водонасыщенности в Сколковском институте науки и технологий (Сколтех) разработан метод испарения, основанный на принципе реторты, который позволяет довольно быстро (за 1÷3 часа) и точно определить не только общую водонасыщенность керна, но и измерить отдельно количество свободной и слабосвязанной воды в небольшом образце породы произвольной формы (вес 25÷70 грамм) с низким начальным водосодержанием (менее 5 масс. %) [Казак и др., 2019]. Для удобства последующей обработки результат выдаётся в

идентичных пиролитическим исследованиям единицах миллиграмм воды/ грамм породы. При этом формула пересчёта в объёмные единицы имеет схожий с формулой (3) вид:

$$\varphi_{\text{в.сохр}}, \% \text{ об.} = \frac{C_{\text{в.сохр}}}{10} \cdot \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{в.сохр}}} \quad (4),$$

здесь через $C_{\text{в.сохр}}$ обозначена массовая концентрация воды в миллиграммах воды/ грамм породы; $\rho_{\text{в.сохр}}$ – плотность извлечённой из образца воды в г/см³, которая при использовании метода испарений фактически будет являться дистиллятом пластовой воды.

Имеются несколько важных особенностей, касающихся величины $\rho_{\text{п}}$. Во-первых, предлагаемый подход к изучению образцов керна не подразумевает их экстракцию и сушку, поэтому получаемые в процессе исследований значения объёмной или минералогической плотности не являются истинными, а в формулах (3) и (4) участвуют кажущиеся величины, вычисляемые при измерении пористости газоволюметрическим методом. Во-вторых, какую плотность подставлять (кажущуюся объёмную или кажущуюся минералогическую) зависит от того, в целостном образце или в порошке требуется определить количество жидкости. Целостный образец от порошкового отличается наличием емкостного пространства, из которого частично или полностью может быть потерян пластовый флюид. То есть для случая, когда в расчетах количество потерь пластового флюида из образца необходимо учесть, в качестве $\rho_{\text{п}}$ нужно подставлять объёмную плотность. Если же потери не учитываются, и производится оценка содержания нефти или воды в порошковом образце без учёта влияния техногенного пустотного пространства (см. формулу 2), то в формулах (3) и (4) необходимо использовать не кажущуюся объёмную, а кажущуюся минеральную плотность. В-третьих, измерения флюидонасыщенности и замеры плотности с пористостью ($K_{\text{п}}^{\text{де}}$ и $\rho_{\text{п}}$) осуществляются на разных образцах, отобранных с одного и того же места. Таким образом, подсчетный параметр $K_{\text{п}}$ (пористость) определяется как сумма, состоящая из трёх слагаемых:

$$K_{\text{п}} = K_{\text{п}}^{\text{де}} + \varphi_{\text{н.сохр}} + \varphi_{\text{в.сохр}} \approx \varphi_{\text{пл}} \quad (5),$$

здесь $K_{\text{п}}^{\text{де}}$ – пористость до экстракции, замеренная при условии смыкания техногенных трещин, то есть в формуле (2) $\Delta\varphi_{\text{деф}} \rightarrow 0$.

Таким образом, выражения (5) и (2) становятся тождественно равными (1) при $\Delta\varphi_{\text{деф}} \rightarrow 0$, что можно достичь за счёт проведения лабораторных определений в барических условиях, то есть давление обжима образцов должно быть близко к эффективному давлению, представляющему собой разность горного и порового давлений. Необходимо помнить, что главной целью газоволюметрических измерений является определение величины порового пространства, которое освободилось за счет потерь пластового флюида вследствие извлечения керна на поверхность. В низкопроницаемых разностях нефтегазоматеринских формаций они

происходят в основном за счет образования мелкомасштабной сети техногенных трещин, которая при закачке газа в образец будет работать и в обратную сторону. Существенного влияния на величину замеряемой пористости она не окажет, особенно, если обеспечить давление обжима для минимизации ее объёма.

Для доказательства правомерности предлагаемого подхода выполнен лабораторный эксперимент, в рамках которого опытным путём подбирались параметры пробоподготовки (экстракции и сушки) керна из баженовской свиты одного из месторождений, таким образом, чтобы максимально очистить образцы от пластовых флюидов, но в то же время обеспечить их механическую сохранность и техническую возможность проведения замеров пористости по газу лабораторными методами. Результаты сопоставления представлены на рис. 1. В целом соответствие удовлетворительное, при этом расхождение на отдельных образцах объяснимо и связано с повышенным содержанием битуминозных веществ.

