

Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород

Н.В. Пронина*, А.П. Вайтехович, А.Г. Калмыков, Д.А. Марунова

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

Вопрос корректности терминологии всегда остается актуальным, так как исследователи должны понимать друг друга при взаимодействии со специалистами разных областей. В работе представлен обзор уже существующих в англоязычной литературе терминов для описания нефтематеринских мацералов, таких как альгинит, битуминит, битум, твердый битум, пиробитум, нефть, а все зоокласты удобнее объединить в биокласты, так как не всегда удается установить принадлежность остатков к животному или растительному миру. Особые трудности возникли с термином «bitumen», который на русский язык переводится не только как битум, но и битумоид. Все чаще пленки между минеральными зёрнами называют как битумом, так и нефтью. Предложено добавить определения для изменчивого битуминита, такие как догенерационный, генерационный и постгенерационный, чтобы подчеркнуть особенности тех трансформаций, которые произошли с исходным веществом в катагенезе. В связи с тем, что в процессе преобразования реакционноспособная часть керогена (=битуминит) будет переходить в жидкое и газообразное состояние, его твердая составляющая будет сокращаться к окончанию процесса нефтеобразования, и поэтому «остаточное органическое вещество» предложено называть твердым битумом, либо пиробитумом.

Ключевые слова: мацералы, альгинит, битуминит, битум, твердый битум, органическая петрология

Для цитирования: Пронина Н.В., Вайтехович А.П., Калмыков А.Г., Марунова Д.А. (2022). Значение определений мацералов для понимания и изучения процессов трансформации органического вещества нефтематеринских пород. *Георесурсы*, 24(2), с. 29–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6>

Николай Брониславович Вассоевич, чей юбилей отмечается в этом году, обладал энциклопедическими знаниями в разных областях науки. Поэтому он очень ценил точность определений, правильное использование терминов и логику в построении классификаций, обобщений и любых других систем представления научной информации. Его требовательность к студентам, аспирантам и всем представителям науки в корректном изложении своих изысканий и достижений была крайне высокой.

Сталкиваясь с неоднозначными толкованиями схожих понятий или досадуя на неправильное употребление каких-либо обозначений, легко понять, как был прав Николай Брониславович, и насколько важны точные научные определения на современном этапе познания.

Углепетрография – раздел петрографии, изучающий мацералы (микрокомпоненты), ингредиенты, петрографические типы ископаемых углей и органического вещества, их состав, физические и химические свойства, текстуру, структуру и происхождение. История собственно углепетрографии или в сегодняшней интерпретации – органической петрологии, насчитывает немногим более 100 лет. Изучение органического вещества (ОВ) традиционными для геологии методами сталкивается с многочисленными

трудностями из-за сложности и неоднородности объекта исследования. При изучении осадочных пород, среди которых располагается уголь (концентрированное ОВ) и рассеянное ОВ нефтематеринских пород, используются стандартные методики микроскопических анализов. Однако они не обеспечивают полноценного исследования ОВ, требующего иных препаратов, настроек микроскопов и используемых увеличений. Поэтому микроскопическое изучение органических составляющих значительно отличается от анализа минерального вещества и выливается в отдельный вид аналитических исследований.

Выделение органической петрологии в отдельное направление исследований богатых ОВ пород связано не только и не столько с необходимостью использования специальных подходов и специализированного оборудования, сколько со сложностью решаемых задач. Геологов, занимающихся изучением процессов преобразования ОВ и формирования углеводородов, поиском залежей нефти и газа и изучением путей их заполнения флюидами, всегда интересовало, какие процессы, каким образом и в какой последовательности протекают в толще с момента седиментации осадка до современного состояния, как эти процессы различаются в разных формациях, и с чем в большей мере связаны данные отличия. Для этого необходимо не только установить факт наличия ОВ в породах, но и определить его состав, сделать выводы о природе и происхождении этого вещества. При этом полученные результаты требуют чёткого описания и пояснений, которые будут понятны геологам, не являющимся специалистами

* Ответственный автор: Наталия Владимировна Пронина
e-mail: nvgroncl@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в области исследования остатков живых организмов.

В результате кроме оригинальности методик исследований органическая петрология выделяется специфичностью используемых терминов. Основа классификации мацералов углей (органических составных частей, по аналогии с минералами – составляющими нормальные породы) были заложены еще в начале XX в.

Существует несколько незыблемых правил формирования названия мацерала:

1. Корень слова – чаще всего указывает на принадлежность мацерала к одной из трех групп (витринит, инертинит, липтинит), отражает генетическую принадлежность к исходному веществу (напр. фунгинит), особенности трансформации (битуминит) или другую исключительную черту;

2. Суффикс «нит» в конце слова обозначает мацерал, «ит» – литотип. Так, «витринит» – это мацерал, а «витрит» – одномацеральный литотип.

