

Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения

А.Г. Калмыков^{1*}, Ю.А. Карпов¹, М.С. Топчий¹, М.М. Фомина¹,
Е.А. Мануилова¹, Е.В. Шереметьева², И.О. Третьякова¹, Н.В. Пронина¹, В.А. Шишков³,
Н.С. Балущкина¹, Н.П. Фадеева¹, А.В. Ступакова¹, Г.А. Калмыков¹

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия

³Институт географии РАН, Москва, Россия

В работе представлены результаты комплексного исследования органического вещества отложений баженовской свиты для оценки нефтегенерационного потенциала пород и преобразованности. Исследование включало пиролиз, анализ строения пород методом сканирующей электронной микроскопии и зрелости керогена и распространения углеводородов в породе методом люминесцентной микроскопии. В результате проведённых исследований уточнены общие закономерности изменения зрелости керогена пород баженовской свиты по территории Западной Сибири, и изменена конфигурация зон повышенного катагенеза в районе Салымского мегавала и Красноленинского свода. Установлено, что выделенные участки аномального катагенеза не связаны с региональными закономерностями погружения отложений. Показано влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов баженовской свиты с керогеновой пористостью и особенности их распространения. Выявлено, что помимо зрелости на формирование пор в керогене влияют тип органического вещества, состав пород и наличие минерального матрикса, предотвращающего схлопывание образовавшихся пор. Показано, что повышенная катагенетическая преобразованность органического вещества, отвечающая концу главной зоны нефтеобразования, представляет собой один из важнейших факторов, повлиявших на формирование нефтеносности баженовской свиты, однако знание общей закономерности распространения зрелости органического вещества в баженовской свите не может быть достаточным критерием для поиска нетрадиционных пористых коллекторов, в том числе с керогеновой пористостью.

Ключевые слова: баженовская свита, органическая пористость, нетрадиционный коллектор, термическая преобразованность, органическое вещество, кероген

Для цитирования: Калмыков А.Г., Карпов Ю.А., Топчий М.С. и др. (2019). Влияние катагенетической зрелости на формирование коллекторов с органической пористостью в баженовской свите и особенности их распространения. *Георесурсы*, 21(2), с. 159-171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171>

Введение

В современных геологических реалиях высокоуглеродистые формации – это не только нефтематеринские породы, которые исследуют исключительно с научной точки зрения для понимания общих закономерностей генерации нефти и газа, но и потенциально целевой интервал для добычи нефти из нетрадиционных коллекторов, которые при определённых обстоятельствах могут в них сформироваться. При этом каждая высокоуглеродистая формация обладает своими, зачастую уникальными свойствами, вследствие чего для поиска экономически эффективной технологии добычи требуется модификация и оптимизация имеющихся методов с учётом геологических особенностей отложений. Одной из таких формаций, по международным оценкам (Klett et al., 2016), обладающей высочайшим потенциалом для добычи сланцевой нефти, является баженовская свита (БС). За счёт изменчивости строения и свойств БС в настоящее время эффективное

вовлечение её в разработку напрямую связано с поиском и оконтуриванием залежей подвижной нефти, которые, в свою очередь, контролируются наличием коллектора. Все генетические типы коллекторов, которые обнаружены в данной формации (Балущкина и др., 2013), характеризуются определёнными диапазонами изменений петрофизических (Хамидуллин и др., 2013), геохимических и литологических параметров, и формируют залежи различной геометрии и протяженности (Калмыков, Балущкина, 2017).

Литологический состав пород БС относительно выдержан и представлен кероген-глинисто-кремнистыми породами, в котором органическое вещество (ОВ) является породообразующим компонентом (Дорофеева 1983; Брадучан и др., 1986; Гулари, 1988; Калмыков, Балущкина, 2017). При этом сгенерированная нефть может как мигрировать по разрезу, наполняя коллектора выше- и нижележащих толщ, так и сохраняться в нефтематеринской толще. Зачастую, она содержится там в связанном виде или в маленьких, изолированных порах, поэтому разработка БС оказывается нерентабельной из-за низкой доли вовлечения углеводородов (УВ) в добычу. Однако в отдельных

* Ответственный автор: Антон Георгиевич Калмыков
E-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

© 2019 Коллектив авторов

случаях в результате вторичных преобразований в БС формируются коллекторы, из которых были получены значительные притоки (Калмыков, Балушкина, 2017).

В зависимости от условий формирования и различий в протекавших вторичных процессах к настоящему времени доказано наличие нескольких генетических типов коллекторов (Балушкина и др., 2013, 2015), с которыми связаны залежи:

- пустоты растворения и перекристаллизации формируют поровый коллектор в кремнистых доломитизированных и кальцитизированных радиоляритах, в основном за счёт растворения скелетов радиолярий;
- трещины и сопровождающие их микротрещины формируют трещинный коллектор в карбонатных породах, подвергшихся тектоно-гидротермальной проработке;
- поры в керогене и связанные с ними микротрещины достигают необходимых объемов и начинают сообщаться между собой на стадиях катагенеза МК2-3 и выше в различных по литологическому составу породах, тем самым формируя эффективное поровое пространство.

Так как БС является нетрадиционным резервуаром УВ, необходимо проведение дополнительных работ по стимулированию пласта, при этом стоит задача вовлечь в разработку максимально возможное количество сгенерированной нефти. Для разработки таких технологий необходимо детальное понимание строения породы, что приводит к необходимости изучения объекта на микроуровне. В данной работе представлена комплексная методика изучения органического вещества на микроуровне с дальнейшей корреляцией в региональном масштабе. Особое внимание уделяется зрелости ОВ БС, так как она характеризует как будущий генерационный потенциал породы, так и является критерием возможного проявления высоких фильтрационно-емкостных свойств керогена (Zargari et al., 2015; Curtis et al., 2013; Pommer and Milliken, 2015; Reed, 2017).

Цель данной работы – выявление влияния зрелости органического вещества на поровые характеристики и распространение коллекторов БС с пористостью в керогене по площади на основании данного критерия.

Материалы и методы

Для определения строения и свойств пород проведен комплекс исследований, включавший пиролиз, углепетрографические исследования, анализы строения пород методом сканирующей электронной микроскопии и люминесцентной микроскопии.

В баженовском эпиконтинентальном морском бассейне большая часть центральной области седиментогенеза была расположена на большом расстоянии от источников сноса, поэтому в породах, соответствующих центральной части бассейна, крайне редко встречаются переотложенные мацералы гумусовых углей – спориниты, витриниты и инертиниты, и они так редки и незначительны по размерам, что говорить об их «вкладе» в состав ОВ данных отложений не приходится (при этом в зоне близкой к области сноса присутствует терригенное ОВ). Поэтому для определения степени преобразования были выполнены замеры на установке QD1302 «Craic Technologies» по битуминитам баженовской свиты, которые можно считать

«эквивалентами витринита». Под понятием битуминит в данной работе подразумевается углепетрографический термин, используемый для определения мацерала группы липтинита (Pickel et al., 2017). Для пересчета использована следующая формула (Liu, Shi, 1994), где R_o – показатель отражения витринита, а BR_o – показатель отражения битуминита:

$$R_o = 0,668 \cdot BR_o + 0,346.$$

Исследования структуры порового пространства, взаиморасположения породообразующих минералов и состава образцов ядерного материала выполнены на кусках (сколах) и аншлифах с помощью растрового электронного микроскопа JEOL 6610LV, сопряженного с системой энергодисперсионного рентген-спектрометрического анализа Oxford Instruments INCA Xact. Для специфической подготовки образца перед микроскопированием применяется система холодно-плазменной металлизации JEOL JFC1600 с платиной в качестве материала напыления. Обработка результатов проводилась при помощи программного обеспечения Jeol Technics LTD «SEM Control User Interface» версии 7.11. Изучение образцов с использованием фокусированного ионного пучка проводилось на растровом электронном микроскопе HELIOS NANOLAB 600I. Пиролиз образцов породы выполнялся на пиролизаторе Rock-Eval-6. Экстракция образцов проводилась хлороформом в аппарате Сокслета. Процесс экстракции считался завершённым, когда концентрация битумоида в хлороформе составляла менее 0,000625%.

Построение карты стадий катагенеза органического вещества в кровле верхнеюрских отложений Западно-Сибирского бассейна выполнено на основе карты А.Н. Фомина (Фомин, 2011) с добавлением новых данных по скважинам, находящихся в распоряжении специалистов кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых геологического факультета Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова. Помимо пересчета «битуминит-витринит» использовались пиролитические данные, а именно значения T_{max} после экстракции, которые пересчитаны в значения R_o на основании зависимости, приведенной на рисунке 1 (по Jarvie et al., 2001).