Обработка лабораторных исследований керна с целью определения количества подвижных углеводородов, потенциально вовлекаемых при гидравлическом разрыве пласта

При соблюдении режима подъёма керна на поверхность проницаемые породы, благодаря наличию сообщающихся каналов, полностью дегазируются без серьёзных последствий для механической сохранности образцов, а в практически непроницаемых «сланцевых» – дегазация обеспечивается за счёт образования техногенной трещиноватости, относительный объём которой в формуле (2) характеризует $\Delta\varphi_{\text{деф}}$. Любому в какой-то степени значимому объёму, содержащему УВ, при извлечении керна на поверхность необходимо дегазироваться, чтобы выровнять давление с атмосферным, поэтому в случае зрелых нефтегазоматеринских пород, характеризующихся очень низкой проницаемостью, образовавшуюся систему техногенных трещин в образце можно считать подобием стимулированного ГРП пласта. В условиях дневной поверхности наиболее лёгкие и летучие фракции нефти через возникшие техногенные трещины покидают керна, при этом количество потерь тем больше, чем выше естественная проницаемость пород и плотность техногенных трещин. Этот процесс аналогичен тому, который происходит при разработке, когда создаётся значительный перепад давления между пластом и скважиной. В этой связи объём образовавшегося в образцах керна техногенного пустотного пространства тесно связан с количеством наиболее подвижного пластового флюида, представленного в основном легкими и летучими УВ.

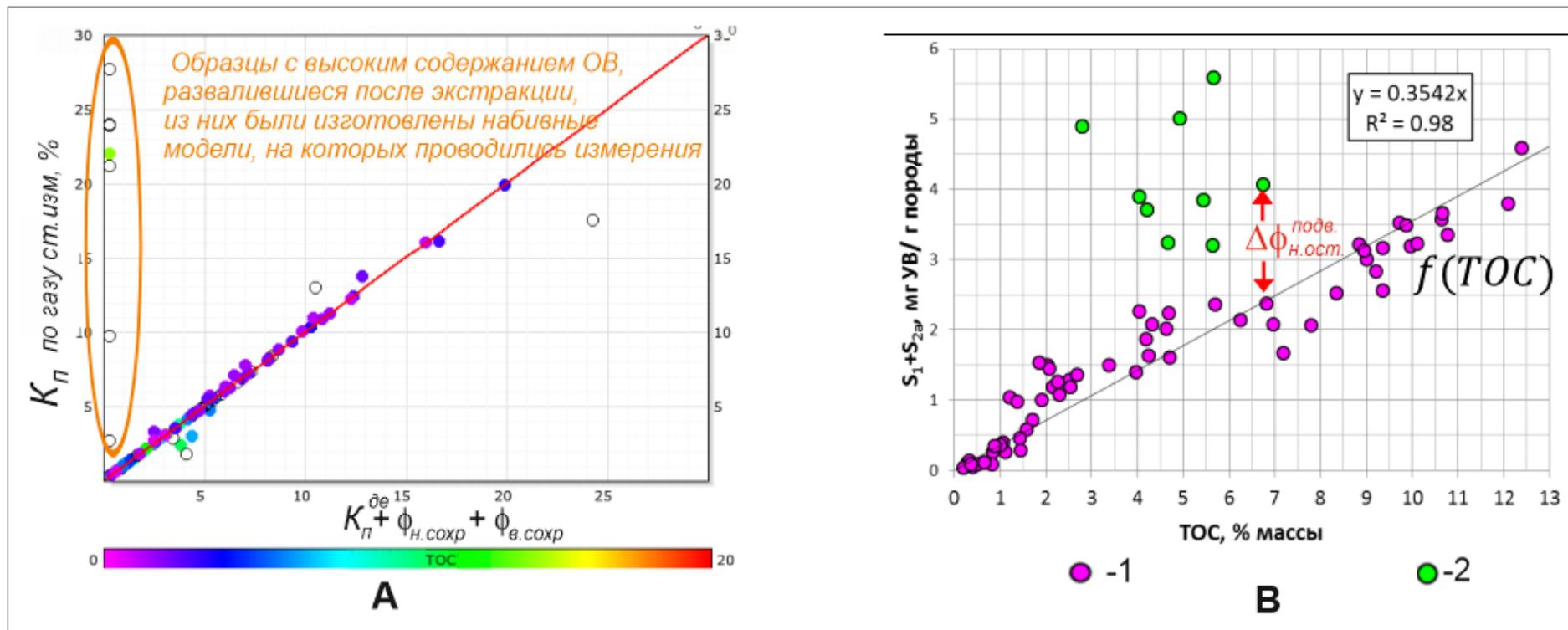


Рис. 1. Графики обоснования предлагаемого методологического подхода к лабораторным исследованиям керна