Классификация мацералов изменялась, приспособляясь к расширению и углублению знаний об органическом веществе. Последние поправки были внесены в классификацию Международным комитетом по углепетрографии (ICCP) уже в XXI в. (Pickel et al., 2017) и касались важнейшей для нефтематеринских пород группы липтинита. Такое внимание к мацералам рассеянного ОВ диктовалось естественно возросшим количеством исследований, публикаций, в которых главным объектом изучения являлось ОВ нефтематеринских, сланцевых и других пород, содержащих ОВ в разных количествах.

Эйфория от расширения круга исследователей – углепетрографов, сменилась печалью. Дело в том, что в исследовании ОВ принимают участие петрографы, геохимики, литологи, геофизики и другие специалисты. Они имеют не только разную специализацию, но и квалификацию. Их отношение к используемым терминам разное, в лучшем случае – автор объясняет значение употребляемых названий. Тем не менее, за последние 20–30 лет в литературе

появилось много как похожих, так и весьма оригинальных обозначений для мацералов, встречающихся в нефтематеринских породах разных степеней преобразованности. Для России возникшая терминологическая проблема усугубилась неточностями переводов с английского (например, слово *bitumen*, которое можно перевести как битумоид и битум).

Целью нашего обзора является выявление терминов, наиболее точно отражающих особенность того или иного мацерала и являющихся наиболее устойчивыми, опробованными большим числом исследователей. Кроме того, углепетрографическое название мацерала должно быть «принято» другими специалистами, например, геохимиками, которые также связаны жесткими правилами номенклатуры органических соединений.

Обзору предшествовала некоторая селекция. Во-первых, были исключены работы 70–80 гг., поскольку доступные в те годы методы исследования отличались от современных, уступая им. Во-вторых, отдано предпочтение обзорным исследованиям тех авторов, которые, уже имея опыт работы с углями, изучали ОВ нефтематеринских пород на разных объектах. Трудности, с которыми столкнулись такие ученые – объективны, и потому их акценты сосредоточены на самых горячих пунктах.

Все авторы проанализированных работ используют официальную терминологию для обозначения мацералов (ISO-7404-3), а в более расширенной версии – схему классификации POB:

В перечне мацералов, вошедших в общий список, оранжевым цветом выделены лишь те, которые могут быть нефтематеринскими (рис. 1). Именно такие термины фигурируют для определения встреченного ОВ как основные в работах отмеченных исследователей.

Упрощая предложенную схему (табл. 2), можно сказать, что *исходными* нефтематеринскими мацералами являются альгиниты и битуминиты, все зоокласты проще объединить в *биоокласты, вторичные продукты*

Автор(ы)	Объект изучения	Используемый термин
Curiale J.A., Curtise J.B. (2016) Journal of Unconventional Oil and Gas Resources. https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001	Нефтематеринские породы. Обзор	Твердые битумы, пиробитумы, нефть, битумоиды
Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018) Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013	Нефтематеринские породы. Обзор	Твердые битумы, пиробитумы, нефть, битумоиды
Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010	Нефтяные сланцы Северной Америки. Обзор	Твердые битумы, битуминит, альгинит, изредка – аморфное ОВ (АОВ)
Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2013.03.013	Использование различных мацералов нижнепалеозойских пород для замеров $RV_{eq}, \%$	Vt-подобные частицы, твердые битумы
Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011	Нижнепалеозойские нетрадиционные коллектора, $RV_{eq}, \%$	Битуминит, твердые битумы
Hackley Paul C., Valentine Brett J., Hatcherian Javin J. (2018) International Journal of Coal Geology. https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004	Различия битуминита и твердых битумов в незрелом ОВ	Битуминит, твердые битумы
Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020) Marine and Petroleum Geology. https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172	Результаты межлабораторного тестирования	Твердые битумы (включая «рассеянные твердые битумы» как разновидность)

Табл. 1. Литературный обзор

различаются по фазовому состоянию и другим признакам. Терминология в разряде вторичных продуктов является самой спорной, порой неоднозначной и потому заслуживает отдельного рассмотрения.

В табл. 1 приведены термины для обозначения нефтематеринских мацералов, которыми пользуются ученые ведущих углепетрографических лабораторий мира. Самыми распространенными являются: *твердые битумы*, *пиробитумы*, *аморфное ОВ* и *битуминит*, довольно часто встречаются *витринито-подобные (Vi-like)* и *рассеянные твердые битумы*. Эти термины могут быть отнесены к исходным мацералам, в то время как для новообразованных продуктов генерации используются *битумы*, *нефти*, *битумоиды*.

Для того чтобы внести большую точность, следует разделить первичные и вторичные мацералы. Очевидно, что для органического вещества, которое во время своих трансформаций демонстрирует смену фазового состояния, первичное или вторичное состояние должно быть отражено в названиях.