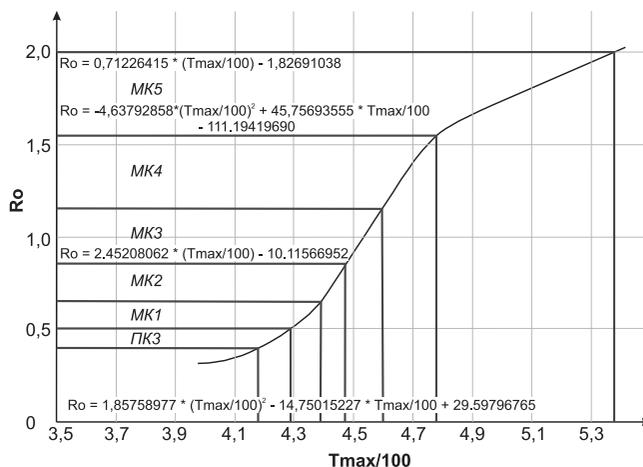


Рис. 1. Зависимость T_{max}/R_o , использованная для расчетов при дополнении карты катагенетической преобразованности ОВ баженовской свиты

Результаты

Для оценки нефтегенерационного потенциала пород и преобразованности ОВ в отложения БС проведены исследования набора образцов методом пиролиза. Образцы отбирались в количестве 1-3 образцов с метра, исследования проводились до и после экстракции на одном и том же образце. В результате установлена изменчивость пиролитических параметров по разрезу. Значения пиролитических параметров HI и T_{max} после экстракции позволяют более точно определить стадию катагенеза, в то время как изменчивость и соотношение различных пиролитических параметров в сочетании с другими исследованиями, такими как оценка отражательной способности битуминита, дают возможность оценить возможный вклад обстановок осадконакопления в характеристики ОВ.

В качестве примера на рисунке 2 представлены результаты пиролиза до и после экстракции для отложений БС, вскрытых одной из скважин на территории Западной Сибири, в виде геолого-геофизического планшета. Как видно из планшета, породы обогащены ОВ: среднее значение TOC составляет 10 мас.%, максимальное – 27 мас.% в верхней части разреза. Стадия катагенеза, определённая классическим методом по средним значениям T_{max} и HI после экстракции, определена как МК2, что относит ОВ к середине главной зоны нефтеобразования.

Однако по глубине значения T_{max} и HI демонстрируют изменчивость, наблюдается снижение значений обоих

параметров в верхней части разреза и в интервале с высокими индексами продуктивности в нижней части разреза. Степень катагенеза, определённая для этих интервалов на модифицированной диаграмме Ван-Кревелена, варьирует между показателями степени МК1 и МК2. Однако тип ОВ в породах смешанный и находится между типами II и III. Это свидетельствует о том, что во время накопления данных отложений происходил снос материала из прибрежной зоны, и состав ОВ будет отличаться. Вероятнее всего, при генерации нефти её состав также будет разным. К тому же, наличие другого типа ОВ может привести к разным характеристикам керогена в преобразованном состоянии, а, возможно, и к разной преобразованности при одинаковом катагенетическом преобразовании пород. Фактически полученные результаты свидетельствуют, что при оценке характеристик отложений необходимо определять параметры каждого отдельного образца и учитывать его индивидуальные особенности, чтобы избежать ошибки усреднения значений для отличающихся пород.

Результаты пиролиза на примере образцов вышеописанной скважины показали возможность смешения разных типов ОВ в одних отложениях и позволили предположить различия характеристик таких пород. При этом, некоторая доля ОВ, не относящегося к II типу, может преобразовываться по-другому. Для проверки данных предположений было проведено углепетрографическое

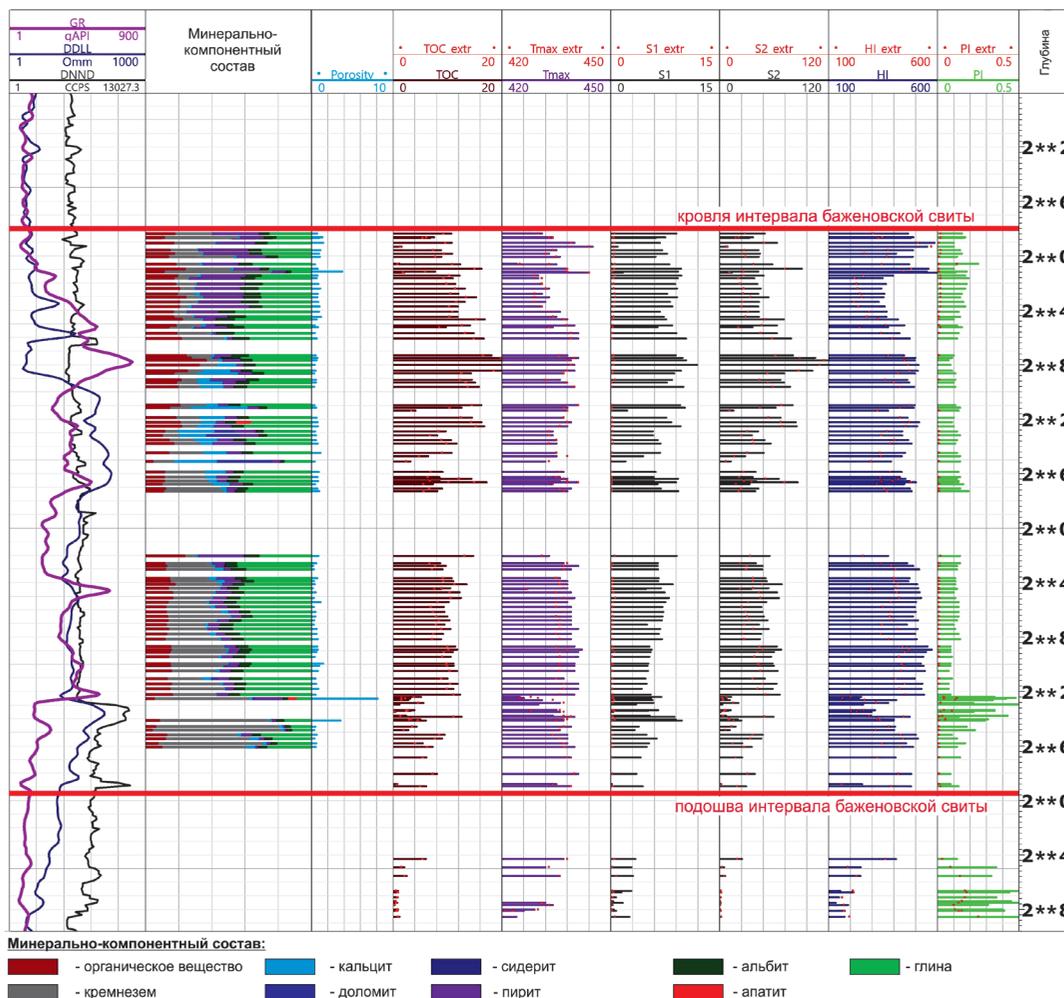


Рис. 2. Геолого-геофизический планшет с результатами пиролиза до и после экстракции для отложений БС одной из скважин Западной Сибири

исследование ряда образцов методом люминесцентной микроскопии.

В результате исследований в породах выделены следующие органические мацералы: битуминит (bit), битум (B) и послегенерационный битуминит (SB), называемый также микринитом или остаточным ОВ. Все эти мацералы, по сути, являются разными формами одного и того же вещества, проходящего трансформацию из исходного, твердого битуминита в жидкий битум и оставшееся в твердой фазе, но значительно уменьшившееся в объеме – остаточное ОВ (постгенерационный битуминит). Все три мацерала, присутствующие в образцах изученной коллекции, согласно последней классификации органических мацералов (Pickel et al., 2017) могут быть отнесены к группе липтинита. Исходным веществом липтинита могут являться остатки спор, кутикулы, смоляные тела, субериновое вещество коры, водоросли и их детрит.

Битуминит (bit), первоначально образующийся из водорослей, встречается в виде комочков, линз и даже слоев разных размеров и форм. Поскольку исходная водорослевая структура теряется очень рано, битуминит чаще всего характеризуется как аморфное ОВ серого цвета. Когда начинается генерация жидких УВ из битуминита, появляется вторичная пористость внутри битуминитовых сгустков, их края приобретают неровный, кружевной контур. Одновременно наблюдается появление коричневых битумных (B) оторочек вокруг битуминита, такие же битумы могут находиться внутри вторичных пор. Проникшие в минеральные окружающие породы битумы окрашивают их в коричневый цвет. SB – твердая, обуглероженная часть ОВ после генерации жидких УВ. Обычно SB очень малы по размеру.

