

УДК 552.16:553.98 (571.5)

DOI 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39

Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья

© 2023 г. | А.Н. Фомин^{1,2}, В.Н. Меленевский¹¹ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН», Новосибирск, Россия; FominAN@ipgg.sbras.ru;²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; vmelenevsky@yandex.ru

Поступила 05.09.2023 г.

Доработана 23.10.2023 г.

Принята к печати 07.11.2023 г.

Ключевые слова: Лено-Анабарское междуречье; катагенез органического вещества протерозойских и фанерозойских отложений; перспективы нефтегазоносности.

Аннотация: При оценке перспектив нефтегазоносности катагенез органического вещества является одним из важнейших критериев, поэтому он интенсивно изучается во всех осадочных бассейнах, представляющих интерес для поисков залежей нефти и газа. В Лено-Анабарском междуречье подобные исследования выполнены в небольшом объеме и для оценки уровня зрелости органического вещества использовались преимущественно пиролитические данные, реже углепетрографические. В настоящей статье авторы использовали собственные данные по отражательной способности мацералов органического вещества (витринита, псевдовитринита, битуминита и сорбомикстинита), а также его пиролитические характеристики протерозойских и фанерозойских отложений, которые позволяют существенно дополнить сделанные ранее заключения. Материалом для исследования послужил керн глубоких скважин, а также образцы из обнажений. В протерозое уровень зрелости органического вещества изменяется в пределах градаций MK_3^2 – AK_3 (обозначения по А.Э. Конторовичу), в кембрии, ордовике и девоне — от начального мезокатагенеза (MK_1^1) до глубокого апокатагенеза (AK_3), а в карбоне и перми — от MK_1^2 до AK_3 . В триасе катагенез достиг градации MK_2 , в юре — MK_1^1 – MK_1^2 , в мелу — PK_3 – MK_1^1 . Перспективы нефтегазоносности могут быть связаны с отдельными палеозойскими и мезозойскими толщами с умеренным уровнем зрелости органического вещества.

Для цитирования: Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 31–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39.

Финансирование: Работа выполнена при финансовой поддержке Проекта № FWZZ-2022-0011 программы ФНИ.

Благодарности: Авторы благодарны сотрудникам Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН за предоставление для исследования образцов пород из обнажений.

Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluve

© 2023 | A.N. Fomin^{1,2}, V.N. Melenevskii¹¹The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia; FominAN@ipgg.sbras.ru;²Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; vmelenevsky@yandex.ru

Received 05.09.2023

Revised 23.10.2023

Accepted for publication 07.11.2023

Key words: Lena-Anabarsky interfluve; catagenesis of organic matter in Proterozoic and Phanerozoic formations; petroleum potential.

Abstract: Organic Matter catagenesis is one of the key criteria in evaluation of petroleum potential; therefore, it is actively studied in all the sedimentary basins of interest for oil and gas exploration and prospecting. In Lena-Anabarsky interfluve, these studies were carried out to rather small extent, and pyrolysis data and, less frequently, coal petrographic data were used to assess the level of organic matter maturity. In this paper, the authors used their own data on reflectance of Organic Matter macerals (vitrinite, pseudo-vitrinite, bitumenite, and sorbomixtinite), as well as its pyrolysis characteristics in Proterozoic and Phanerozoic formations, which allows considerably update the previous conclusions. Core from deep wells and samples from outcrops were the materials for investigation. The degree of Organic Matter maturity in Proterozoic formations ranges within MK_3^2 to AK_3 gradations (designations according to A.E. Kontorovich); in Cambrian, Ordovician, and Devonian — from early mesocatagenesis (MK_1^1) to deep apocatagenesis (AK_3), and in Carboniferous and Permian — from MK_1^2 to AK_3 . In Triassic, catagenesis reached MK_2 gradation, in Jurassic — MK_1^1 – MK_1^2 , and in Cretaceous — PK_3 – MK_1^1 . Petroleum potential may be associated with certain Paleozoic and Mesozoic formations with a moderate degree of Organic Matter maturity.

For citation: Fomin A.N., Melenevskii V.N. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Proterozoic, Palaeozoic, and Mesozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium. *Geologiya nefti i gaza*. 2023;(6):31–39. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-31-39. In Russ.

Funding: The research is completed with the financial support of FWZZ-2022-0011 Project under the Science Foundation Program.

Acknowledgments: The authors thank the colleagues from the SB RAS Institute of Petroleum Geology and Geophysics for rock samples from outcrops provided for the study.

Введение

При оценке перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов катагенез ОВ является одним из важнейших критериев. В Лено-Анабарском междуречье подобные исследования выполнены в небольшом объеме и для оценки уровня зрелости ОВ использовались преимущественно пиролитические данные [1–9], реже углепетрографические (отражательная способность витринита)^{1–3} и постседиментационные изменения песчаных пород [10]. Тем не менее еще в 1981 г. под руководством А.Э. Контуровича с учетом закономерностей катагенеза ОВ, палеотектонических и палеотемпературных реконструкций, имеющихся в то время материалов по элементному составу керогена и показателю преломления витринита для рассматриваемой территории построены региональные схемы катагенеза ОВ по некоторым стратиграфическим горизонтам мезозоя, палеозоя и венда [11]. В настоящей статье авторы использовали собственные данные по отражательной способности мацералов (140 замеров), а также пиролитические характеристики (104 анализа) ОВ протерозойских и фанерозойских отложений, которые позволяют существенно дополнить сделанные ранее заключения. Материалом для исследования послужил керн глубоких скважин, а также образцы из обнажений (рис. 1).