На рис. 2 рядом с традиционной схемой положения главной фазы нефтеобразования (ГФН) показано преобразование органического вещества с точки зрения его фазового состояния. Рядом приведены обозначения для тех твердых мацералов, которые характерны для того или иного этапа.

В протокатагенезе практически все исходное ОВ находится в твердом, состоянии. В геохимии оно называется керогеном, но углепетрографы, которые имеют возможность визуального наблюдения вещества, используют специальную терминологию. Исходные мацералы из водорослей, потерявших структуру, называют битуминитом – термином, впервые предложенным М. Тейхмюллер еще в 1971 г. (Teichmüller, 1971, 1974), а позже введенным в официальную международную классификацию (Pickel et al., 2017). Поскольку кероген неоднороден, в его состав могли попасть как разные типы водорослей, так и бактерии с продуктами своей жизнедеятельности. Таким образом, часть керогена будет изменяться очень быстро, а другая останется в неизменном состоянии еще долго.

Группа	Мацерал
Витринит	Телинит
	Коллотелинит
	Витродетринит
	Коллодетринит
	Корпогелинит
Липтинит	Гелинит
	Альгинит
	Битуминит
	Липтодетринит
	Споринит
	Кутинит
	Суберинит
	Резинит
Инертинит	Хлорофиллинит
	Фюзинит
	Семифюзинит
	Фунгинит
	Макринит
	Микринит
Зоокласты	Инертодетринит
	Сколекодонт
	Граптолиты
	Хитинозои
Вторичные продукты	Другие биокласты
	Твердые битумы
	Пиробитумы
	Нефть

Табл. 2. Классификация ICCP/TSOP мацералов рассеянного ОВ (Stasiuk et al., 2002)

Часть твердого битуминита (керогена), подверженную трансформации, меняющую фазовое состояние, называют реакционноспособным битуминитом/керогеном/ОВ. Доля той части исходного битуминита=керогена, которая всегда будет оставаться твердой в разных типах ОВ, различна и ее трудно оценить количественно. Петрографически

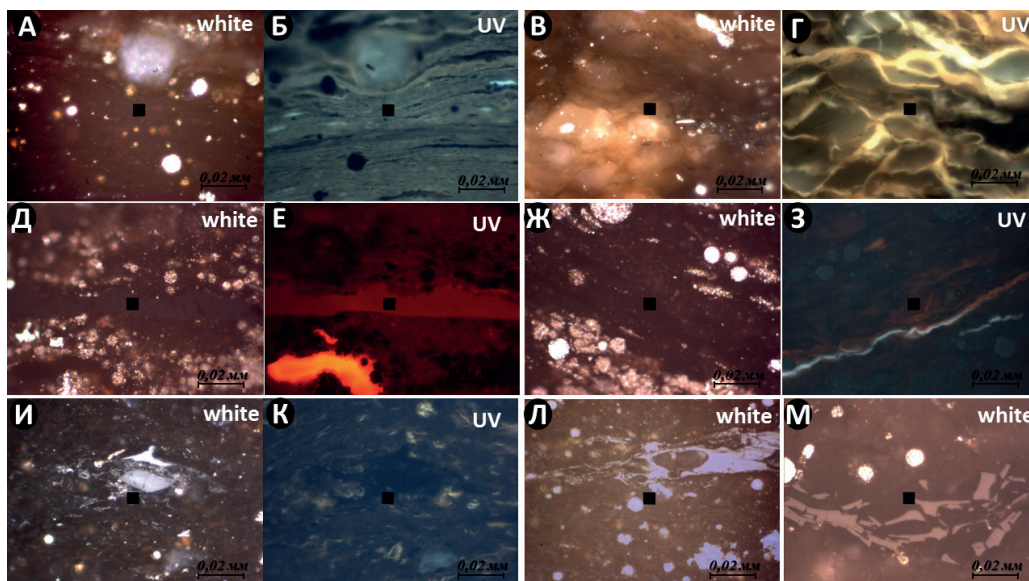


Рис. 1. Нефтематеринские мацералы: А,Б – аморфная основная масса, В,Г – альгинит, Д,Е – битуминит, Ж,З – битум, И,К – твердый битум, Л,М – биокласты; white – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет; Западная Сибирь