А) результаты сопоставления коэффициентов пористости с замеренными стандартным способом (значительно отлетающие в область повышенных значений $K_{п}$ по газу точки в основном относятся к разрушившимся из-за экстракции образцам, из которых сделаны набивные модели); В) пример графика зависимости между содержанием ОБ и количеством остаточных УВ для выделения подвижной составляющей: 1 - автохтонные УВ; 2 - параавтохтонные.

ТОС (от англ. «total organic carbon») - пиролитический параметр, характеризующий общее содержание ОБ.

Таким образом, последствия от воздействия извлечения керна на дневную поверхность аналогичны тем, которым подвергается пласт при разработке методами ГРП с депрессией, равной по величине разности пластового и атмосферного давлений. В этой связи объём потерь лёгких и летучих фракций из керна может являться количественной характеристикой для наиболее подвижных пластовых УВ. Малолетучие фракции нефти, в основном масла, являются менее подвижными и остаются в керне при его извлечении на дневную поверхность. Они тоже вовлекаются в разработку, если матрица породы оказывается не способной их удержать (сорбировать) внутри себя.

Из выражения (2) следует, что относительный объём потерь $\varphi_{\text{пот}}$ связан с величиной $K_{\text{п}}^{\text{де}}$ – пористостью до экстракции образцов, и так как $\Delta\varphi_{\text{усад}} = \varphi_{\text{н}}(b_{\text{н}} - 1) = (\varphi_{\text{пот}} + \varphi_{\text{н.сохр}})(b_{\text{н}} - 1)$, то:

$$K_{\text{п}}^{\text{дэ}} = \Delta\varphi_{\text{деф}} + \varphi_{\text{пот}} \cdot b_{\text{н}} + \varphi_{\text{н.сохр}} \cdot (b_{\text{н}} - 1)$$

или при $\Delta\varphi_{\text{деф}} \rightarrow 0$:

$$\varphi_{\text{пот}} \approx \frac{K_{\text{п}}^{\text{дэ}} - \varphi_{\text{н.сохр}}(b_{\text{н}} - 1)}{b_{\text{н}}} \quad (6).$$

Выражение (6), главным образом, характеризует относительный объём «чистых» потерь наиболее подвижных УВ из керна в поверхностных условиях (здесь компенсирован эффект дополнительного пустотного пространства, образующегося из-за усадки пластовой нефти вследствие её дегазации). Для определения полного количества УВ, потенциально вовлекаемого в разработку в условиях искусственного коллектора, необходимо из величины $\varphi_{\text{н.сохр}}$, характеризующей в основном содержание малолетучих масляных фракций, а также легких УВ не полностью дегазированных мелких и тупиковых пор, выделить подвижную часть $\Delta\varphi_{\text{н.сохр}}^{\text{подв}}$ и сложить её с $\varphi_{\text{пот}}$.

В конце 1960-х гг. советскими учеными В.А. Успенским и Н.Б. Вассоевичем установлена закономерность, которая характеризует увеличение роли битуминозных компонентов в ОБ пород при уменьшении его содержания. Закономерность получила название в честь своих авторов Успенского-Вассоевича и до сих пор используется, главным образом, для определения автохтонности (сингенетичности) продуктов преобразования керогена. Точки, выпадающие от её графика в область повышенного содержания битуминозных компонент, ассоциируются с так называемыми параавтохтонными УВ, перемещенными внутри нефтематеринской толщи, то есть утратившими связь с исходным ОБ [Геология и геохимия..., 2012].

