ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15 УДК 553.982

Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты

Н.В. Пронина, А.П. Вайтехович*

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

В настоящее время широко используется термин «органическая петрология» для микроскопического изучения органического вещества (ОВ) пород.

В мире имеется большое количество статей по органическим мацералам на примере регионов, где добывается сланцевая нефть и газ. Неслучайно появился новый термин «органическая петрология» вместо «углепетрографии», так как были описаны и названы новые мацералы, встречающиеся в рассеянном ОВ. Так, наряду с альгинитами (ранее единственным термином, описывающим нефтематеринское ОВ сапропелевого типа) появился битуминит и битум. Битуминит неоднороден, поэтому выделяют его разновидности, такие как «постгенерационный битуминит» и «атипичный битуминит». Одним из типичных компонентов баженовской свиты наряду с вышеописанными являются остатки мягких тел радиолярий. Все эти органические мацералы имеют близкий показатель отражения, однако небольшие отличия все-таки присутствуют.

Многолетние исследования ОВ пород Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна позволили выявить признаки нефтеобразования, которые легко устанавливаются при стандартных микроскопических исследованиях.

К таким признакам относятся: изменение цвета мацералов, различное свечение нефтематеринских компонентов (все из группы липтинита), появление битумных оторочек, появление постгенерационного битуминита, возникновение вторичной пористости.

Ключевые слова: органическая петрология, микроскопические исследования, признаки нефтеобразования, битуминит, оценка степени преобразованности

Для цитирования: Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. *Георесурсы*, 23(2), с. 152–157. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

Углепетрографические методы исследования органического вещества (ОВ) уже давно вышли за пределы «угольных» и применяются для разных типов ОВ, и потому гораздо чаще сегодня используется термин *Органическая петрология* применительно к микроскопическим методам изучения пород, содержащим органические включения.

За последние 50 лет в мире накопился большой опыт микроскопических исследований ОВ, благодаря изучению нефтематеринских пород на разных стадиях преобразования пород, из которых добывается «сланцевый газ или сланцевая нефть», а также любых осадочных пород с углеродистыми остатками. Отметим лишь несколько обзорных обобщающих работ, в которых подводились своего рода итоги. Особенно много разнообразной информации по органическим мацералам в работах американских исследователей (Hackley, Cardott, 2016; Hackley et al., 2020; Mastalerz et al., 2018), изучавших на протяжении многих лет все бассейны, в которых сегодня ведется добыча сланцевой нефти и газа. В Европе центрами глубоких аналитических исследований углей и органического вещества нефтематеринских пород стали Германия, Дания, Испания и др. (Petersen et al., 2013; Sanei et al., 2015; Suarez-Ruiz et al., 2012a, 2012b). Опыт всех этих исследований был использован для изучения разнообразных объектов по всему миру и обсужден углепетрографами на международных конференциях. В ходе обсуждений на ежегодных совещаниях Международного Комитета по Углепетрографии (ICCP – International Committee of Coal Petrology) и открытого американского Общества по органической Петрологии (TSOP – the Society of Organic Petrology) выработан наиболее оптимальный комплекс изучения органического вещества осадочных пород, а что особенно важно, предложена новая терминология в названии отдельных мацералов (Pickel et al., 2017).

Последний аспект имеет очень важное значение. Ранее авторами была освещена история вопроса появления терминов и новых классификаций мацералов, а также современные тенденции в изучении органического вещества нефтематеринских отложений (Пронина, 2018). Органическая петрология, вошедшая в комплекс обязательных аналитических исследований совместно с геохимическими, собственно, и инициировала необходимость введения новых мацералов отличных от привычных для углепетрографов гумусовых ингредиентов.

Остановимся на этом чуть подробнее. Органическое вещество нефтематеринских пород формировалось в аквальных условиях, и его состав определялся не только видовым разнообразием населяющей водоем флоры и фауны, но также составом минерального осадка и геохимической средой бассейна, на которые влияли многие факторы. Другими словами, количество и качество органических остатков в осадочных породах является отражением фациальных обстановок накопления исходных пород.