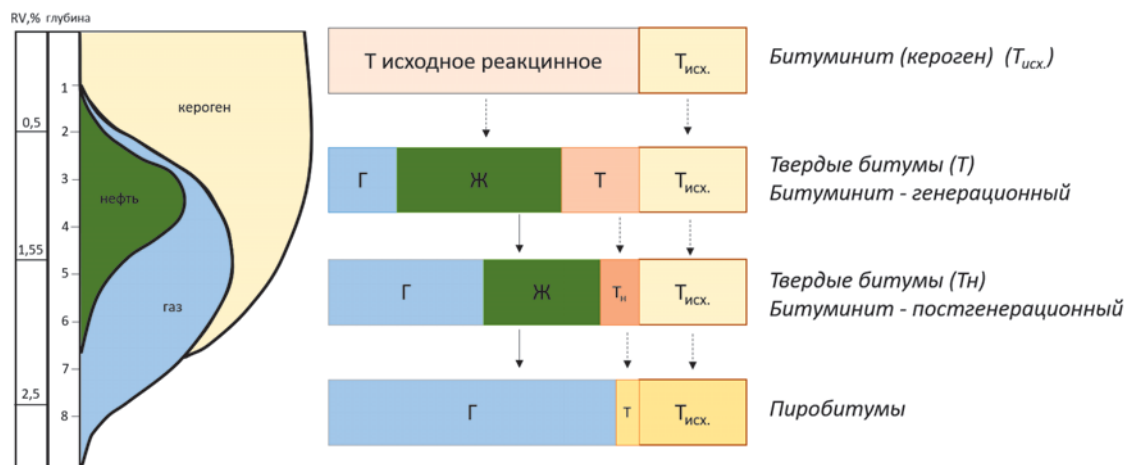


Рис. 2. Процесс преобразования ОВ (керогена) с использованием шкалы Н.Б. Вассоевича

различить реакционноспособную и инертную части битуминита невозможно, разве только по редким следам жидких продуктов.

В течение нефтеобразования реакционноспособная часть керогена=битуминита будет переходить в жидкое и газообразное состояние, его твердая составляющая будет сокращаться. К концу ГФН присутствие ОВ, относящегося к битуминиту, будет ничтожно малым.

Исходя из описанной схемы трансформации ОВ, мацерал, называемый *битуминитом*, присутствует в породе постоянно в твердом состоянии. Но в протокатагенезе и до начала ГФН он имеет свои исходные размеры, форму и внутреннее строение, а к концу ГФН он очень сильно изменен или совсем исчезает как твердый компонент. Если придерживаться этой логики, то для изменчивого *битуминита* добавление таких определений, как *догенерационный*, *генерационный* и *постгенерационный* (рис. 3) подчеркнет особенности тех трансформаций, которые произошли с исходным веществом в катагенезе.

Здесь уместно напомнить, что признаки, свидетельствующие о преобразованиях нефтематеринских мацералов, убедительно просматриваются не только в хорошо изученных авторами породах баженовской свиты и ее аналогов Западно-Сибирского бассейна (Пронина, Вайтехович, 2021), но и в других бассейнах (Hackley et al., 2018).

Генерационный битуминит имеет вторичную внутреннюю пористость, новообразованные продукты в виде «битума» (нефти) находятся в этих порах, а также вокруг исходного – материнского мацерала, при этом и некоторые оптические характеристики (показатель отражения, люминесценция) также меняются (рис. 3 (II)).

Постгенерационный битуминит по-прежнему может быть окружен остатками битумных пленок (рис. 3 (III)). Однако они имеют темно-коричневый цвет и не люминесцируют, как в процессе активной трансформации, скорее являются следами прошедшего процесса. Показатель отражения постгенерационных битуминитов возрастает,