Люминесцентные свойства образца, представленного на рисунке 3, характеризуются слабым, но практически повсеместным свечением B-пленок и некоторых bit-пленок, частичным свечением сгустков битуминита, в которых отчетливо видна зональность свечения и связь материнского мацерала с окружающими его битумными пленками. Вся порода окрашена в коричневый цвет за счет B-пленок, bit образует линзы и комочки. Отчетливо видны и «остаточные» включения ОВ – SB, мелкие,

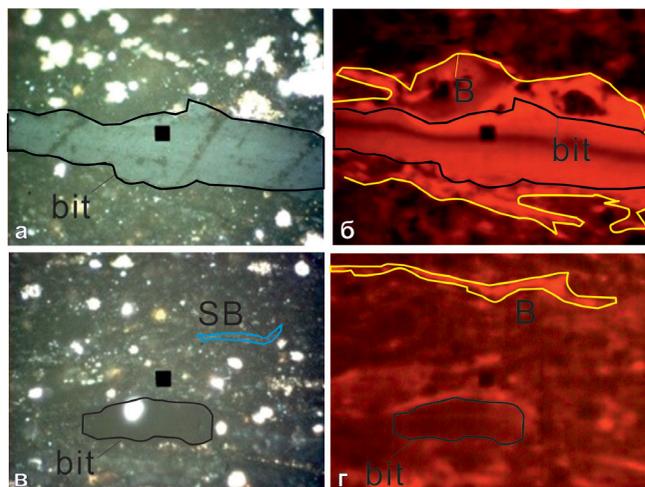


Рис. 3. Фотографии образца баженовской свиты с высокой степенью трансформации ОВ (черный квадрат на фотографиях имеет сторону 5 мкм). а, в – в простом свете, б, г – в УФ свете.

светло-серые вкрапления в минеральном веществе. В ОВ много B+bit, которые равномерно послойно распределены с глинистым веществом, и обильных включений пирита. Часть bit в простом свете имеет темно-коричневый цвет и находится в стадии трансформации, что отражается и в УФ свете, а некоторые фрагменты уже больше похожи на SB (послегенерационный bit). Иногда видна зональность свечения – пленки и периферия фрагмента светятся ярче, а внутренняя часть – слабее. Это один из признаков трансформации ОВ. Таким образом, в случае генерации ОВ мацералы сначала связаны с материнским материалом, после чего в процессе трансформации породы отделяются от него и распространяются по объему породы. По результатам распределения мацералов в объеме можно делать выводы о преобразованности ОВ.

Детальные углепетрографические исследования позволяют выявить разную степень преобразованности ОВ непосредственно в рамках одного микрообразца. Так образец на рисунке 4 имеет ярко выраженную слоистость: более темноокрашенные слои с большим количеством ОВ чередуются с более светлыми слоями, с меньшим содержанием ОВ. ОВ представлено B, SB, bit. «B» – коричневого цвета, окрашивают породу, некоторые толстые пленки приурочены к межслоевым границам. Крупные bit имеют зональную окраску, вторичную пористость и другие признаки трансформаций ОВ. Светятся пленки B, а также фрагменты bit, демонстрируя внутреннюю неоднородность зональным свечением. Средний замер пересчитанного $R_o = 0,83$.

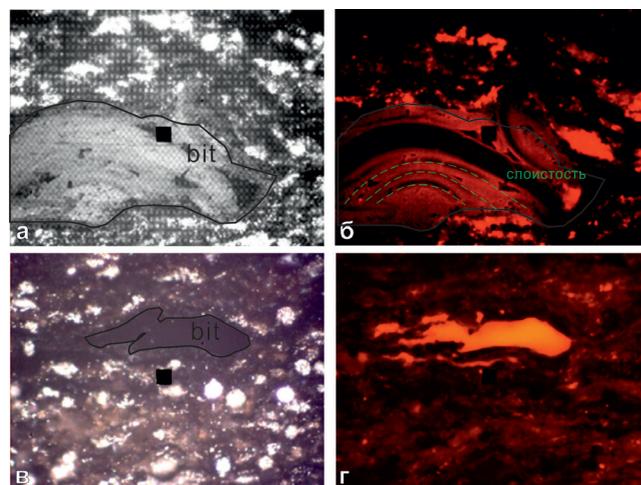


Рис. 4. Фотографии образца баженовской свиты, содержащего ОВ на разной стадии зрелости (черный квадрат на фотографиях имеет сторону 5 мкм). а, в – в простом свете; б, г – в УФ свете.

Полученные результаты подтверждают сделанное ранее предположение о различиях в преобразованности ОВ, которые могут наблюдаться даже в рамках одного образца. В связи с этим важно понимать, как процесс преобразования ОВ влияет на формирование пористой структуры в породах, появление и распространение керогеновой пористости.

В работе (Loucks et al., 2009) сделано предположение, что зрелость органического вещества является важнейшим фактором возникновения органической пористости. В отличие от межзерновой пористости, которая уменьшается

в зависимости от глубины залегания пород, органическая пористость увеличивается в зависимости от глубины погружения и катагенетической зрелости, а в работе (Modica, Lariette, 2012) развитие органопористости привязано к изменению структуры керогена. Следует отметить, что структура аморфного керогена значительно изменяется в процессе катагенетических преобразований. В процессе катагенеза изменения структуры керогена связаны с уменьшением содержания в нем водорода и отношения Н/С вследствие образования жидких и газообразных углеводородов. Структура керогена в процессе термического преобразования становится более конденсированной за счет удаления неконденсированных звеньев (алифатических цепей, насыщенных или ароматических циклов). Вследствие усиления конденсации, молекулярная структура керогена, полностью отдавшего «жидкую» часть, становится более упорядоченной и занимает меньший объем по сравнению с керогеном, сохранившим генерационный потенциал.

На рисунке 5 представлена микрофотография образца БС, содержащего кероген на высокой стадии катагенетической преобразованности (МК3-4), полученная на растровом электронном микроскопе с использованием фокусированного ионного пучка. На фотографии видно, что в образце находится кероген, поры в котором распространены по всему объёму. Детальное исследование образца послойным фотографированием после обработки ионным пучком показало, что пористость керогена составляет 20-25%, при этом около 90% пор связано между собой. С учётом полученных значений и количества керогена в породе общая пористость образца, составляющая 6%, полностью сформирована порами в керогене и их взаимосвязью.

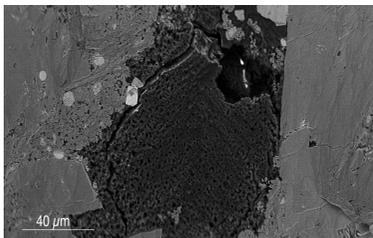


Рис. 5. Микрофотография образца баженовской свиты, содержащего кероген на высокой стадии катагенеза (степень катагенеза МК3-МК4)

Однако развитая пористая структура в керогене формируется только на высоких стадиях катагенеза. На рисунке 6 приведены микрофотографии образца БС с керогеном, находящимся на более ранней стадии катагенеза (МК2-3). В результате преобразования ОВ и генерации углеводородов в керогене начали формироваться поры, однако они присутствуют только на границе органического вещества и не распространяются на весь объём. Также видно, что они практически не связаны между собой. Это подтверждает критерий, что для формирования керогеновой пористости ОВ должно находиться на высоких стадиях катагенеза, выше МК3.

Эти результаты для БС согласуются с данными, полученными предыдущими авторами для коллекторов с поровой емкостью в керогене многих нетрадиционных

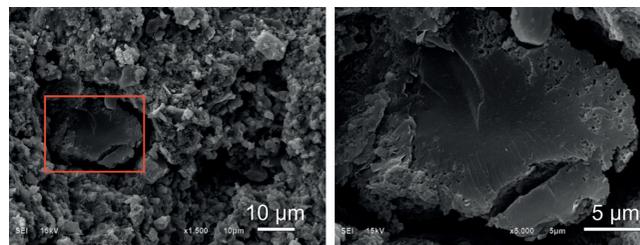


Рис. 6. Начало формирования пор в органическом веществе при малом прогреве в образце баженовской свиты (степень катагенеза МК2-3).

формаций мира: формации Чанг бассейна Ордос (Wu et al., 2015), Посейдония Шейл (Mathia et al., 2016), Игл Форд (Fishman et al., 2013; Pommer and Milliken, 2015), Вудфорд Шейл (Curtis et al., 2012), Барнетт Шейл (Loucks et al., 2012) и др. На представленных фотографиях образца БС видно, что керогеновая пористость возникает, в первую очередь, в зоне контакта органического вещества породы с вмещающим ее минеральным матриксом. Следовательно, в первую очередь изменение структуры керогена в процессе катагенетического созревания происходит именно в контактовых участках. Вероятно, образованию пор, в первую очередь в краевых участках керогена, способствует возможность миграции сформировавшихся УВ из зоны генерации.

В тоже время даже на высоких стадиях катагенеза выявлено неравномерное формирование пористости (рис. 7). По результатам пиролиза ОВ данных пород относится к стадии катагенеза МК4, однако на фотографии образца под растровым микроскопом видно, что только половина керогена имеет пористость, и эта пористость затрагивает весь объём преобразованной части. В составе данной породы преобладают глинистые минералы и альбит. Вероятно, именно контактом с этими породами, в первую очередь, с альбитом объясняется такое отличие в преобразованности, которого не наблюдалось в других отложениях. Таким образом, можно сделать вывод, что минеральная матрица принимает активное участие в преобразовании органического вещества. При этом глинистые минералы в отличие от кремнезёма и карбонатов не обладают высокой механической прочностью и под пластовыми нагрузками будут деформироваться вместе с керогеном, в результате чего поры могут схлопываться.