Позже в связи с развитием нового аппаратного обеспечения и ростом интереса к разработке сланцевых формаций Д. Джарви и Д. Бакер [Jarvie, Baker, 1984; Jarvie, 2012] предложили аналогичную зависимость, построенную при помощи пиролитических

исследований Rock-Eval, использовать для целей выявления продуктивных интервалов в нефтегазоматеринских формациях. При этом в качестве критерия предлагалось использовать OSI – индекс нефтенасыщенности представляющий собой отношение показателя S_1 Rock-Eval (характеризует количество свободных нефтеподобных УВ) умноженному на 100 и деленному на содержание органического углерода. Если $OSI > 100$ – значит, в породе присутствуют подвижные УВ, и она продуктивна, если же $OSI < 100$, то в породе - подвижных УВ нет, и она непродуктивна. Граничное значение равно 100 при этом никак не обосновывается.

Метод Д. Джарви и Д. Бакера в 2000-х гг. усовершенствовала М.В. Дахнова, которая предложила использовать не постоянное значение отсечки в 100, а каждый раз рассчитывать зависимость S_1 Rock-Eval от содержания органического углерода (ТОС). Этому есть причины, так как тренды для различных условий могут отличаться, что, возможно, обусловлено типами ОБ и скоростями его созревания. В рамках усовершенствования принимается, что те образцы, в которых величина пика S_1 превышает нормальное значение для данной величины ТОС, содержат подвижные УВ, в противном случае - подвижных УВ в них нет, все являются связанными (зависит от ФЕС) [Дахнова, Можегова, Назарова, 2013]. Это можно интерпретировать так: автохтонные УВ относятся к связанным, а параавтохтонные - к подвижным. Тем самым получается простое правило, дающее четкие критерии для определения величины отсечки, которая никак не обосновывается при расчете через OSI. Его можно заложить в основу дифференциации пластовых УВ по степени подвижности для случая нефтегазоматеринских пород, характеризующих высоким содержанием ОБ. При таком подходе геохимическое понятие автохтонности принимается тождественным физическому понятию связанности, природа которой состоит в том, что некоторая часть лёгких УВ содержится внутри микро-/нано- пор керогена и адсорбируется твёрдыми продуктами его трансформации. В этой связи формула для расчёта величины $\Delta\varphi_{н.сохр}^{подв}$ – подвижной составляющей сохраненной в керне нефти примет вид:

$$\Delta\varphi_{н.сохр}^{подв} = \varphi_{н.сохр} - \varphi(f(ТОС)) \quad (7),$$

где $\varphi(f(ТОС))$ – нормальное значение количества нефти в единицах относительного объёма (т.е. пористости) для данной величины ТОС, вычисляемое с помощью построения корреляции $\varphi_{н.сохр} = \varphi(f(ТОС))$ и исключения выпадающих (параавтохтонных) точек (см. рис. 1В). В поверхностных условиях искомое количество подвижных УВ можно рассчитать по формуле:

$$\varphi_{подв} = \varphi_{пот} + \Delta\varphi_{н.сохр}^{подв} = \varphi_{пот} + \varphi_{н.сохр} - \varphi(f(ТОС)) \quad (8).$$

Для перевода в пластовые условия $\varphi_{подв}$ необходимо умножить на b_n (объёмный коэффициент нефти). Величина $\varphi_{подв} \cdot b_n$ является искомой характеристикой, отражающей количество подвижных УВ, потенциально доступных для вовлечения методами создания

искусственной проницаемости в пласте. Степень их вовлечения будет определяется эффективностью самой технологии техногенного воздействия.

Выделение продуктивных толщин в попластовом варианте осуществляется по критерию превышения $\varphi_{\text{подв}}$ над некоторой граничной величиной $\varphi_{\text{подв}}^{\text{гр}}$, которая обосновывается исходя из величины погрешности используемого лабораторного оборудования и среднего «фонового значения», она обычно составляет $1 \div 1,5\%$. Для более точного учета особенностей зрелых нефтегазоматеринских толщ, в частности тонкослоистости разреза и повсеместного насыщения УВ, лучше всего при количественной оценке ресурсной базы оперировать непрерывным профилем насыщения, который формируется путем интерполяции лабораторных определений с плотностью отбора не менее 3 образцов на один погонный метр керна (рис. 2, трек 4).