Методика исследований

В настоящее время наиболее точными методами диагностики катагенеза ОВ признаны углепетрографические, главным образом отражательная способность витринита ($R_{\text{в}}^0$). В морских и древних (додевонских) отложениях, где он отсутствует, определение уровня зрелости ОВ проводилось по альгиниту ($R_{\text{алг}}^0$) — мацералу аквагенного ОВ, внешне похожему на витринит, но относящемуся к водорослям. При отсутствии его в породах использовалась отражательная способность битуминита ($R_{\text{бт}}^0$) и сорбомикстинита ($R_{\text{см}}^0$). При этом учитывалось, что в мезокатагенезе R^0 этих мацералов отстает от аналогичных значений витринита. И поскольку по этим компонентам нет утвержденных шкал катагенеза, а показатели их отражения пересчитываются

¹Комплексный анализ критериев нефтегазоносности с целью выделения основных направлений и объектов нефтепоисковых работ в Анабаро-Ленском прогибе: геологический отчет / В.Б. Арчegov, С.В. Головин, В.Н. Зинченко и др. — Л.: Фонды ВНИГРИ, 1982. — 561 с.

²Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгуской НГП и Лаптевской НГО: геологический отчет / С.В. Прокопцева, В.И. Савченко, А.К. Цехмейстрик и др. — Геленджик: ФГУП «Южморгеология», 2014.

³Уточнение модели строения осадочных бассейнов Лаптевоморского шельфа и зоны их сочленения со структурами Сибирской платформы: геологический отчет / Е.А. Васильева, В.А. Понина, О.Н. Кот и др. — Геленджик: Фонды ФГУП «Южморгеология», 2015. — 526 с.

на отражательную способность витринита, то оценка уровня зрелости по этим трем мацералам может быть только ориентировочной. Причем в древних толщах обычно отсутствуют крупные фрагменты водорослей и приходится ориентироваться на битуминит. Но в мезокатагенезе у него отмечается значительный разброс показателей отражения (возможно, из-за присутствия битуминитов разных этапов генерации и преобразованности) и невозможно надежно установить уровень зрелости ОВ, а в апокатагенезе эти различия постепенно нивелируются. Замеры отражательной способности проводились на микроскопе-спектрофотометре МСФП-2 при длине волны 546 нм в иммерсионной (R^0) среде. Изучались полированные пришлифовки образцов пород без дробления и последующего обогащения их в сильных кислотах. Действие последних, как известно, приводит к изменению оптических характеристик ОВ. Ниже приведены углепетрографические и пиролитические данные, полученные в ИНГТ СО РАН, по уровню зрелости ОВ протерозойских и фанерозойских толщ рассматриваемого района, при этом учитывались также материалы других организаций. Ограниченный объем аналитического материала не позволяет построить схемы катагенеза по рассматриваемым ниже комплексам пород.

Результаты исследований

Протерозойские отложения. Органическое вещество этих толщ было исследовано в скважинах Бурская-3410, Усть-Оленекская-2370 и Хастаская-930. В последней из интервала 2911–2928 м (верхний **рифей**, хайпахская свита) определен показатель отражения битуминита ($R_{\text{бт}}^0 = 1,75–2,15\%$), свидетельствующий о преобразованности ОВ конца мезокатагенеза — начала апокатагенеза (градации $\text{МК}_3^2\text{–АК}_1$). Но, судя по пиролитическому параметру T_{max} (440–448 °С), ОВ здесь изменено слабее и эти толщи еще не вышли из главной зоны нефтеобразования. Подобные данные получены и другими исследователями [8, 9]. Хотя пиролитические материалы С.В. Фролова с соавторами [5] свидетельствуют, что эти толщи находятся уже в нижней зоне газообразования, т. е. они подтверждают данные авторов статьи по $R_{\text{бт}}^0$. Возможные причины подобных противоречий в отношении уровня зрелости ОВ, полученного углепетрографическими и пиролитическими методами, рассмотрены далее. Ниже по разрезу (до глубины 3362 м) в породах этого возраста были обнаружены ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7–14\%$. Такие высокие значения характерны для ОВ, прошедшего этапы метакатагенеза и метаморфизма. Поскольку показатель отражения битуминита существенно ниже, по-видимому, эти частицы являются переотложенными. В скв. Усть-

Рис. 1. Схема расположения изученных скважин и обнажений в Лено-Анабарском междуречье
Fig. 1. Location map of studied wells and outcrops in Lena-Anabarsky interfluve



Оленекская-2370, в глинистых породах верхнего рифея были встречены только ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7,1\%$. Однако по имеющемуся ограниченному материалу трудно судить об их сингенетичности вмещающим толщам.

В аргиллитах верхнего рифея (интервал 2249–3191 м) в керне скв. Бурская-3410 фиксируется значительный разброс отражательной способности альгинита и битуминита, что не позволяет однозначно судить о степени преобразованности этих отложений. Причем здесь не отмечается обычно закономерного роста этого показателя с глубиной. Так, в интервале 2249–2358 м (куладинская свита) R^0 альгинита ($R^0_{alg} = 1,9–2,15\%$) и битуминита ($R^0_{BT} = 1,9–2,39\%$) отвечает концу градации $МК_3^2$ – началу AK_1 . Ниже по разрезу (2558–2756 м, куладинская и хастахская свиты) R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 1–1,15\%$) соответствует концу градации $МК_2$. О слабом уровне зрелости этих отложений свидетельствуют пиролитические данные ($T_{max} = 437–447\text{ }^\circ\text{C}$). Аналогичные результаты по пиролизу приведены в статье М.В. Дахновой с соавторами [3]. Микроскопические исследования показывают, что в рассмотренных горизонтах разреза присутствуют ярко анизотропные графитизированные частицы ($R^0 = 10–11\%$), которые, вероятнее всего, являются перетолженными. В нижележащих толщах верхнего рифея (хайпахская и тукуланская свиты), на глубинах 3002–3191 м, встречены сильно анизотропные частицы битуминита с $R^0 = 5,6–6\%$, свидетельствующей о преобра-