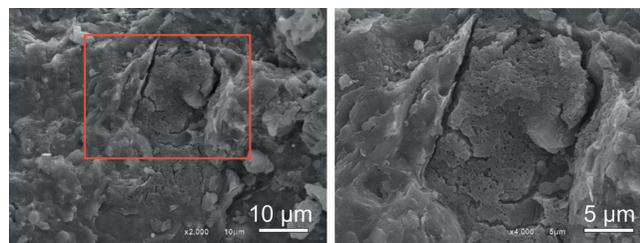


Рис. 7. Фотография с растрового электронного микроскопа, показывающая формирование пор на части органического вещества баженовской свиты (степень катагенеза МК4).

Ранее было показано, что в образце может содержаться ОВ разного происхождения, в результате чего на одной стадии катагенеза его преобразованность будет различаться. Однако для выработки критериев необходимо было установить, всегда ли на высоких стадиях катагенеза будет

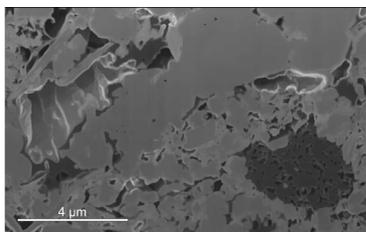


Рис. 8. Микрофотография образца с разными типами пор, образовавшимися в результате катагенетического преобразования керогена и генерации углеводородов (степень катагенеза МКЗ)

образовываться керогеновая пористость. На рисунке 8 приведена микрофотография образца с органическим веществом на стадии МКЗ. Как видно, в нижней части фотографии кероген довольно сильно преобразован, в нём присутствует большое количество пор. В то же время в объёме образца встречается кероген, в результате преобразования которого в объёме керогена поры не сформировались. Поровое пространство, наоборот, образовывалось и развивалось между ОВ и минеральной матрицей. Можно сделать вывод, что в результате катагенетического воздействия весь кероген преобразуется, однако в зависимости от характеристик ОВ и минералов, с которыми он контактирует, преобразование будет различаться. При этом поры будут формироваться, однако структура порового пространства будет разной. Критерием появления в породах пор вследствие преобразования ОВ в большинстве случаев будет высокая стадия катагенеза.

В то же время реальное влияние катагенетической преобразованности на развитие органической пористости в БС нуждается в комплексном изучении. Например, по данным (Mastalerz et al., 2013) катагенетическая зрелость может как способствовать развитию органической пористости, так и уменьшать ее. Так в формации Баккен было обнаружено наличие пород с развитой системой органопористости, но низкой катагенетической преобразованностью (Zargari et al., 2015). Аналогичные случаи зафиксированы в формации Вудфорд (Ro 0,53%) – в работе (Curtis et al., 2013), в формации Игл Форд (Ro 0,50%) – в работах (Pommer, Milliken, 2015; Reed, 2017). Тем не менее, в некоторых работах сделано предположение, что органопористость в породах с низкой степенью катагенетического преобразования может быть следствием упорядочения структуры керогена, отдавшего «жидкую» часть, то есть вследствие его десикации (Hackley, Cardott, 2016; Katz, Arango, 2018). К сожалению, анализ наличия разных типов ОВ в породах в данных работах не проводился.

Для поиска площадей, на которых может присутствовать коллектор в БС, сформировавшийся за счёт преобразования ОВ и образования керогеновой пористости, необходимо уточнить карту зрелости ОВ по территории распространения БС. Для этого использовались результаты пиролитических исследований пород БС из вновь пробуренных скважин. В результате уточнения существующей схемы катагенеза органического вещества баженовской свиты (Фомин, 2011) подтверждается общая закономерность увеличения зрелости ОВ от периферии к центральным районам Западной Сибири и по направлению с юга на север, установленная А.Э. Конторовичем

с соавторами (Конторович и др., 2009; Фомин, 2011), которая определяется глубиной погружения осадочных толщ (рис. 9).

Уточненная схема катагенетической преобразованности была согласована с результатами углететрографических исследований образцов пород баженовской свиты в некоторых выбранных опорных скважинах (рис. 10).

Обсуждение результатов

Уточнённые карты катагенеза органического вещества БС Западной Сибири показали, что при общем увеличении зрелости ОВ от периферии к центральным районам и с юга на север, в южной части бассейна существуют катагенетические аномалии (рис. 11). Катагенетические аномалии в юрских отложениях осадочного чехла Западно-Сибирской плиты выделены различными методами в работе (Зубков и др., 1992). По данным Беспаловой С.М., Бакуева О.В. (1995), такие аномальные зоны характеризуются приуроченностью к ним крупных скоплений УВ, высокими дебитами скважин, улучшением коллекторских свойств пород. В большинстве случаев дебиты нефти обусловлены наличием коллекторов с керогеновой пористостью.

Исследования показали, что появление пористости в керогене БС в аномальных, не соответствующих общему тренду, зонах, обусловлено высокой степенью преобразованности ОВ. В большинстве случаев стадия катагенетической преобразованности таких пород отвечает концу главной зоны нефтеобразования. Для органического вещества II типа этой стадии соответствуют значения T_{max} и HI более $450^{\circ}C$ и менее 200 мг УВ/г ТОС. При этом, говорить однозначно об указанных значениях как о фиксированных критериях нельзя. Как было показано в исследованиях, в породах БС зачастую присутствует привнос ОВ другого типа, что ведёт к получению заниженных значений даже при высокой стадии преобразованности.

Связь сохранности органопористости с составом минерального каркаса породы была впервые показана в работе (Fishman et al., 2012). Авторы обозначили, что сохранность органопористости в породах киммериджско-титонско-берриаской формации Верхнеюрских киммериджских глин (Северное море), являющейся главной нефтематеринской толщей для месторождений УВ Северного моря, тесно связана с составом минерального каркаса вмещающей кероген породы. По мнению авторов, органические поры (как правило, размерностью менее $0,5 \mu m$), содержащиеся в породах формации, богатых кремнеземом, более сохранны, чем те, которые были обнаружены в преимущественно глинистых породах формации, не обладающих крепким минеральным каркасом (Fishman et al., 2012). В формации Марцеллус (Средний девон, Аппалачский бассейн, Северная Америка) развитие органической пористости в связи с содержанием ОВ в породах было показано Milliken et al. (2013) для пород с содержанием ТОС менее 5,5%. Тем не менее, в данной работе не была показана такая взаимосвязь для пород с содержанием ТОС выше 5,5%, так как, по мнению авторов, содержание органического вещества более 5,5% способствует «схлопыванию» пор в керогене за счет ослабления прочности минерального каркаса породы или изменению характера органического вещества. В тоже время авторы не рассматривают эффект