Выводы и результаты

В статье предложен способ выявления продуктивных толщин («нетрадиционных коллекторов») в нефтегазоматеринских толщах и количественной оценки их ресурсного потенциала, не опирающийся на понятие «породы-коллектора» и величину граничной проницаемости. Он базируется на определении объёма подвижного пластового флюида, который потенциально можно вовлечь в разработку в условиях применения современных технологий создания искусственной проницаемости в пласте методом гидроразрыва. Основу подхода составляет программа специальных лабораторных исследований керна, состоящая из трёх основных определений: пористости (до экстракции) образцов в барических условиях с минимальным загрязнением технологическими жидкостями (при отборе керна и выпиливании образцов) ($K_{\text{п}}^{\text{де}}$); относительного объёма сохранившейся в керне нефти ($\varphi_{\text{н.сохр}}$); относительного объёма сохранившейся в керне воды ($\varphi_{\text{в.сохр}}$), а также методика специальной обработки результатов пиролитических исследований для выделения доли подвижных УВ.

На рис. 2 представлен петрофизический планшет по одной из скважин Пальяновской площади Красноленинского месторождения [Алексеев, Гаврилов, 2019], иллюстрирующий преимущество предлагаемого подхода перед общепринятыми. Всего из керна баженовской свиты данной скважины отобрано 110 образцов. Благодаря исключению стандартных процедур пробоподготовки, связанных с экстракцией образцов и их сушкой, определениями пористости охарактеризована вся отобранная коллекция. Полученный результат на качественном уровне хорошо согласуется с данными геофизических исследований в открытом стволе, результатами газового каротажа во время бурения и определениями пористости по керну стандартными методами, которые выполнены после щадящей (неполной) экстракции,

не допускающей механического разрушения образцов.