зованности ОВ до стадии глубокого апокатагенеза (градации AK_{4-5}). Противоречивые результаты по диагностике уровня зрелости этих отложений углепетрографическими методами, возможно, связаны с тем, что замеры сделаны по битуминитам разной генерации, прошедшим различные этапы катагенеза. Следует отметить, что не всегда однозначные заключения о преобразованности ОВ можно сделать и по пиролитическим данным. Так, T_{max} на глубинах 3184–3191 м изменяется в интервале 392–470 $^\circ\text{C}$, что может свидетельствовать как о незрелом, так и перезрелом ОВ, т. е. находящемся за пределами главной зоны нефтеобразования. Возможные причины такого явления рассмотрены ниже.

Венд. В скважинах Усть-Оленекская-2370 и Хастахская-930 встречены только ярко анизотропные графитизированные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 7,1–10\%$. Такие высокие значения характерны для ОВ, прошедшего этапы метакатагенеза и, возможно, уже метаморфизма. Но по имеющемуся ограниченному материалу трудно судить об их сингенетичности вмещающим толщам. В скв. Дьяпальская-1 обнаружены высокопреобразованные фрагменты битуминита с $R^0 = 7,25\%$, характерным для этапа метакатагенеза. Иной вывод можно сделать по пиролитическим данным, полученным в ИНГТ СО РАН и П.Н. Соболевым с соавторами [8], ОВ в скважинах Дьяпальская-1 и Бурская-3410 находится в главной зоне нефтеобразования, а в Усть-Оленекской достигло конца мезокатагенеза – начала апокатагенеза.

Палеозойские отложения. Кембрий. В скв. Хастахская-930, на глубине 1940 м (средний кембрий), R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 0,7\%$) свидетельствует об уровне зрелости ОБ начала градации MK_1^2 . В нерасчлененных отложениях среднего – верхнего кембрия в скв. Дьяпальская-1 (глубина 1942 м) этот параметр ($R^0_{BT} = 1,71\%$) отвечает середине MK_3^2 . Примерно с той же интенсивностью изменено ОБ огоньерской свиты верхнего кембрия в обнажениях около пос. Чекуровка на левом берегу р. Лена. Здесь, судя по R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 1,22–1,92\%$), ОБ достигло конца мезокатагенеза (градации MK_3^{1-2}). Следует отметить, что в изученных толщах кембрия присутствуют также высокопреобразованные ярко анизотропные частицы неясной генетической природы с $R^0 = 4,7–6,21\%$, которые являются переотложенными.

В породах среднего **ордовика** (курпахская свита) скв. Усть-Оленекская-2370 (глубина 3081 м) R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 2,7\%$) свидетельствует об уровне зрелости ОБ градации AK_2 . С этим согласуются пиролитические данные ($T_{max} = 552\text{ }^\circ\text{C}$). Подобные сведения приведены и в статье Д.С. Лежнина с соавторами [9]. Очень сильный катагенез ОБ установлен в обнажениях верхнего **девона** на о-ве Столб, в устье р. Лена. Здесь, судя по R^0 витринита ($R^0_{vt} = 6,21–7,6\%$) и сорбомикстинита ($R^0_{CM} = 4,7\%$), ОБ достигло конца апокатагенеза (градации AK_{4-5}) и, возможно, уже начала метагенеза. Высокая преобразованность ОБ подтверждается яркой анизотропией растительных остатков.

Катагенез органического вещества **карбона** изучен в береговых обнажениях устья р. Лена. Высокий уровень зрелости ОБ установлен в тиксинской свите нижнего карбона, где R^0 витринита ($R^0_{vt} = 3,7–4,34\%$) свидетельствует о середине градации AK_3 . Здесь на растительных остатках наблюдается яркая анизотропия, характерная для апокатагенеза. Судя по R^0 битуминита ($R^0_{BT} = 2,97–3,96\%$) и сорбомикстинита ($R^0_{CM} = 3,32–5,2\%$), аналогичный уровень зрелости отмечается в нижнекаменноугольных породах крестяхской, атырдахской и бастахской свит. Примерно с той же интенсивностью изменено ОБ ($R^0_{vt} = 3,7–4,18\%$) верхнего карбона (тугасирская свита). В нерасчлененных толщах **пермокарбона** (верхоянская – хараулахская свиты) катагенез несколько слабее и не превышает начала – середины градации AK_2 ($R^0_{vt} = 2,45–2,9\%$).