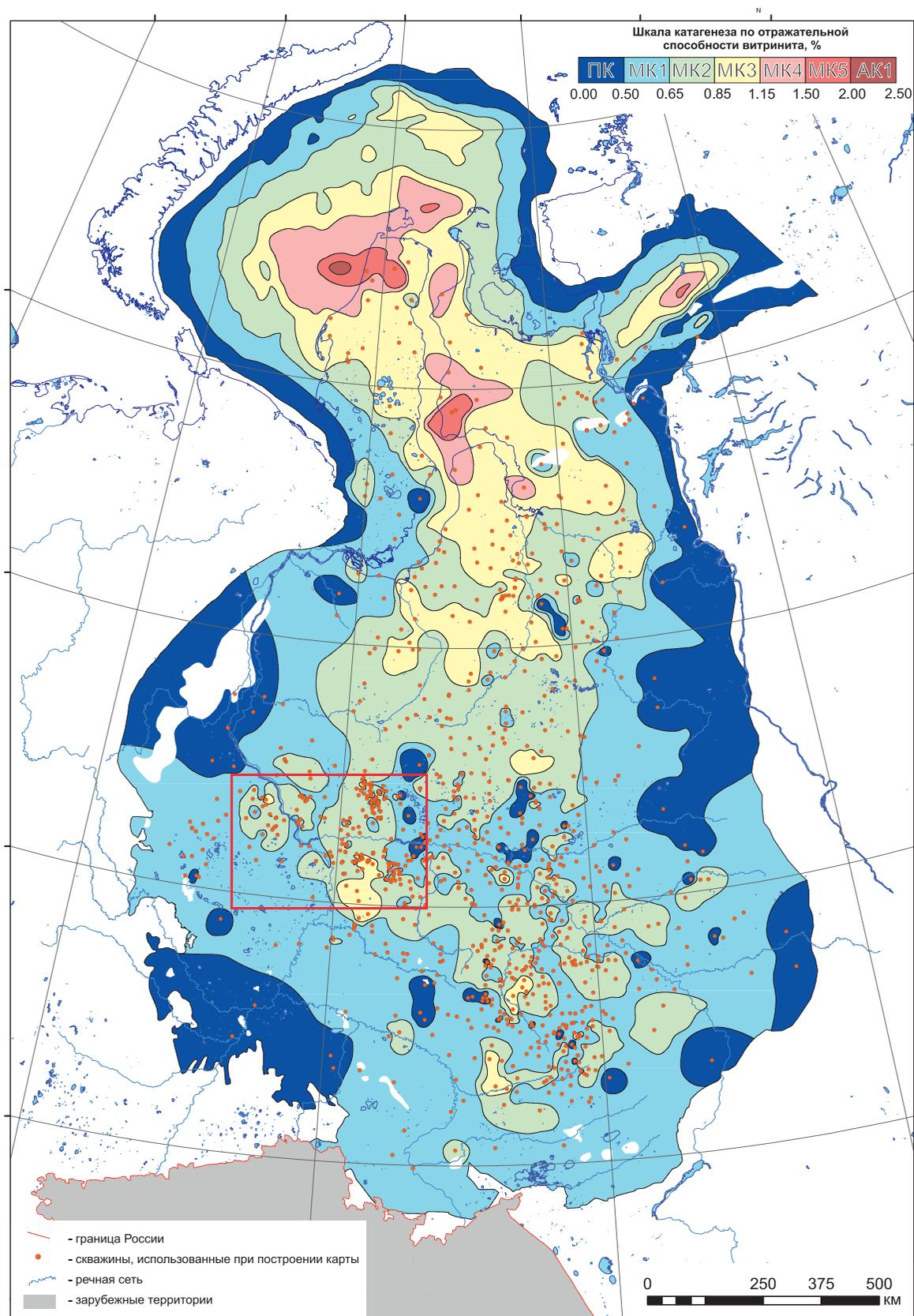


Рис. 9. Дополненная новыми данными схема катагенеза ОВ, по А.Н. Фомину (2011) в кровле верхнеюрских отложений Западной Сибири. Красным прямоугольником оговорен участок, представленный на рисунках 12, 13 и 14.

воздействия пород на преобразование керогена. При этом полученные в данной работе результаты позволяют предположить, что поры в керогене в отложениях с высоким содержанием глинистого материала могут присутствовать.

Все перечисленные выше результаты и анализ литературы показывают, что формирование и сохранность органопористости зависит от большого числа факторов, включая состав пород, взаимное распределение ОВ и минералов, тип органического вещества, а также, в первую

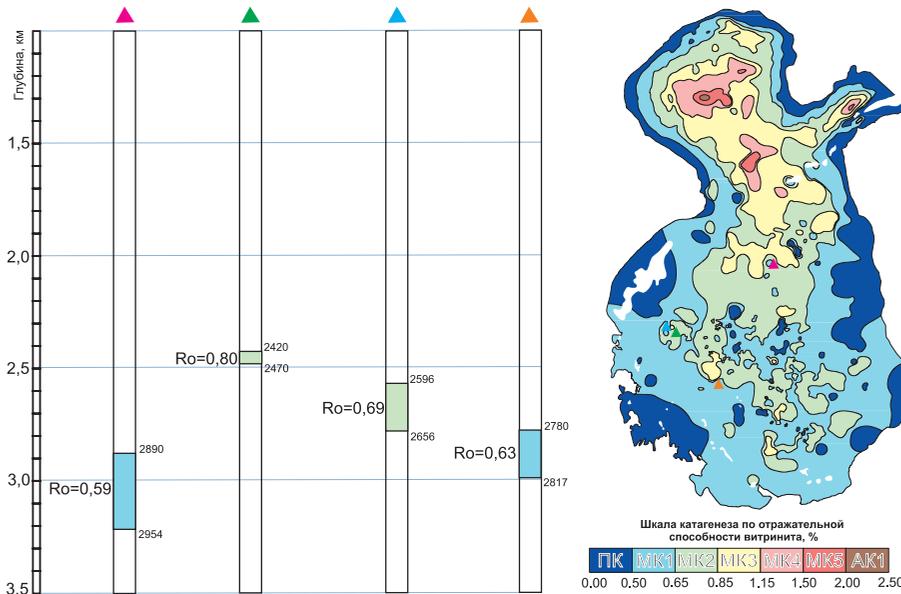


Рис. 10. Схема сопоставления катагенетической преобразованности пород баженовской свиты некоторых скважин по данным углепетрографических исследований

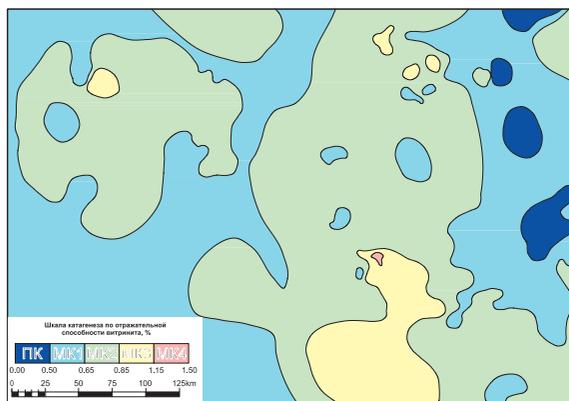


Рис. 11. Схема катагенеза ОВ в кровле верхнеюрских отложений в районе Салымского мегавала и Красноленинского свода

очередь, от протекания вторичных процессов и локального прогрева пород. Это подтверждается наличием месторождений нефти в БС в центральных районах бассейна (рис. 12). При приблизительно одинаковой глубине залегания (от 2500 м до 3000 м) и мощности (от 25 до 40 м) баженовских отложений, уровень катагенеза на соседних площадях может отличаться на две и даже на три градации (от МК1 до МК4).

Вероятным объяснением такого явления может служить возрастание теплового потока в зонах глубинных разломов и на границах магматических тел в подстилающих осадочный чехол палеозойских и триасовых толщах. По данным А.Э. Конторовича с соавторами (Конторович и др., 2009), в большинстве случаев над магматическими массивами отмечаются повышенный тепловой поток и

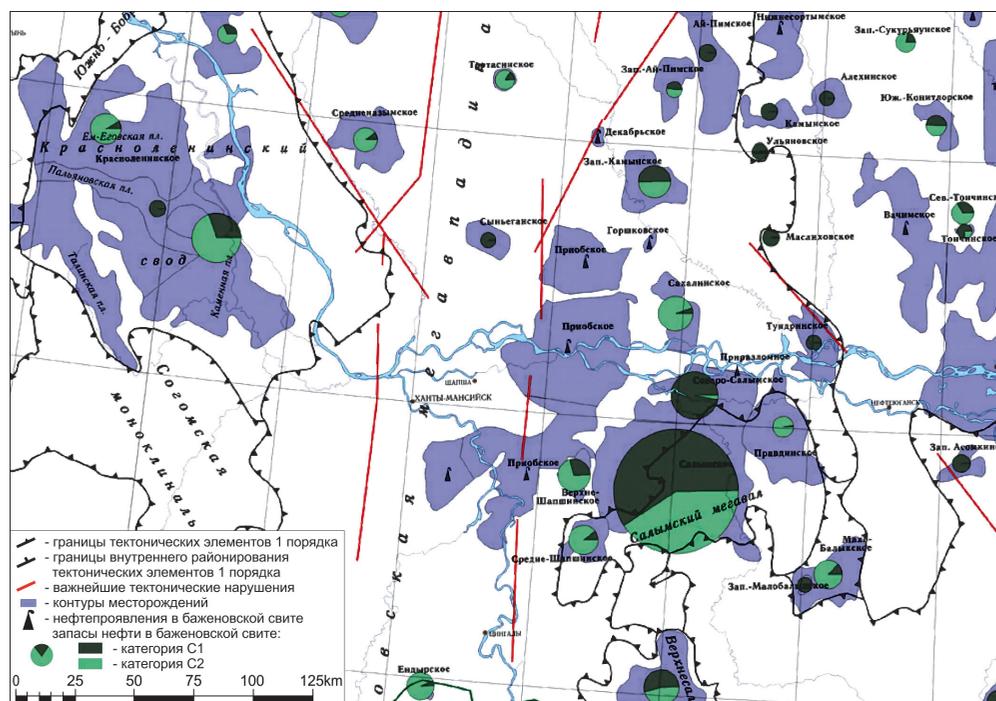


Рис. 12. Фрагмент карты размещения месторождений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской НГП (Карта размещения скопления нефти..., 2009)

геотермический градиент (4,0-5,0°C/100 м, на остальной территории около 2,5-3,0°C/100 м), что отражается в дополнительном прогреве пород осадочного чехла.