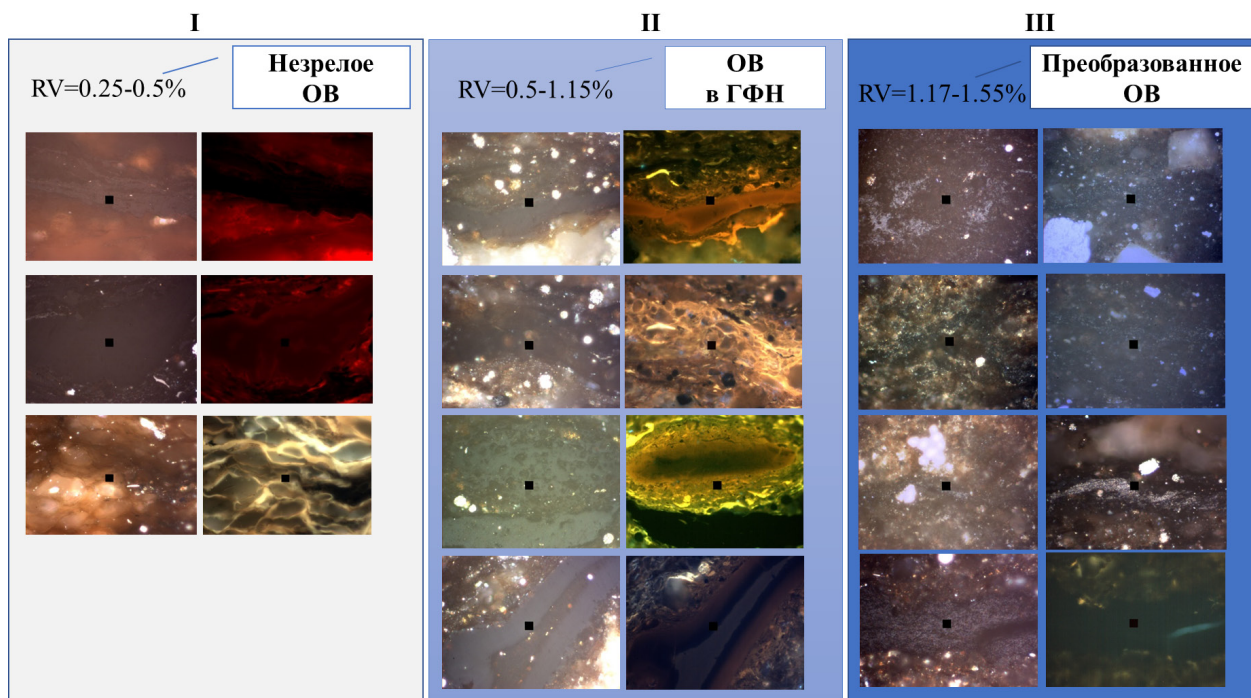


Рис. 3. Процесс трансформации ОВ (керогена) в катагенезе: I – догенерационный битуминит, II – генерационный битуминит (появляются битумные оторочки, возникает вторичная пористость и яркое свечение в УФ свете), III – постгенерационный битуминит, ГФН – главная фаза нефтеобразования, RV, % – показатель отражения витринита

цвет меняется от темно-серого к светло-серому или даже белому. Пористости нет, но появляются трещины, аналогичные тем, что сопровождают витриниты гумусовых углей. Такие битуминиты вообще очень похожи на витринит, что и послужило причиной появления термина «витринито-подобный» в литературе.

Суммируя вышесказанное о битуминитах, следует отметить, что эти изменяющиеся в процессе катагенеза мацералы генерируют жидкие и газообразные компоненты. Та часть битуминита, которая остается в твердой фазе, должна сохранить, по-видимому, исходное название, но с дополнительными определениями: *догенерационный*, *генерационный (зрелый)* или *постгенерационный*. В качестве синонимов можно предложить использование термина *твердые битумы*, поскольку он чаще других фигурирует в англоязычной литературе при описании подобных мацералов.

С точки зрения процессов генерации нефти и газа важно также отметить, что битуминит преобразуется не одновременно. Так, в породах, находящихся в целом на стадии протокатагенеза, можно встретить генерационный, а иногда и постгенерационный битуминит, но его количества будут малы. С другой стороны, после завершения ГФН можно встретить остатки генерационного и даже догенерационного битуминита. Поэтому для идентификации и изучения процессов формирования нефти и газа петрографические исследования ОВ играют ключевую роль.

На этом обсуждение терминов, используемых для описания органических остатков в породах, подходит к самой сложной и наименее дискутируемой области. Речь идет о высокопреобразованных органических компонентах.

Как показано на схеме (рис. 4), даже после завершения ГФН и полной реализации генерации жидких продуктов некоторая часть ОВ остается в твердом состоянии. Эти органические включения обычно мелкие, часто разобщенные, трассируют первоначальные контуры расположения исходных мацералов и имеют высокий показатель отражения. Это сильно обуглероженное вещество, которое по всем признакам – химическим и физическим – сопоставимо с инертинитом. Его иногда и называют микринитом – мацералом группы инертинита (The new inertinite classification, 2001). Некоторые исследователи определяют микринит как продукт микробиологического разложения битуминита (Hackley et al., 2016; Stasiuk, 1993). Среди исследователей в области геохимии часто можно услышать про «остаточное ОВ». В работах зарубежных исследователей подобные мацералы называются пиробитумами, импсонитами, рассеянными твердыми битумами, микринитами и др. Если бы хитинозои и граптолиты не были идентифицированы в определенных отложениях нижнего палеозоя палеонтологами, то и они по своей морфологии и оптическим характеристикам могли попасть в эту группу. Как лучше называть подобные мацералы, не перегружая терминологию новыми названиями и, одновременно, выбирая те, которые уже прошли определенную апробацию?