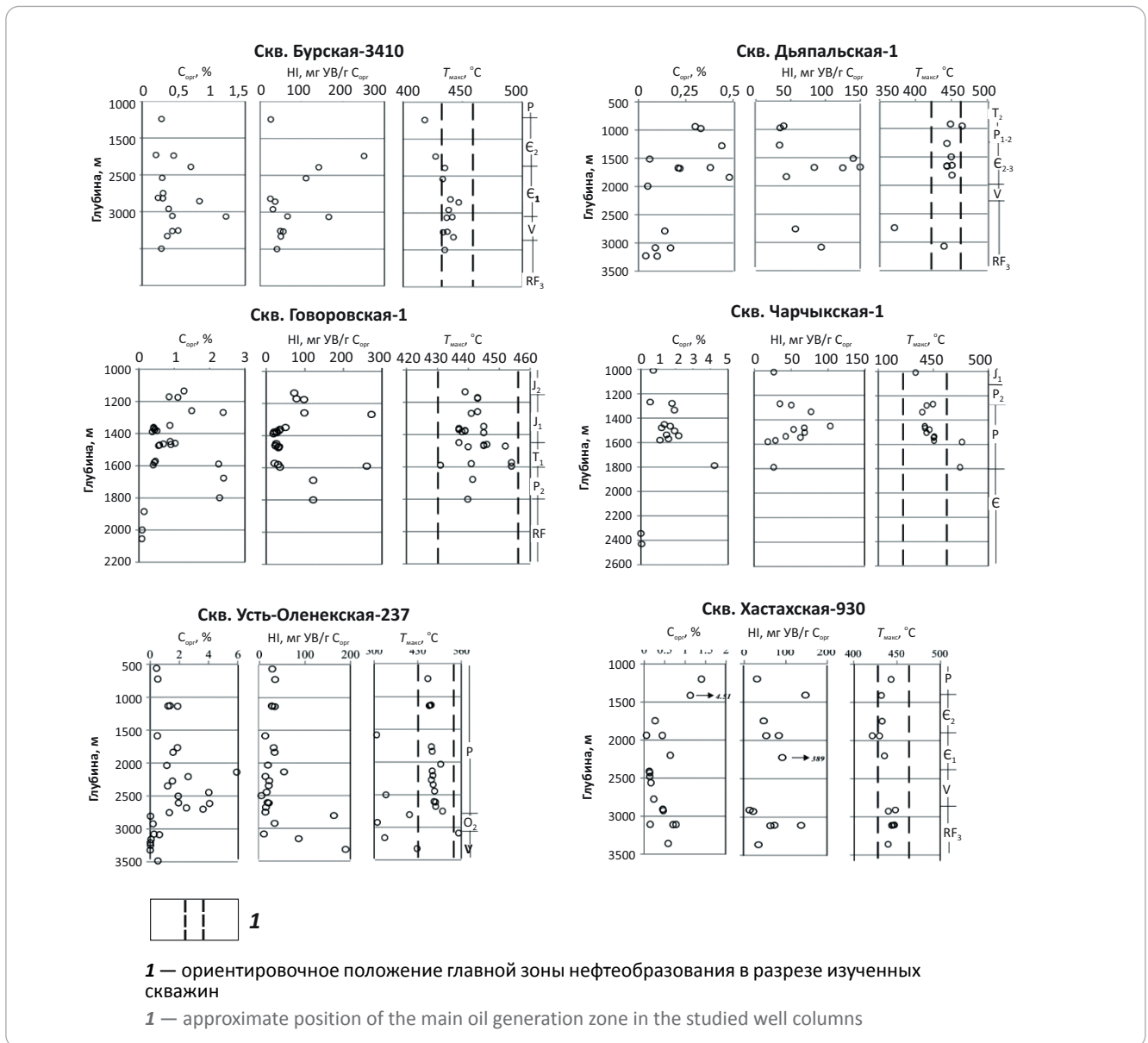
Пермь. В этих толщах уровень зрелости ОБ изменяется в широком диапазоне шкалы катагенеза – от начала градации MK_1^2 до начала AK_2 . Наиболее преобразовано ОБ в тустахской свите нижней перми в скв. Усть-Оленекская-2370. Здесь в интервале 2754–2607 м R^0 витринита ($R^0_{vt} = 2,73–2,6\%$) отвечает началу градации AK_2 . Вверх по разрезу свиты (2275–1767 м) катагенез постепенно снижается до AK_1 и затем MK_3^2 ($R^0_{vt} = 2,41–1,98\%$). Далее в этом направлении продолжается понижение уровня зрелости ОБ, который в верхнекожевниковской свите верхней перми (1120–1134 м) отвечает града-

ции MK_2 ($R^0_{vt} = 1,01–1,09\%$). Заметно слабее преобразовано ОБ этой свиты в обнажениях хр. Прончищева (бассейн р. Песчаная), где R^0 витринита ($R^0_{vt} = 0,71–0,73\%$) свидетельствует о середине градации MK_1^2 . Углепетрографическим данным по уровню зрелости ОБ пермских отложений не противоречат пиролитические материалы, полученные ИНГТ СО РАН и другими организациями [4, 9].

Самый низкий уровень зрелости ОБ зафиксирован в джаргалахской свите нижней перми в скв. Хастахская-930 (1410–1200 м), где R^0_{vt} (0,66–0,64%) отвечает концу градации MK_1^1 – началу MK_1^2 . Более высокая преобразованность ОБ этих отложений отмечается в скв. Чарчкская-1 (1786 м) и соответствует середине MK_2 ($R^0_{vt} = 0,94–0,97\%$). Вверх по разрезу джаргалахской свиты (1653–1505 м) степень катагенеза уменьшается и отвечает концу MK_1^2 ($R^0_{vt} = 0,84–0,8\%$). В вышележащих толщах бурской свиты средней перми (1335–1270 м) уровень зрелости еще ниже – середина этой градации ($R^0_{vt} = 0,76–0,75\%$). В разновозрастных отложениях скв. Говоровская-1 (1678–1800 м) ОБ преобразовано сильнее и достигло конца градации MK_3^1 ($R^0_{vt} = 1,42–1,45\%$). Близкий уровень зрелости ОБ пермских отложений Лено-Анабарского прогиба отмечают и П.Н. Соболев с соавторами [8].