На рисунке 13 приведено сопоставление уточненной карты катагенеза ОВ (Фомин, 2011) и палеогеолого-ландшафтной карты на поздне триасовое время, созданной под редакцией В.С. Суркова (Атлас палеотектонических и палеогеологических карт..., 1995). Сопоставление карт показало, что наиболее высокие стадии катагенеза приурочены к расположенным в доюрском основании зонам контактов гранитных массивов с вмещающими толщами. При этом, аномальный прогрев БС фиксируется не над каждым гранитным массивом и зоной его контакта с вмещающими толщами. Предположительно, механизм дополнительного прогрева мог происходить следующим образом. В зонах контакта гранитных массивов с вмещающими толщами возможно формирование трещиноватости, по которой, при определенных условиях, могут двигаться гидротермальные растворы, приносящие дополнительное тепло в породы осадочного чехла. Косвенным подтверждением этого механизма может служить распределение зон максимального катагенеза на Салымской группе месторождений. Так, на карте максимальная стадия катагенеза (МК4) зафиксирована на западе от гранитного массива,

расположенного под Салымской площадью. Контур МК3 в пределах Салымского мегавала проходит в зоне влияния двух гранитных массивов. В монографии Г.А. Калмыкова и Н.С. Балускиной (2017) показано, что наибольшие промышленные притоки из пород БС были приурочены не к сводовой части выступа фундамента, а оконтуривали этот выступ. Так как для Салымской площади доказано, что пористость в керогене дает основной вклад в динамическую пористость, то фиксация стадии катагенеза на уровне МК3 на Краснотенинском своде дает основание предполагать, что в этой зоне также будет обнаружен коллектор с керогеновой пористостью. Дополнительным подтверждением влияния гидротермальных процессов на преобразование пород БС являются зафиксированные высокие температуры в жилах карбонатных слоёв по данным изотопии (Балускина, Юрченко и др., 2016). Температура прогрева пород могла достигать 200°C, что привело к достижению керогеном стадии катагенеза МК3-4.

Выводы

Проведенные исследования показали, что, хотя повышенная катагенетическая преобразованность ОВ, отвечающая концу главной зоны нефтеобразования, представляет собой один из важнейших факторов, повлиявших

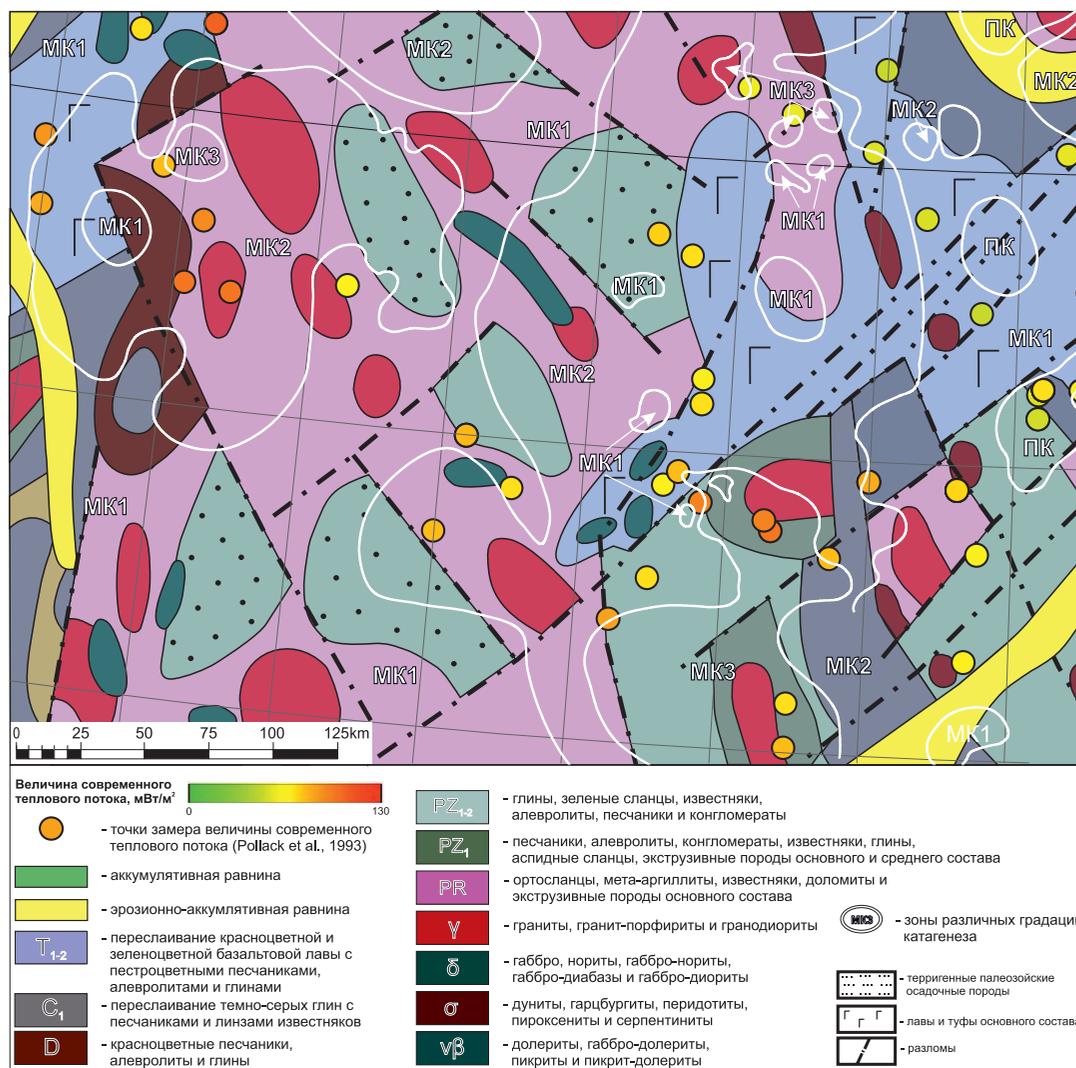


Рис. 13. Сопоставление фрагмента карты катагенеза ОВ в кровле верхнеюрских отложений (по Фомин, 2011), уточненной по данным МГУ и палеогеолого-ландшафтной карты на поздне триасовое время (по Атласу палеотектонических и палеогеологических карт..., 1995)

на формирование нефтеносности баженовской свиты, знание общей закономерности распространения степеней зрелости органического вещества в баженовской свите не может быть однозначным критерием для поиска нетрадиционных пористых коллекторов, в том числе с керогеновой пористостью. Это обусловлено наличием в БС различного ОВ с разной степенью преобразованности. Необходимо получить данные о литологическом составе пород, информацию о источниках сноса осадочного материала. Требуется изучить тепловые потоки, которые могли оказывать воздействие на породы БС. Для поиска достоверных критериев выделения коллекторов с нетрадиционным типом порового пространства в баженовской свите по площади необходимо в первую очередь провести доисследование образцов, по которым в предыдущих работах определялись некоторые данные о наличии керогеновой пористости и преобразованности ОВ. При исследовании как прошлых, так и последующих образцов требуется применять усовершенствованный комплекс методик, позволяющий получить основную информацию о составе и строении пород, распространении ОВ и его характеристиках на одном образце.

Проведённые исследования подтвердили общую закономерность увеличения зрелости ОВ от периферии к центральным районам Западной Сибири и по направлению с юга на север, которая определяется глубиной погружения осадочных толщ. В то же время по результатам значительно изменилась конфигурация зон повышенного катагенеза в районе Салымского мегавала и Краснотеннинского свода, добавились некоторые зоны. Выделяются участки аномального катагенеза, не связанные с региональными закономерностями погружения отложений. Эти участки приходятся на располагающиеся в складчатом основании гранитные массивы, наличие которых подтверждено скважинами, и зоны их контакта с вмещающими породами.

Характеристики порового пространства керогена позволяют рассматривать его как часть общей пористости пород. На величину пористости, вероятно, положительно влияет наличие в породах-коллекторах прочных кремнистых или карбонатных разностей в составе минерального каркаса, препятствующих закрытию пор под влиянием горного давления, а также наличие минералов, стимулирующих преобразование керогена. Также важно учитывать связанность пор в керогене и возможность образующихся флюидов перемещаться по объёму породы. Такая возможность определяется не только преобразованностью ОВ, но и наличием в породах ОВ разного типа, а также строением минеральной матрицы породы. Проведение исследования пород комплексной методикой с учётом указанных особенностей, выявление всех перечисленных факторов может позволить в ближайшее время скорректировать критерии поиска зон БС с керогеновой пористостью и получить более точные карты их распространения.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за вопросы и рекомендации, позволившие повысить качество опубликованной работы.

Результаты данной работы получены с помощью оборудования Программы развития МГУ.