Основными «нефтематеринскими мацералами» всегда считались остатки водорослей – альгиниты. Этот

* Ответственный автор: Пронина Наталия Владимировна
e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

© 2021 Коллектив авторов

углепетрографический термин долгое время был единственным, используемым для описания сапропелевого типа ОВ. Известно, однако, что разнообразие водорослей (планктонные и бентосные; одиночные и колониальные; с одноклеточным и многоклеточным талломом и т.д.) столь велико, что они могут при отмирании оставаться в породе как в виде мелких разрозненных включений, так и линзовидных, послойных скоплений разной формы и размеров. Кроме того, видовые различия водорослей неизбежно отражаются в соотношении основных элементов (C, H, O и др.) и биомаркерном составе ОВ, которые оцениваются в комплексе геохимических исследований нефтематеринских пород. А если принять во внимание тот факт, что сегодня к исходному нефтематеринскому веществу относят не только водоросли, но и мягкие части некоторых представителей фауны (радиолярий, моллюсков, гидроидных и, возможно, других организмов), то пестрая картина различных геохимических показателей ОВ пород становится естественной и объяснимой. Неизбежным следствием разного химического состава ОВ, а точнее его молекулярной структуры, должны быть и разные физические свойства органических остатков, включая оптические, которые изучаются микроскопически как мацералы.

Итак, современные методы микроскопических исследований позволяют выявлять некоторые разновидности мацералов, образовавшихся из разных исходных органических остатков. Чтобы внести больший порядок в номенклатуру мацералов, при этом не перегружать ее терминами, плохо обоснованными и не отражающимися на общей геохимической характеристике породы, был предложен термин «битуминит». В 2017 г. он официально включен в перечень мацералов липтинитовой группы по классификации ICCP (Pickel et al., 2017).

По классификации Международного Комитета по Углепетрографии *«Битуминит – мацерал группы липтинита, встречающийся в виде мелкозернистой основной массы или тонких слойков, прожилков, линз, обрывков удлиненной, иногда скрученной или неправильной формы, может образовывать мелкие разрозненные вкрапления, видимые на сколах, перпендикулярных напластованию, а также однородные гомогенные образования с нечеткими границами, равномерно распространенные по напластованию в породах и углях».* Сам термин «битуминит», как подчеркивается в описании ICCP, «*использован с целью подчеркнуть высокий выход жидких – «растворимых битумов», и газообразных продуктов из мацерала».*

Наряду с битуминитом в перечне липтинитовых компонентов остаются альгиниты (ламальгиниты и таломоальгиниты), для обозначения тех мацералов, характеристики которых позволяют безошибочно отнести именно к остаткам водорослей.

Проанализировано более 150 образцов баженовской свиты на Ем-Еговском, Тортасинском, Новоендырском, Талинском, Каменном, Урненском, Хадырьяхинском, Северо-Итьяхском и Восточно-Унлорском и других месторождениях Западно-Сибирского НГБ петрографическими методами с целью оценки степени преобразованности ОВ (рис. 1).

Опыт изучения нефтематеринских отложений баженовской свиты из разных районов Западно-Сибирского НГБ позволил оценить разнообразие мацерального состава ОВ подобных пород, а также увидеть не всегда синхронное преобразование разнообразных битуминитов и других липтинитов.

Среди мацералов баженовских отложений самыми распространенными являются битуминит, остатки тел радиолярий, альгиниты и условно названные авторами «атипичные битуминиты» (рис. 1).

Альгинит – мацерал группы липтинита, образующийся из устойчивых, богатых жирами водорослей. В простом отраженном свете мацерал имеет темно-серый цвет, но в процессе катагенеза можно наблюдать, как он становится коричневым. Форма и размеры альгинитов различны. Альгиниты обладают интенсивной флуоресценцией, которая обнаруживается при изучении в УФ свете (рис. 1: А-А’). Часто остатки альгинитов обнаруживаются только в УФ свете по яркому свечению, в то время как в простом свете от альгинитов остался лишь «след» заметный по тонкой битумной пленке. В виде отдельных включений альгиниты встречаются почти повсюду в породах баженовской свиты, но иногда они образуют прослои, настолько сильно ими обогащенные, что их содержание визуально может быть оценено свыше 50%. Подобные прослои детально изучались в Инновационном центре «Сколково», и были установлены не только закономерности их распространения, но и особенности состава как минерального, так и органического вещества (Bulatov et al., 2019). Эти исследования представляют большой научный интерес, так как помогают прояснить фациальные обстановки формирования этих своеобразных объектов.

Ламальгинит является одной из разновидностей альгинита с отчетливыми текстурными особенностями (тонкие слоевища водорослей располагаются как нитевидные слойки), но теми же оптическими характеристиками.