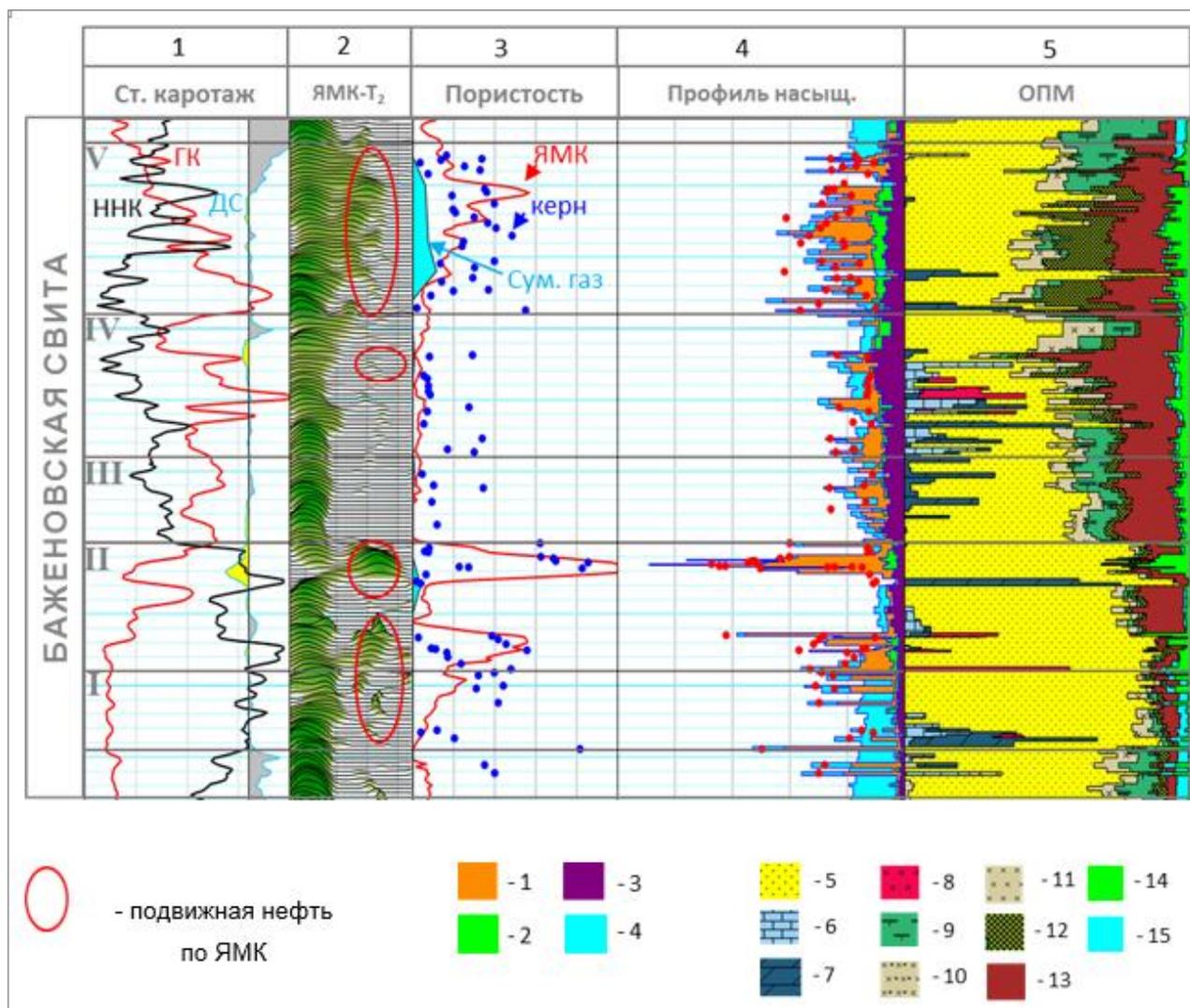


Рис. 2. Петрофизический планшет баженовской свиты одной из скважин Пальяновской площади [Алексеев, Гаврилов, 2019]

I-V - номер пачки; 1-5 - номер трека (колонки) планшета; ГК - гамма-каротаж, ДС - кавернометрия, ННК - нейтрон-нейтронный каротаж, ЯМК - ядерно-магнитный каротаж, сум. газ. - суммарные газопоказания при бурении.

Профиль насыщения: 1 - подвижная нефть (потери летучих компонентов нефти из керна); 2 - подвижная нефть, сохранившаяся в керна (параавтохтонные УВ); 3 - связанная нефть (автохтонные УВ); 4 - вода.

Объёмная модель: 5 - кремнезем; 6 - кальцит; 7 - доломит; 8 - фосфорит; 9 - глинистые примеси; 10 - сидерит; 11 - полевые шпаты; 12 - пирит; 13 - кероген вместе с твёрдыми гетероатомными соединениями (смолами, асфальтенами); 14 - нефть; 15 - вода.

Вертикальный шаг сетки - 1 м.

На треке 3 (см. рис. 2) показано сопоставление пористости по результатам ядерно-магнитного каротажа с пористостью по керну до экстракции и аномалиями по газовому каротажу, из которого видно, что интервалы активных нефтегазопроявлений характеризуются повышенными значениями пористости по ядерно-магнитному каротажу и наиболее

интенсивными потерями пластового флюида из керна, за учёт которых отвечает пористость до экстракции ($K_p^{де}$). Большинство из этих интервалов сопровождаются прямым признаком коллектора по данным геофизических исследований скважин – глинистой коркой, которая образуется при бурении вследствие проникновения фильтрата бурового раствора в проницаемые породы.

На треке 4 показано сопоставление профиля насыщения с дифференциацией нефти по степени подвижности [Алексеев и др., 2016, Алексеев, 2018] и пористостью по стандартной методике, определённой после щадящей (неполной) экстракции, чтобы предотвратить механическое разрушение образцов. Параметры профиля насыщения имеют размерность пористости и в сумме дают относительный объём породы, занятый пластовым флюидом, что подтверждается приведённым сопоставлением. При этом наилучшее соответствие достигается в обеднённых ОВ разностях, то есть в породах по составу наиболее близким к традиционным коллекторам. Недостаточность экстракции хорошо видна по образцам из интервалов высокобитуминозных пород в пачках IV и III, где фактические замеры пористости оказываются меньше расчётных величин, получаемых по формуле (5) путём сложения замеров сохранённой флюидонасыщенности и потерь летучих компонентов УВ из керна.

Описанная выше программа специальных исследований керна и способ обработки полученных результатов с 2016 г. составляют методологическую основу планирования опытно-промышленных работ по освоению баженовской свиты, реализуемых компанией ПАО «Газпром нефть», и уже доказали свою достоверность и высокую эффективность на практике.