Литература

- Атлас палеотектонических и палеогеологических карт Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Лист 17 – поздний Триас) (1995). М: 1:5000000. Сост.: СНИИГГиМС. Под ред. Суркова В.С.
- Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирихина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. (2013). Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалаской свиты в связи с перспективами добычи нефти. *Геология нефти и газа*, 3, с. 48-61.
- Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А. (2015). Структура пустотного пространства нефтенасыщенных пород баженовской и абалаской свит в центральной части западно-сибирского бассейна. *Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология*, 5, с. 69-77.
- Балушкина Н.С., Юрченко А.Ю., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Петракова Н.Н., Бугаев И.А. (2016). Условия образования и нефтенасыщенность карбонатных пород баженовской и абалаской свит. *Нефтяное хозяйство*, 1, с. 32-35.
- Беспалова С.М., Бакуев О.В. (1995). Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири. *Геология нефти и газа*, 7, с. 16-21.
- Брадучан Ю.В., Гольберг А.В., Гурари Ф.Г., Захаров В.А., Булыникова С.П., Климова И.Г., Месежников М.С., Вячкилева Н.П., Козлова Г.П., Лебедев А.И., Нальняева Т.И., Турбина А.С. (1986). Баженовский горизонт Западной Сибири (стратиграфия, палеогеография, экосистема, нефтеносность). Новосибирск: Наука, 160 с.
- Гурари Ф.Г., Вайц Э.Я., Меленевский В.Н., Москвин В.И. и др. (1988). Условия формирования и методика поисков залежей нефти в аргиллитах баженовской свиты. М: Недра, 197 с.
- Дорофеева Т.В., Краснов С.Г., Лебедев Б.А. и др. (1983). Коллекторы нефти баженовской свиты Западной Сибири. Л: Недра, 131 с.
- Зубков М.Ю. (1992). Перспективы обнаружения залежей углеводородов во вторичных коллекторах гидротермального происхождения. *Тезисы докладов Межд. конф. «Нетрадиционные источники углеводородного сырья и проблемы его освоения»*. Санкт-Петербург.
- Калмыков Г.А., Балушкина Н.С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и её использование для оценки ресурсного потенциала. М: ГЕОС, 247 с.
- Карта размещения скоплений нефти в баженовской свите на территории Западно-Сибирской НГП (2009). М: 1:5000000. Сост.: ИГиРГИ.
- Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомина А.В. (2009). Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 50(11), с. 1191-1200.
- Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.
- Хамидуллин Р.А., Калмыков Г.А., Корост Д.В., Балушкина Н.С., Бакай А.И. (2013). Фильтрационно-емкостные свойства пород баженовской свиты. *Вестник Московского университета. Сер. 4: Геология*, 5, с. 57-64.
- Curtis M.E., Cardott B.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2012). Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 103, pp. 26-31. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.08.004>
- Curtis M.E., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2013). Investigation of the microstructure of shales in the oil window. In: *Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, CO, August 12-14. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-162>
- Fishman N.S., Hackley P.C., Lowers H.A., Hill R.J., Egenhoff S.O., Eberl D.D., Blum A.E. (2012). The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom. *International Journal of Coal Geology*, 103, pp. 32-50. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.07.012>
- Fishman N., Guthrie J.M., Honarpour M. (2013). The stratigraphic distribution of hydrocarbon storage and its effect on producible hydrocarbons in the Eagle Ford Formation, south Texas. In: *Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, CO, August 12-14. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-157>
- Hackley P.C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: a review. *International Journal of Coal Geology*, 163, pp. 8-51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- Jarvie D.M., Claxton B.L., Henk F. and Breyer J.T. (2001). Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth basin, Texas. *AAPG Bull.*, 85(13)(Supplement), A100. <https://doi.org/10.1306/8626E28D-173B-11D7-8645000102C1865D>
- Katz J., Arango I. (2018). Organic porosity: A geochemist's view of the current state of understanding. *Organic Geochemistry*, 123, pp. 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.05.015>

Klett T.R., Schenk C.J., Brownfield M.E., Leathers-Miller, H.M., Mercier T.J., Pitman J.K., and Tennyson M.E. (2016). Assessment of undiscovered continuous oil and shale-gas resources in the Bazhenov Formation of the West Siberian Basin Province, Russia. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2016-3083, 2 p., <http://dx.doi.org/10.3133/fs20163083>

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Jarvie D.M. (2009). Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79, pp. 848-861. <https://doi.org/10.2110/jsr.2009.092>

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and descriptive classification for matrix-related mudrocks pores. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96, pp. 1071-1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>

Lui D.H., Shi J.C. (1994). Evaluation of early Paleozoic carbonate source rocks. *Natural Gas Industry*, 14(6), pp. 32-36.

Mastalerz M., Schimmelmann A., Drobnik A., Chen Y. (2013). Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 97, pp. 1621-1643. <https://doi.org/10.1306/04011312194>

Mathia E.J., Bowen L., Thomas K.M., Aplin A.C. (2016). Evolution of porosity and pore type in organic-rich, calcareous, lower Toarcian Posidonia Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 75, pp. 117-139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.009>

Milliken K.L., Rudnicki M., Awwiller D.N., Zhang T. (2013). Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 97, pp. 177-200. <https://doi.org/10.1306/07231212048>

Modica C.J., Lapiere S.G. (2012). Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96, pp. 87-108. <https://doi.org/10.1306/04111110201>

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S. et. al. ICCP. (2017). Classification of Liptinite - ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40-61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>

Pommer M., Milliken K. (2015). Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 99, pp. 1713-1744. <https://doi.org/10.1306/03051514151>

Reed R.M. (2017). Organic-matter pores: new findings from lower-thermal-maturity mudrocks. *G-CAGS Journal*, 6, pp. 99-110.

Wu, S., Zhu, R., Cui, J., Cui, J., Bai, B., Zhang, X., Jin, X., Zhu, D., You, J., Li, X., (2015). Characteristics of shale porosity evolution, Triassic Chang 7 member, Ordos basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development* 42, pp. 185-195. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30005-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30005-7)

Zargari S., Canter K.L., Prasad M. (2015). Porosity evolution in oil-prone source rocks. *Fuel*, 153, pp. 110-117. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.02.072>

Сведения об авторах

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Тел: +7(977)709 08 57, e-mail: a.g.kalmykov@gmail.com

Юрий Алексеевич Карпов – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Сергеевна Топчий – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Михайловна Фомина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Екатерина Алексеевна Мануилова – аспирант кафедры динамической геологии

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Инна Олеговна Третьякова – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Екатерина Викторовна Шереметьева – специалист
Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к. 1

Наталья Владимировна Пронина – канд. геол.-мин. наук, доцент

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119899, Москва, Воробьевы горы, гл. здание

Василий Александрович Шишков – кандидат биол. наук, младший научный сотрудник

Институт географии РАН

Россия, 119017, Москва, Старомонетный пер., д. 29

Наталья Сергеевна Балушкина – кандидат геол.-мин. наук, научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова 0,00

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Антонина Васильевна Ступакова – доктор геол.-мин. наук, профессор, директор Института перспективных исследований нефти и газа, заведующий кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 19.03.2019;

Принята к публикации 23.04.2019;

Опубликована 20.05.2019

The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension

A.G. Kalmykov^{1*}, Yu.A. Karpov¹, M.S. Topchiy¹, M.M. Fomina¹, E.A. Manuilova¹, E.V. Sheremeteva², I.O. Tretyakova¹, N.V. Pronina¹, V.A. Shishkov³, N.S. Balushkina¹, N.P. Fadeeva¹, A.V. Stoupakova¹, G.A. Kalmykov¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²National Intelligence Foundation, Moscow, Russian Federation

³Institute of Geography of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Anton G. Kalmykov, e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Abstract. Results of Bazhenov formation deposits organic matter complex investigations to assess its oil generation potential and maturity are presented. Researches were performed by Rock-Eval pyrolysis, rock structure analysis using scanning electron microscopy and organic matter transformation and distribution in the bulk of rocks using luminescent microscopy. As a result of the research, the general pattern for the Bazhenov formation kerogen thermal maturity variability along Western Siberia was confirmed, and the high maturity areas delimitation around the Salym high and the Krasnoleninsky arch was significantly specified. The areas of anomalously high maturity are not related to regional patterns of sedimentation. The possible influence of thermal maturity on the unconventional reservoirs with kerogen porosity formation in the Bazhenov formation and the features of their distribution were established. High thermal maturity that refers to the end of oil window is one of the main condition for the Bazhenov formation oil capacity formation, but knowledge of maturity change through the area pattern is not a sufficient condition for unconventional reservoirs including that with kerogen porosity retrieval.

Keywords: Bazhenov formation, organic porosity, unconventional reservoirs, thermal maturation, organic matter, kerogen

Recommended citation: Kalmykov A.G., Karpov Yu.A., Topchiy M.S., Fomina M.M., Manuilova E.A., Sheremeteva E.V., Tretyakova I.O., Pronina N.V., Shishkov V.A., Balushkina N.S., Fadeeva N.P., Stoupakova A.V., Kalmykov G.A. (2019). The effect of catagenetic maturity on the formation of reservoirs with organic porosity in the Bazhenov formation and peculiarities of their extension. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 159-171. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.159-171>

Reference

Atlas of paleotectonic and paleogeological maps of the West Siberian oil and gas province (Sheet 17 – Late Trias). (1995). Scale: 1:5,000,000. SNIIGGiMS. Ed. Surkov V.S. (In Russ.)

Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Shardanova T.A. (2013). Regularities of the structure of the Bazhenov horizon and the upper reaches of the Abalak Formation in connection with the prospects of oil production. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 3, pp. 48-61. (In Russ.)

Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Shardanova T.A. (2015). The structure of the void space of oil-saturated rocks of the Bazhenov and Abalak suite in the central part of the West Siberian basin. *Moscow University Geology Bulletin*, 5, pp. 69-77. (In Russ.)