Неоднозначные данные об уровне зрелости ОБ протерозойских и палеозойских толщ получены авторами по пиролизу. Этот метод в варианте Рок-Эвал стал широко распространенным в геохимических исследованиях при диагностике нефтематеринских пород и оценке их генерационного потенциала. Возможности рассеянного ОБ генерировать УВ определяются следующими характеристиками: содержанием органического углерода ($C_{орг}$) в породах; типом ОБ (его качеством), т.е. числом алифатических группировок в структуре керогена; степенью катагенеза. Известно, что объем прогенерированных УВ зависит от уровня зрелости ОБ, которая обычно определяется по R^0 витринита (R^0_{vt}). Другим параметром, по которому оценивается преобразованность ОБ, является химический состав керогена, а именно концентрация в нем углерода (С) и водорода (Н), которые закономерно изменяются – содержание первого возрастает, а второго уменьшается за счет выхода из керогена УВ в процессе катагенеза, что приводит к уменьшению атомного отношения $(Н/С)_{ат}$. Температура максимальной скорости выделения УВ при пиролизе ОБ при нагреве образца с постоянной скоростью в инертной атмосфере (T_{max}) служит в качестве «пиролитического» параметра уровня зрелости. Увеличение степени катагенеза приводит к сокращению в составе керогена алифатических группировок, а следовательно, и содержания водорода – при этом значение водородного индекса HI (остаточный генерационный потенциал) уменьшается, а температура T_{max} возрастает. На рис. 2 по T_{max} ориентировочно приведено положение главной зоны нефтеобразования в разрезе изученных сква-

Рис. 2. Пиролитические характеристики органического вещества ($C_{орг}$, HI, T_{max}) протерозойских и палеозойских отложений Лено-Анабарского междуречья
Fig. 2. Pyrolysis characteristics of Organic Matter ($C_{орг}$, HI, T_{max}) in Proterozoic and Palaeozoic formations of Lena-Anabarsky interfluvium



жин. Из представленных пиролитических данных вытекает несколько неожиданный вывод — во всем изученном интервале (от рифея до юры) ОВ находится преимущественно (за исключением скважин Чарчкская-1 и Усть-Оленекская-2370) в главной зоне нефтеобразования. Такое несистематическое изменение уровня зрелости с глубиной находится в противоречии с одним из основных положений теории нафтидогенеза — глубинной зональности катагенеза, согласно которому непрерывное погружение осадков сопровождается возрастанием степени зрелости ОВ в связи с повышением температуры и давления — основных факторов катагенеза. Так, в отложениях ордовика в скв. Усть-Оленекская-2370 пиролитический параметр T_{max} , характеризующий уровень зрелости ОВ, с глубиной изменяется следующим образом: 2925 м — $T_{max} = 307$ °C; 3089 м —

552 °C; 3160 м — 329 °C. Такие случаи наблюдаются и в других скважинах. Исключение из закономерного роста T_{max} с глубиной возможно при катагенетическом перерыве вследствие размыва осадочных отложений. В этом случае фиксируется скачок роста значений параметра T_{max} с глубиной, но не его снижение. Влияние интрузий также может приводить к локальному повышению степени зрелости в отдельных интервалах разреза.

При изучении катагенеза ОВ палеозойского и более древнего возраста проявляется осложняющий фактор, свойственный пиролитическому методу, который до сих пор не получил достаточно полного освещения в литературе. Из анализа имеющихся данных установлено, что начиная с градации АК₃ ($R_{vt}^0 > 3,5\%$) содержание водорода в керогене сокра-

щается настолько, что количество выделяющихся УВ при его крекинге становится меньше чувствительности пиролитического метода. Органическое вещество в апокатагенезе становится «пиролитически прозрачным», и пик S_2 не фиксируется. Тогда источником пиролитических УВ могут быть битумоиды. Они способны образовываться на этапах охлаждения осадочного бассейна (за счет «высадки» миграционных битумоидов, которая происходила на стадии подъема бассейна или размыва вышележащих толщ).

Наблюдаемые вариации пиролитических данных (температура максимального выхода УВ T_{\max} , значение водородного индекса HI) не позволяют однозначно судить об уровне зрелости ОВ протерозойских и палеозойских толщ. Хотя в большинстве изученных проб значения T_{\max} отвечают главной зоне нефтеобразования (430–460 °С), здесь в одной и той же скважине и близко по разрезу (пример по скв. Усть-Оленекская-2370 показан выше) отмечаются значения этого параметра < 400 и > 500 °С, т. е. отвечающие как незрелому ОВ, так и сильно преобразованному. Разброс значений наблюдается и по водородному индексу HI. В большинстве проб этот параметр < 50 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$ (при вариациях от 10 до 300 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$). Хотя с глубиной, по мере роста катагенеза и истощения генерационного потенциала, он должен снижаться. Однако в изученных авторами статьи скважинах это наблюдается не всегда (см. рис. 2). Попробуем предположить возможные причины такого явления.

На рис. 3 (линия 1) показана пирограмма образца, в котором сигнал от УВ начиная с ~ 350 °С повышается одновременно с ростом температуры анализа. Но при 650 °С возникает изотермическая ступень, в результате чего скорость выделения УВ начинает уменьшаться и полученное таким образом значение T_{\max} является минимальным. Для большей части образцов не представлялось возможным определить значение T_{\max} , поскольку полезный сигнал на пирограммах не превышал аналитического предела обнаружения УВ. Для ряда образцов предполагается наличие твердых битумоидов, так как T_{\max} для них находится в интервале разложения смолистых компонентов — 300–350 °С (см. рис. 3, линия 2). Для установления природы этих битумоидов требуются дополнительные исследования. Не исключено, что они могли образоваться в ходе пробоотбора или пробоподготовки, поскольку концентрация УВ в них не превышает 0,005 %.