Битуминит – это бесструктурный мацерал, который не несет прямых признаков исходного вещества. Он может быть образован из водорослей (планктонных или бентосных, одиночных или колониальных и т.д.) или остатков других организмов, чьи видовые признаки не сохранились. Лишь морфология включений, их размеры, взаимоотношения с вмещающими минеральными образованиями и другие незначительные черты могут помочь выявить различия внутри битуминитов и разделить их на условные разновидности. Существование разновидностей битуминитов подтверждается обычно либо различной флуоресценцией, либо структурными изменениями, обнаруживаемыми в породах разной степени преобразованности, как реакции на действие факторов катагенеза.

Битуминит, как и все мацералы липтинитовой группы, в простом отраженном свете имеет темно-серый цвет (соответственно самый низкий показатель отражения среди мацералов) и самые разнообразные морфологические формы: от мелких включений (менее 2–3 мкм) до линз и слойков самых причудливых конфигураций. В УФ свете битуминит демонстрирует люминесцентное свечение, чаще всего, слабое. Битуминит – первичный мацерал, в отличие от битума, поэтому его распределение в породе, отражает исходное взаимоотношение органических и минеральных составляющих (рис. 1: Б-Б’, Д-Е’, И-К’).

Битуминит используется для замеров показателей отражения в качестве «эквивалента витринита» (Jacob,