Литература

Алексеев А.Д. Методы прогноза и оценки свойств пласта в условиях его разработки с помощью технологии ГРП // Российская нефтегазовая конференция и выставка SPE (г. Москва, 15-17 октября 2018 г.). - SPE-191679-RU. DOI: <https://doi.org/10.2118/191679-18RPTC-MS>

Алексеев А.Д., Антоненко А.А., Жуков В.В., Стрижнев К.В. Дифференцированный подход к оценке ресурсной базы нефтематеринских отложений // Российская нефтегазовая конференция и выставка SPE (г. Москва, 24-26 октября 2016 г.). - SPE-182074-RU. DOI: <https://doi.org/10.2118/182074-MS>

Алексеев А.Д., Гаврилов А.Е. Методические основы построения объёмных петрофизических моделей нетрадиционных и сложнопостроенных коллекторов по результатам специальных исследований керна // ПРОНЕФТЬ - 2019. - №3. - С. 25-34. DOI: <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-25-34>

Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин. - Москва: Издательство МГУ, 2012. - 430 с.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С. Методы органической геохимии в связи с изучением проблемы нефтегазоносности доманикитно-доманикоидных толщ // Геология нефти и газа. - Спецвыпуск. - 2013. - С. 108-113.

Казак Е.С., Казак А.В., Сорокоумова Я.В., Алексеев А.Д. Оптимальный метод определения водосодержания нефтегазоматеринских пород баженовской свиты Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. - 2019. - №7. - С. 73-78.

Костенко О.В. Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т.9. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Нестеров И.И. Нефтегазоносность глинистых битуминозных пород // Строение и нефтегазоносность баженигов Западной Сибири. - Тюмень, ЗапСибНИГНИ, 1985. - С. 3-19.

Antonias R. The ROCK-EVAL Method VINCI TECHNOLOGIES. - www.vinci-technologies.com

Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2 - Shale-oil resource systems, in J.A. Breyer, ed., Shale reservoirs - Giant resources for the 21st century: AAPG, 2012, Memoir 97, p. 89-119.

Jarvie D.M., Baker D.R. Application of the Rock-Eval III oil show analyzer to the study of gaseous hydrocarbons in an Oklahoma gas well: 187th ACS National Meeting, St. Louis, Missouri, April 8-13, 1984: <http://wwgeochem.com/references/JarvieandBaker1984ApplicationofRock-Evalforfindingbypassedpayzones.pdf> (accessed November 12, 2010).

Maende A. Wildcat Compositional Analysis for Conventional and Unconventional Reservoir Assessments HAWK Petroleum Assessment Method™ (HAWK-PAM), Application Note (052016-1), Wildcat Technologies, 2017. - https://www.wildcattechnologies.com/download_file/view_inline/224

Michael G.E., Packwood J., Holba A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid-rich shale plays. Search and Discovery Article #80365 (2014). Posted March 10, 2014.

Rylander E., Philip M.S., Jiang T., Lewis R. NMR T2 distributions in the Eagle Ford Shale: reflections on pore size. SPE Unconventional Resources Conference-USA, The Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164554. DOI: <https://doi.org/10.2118/164554-MS>

U.S. Department of Energy. June 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. - <https://www.eia.gov/>

Alekseev A.D.

"Gazpromneft-Technological Partnerships" LLC, St. Petersburg, Russia, Alekseev.AIDm@gazpromneft.ru

EVALUATION OF THE MOBILE OIL AMOUNT IN THE PORES SPACE OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS ASSOCIATED WITH MATURE SOURCE ROCKS, BY LABORATORY METHODS

The issues of methodological support of the so-called unconventional petroleum reservoirs are considered. The reserves calculation and development forecasting for them are impossible within the framework of the traditional concepts of petroleum geology, also hydrodynamics. Proposed approach of the net pay identifying and resource estimation does not rely on the traditional definition of reservoir rock and the permeability cutoff. It is based on evaluation of the mobile oil amount that could be potentially involved in to development under the conditions of using modern technologies for creating artificial reservoir permeability by hydraulic fracturing. The article is limited to the planning of laboratory core testing and results processing. It does not concern methods well logging data evaluation, which require a separate discussion.