Таким образом, по пиролитическим данным получены не совсем однозначные выводы о катагенезе ОВ изученных отложений. Возможно, это объясняется их сложной палеотектонической и палеотермической предысторией. Необходимо также отметить и недостаток в методологическом подходе при определении зрелости ОВ в таких сложных древних толщах. К сожалению, приходится констатировать, что химически (или механически) разделить смесь высокопреобразованного ОВ (матрица)

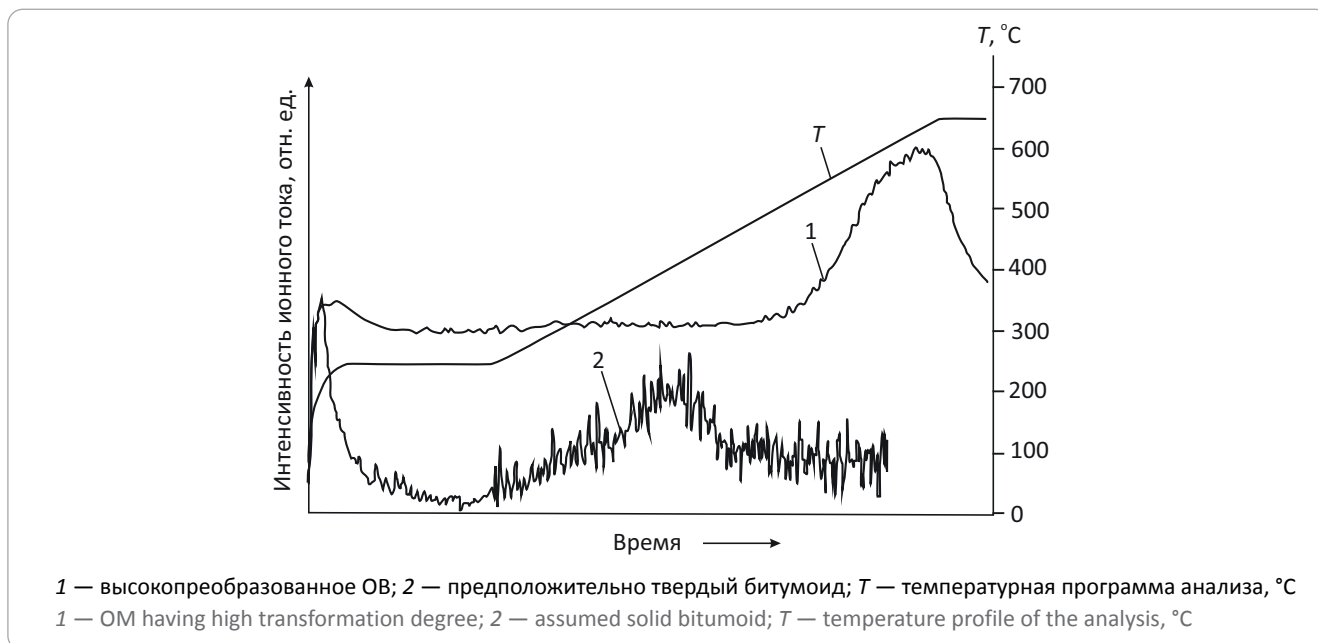
и наложенного битумоида в количестве 0,1–0,01n % имеющимися методами в настоящее время не представляется возможным. Выходом из этого является элементный анализ нерастворимого ОВ (керогена) образца, так как небольшим вкладом от битумоида можно пренебречь.

Мезозойские отложения. Триас. Уровень зрелости ОВ этих толщ установлен только в обнажениях Оленекского залива, о-ва Котельный и в скв. Говоровская-1. В последней R^0 витринита свидетельствует о том, что в ыстанахской и чекановской свитах нижнего триаса (1461–1596 м) ОВ преобразовано до начала градации MK_2 ($R^0_{\text{vt}} = 0,9–0,95$ %). В разновозрастных породах из обнажений Оленекского залива ОВ достигло середины – конца MK_2 ($R^0_{\text{vt}} = 0,99–1,12$ %). Аналогичные данные по этому району приводят и другие исследователи [8, 9]. Несколько ниже уровень зрелости ОВ в стационарной свите среднего триаса на о-ве Котельный (середины MK_1^2 – начало MK_2 , $R^0_{\text{vt}} = 0,6–0,87$ %). **Юра.** В нижнеюрских породах кыринской свиты скв. Говоровская-1 (1350–1450 м) R^0 витринита ($R^0_{\text{vt}} = 0,73–0,83$ %) соответствует середине – концу градации MK_1^2 . Вверх по разрезу степень катагенеза ОВ снижается и в келимярской свите средней юры (1136–1176 м) отвечает концу MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,62$ %). Близкий уровень зрелости ОВ ($R^0_{\text{vt}} = 0,59–0,61$ %) отмечается в разновозрастных породах из обнажений Оленекского залива (чекуровская и келимярская свиты) и р. Оленек. В верхней юре скв. Говоровская-1 (984 м) ОВ преобразовано до середины градации MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,57$ %). Аналогичный катагенез ОВ зафиксирован в среднеюрских отложениях из обнажений р. Чайдах-Юрях хр. Прончищева ($R^0_{\text{vt}} = 0,57–0,6$ %). **Мел.** В кигиляхской и буолкалахской свитах нижнего мела (обнажения Оленекского залива) ОВ слабо преобразовано и не превышает конца градации PK_3 ($R^0_{\text{vt}} = 0,49–0,5$ %). Подобный уровень зрелости ОВ установлен в угольном пласте этого же возраста (салгинская свита) на р. Оленек. Середина MK_1^1 ($R^0_{\text{vt}} = 0,57$ %) зафиксирована в обнажениях хр. Прончищева (р. Чайдах-Юрях). Близкая степень катагенеза ОВ отмечается в разновозрастных толщах о-ва Котельный (конец MK_1^1 , $R^0_{\text{vt}} = 0,62$ %). По данным других исследователей, уровень зрелости ОВ юрско-неокомского комплекса на материковом обрамлении изменяется в соответствии с глубиной их залегания — от градации PK_3 до MK_2^{1-3} [8, 9].