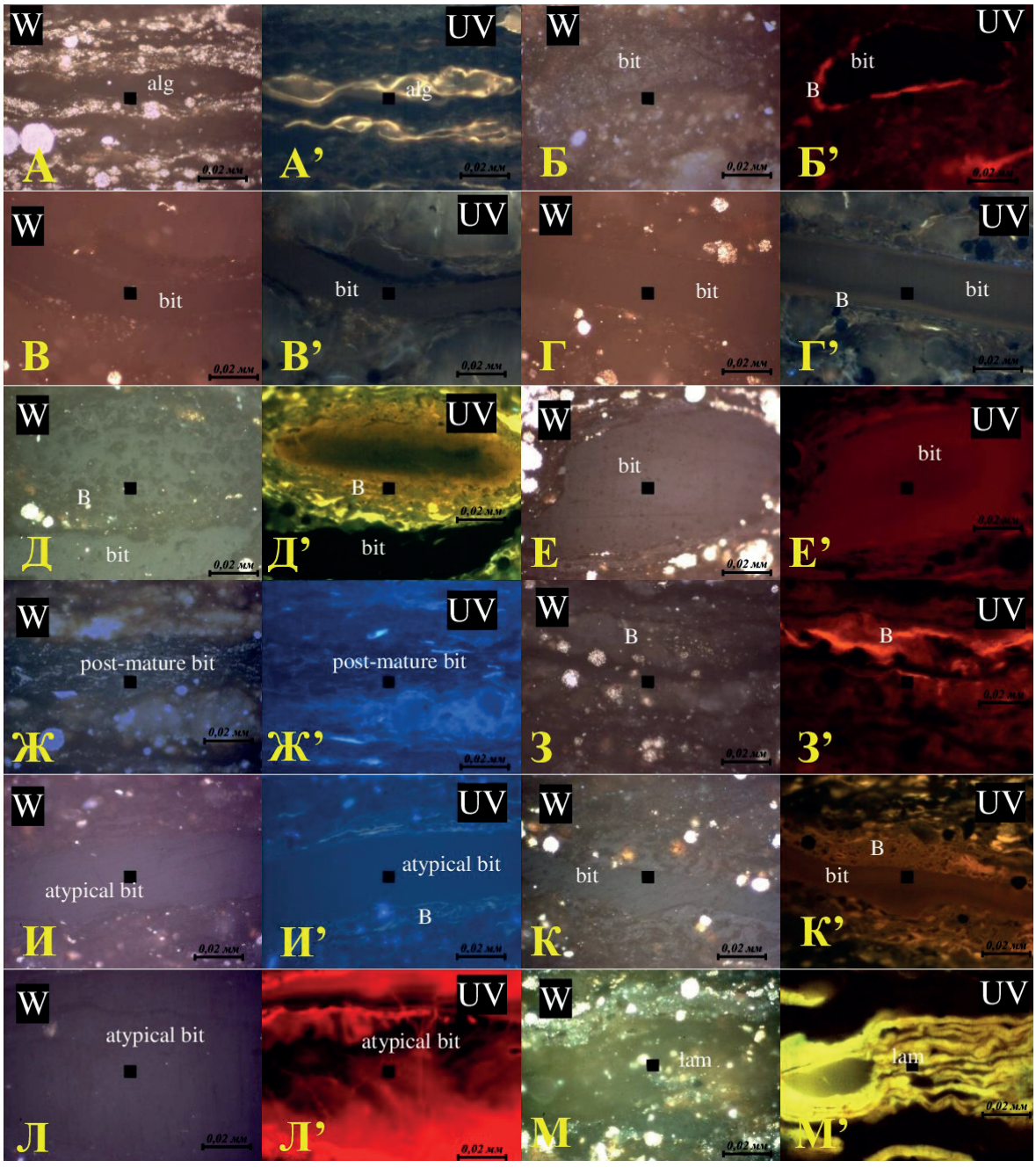

Рис. 1. Образцы пород баженовской свиты. W – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет, B – «битум», bit – битуминит, alg – альгинит, lam – ламальгинит, post-maturebit–постгенерационный битуминит. А-А’: прослои альгинита с ярким свечением в УФ, Б-Б’: битуминит и окаймляющий его«битум», В-Д’, К-К’: битуминит в процессе трансформации, Е-Е’: типичный битуминит, Ж-З’: постгенерационный битуминит, И-И’, Л-Л’: «атипичный» битуминит, М-М’: ламальгинит.

1985; Lui, 1994 и др.). Эта методика получила признание и позволяет расширить возможности количественных оценок стадиальных преобразований ОВ для тех пород, которые не содержат нормальных включений витринита. Поскольку баженовская свита относится именно к таким объектам, долгое время определения по показателям отражения витринита/битуминита (RV/RB) вызывали непонимание или неоднозначные толкования. Основываясь на результатах многочисленных международных исследований (Hartkopf-Fröder et al., 2015) и собственном опыте, авторы рассматривают битуминит не только как наиболее распространенный в нефтематеринских отложениях, но и главный оптический показатель для замеров отражения. Поскольку другие мацералы (витринит в первую очередь) встречаются в баженовских породах реже, и сведения по ним не системны, разрозненны, трудно использовать их для непрерывных, выдержанных последовательностей изменения отслеживаемых параметров (RB,%). Битуминит встречается повсеместно и потому, даже без пересчетов на «показатель отражения эквивалента витринита», замеренные по битуминиту оригинальные показатели отражения RB,% могут быть информативны и, в качестве предварительных, исходных, использоваться для сопоставления с другими аналитическим параметрами (напр. геохимическими).

В процессе преобразования из битуминита выделяются жидкие продукты, условно называемые углепетрографами – битумами. Битуминит становится пористым, его края – неровными, он распадается на более мелкие фрагменты, теряя целостность включения (рис. 1: Д-Д’,

К-К'). При этом его относительно слабое свечение в УФ свете приобретает зональность, которая может быть обусловлена распределением битумов, имеющих самое яркое свечение. Цвет битуминита в простом отраженном свете также меняется, из темно-серого он становится коричневатым.

Твердые остатки битуминита после того, как из него ушли подвижные компоненты могут сохраняться в породе. Некоторые исследователи называют такой битуминит *post-mature bituminite – постгенерационным*, чтоб подчеркнуть их стадиальную принадлежность к более высоким стадиям катагенеза. У постгенерационного битуминита показатель отражения практически сравнивается с показателем отражения витринита.

Битумы – пленки, иногда сгустки относительно подвижных новообразованных продуктов, образовавшихся из битуминита. Их обилие отражается на цвете породы, которая может приобрести коричневый цвет. Если битумов немного, то их распределение связано с положением исходного ОВ или отмечает каналы миграции. Битумы, как правило, имеют интенсивное люминесцентное свечение, особенно толстые пленки между минеральными зернами. Тонкие пленки, как налеты, светятся слабее, через них может просвечивать минеральный матрикс. Битумные пленки обрамляют обычно исходные зерна битуминита, при этом более густая окраска и интенсивное свечение наблюдаются в непосредственной близости к мацералу (рис. 1: Б-Б', Д-Д', З-З').

«Атипичный битуминит» встречается в отложениях баженовской свиты очень часто, а иногда образует скопления. Эти ингредиенты имеют ряд признаков, отличающих их от нормальных, описанных выше битуминитов: большие размеры; зональное строение, которое обнаруживается часто только при исследовании в УФ свете (рис. 1: Л-Л'); более темный серый цвет. Исходным веществом для атипичных битуминитов могли быть какие-то организмы, от которых сохранились лишь описываемые фрагменты.

Размеры атипичных битуминитов могут превышать 0,5 мм, но в осколках бывают и меньше, края ровные, по текстуре – аморфные, однородные. Иногда по краям наблюдаются отслоения, обуглероживание (появляется каемка с высоким показателем отражения) или пиритизация. Атипичные битуминиты иногда слабо люминесцируют (рис. 1: И-И').