Еще раз обратимся к схеме (рис. 4), на которой видно, что допускается появление твердых новообразованных веществ в конце ГФН или на другом этапе преобразования ОВ из жидких продуктов. Такой процесс возможен при проявлении особых температурных условий, например, при магматической деятельности. Новообразованные

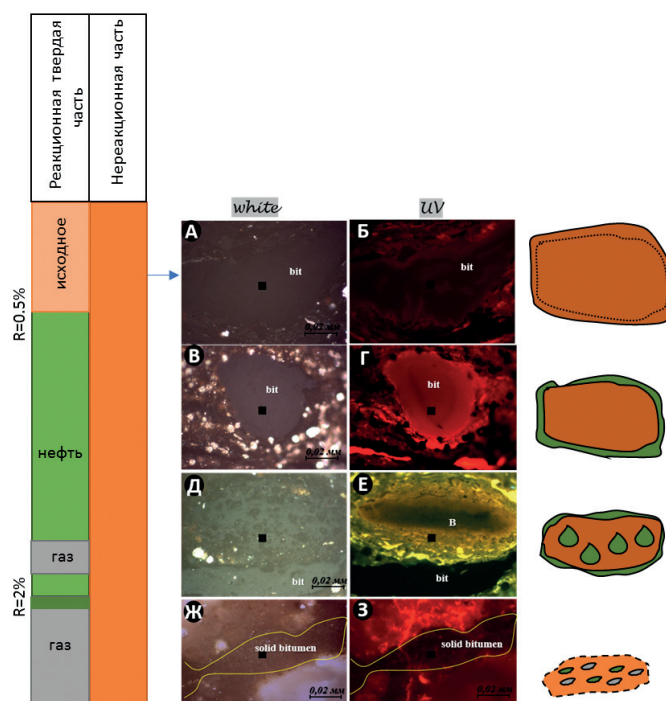


Рис. 4. Схематичное представление изменений в процессе нефтеобразования, white – простой белый свет, UV – ультрафиолетовый свет; bit – битуминит; B – битум; solid bitumen – твердый битум

углеродистые включения подобно только что описанным высокопреобразованным мацералам имеют мелкие размеры и высокие показатели отражения. Определить их исходную природу сложно, т.к. реликтов первоначальных мацералов у них нет. Сходство с микринитом, образование которого допускает, в том числе деятельность природных пожаров, и другими высокопреобразованными мацералами, испытывшими значительные температурные изменения, позволяет объединить эти первичные и вторичные образования, назвав их *пиробитумами* (рис. 5).

Остались не охарактеризованы жидкие продукты преобразования ОВ, которые можно наблюдать микроскопически. Они видны отчетливо как в материнских породах, так и в трещинах миграции. В простом отраженном свете они окрашены в желтовато-коричневые цвета, причем густота окраски отражает толщину включения и может зависеть от состава продуктов в УФ свете, при котором проявляется люминесценция разной интенсивности и цвета – от бело-голубого до желто-коричневого. Ассоциация этих жидких, подвижных образований с исходным мацералом не вызывает сомнений, т.к. их расположение и взаимное проникновение видны очень хорошо.

Самым естественным обозначением этих выделений из мацералов при трансформации можно назвать *нефтью*.

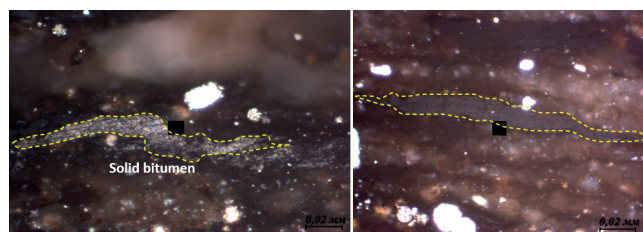


Рис. 5. Преобразованные мацералы (твердый битум или пиробитум)

Некоторые зарубежные исследователи так и говорят (Mastalerz et al., 2018). Но говорить о микроскопических пленках и мелких каплях между минеральными зернами как о нефти, которая представляется в виде крупных скоплений, непривычно. Поэтому авторы используют часто слово *битум* для новообразованных жидких продуктов, которые могут иметь разный химический состав. Это термин свободного пользования, он не имеет химической нагрузки, но подчеркивает подвижность и жидкую консистенцию продуктов. Впрочем, битум и нефть, как синоним, вполне сопоставимы. То, что они не укладываются в классификацию мацералов – естественно, ведь нефть – это уже новое вещество!

Подводя итог вышесказанному, отметим, что территория, в пределах которой изучается ОВ, очень неоднородна. Процессы преобразования ОВ на разных этапах катагенеза изучаются исследователями по всему миру, но остаётся большое количество неопределённостей, моментов, вызывающих недоумение у специалистов, вопросов, на которые не имеется однозначного ответа, и которые требуют обсуждения и доказательств. Однако, прежде всего, нужно описать эту территорию, провести «топонимику». Достигнуть единого понимания терминов, говорить на одном языке об объектах и процессах.