Заключение

Перспективы нефтегазоносности. В данной статье авторы статьи учитывали только катагенез ОВ, т. е. были ли в рассмотренных отложениях реализованы термобарические условия, обеспечившие генерацию УВ и сохранность их залежей. Для оценки уровня зрелости были использованы данные по отражательной способности мацералов ОВ, в меньшей мере — его пиролитические характеристики. В связи с высокой степенью преобразованности (градации MK_3^2 – AK_3) протерозойских толщ, в них

Рис. 3. Типичные пирограммы изученных образцов
Fig. 3. Typical pyrograms of the studied samples



практически исключается возможность сохранения нефтяных скоплений, хотя небольшие газовые могли сохраниться. В палеозое уровень зрелости ОБ изменяется от начального мезокатагенеза (MK_1^1) до глубокого апокатагенеза (AK_3). В главной зоне нефтеобразования находятся отложения среднего кембрия в скв. Хастахская-930 (градация MK_1^2), а также пермские породы (градации MK_1^1 – MK_2) в скважинах Усть-Оленекская-2370, Хастахская-930 и Чарчкская-1. В этих толщах по термобарическим условиям могли сохраниться нефтяные и газовые залежи. В отложениях с уровнем зрелости ОБ конца мезокатагенеза – начала апокатагенеза (градации MK_3^1 – AK_1), которые уже вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в глубинной зоне газообразования, могли сохраниться скопления сухого и конденсатного газа. Органическое вещество такого уровня зрелости было встречено в кембрийских (скв. Дьяпальская-1, обнажения по р. Чекуровка), нижнепермских (скв. Усть-Оленекская-2370) и среднепермских (скв. Говоровская-1) отложениях. В толщах с преобразованностью ОБ градаций AK_{2-3} и выше практически полностью исключается возможность нахождения сингенетических залежей УВ. В рассматриваемом районе эти отложения преобладают.

Содержание $C_{орг}$ в большинстве изученных образцов превышает 0,5 % (см. рис. 2), что позволяет отнести их к «хорошим» нефтематеринским породам. Вполне вероятно, что в палеозойских отложениях Лено-Анабарского междуречья существовали все предпосылки для формирования нефтегазопродуцирующих толщ с высоким генерационным потенциалом. Уровень катагенеза ОБ в них был вполне достаточным для реализации главных фаз нефти и газообразования. Следовательно, при умерен-

ном катагенезе ОБ в них проходили интенсивные процессы нафтидогенеза, о чем свидетельствуют находки битумопроявлений. Однако современная преобразованность этих толщ не позволяет оценивать их высоко. На значительной части рассматриваемой территории палеозойские отложения претерпели существенные термобарические изменения, малоблагоприятные для сохранения крупных сингенетических залежей УВ. Из-за высокого уровня зрелости остаточный нефтегазогенерационный потенциал ОБ практически исчерпан (HI в основном < 50 мг УВ/г $C_{орг}$) и только в отложениях, претерпевших катагенез до градации MK_2 , оно способно еще генерировать нефтяные УВ. Однако ожидать открытия крупных залежей нефти в осадочных комплексах палеозоя с более преобразованным ОБ маловероятно. Нельзя исключать обнаружение в дальнейшем осадочных толщ с умеренным катагенезом ОБ, в которых палеотермобарические условия недр не приводили к полной деструкции скоплений УВ.

Осадочные отложения триаса и юры еще не вышли из главной зоны нефтеобразования (градации MK_1^1 – MK_2) и могли бы представлять интерес для поисков залежей УВ. Нижнемеловые отложения достигли конца протокатагенеза – начала мезокатагенеза (градации PK_3 – MK_1^1) и находятся в верхней зоне газообразования. Но преимущественно террагенный (гумусовый) состав ОБ мезозойских толщ малоблагоприятен для генерации нефтяных УВ, хотя не исключена возможность образования газообразных. Но эти теоретические предпосылки перспектив нефтегазоносности рассматриваемых толщ пока не подтвердились результатами геологоразведочных работ.

Имеются и другие мнения на оценку перспектив нефтегазоносности Лено-Анабарского междуречья. Опираясь на геолого-геофизические и пиролитические материалы [1–9], исследователи дают более высокий прогноз нефтегазоносности рассматриваемой территории. В частности, ими отмечается, что диапазон перспективных отложений

здесь достаточно широк, но нефтегазоносность связывают преимущественно с двумя комплексами — рифей-венд-нижнепалеозойским и верхнепалеозой-мезозойским. В пользу этого свидетельствуют прямые признаки нефте- и битумопроявлений, встреченные в отложениях венда, кембрия, перми и мезозоя.