Атипичные битуминиты являются очень удобными объектами для замеров показателя отражения, так как имеют довольно крупные размеры и ровные поверхности. Опыт замеров показателей отражения атипичных битуминитов показал, что их показатели в одних и тех же образцах обладают заниженными значениями по сравнению с нормальными битуминитами. Некоторые количественные зависимости между RB-RB_{atyp}-RV авторами установлены, но они носят предварительный характер, и необходима лучшая статистическая представительность.

Остатки мягких тел радиолярий представляют довольно типичные компоненты баженовских отложений. Они встречаются очень часто, а в некоторых разрезах образуют обогащенные прослои. Эти аморфные остатки отличаются круглой формой с практически ровными краями, иногда их внешний скелет в преобразованном виде присутствует (часто пиритизированном), а иногда не сохранен. По своим оптическим признакам – темно-серый цвет, изотропия, радиолярии похожи на описанные выше битуминиты, но они полностью лишены флуоресценции. Если в других мацералах это свойство в процессе катагенеза изменяется (интенсивность люминесцентного свечения чаще уменьшается), то в остатках радиолярий свечения нет совсем.

Показатель отражения, замеренный по радиоляриям R_{rad},%, отличается от RB%, RB_{atyp}% и RV%, но он гораздо ближе к битуминиту, чем у других мацералов. Именно здесь уместно вспомнить важность точной терминологии и умение правильного определения мацерального состава органических составляющих. Замерять показатели отражения можно по разным мацералам, однако пересчет «эквивалента витринита» с верно подобранными коэффициентами (а именно они различны у мацералов) будет адекватным только с профессионально «узнанным» мацералом.

Таким образом, методика оценки степени преобразованности пород, содержащих органическое вещество по показателям отражения разных мацералов, доказала свою правомочность, но корреляционные зависимости RB-RB_{atyp}-RV-R_{rad} еще должны быть установлены на основании представительной выборки.

Многолетние исследования органического вещества пород Западно-Сибирского НГБ позволили авторам выявить признаки нефтеобразования, которые легко устанавливаются при стандартных микроскопических исследованиях.

Мацерал	**R,%**	**Изменение цвета в простом свете**	**Люминесцентное свечение**	**Наличие вторичиых битумов**	**Вторичная пористость**	**Наличие постгенерационного ОВ**
Битуминит	RB, % увеличивается	Цвет меняется с серого на коричневый	Слабое в исходном мацерале, но интенсивно в битумах	Есть	Есть	Присутствует
Атипичный битуминит	RB_{atyp},% < RB,%		Слабое, зональное. В битумных оторочках - интенсивное	есть	Есть	Выражено слабо
Радиолярии	RB_{rad},% ≤ RB,%		отсутствует	Нет	Нет	Редко
Альгиниты	R_{alg},% = RB,%		Очень интенсивное	Есть	Нет	Нет
Липтиниты гумусовых углей (споринит, кутинит, резинит)	RL,% ≤ RB, %		Очень интенсивное	Есть	Есть	Выражено слабо или нет

Табл. 1. Признаки нефтеобразования

К таким признакам относятся: изменение цвета мацералов, различное свечение нефтематеринских компонентов (все из группы липтинита), появление битумных оторочек, появление постгенерационного битуминита, возникновение вторичной пористости (рис. 1: A-M') (табл. 1).

К видно из таблицы, у нефтематеринских мацералов много общих свойств с липтинитами гумусовых углей, которые также считаются способными генерировать жидкие продукты. Набор оптических характеристик совместно с анализом взаимоотношений мацерал–порода позволяет достаточно точно определить исходное вещество мацерала и уровень его катагенетической преобразованности. А в комплексе с разнообразными геохимическими исследованиями – пиролизом, хроматографией, масс-спектрометрией и др., являются основой стадиального анализа осадочных пород и базовыми для компьютерного бассейнового моделирования.

Благодарности

Благодарим рецензента за детальный разбор статьи.

Литература

Пронина Н.В. (2018). Органическая петрология в нефтяной геологии. *Сб.: Литология и Я: от идеи до выводов.* Екатеринбург, с. 31–36.