В данной работе авторы сделали попытку именно такой «топонимики», что облегчит в дальнейшем уже без дополнительных объяснений рассмотрение столь важных для органической петрологии вопросов, как определение оптических свойств разных мацералов и их значение, изменение их в процессе трансформации ОВ, взаимосвязь с данными различных геохимических исследований, проводящихся, как правило, параллельно, и дающих большой набор химической информации о генерации нефти и газа.

Авторами накоплен уже довольно большой и разнообразный опыт в изучении нефтематеринских пород Западной Сибири, Поволжья и Тимано-Печоры, который свидетельствует об огромном многообразии процессов, сопровождающих нефте- и газообразование, а часто о неоднозначности как интерпретаций аналитических данных, так и прогнозов, моделей, которые на них основываются. При этом важно отметить, что даже в получаемых результатах и существующих в данный момент теориях не всё так очевидно и единообразно. Например, как быть с остатками животных организмов? Какая их доля преобразуется в процессе катагенеза и преобразуется ли вообще? Будут ли из них получены нефть и газ? И можно ли при преобразовании и изменении ОВ разделить битуминит и некоторые биокласты?

Другой важный вопрос, который не обсуждался в статье, но является важным для создания общепринятой шкалы преобразования ОВ – сопоставление показателя отражения битуминита (RB, %) и показателя отражения витринита (RV_{eq}, %). Как авторами, так и зарубежными исследователями (Abarghani et al., 2019) установлено, что в нефтематеринских породах присутствуют битуминиты, существенно отличающиеся по значениям показателя отражения. Является ли такое отличие признаком разной природы, «источника» битуминита? Как использовать данные значения при корреляции с RV, %? И как такие различия будут влиять на геохимические параметры, например, на параметры катагенеза по данным пиролиза?

Ответы на эти вопросы позволят лучше и точнее выполнять корреляцию между разными исследованиями и повысить точность моделей, которые строят геологи, расширить теоретическую базу процессов, происходящих с ОВ во время геологической истории.

Надеемся, любой следующий шаг в познании процесса трансформации органического вещества будет все лучше освещать этот путь и позволит ответить как на указанные вопросы, так и на возникающие в будущем.

Литература

- Пронина Н.В., Вайтехович А.П. (2021). Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты. *Георесурсы*, 23(2), с. 152–157. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15>
- Abarghani Arash, Ostadhasan Mehdi, Gentzish Thomas, Carvajal-Ortiz Humberto, Ocubalidet Seare, Bubach Bailey, Mann Michael, Hou Xiaodong. (2019). Correlating Rock-Eval™ Tmax with bitumen reflectance from organic petrology in the Bakken Formation. *International Journal of Coal Geology*, 205, pp. 87–104. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.03.003>
- Curiel J.A., Curtise J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 13, pp. 1–31. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *International Journal of Coal Geology*, 195, pp. 14–36. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013>
- Methods for the petrographic analysis of coals – Part 3: Method of determining macerals group composition. ISO 7404-3:2009.
- Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104172. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172>
- Hackley Paul C., Brett J. Valentine, Javin J. Hatcherian. (2018). On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks. *International Journal of Coal Geology*, 196, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004>
- Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *International Journal of Coal Geology*, 163, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>
- Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *International Journal of Coal Geology*, 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., Hentsche A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (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>
- Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs. *International Journal of Coal Geology*, 138, pp. 95–102. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011>
- Stasiuk L.D. (1993). Algal bloom episodes and the formation of bituminite and micrinite in hydrocarbon source rocks: evidence from the Devonian and Mississippian, northern Williston Basin, Canada. *International Journal of Coal Geology*, 24, pp. 195–210. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(93\)90010-8](https://doi.org/10.1016/0166-5162(93)90010-8)
- Stasiuk L.D., Burgess J., Thompson-Rizer C., Hutton A., Cardott B. (2002). Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group. *The Society for Organic Petrology Newsletter*, 19(3), p. 14.
- Teichmüller M. (1971). Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdoel und Erdgasprospektion. *Erdol, Kohle, Erdgas, Petrochem.* 24, pp. 69–76.
- Teichmüller M. (1974). Über neue Macerale der Liptinit-Gruppe und die Entstehung des Micrinit. *Fortschr. Geol. Rheinl. Westfalen*, 24, pp. 37–64.
- The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *Fuel*, 80, pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86016-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86016-7)

Сведения об авторах

Наталья 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

Анастасия Петровна Вайтехович – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

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

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

Дарья Андреевна Марунова – 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 28.02.2022;

Принята к публикации 25.04.2022; Опубликована 16.05.2022

IN ENGLISH

REVIEW ARTICLE

The significance of the macerals identification for understanding and study the transformation processes of organic matter in source rocks