Keywords: *unconventional petroleum reservoirs, petroleum source rock, pore space, mobile oil amount, laboratory core testing.*

References

Alekseev A.D. *Metody prognoza i otsenki svoystv plasta v usloviyakh ego razrabotki s pomoshch'yu tekhnologii GRP* [Methods for forecasting and evaluation of reservoir properties under conditions of its development using hydraulic fracturing technology]. Rossiyskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE (Moscow, 15-17 Oct 2018). SPE-191679-RU. DOI: <https://doi.org/10.2118/191679-18RPTC-MS>

Alekseev A.D., Antonenko A.A., Zhukov V.V., Strizhnev K.V. *Differentsirovanny podkhod k otsenke resursnoy bazy neftematerinskikh otlozheniy* [The Differentiated approach of the reserves estimation for source rock formations]. Rossiyskaya neftegazovaya konferentsiya i vystavka SPE (Moscow, 24-26 Oct 2016). SPE-182074-RU. DOI: <https://doi.org/10.2118/182074-MS>

Alekseev A.D., Gavrilov A.E. *Metodicheskie osnovy postroeniya ob'emnykh petrofizicheskikh modeley netraditsionnykh i slozhnopostroennykh kollektorov po rezul'tatam spetsial'nykh issledovaniy kerna* [Methodical bases for the construction of integrated petrophysical models of unconventional and complex reservoirs based on the special core analysis results]. PRONEFT", 2019, no. 3, pp. 25-34. DOI: <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2019-3-25-34>

Antonias R. The ROCK-EVAL Method VINCI TECHNOLOGIES - www.vinci-technologies.com

Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S. *Metody organicheskoy geokhimii v svyazi s izucheniem problemy neftegeozonosnosti domanikitno-domanikoidnykh tolshch* [Methods of organic geochemistry in connection with the study of petroleum potential of domanikite-domanikoid strata]. Geologiya nefi i gaza, spetsvypusk, 2013, pp. 108-113.

Geologiya i geokhimiya nefi i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. O.K. Bazhenova, Yu.K. Burlin, B.A. Sokolov, V.E. Khain. Moscow: Izdatel'stvo MGU, 2012, 430 p.

Jarvie D.M. Shale resource systems for oil and gas: Part 2 - Shale-oil resource systems, in J.A. Breyer, ed., Shale reservoirs - Giant resources for the 21st century: AAPG, 2012, Memoir 97, p. 89-119.

Jarvie D.M., Baker D.R. Application of the Rock-Eval III oil show analyzer to the study of gaseous hydrocarbons in an Oklahoma gas well: 187th ACS National Meeting, St. Louis, Missouri, April 8-13, 1984: <http://wwgeochem.com/references/JarvieandBaker1984ApplicationofRock-Evalforfindingbypassedpayzones.pdf> (accessed November 12, 2010).

Kazak E.S., Kazak A.V., Sorokoumova Ya.V., Alekseev A.D. *Optimal'nyy metod opredeleniya vodosoderzhaniya neftegazomaterinskikh porod bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri* [The efficient

method of water content determination in petroleum source rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia]. *Neftyanoe khozyaystvo*, 2019, no. 7, pp. 73-78.

Kostenko O.V. *Blokiruyushchiy kharakter raspredeleniya vysokomolekulyarnykh soedineniy bitumoida v porovoy sisteme bazhenovskoy svity (Zapadno-Sibirskiy basseyn)* [Blocking nature of distribution of high-molecular compounds of bitumoid in pore system of Bazhenov Formation (West Siberian basin)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2014, vol. 9, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/12_2014.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Maende A. Wildcat Compositional Analysis for Conventional and Unconventional Reservoir Assessments HAWK Petroleum Assessment Method™ (HAWK-PAM), Application Note (052016-1), Wildcat Technologies, 2017. - https://www.wildcattechnologies.com/download_file/view_inline/224

Michael G.E., Packwood J., Holba A. Determination of in-situ hydrocarbon volumes in liquid-rich shale plays. *Search and Discovery Article #80365* (2014). Posted March 10, 2014.

Nesterov I.I. *Neftegazonosnost' glinistykh bituminoznykh porod* [Petroleum content of bituminous claystones]. *Stroenie i neftegazonosnost' bazhenitov Zapadnoy Sibiri. Tyumen'*, ZapSibNIGNI, 1985, pp. 3-19.

Rylander E., Philip M.S., Jiang T., Lewis R. NMR T2 distributions in the Eagle Ford Shale: reflections on pore size. *SPE Unconventional Resources Conference-USA. The Woodlands, Texas, USA, April 2013. SPE 164554. DOI: <https://doi.org/10.2118/164554-MS>*

U.S. Department of Energy. June 2013. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States.* <https://www.eia.gov/>

©Алексеев А.Д., 2022