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Pronina N., Panchenko I., Kostina Y., Spasennykh M. (2019). Specific layers containing highly oil-prone organic matter in the Bazhenov formation. *The 29th International Meeting on Organic Geochemistry*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902828

Hackley P.C., Cardott B.J. (2016) – Application of organic prtrography in North American shale petroleum systems: a review. *Int. Jour. of Coal Geol*., 163, pp. 8–51. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010

Hackley P.C., Araujo C.V., Borrego A. G., Bouzinos A., Cardotte B.J., et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petr. Geol.*, 114, 104172. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. (2015). Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.*, 150–151, pp. 74–119. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005

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

Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.,* 195, pp. 14–36. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013

Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Jour. of Coal Geol*., 114, pp. 1–18. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *Int. Jour. of Coal Geol.*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Sanei H., Haeri-Ardakani O., Wood J.M., Curtis M.E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Jou. of Coal Geol*., 138, pp. 95–102. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 99, pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J. G.M., Hackley P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 2, geological and multidisciplinary applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 98, pp. 73–94. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.03.005

Jacob H. (1985). Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Germany: N.p.

Сведения об авторах

Наталия Владимировна Пронина – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

e-mail: nvproncl@geol.msu.ru, nvproncl@mail.ru

Анастасия Петровна Вайтехович – магистрант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;
Принята к публикации 22.04.2021;
Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite

N.V. Pronina, A.P. Vaitekhovich*

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Corresponding author: Natalia V. Pronina, e-mail: nvproncl@geol.msu.ru*

Abstract. Nowadays, the term "organic petrology" is widely used for the microscopic study of the organic matter (OM) of rocks.

In the world, there are a large number of articles describing organic macerals in regions where shale oil and gas are produced. It is no coincidence that the new term "organic petrology" appeared instead of "coal petrography" since new macerals were found and described in the dispersed organic matter. So, along with alginites (previously the only term describing the oil-source sapropel-type OM), bituminite and bitumen appeared. Bituminite is heterogeneous, so it has varieties as "post-mature bituminite" and "atypical bituminite". One of the typical components of the Bazhenov formation, along with described above, are the remains of soft radiolarians bodies. All of these organic macerals have a similar reflectance index with small differences.

Long-term studies of the OM rocks of the West Siberian basin have revealed indications of oil generation, which are easily established by standard microscopic studies.

These indications include a change in the colour of macerals, a different glow of oil-source components (all from the liptinite group), the appearance of bitumen films,

the appearance of post-mature bituminite, the appearance of secondary porosity.

Keywords: organic petrology, microscopic analyses, indications of oil generation, bituminite, evaluation of maturity level

Acknowledgements

The authors thank the reviewer for detailed review of the article.

Recommended citation: Pronina N.V., Vaitekhovich A.P. (2021). Direct signs of oil-generation in the rocks of Bazhenov Suite. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 152–157. DOI: https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15

References

Bulatov T., Kozlova E., Leushina E., Pronina N., Panchenko I., Kostina Y., Spasennykh M. (2019). Specific layers containing highly oil-prone organic matter in the Bazhenov formation. *The 29th International Meeting on Organic Geochemistry*. https://doi.org/10.3997/2214-4609.201902828

Hackley P.C., Cardott B.J. (2016) – Application of organic prtrography in North American shale petroleum systems: a review. *Int. Jour. of Coal Geol*., 163, pp. 8–51. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010

Hackley P.C., Araujo C.V., Borrego A. G., Bouzinos A., Cardotte B.J., et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petr. Geol.*, 114, 104172. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. (2015). Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.*, 150–151, pp. 74–119. https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.005

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

Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Jour.of Coal Geol.,* 195, pp. 14–36. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013

Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Jour. of Coal Geol*., 114, pp. 1–18. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinite – ICCP System 1994. *Int. Jour. of Coal Geol.*, 169, pp. 40–61. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004

Pronina N.V. (2018). Organic petrology in petroleum geology. *Coll. papers: Lithology and I: from the idea to conclusions*. Yekaterinburg, pp. 31–36. (In Russ.)

Sanei H., Haeri-Ardakani O., Wood J.M., Curtis M.E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Jou. of Coal Geol*., 138, pp. 95–102. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 99, pp. 54–112. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.02.004

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J. G.M., Hackley P. C. (2012). Review and update of the applications of organic petrology: part 2, geological and multidisciplinary applications. *Int. Jour.of Coal Geol*., 98, pp. 73–94. https://doi.org/10.1016/j.coal.2012.03.005

Jacob H. (1985). Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas. Germany: N.p.

About the Authors

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

e-mail: nvproncl@geol.msu.ru

A. P. Vaitekhovich – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 22 April 2021;
Published 25 May 2021