N.V. Pronina*, A.P. Vaitekhovich, A.G. Kalmykov, D.A. Marunova

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

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

Abstract. The question of the correct terminology is highly relevant, since researchers should understand one another in communication with specialists in different branches of geology. An overview of the terms already existing in the English-speaking world for describing oil-prone macerals, such as alginite, bituminite, bitumen, solid bitumen, pyrobitumen, oil, was presented, and it is more convenient to combine all zooclasts into bioclasts, since it is not always possible to determine whether the remains belong to the animal or plant world. Particular difficulties emerged with the term “bitumen”, which in Russian has two meanings. Increasingly, the films between mineral grains can be named both bitumen and oil. It was also suggested to divide bituminite in pre-mature bituminite, mature bituminite and post-mature bituminite in order to emphasize the features of those transformations that occurred with the initial organic matter during thermal maturity. Due to the fact that in the process of thermal maturity, the reactive part of kerogen = bituminite will transform into a liquid and gas, its solid part (“residual organic matter”) was suggested to be called solid bitumen or pyrobitumen.

Key words: macerals, alginite, bituminite, bitumen, solid bitumen, organic petrology

Recommended citation: Pronina N.V., Vaitekhovich A.P., Kalmykov A.G., Marunova D.A. (2022). The significance of the macerals identification for understanding and study the transformation processes of organic matter in source rocks. *Georesursy = Georesources*, 24(2), pp. 29–35. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.6>

References

- Abarghani Arash, Ostadhasan Mehdi, Gentzish Thomas, Carvajal-Ortiz Humberto, Oculalidet Seare, Bubach Bailey, Mann Michael, Hou Xiaodong. (2019). Correlating Rock-Eval™ Tmax with bitumen reflectance from organic petrology in the Bakken Formation. *Int. Journal of Coal Geology*, 205, pp. 87–104. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.03.003>
- Curiale J.A., Curtise J.B. (2016). Organic geochemical applications to the exploration for source-rock reservoirs – A review. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 13, pp. 1–31. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.10.001>
- Mastalerz M., Drobnik A., Stankiewicz A.B. (2018). Origin, properties, and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: A review. *Int. Journal of Coal Geology*, 195, pp. 14–36. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.05.013>
- Methods for the petrographic analysis of coals – Part 3: Method of determining macerals group composition. ISO 7404-3:2009.
- Hackley Paul C., Araujo Carla V., Borrego Angeles G. et al. (2020). Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems. *Marine and Petroleum Geology*, 114, 104172. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2019.104172>
- Hackley Paul C., Brett J. Valentine, Javin J. Hatcherian. (2018). On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks. *Int. Journal of Coal Geology*, 196, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2018.06.004>

Hackley Paul C., Cardott B.J. (2016). Application of organic petrography in North American shale petroleum systems: A review. *Int. Journal of Coal Geology*, 163, pp. 232–245. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.06.010>

Petersen Henrik I., Schovsbo Niels H., Nielsen Arne T. (2013). Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance. *Int. Journal of Coal Geology*, 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., Hentsche A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. (2017). Classification of liptinites (ICCP System 1994). *Int. Journal of Coal Geology*, 169, pp. 40–61. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004>

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. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.15>

Sanei Hamed, Haeri-Ardakani Omid, Wood James M., Curtis Mark E. (2015). Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRO) measurements in unconventional reservoirs. *Int. Journal of Coal Geology*, 138, pp. 95–102. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2014.12.011>

Stasiuk L.D. (1993). Algal bloom episodes and the formation of bituminite and micrinite in hydrocarbon source rocks: evidence from the Devonian and Mississippian, northern Williston Basin, Canada. *Int. Journal of Coal Geology*, 24, pp. 195–210. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(93\)90010-8](https://doi.org/10.1016/0166-5162(93)90010-8)

Stasiuk L.D., Burgess J., Thompson-Rizer C., Hutton A., Cardott B. (2002). Status report on TSOP-ICCP dispersed organic matter classification working group. *Soc. Organ. Petrol. Newsl*, 19(3), p. 14.

Teichmüller M. (1971). Anwendung kohlenpetrographischer Methoden bei der Erdöl und Erdgasprospektion. *Erdöl, Kohle, Erdgas, Petrochem.* 24, pp. 69–76.

Teichmüller M. (1974). Über neue Macerale der Liptinit-Gruppe und die Entstehung des Micrinit. *Fortschr. Geol. Rheinl. Westfalen*, 24, pp. 37–64.

The new inertinite classification (ICCP System 1994). (2001). International Committee for Coal and Organic Petrology (ICCP). *Fuel*, 80, pp. 459–471. [https://doi.org/10.1016/S0140-6701\(02\)86016-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6701(02)86016-7)

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

Anastasia P. Vaitekhovich – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

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

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Daria A. Marunova – Graduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 28 February 2022;

Accepted 25 April 2022; Published 16 May 2022