Литература

1. Ким Б.И., Яшин Д.С., Евдокимова Н.К. Углеводородный потенциал отложений осадочного чехла шельфов Восточно-Арктических морей России (Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского) // Геология нефти и газа. – 2008. – № 2. – С. 4–13.
2. Ким Б.И., Евдокимова Н.К. Геология и нефтегазоносность Лаптевоморского замыкания Евразийского бассейна // Геология нефти и газа. – 2010. – № 2. – С. 3–10.
3. Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Можегова С.В. Генерационные характеристики ОВ и распределение биомаркеров в битумоидах нефтематеринских пород рифея, венда и кембрия Сибирской платформы // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 953–961.
4. Бакай Е.А., Смирнова М.Е., Коробова Н.И., Надежкин Д.В. Литолого-геохимическая характеристика пермского нефтегазонасного комплекса Лено-Анабарского прогиба (на примере скважины Усть-Оленекская-2370) // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 2016. – № 1. – С. 71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81.
5. Фролов С.В., Коробова Н.И., Бакай Е.А., Курдина Н.С. Углеводородные системы и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Ленского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. – Ч. 2. – С. 173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18.
6. Ульмасвай Ф.С., Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Сидоренко Св.А. Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба // Neftegaz.RU. – 2017. – № 1. – С. 46–52.
7. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. Углеводородный потенциал Арктической зоны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 1. – С. 4–10.
8. Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А. и др. Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 8. – С. 62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74.
9. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа. – 2021. – № 4. – С. 7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28.
10. Япаскurt О.В. Катагенез и метакатагенез отложений палеозоя и мезозоя в геологической истории Северного и Западного Верхоянья // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. – 1980. – № 4. – С. 15–24.
11. Геология нефти и газа Сибирской платформы // Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

References

1. Kim B.I., Yashin D.S., Evdokimova N.K. Hydrocarbon potential of sedimentary cover deposits of offshore East Arctic Seas of Russia (Laptev, East Siberian and Chukotsk). *Geologiya nefi i gaza*. 2008;(2):4–13. In Russ.
2. Kim B.I., Evdokimova N.K. Geology and oil and gas potential of the Laptev sea closure of Eurasian basin. *Geologiya nefi i gaza*. 2010(2):3–10. In Russ.
3. Dakhnova M.V., Zhelglova T.P., Mozhegova S.V. Generation characteristics of organic matter and distribution of biomarkers in bitumens of the Riphean, Vendian, and Cambrian source rocks of the Siberian Platform. *Russian Geology and Geophysics*. 2014;55(5–6):755–762. DOI: 10.1016/j.rgg.2014.05.018.
4. Bakai E.A., Smirnova M.E., Korobova N.I., Nadezhkin D.V. Permian petroleum system of Lena-Anabar trough - lithological-geochemical studies (at an example of well Ust'-Olenek 2370). *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 2016;(1):71–81. DOI: 10.33623/0579-9406-2016-1-71-81. In Russ.
5. Frolov S.V., Korobova N.I., Bakay E.A., Kurдина N.S. Hydrocarbon systems and petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Georesursy*. 2017;(5):173–185. DOI: 10.18599/grs.19.18. In Russ.
6. Ulmasvay F.S., Eremin N.A., Shabalin N.A., Sidorenko S.V.A. Petroleum potential of the Anabar-Lena trough. *Delovoy Zhurnal Neftegaz.Ru*. 2017;(1):46–52. In Russ.
7. Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. Petroleum potential of the northern Siberian Platform. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2018;(1):4–10. In Russ.
8. Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A. et al. Geochemical criteria of petroleum potential of the riphean-paleozoic sediments of the lena-anabarsky regional trough and adjacent territories. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. 2019;(8):62–74. DOI: 10.30713/2413-5011-2019-8(332)-62-74. In Russ.
9. Lezhnin D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Riphean-Palaeozoic series in the Khatanga-Lena interfluvium: geological structure and petroleum potential. *Geologiya nefi i gaza*. 2021;(4):7–28. DOI: 10.31087/0016-7894-2021-4-7-28. In Russ.
10. Yapakurt O.V. Katagenesis and metagenesis of Palaeozoic and Mesozoic formations in geological history of Northern and Western Verkhoyansk region [Catagenesis and metagenesis of Palaeozoic and Mesozoic formations in geological history of Northern and Western Verkhoyansk region]. *Moscow University Bulletin. Series 4. Geology*. 1980;(4):15–24. In Russ.
11. Oil and gas geology of the Siberian Platform. In: A.E. Kontorovich, V.S. Surkova, A.A. Trofimuk, eds. Moscow: Nedra; 1981. 552 p. In Russ.

Информация об авторах

Фомин Александр Николаевич

Доктор геолого-минералогических наук,
заведующий кафедрой

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Меленевский Василий Николаевич

Кандидат физико-математических наук,
старший научный сотрудник

ФГБУН «Институт нефтегазовой геологии и геофизики
им. А.А. Трофимука СО РАН»,
630090 Новосибирск, пр-кт Коптюга, д. 3
e-mail: vmelenevsky@yandex.ru

Information about authors

Aleksandr N. Fomin

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences,
Head of Department

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,
3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: FominAN@ipgg.sbras.ru
ORCID ID: 0000-0002-5174-4304

Vasilii N. Melenevskii

Candidate of Physical and Mathematical Sciences
Senior Researcher

The Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,
Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences
3, prospekt Koptyuga, Novosibirsk, 630090, Russia
e-mail: vmelenevsky@yandex.ru