Balushkina N.S., Yurchenko A.Y., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Petrakova N.N., Bugaev I.A. (2016). Formation conditions and oil saturation of carbonate rocks of the Bazhenov and Abalak formations. *Neftyanoe hozyaystvo = Oil Industry*, 1, pp. 32-35. (In Russ.)

Bespalova S.M., Bakuev O.V. (1995). Evaluation of influence of faults on geological features of deposits and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia. *Geologiya nefi i gaza = Geology of oil and gas*, 7, pp. 16-21. (In Russ.)

Braduchan Yu.V., Golbert A.V., Gurari F.G., Zakharov V.A., Bulynnikova S.P., Klimova I.G., Mesezhnikov M.S., Vyachkileva N.P., Kozlova G.P., Lebedev A.I., Nal'nyaeva T.I., Turbina A.S. (1986). Bazhenovskiy gorizont Zapadnoy Sibiri (stratigrafiya, paleogeografiya, ekosistema, neftenosnost') [Bazhenov Horizon of the Western Siberia (stratigraphy, paleogeography, ecosystem, oil content)]. Novosibirsk: Nauka, 160 p. (In Russ.)

Curtis M.E., Cardott B.J., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2012). Development of organic porosity in the Woodford Shale with increasing thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 103, pp. 26-31. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.08.004>

Curtis M.E., Sondergeld C.H., Rai C.S. (2013). Investigation of the microstructure of shales in the oil window. In: *Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, CO, August 12-14. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-162>

Dorofeeva T.V., Krasnov S.G., Lebedev B.A. et al. (1983). Kollektory nefi bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri [Oil reservoirs of the Bazhenov Formation of Western Siberia]. Leningrad: Nedra, 131 p. (In Russ.)

Fishman N.S., Hackley P.C., Lowers H.A., Hill R.J., Egenhoff S.O., Eberl D.D., Blum A.E. (2012). The nature of porosity in organic-rich mudstones of the Upper Jurassic Kimmeridge Clay Formation, North Sea, offshore United Kingdom. *International Journal of Coal Geology*, 103, pp. 32-50. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.07.012>

Fishman N., Guthrie J.M., Honarpour M. (2013). The stratigraphic distribution of hydrocarbon storage and its effect on producible hydrocarbons in the Eagle Ford Formation, south Texas. In: *Unconventional Resources Technology Conference*, Denver, CO, August 12-14. <https://doi.org/10.1190/urtec2013-157>

Fomin A.N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozojskih i paleozojskih otlozhenij Zapadno-Sibirskogo megabassejna [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 331 p. (In Russ.)

Gurari F.G., Vayc E.Ya., Melenevskiy V.N., Moskvina V.I. et al. (1988). Usloviya formirovaniya i metodika poiskov zalezhej nefi v argillitah bazhenovskoy svity [Formation conditions and methods of prospecting for oil deposits in the mudstones of the Bazhenov formation]. Moscow: Nedra, 197 p. (In Russ.)

Hackley P.C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: a review. *International Journal of Coal Geology*, 163, pp. 8-51. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>

Jarvie D.M., Claxton B.L., Henk F. and Breyer J.T. (2001). Oil and shale gas from the Barnett Shale, Fort Worth basin, Texas. *AAPG Bull.*, 85(13) (Supplement), A100. <https://doi.org/10.1306/8626E28D-173B-11D7-8645000102C1865D>

Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model' neftenasyshchennosti porovogo prostranstva porod bazhenovskoy svity Zapadnoy Sibiri i eyo ispol'zovanie dlya ocenki resursnogo potentsiala [Model of oil saturation of the pore space of rocks of the Bazhenov Formation of Western Siberia and its use for assessing the resource potential]. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)

Kontorovich A.E.H., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. (2009). Catagenesis of organic matter at the top and base of the Jurassic complex in the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 50(11), pp. 1191-1200. (In Russ.)

Khamidullin R.A., Kalmykov G.A., Korost D.V., Balushkina N.S., Bakai A.I. (2013). Filtration-capacitive properties of rocks of the Bazhenov formation. *Moscow University Geology Bulletin*, 5, pp. 57-64. (In Russ.)

Katz J., Arango I. (2018). Organic porosity: A geochemist's view of the current state of understanding. *Organic Geochemistry*, 123, pp. 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2018.05.015>

Klett T.R., Schenk C.J., Brownfield M.E., Leathers-Miller, H.M., Mercier T.J., Pitman J.K., and Tennyson M.E. (2016). Assessment of undiscovered continuous oil and shale-gas resources in the Bazhenov Formation of the West Siberian Basin Province, Russia. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2016-3083, 2 p., <http://dx.doi.org/10.3133/fs20163083>

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Jarvie D.M. (2009). Morphology, genesis, and distribution of nanometer-scale pores in siliceous mudstones of the Mississippian Barnett Shale. *Journal of Sedimentary Research*, 79, pp. 848-861. <https://doi.org/10.2110/jsr.2009.092>

Loucks R.G., Reed R.M., Ruppel S.C., Hammes U. (2012). Spectrum of pore types and networks in mudrocks and descriptive classification for matrix-related mudrocks pores. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96, pp. 1071-1098. <https://doi.org/10.1306/08171111061>

Lui D.H., Shi J.C. (1994). Evaluation of early Paleozoic carbonate source rocks. *Natural Gas Industry*, 14(6), pp. 32-36.

Map of the location of oil accumulations in the Bazhenov formation in the territory of the West-Siberian oil and gas province (2009). Scale: 1:5,000,000. IGIRGI.

Mastalerz M., Schimmelmann A., Drobnik A., Chen Y. (2013). Porosity of Devonian and Mississippian New Albany Shale across a maturation gradient: insights from organic petrology, gas adsorption, and mercury intrusion. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 97, pp. 1621-1643. <https://doi.org/10.1306/04011312194>

Mathia E.J., Bowen L., Thomas K.M., Aplin A.C. (2016). Evolution of porosity and pore type in organic-rich, calcareous, lower Toarcian Posidonia Shale. *Marine and Petroleum Geology*, 75, pp. 117-139. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.04.009>

Milliken K.L., Rudnicki M., Awwiller D.N., Zhang T. (2013). Organic matter-hosted pore system, Marcellus Formation (Devonian), Pennsylvania. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 97, pp. 177-200. <https://doi.org/10.1306/07231212048>

Modica C.J., Lapierre S.G. (2012). Estimation of kerogen porosity in source rocks as a function of thermal transformation: example from the Mowry Shale in the Powder River Basin of Wyoming. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 96, pp. 87-108. <https://doi.org/10.1306/04111110201>

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S. et al. ICCP. (2017). Classification of Liptinite - ICCP System 1994. *International Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40-61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>

Pommer M., Milliken K. (2015). Pore types and pore-size distributions across thermal maturity, Eagle Ford Formation, southern Texas. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 99, pp. 1713-1744. <https://doi.org/10.1306/03051514151>

Reed R.M. (2017). Organic-matter pores: new findings from lower-thermal-maturity mudrocks. *GCAGS Journal*, 6, pp. 99-110.

Wu, S., Zhu, R., Cui, J., Cui, J., Bai, B., Zhang, X., Jin, X., Zhu, D., You, J., Li, X., (2015). Characteristics of shale porosity evolution, Triassic Chang 7 member, Ordos basin, NW China. *Petroleum Exploration and Development* 42, pp. 185-195. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(15\)30005-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(15)30005-7)

Zargari S., Canter K.L., Prasad M. (2015). Porosity evolution in oil-prone source rocks. *Fuel*, 153, pp. 110-117. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.02.072>

Zubkov M.Yu. (1992). Prospects for the discovery of hydrocarbon deposits in secondary reservoirs of hydrothermal origin. *Tezisy dokladov Mezhd. konf. «Netradicionnye istochniki uglevododorodnogo syr'ya i problemy ego osvoeniya»* [Abstr. Int. Conf.: Unconventional sources of hydrocarbons and problems of its development]. St.Petersburg. (In Russ.)

Manuscript received 19 March 2019;

Accepted 23 April 2019;

Published 20 May 2019

About the Authors

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
Tel: +7(977)709 08 57, e-mail: a.g.kalmykov@gmail.com

Yury A. Karpov – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria S. Topchiy – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria M. Fomina – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina A. Manuilova – PhD student, Dynamic Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Inna O. Tret'yakova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Ekaterina V. Sheremeteva – Specialist, National Intelligence Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia V. Pronina – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Lomonosov Moscow State University, Faculty of Geology

Vorob'evy gory, Moscow, 119899, Russian Federation

Vasily A. Shishkov – PhD (Biology), Researcher, Institute of Geography of the Russian Academy of Sciences

29, Staromonetny lane, Moscow, 119017, Russian Federation

Natalia S. Balushkina – PhD (Geology and Mineralogy), Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalya P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Antonina V. Stoupakova – Director of the Advanced Petroleum Institute, DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Head of the Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgii A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation