

Д. С. Мельник¹✉

Геохимия органического вещества рифейских отложений из скв. Бурская-3410 и Хастахская-930 (Лено-Анабарский прогиб)

¹ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация
e-mail: melnikds@ipgg.sbras.ru

Аннотация. В статье представлены результаты геохимического изучения органического вещества (ОВ) рифейских отложений из скважин Бурская-3410 и Хастахская-930 (Лено-Анабарский прогиб) с целью оценки их нефтегазоматеринского потенциала и степени катагенеза. Современные концентрации $C_{орг}$ пиролитические параметры (S_2 , HI) молекулярные параметры (метилфенантроновые индексы, расчетная отражательная способность витринита ~5%, деградация биомаркеров) указывают на высокий катагенез ОВ, соответствующий грациям АК₄₋₅, свидетельствуют о реализации генерационного потенциала. Показано, что начальные содержания $C_{орг}$ на начало мезокатагенеза достигали 2,3%, а породы хастахской, куладинской и тукунской свит могли быть источником углеводородов для вышележащих вендско-нижнепалеозойских комплексов.

Ключевые слова: Сибирская платформа, Арктический сектор, рифей, нефтегазоматеринские породы, органическая геохимия, генерационный потенциал, хемофоссилии

D. S. Melnik¹✉

Geochemistry of the organic matter in riphean deposits from the Burskaya-3410 and Khastakhskaya-930 wells (Lena-Anabar trough)

¹IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russian Federation
e-mail: melnikds@ipgg.sbras.ru

Abstract. The article presents the results of a geochemical study of organic matter (OM) of Riphean sediments from the Burskaya-3410 and Khastakhskaya-930 wells (Lena-Anabar Trough) in order to assess their oil and gas source potential and the degree of catagenesis. Modern concentrations of C_{org} , pyrolytic parameters (S_2 , HI), molecular parameters (methylphenanthrene indices, estimated vitrinite reflectivity of ~5%, biomarker degradation) indicate a high catagenesis of OM, corresponding to gradations AC₄₋₅, and indicate the realization of the generation potential. It is shown that the initial C_{org} contents at the onset of mesocatagenesis reached 2.3%, and the rocks of the Khastakh, Kuladin, and Tukulan formations could have been a source of hydrocarbons for the overlying Vendian-Lower Paleozoic complexes.

Keywords: Siberian Platform, Arctic sector, Riphean, source rocks, organic geochemistry, generative potential, chemofossils

Введение

На сегодняшний день вопрос о роли рифея в качестве источника углеводородов для формирования промышленных скоплений нефти и газа на Сибирской платформе остается дискуссионным. В то время как одни специалисты считают рифейский комплекс на северо-востоке Сибирской платформы "пустым" (Баженова и др., 1981,

2014; Каширцев, 2003; Полякова и др., 2016), другие достаточно высоко оценивают его генерационные характеристики (Соболев и др., 2019, Лежнин и др., 2021).

Существует две противоположные точки зрения относительно катагенеза органического вещества рифейских отложений в пределах Лено-Анабарского прогиба. Так, на основе пиролитических данных был сделан вывод о том, что катагенез ОВ рифейских отложений в скважинах Бурская-3410 и Хастахская-930 соответствует градациям МК₂-МК₃ по шкале Н.Б. Вассоевича и отвечает главной зоне нефтеобразования (Соболев и др., 2019; Лежнин и др., 2021). Однако данные замеров отражательной способности битуминита в пересчете на отражательную способность витринита демонстрируют высокие значения до 3–5% и свидетельствуют о высоком катагенезе рифейских отложений в скважинах Лено-Анабарского прогиба, на уровне конца мезокатагенеза и начала апокатагенеза, что говорит о реализации этими отложениями как нефтяного, так и газового потенциала (Конторович и др., 2024). При этом состав компонентов органического вещества на молекулярном уровне не изучался.

Цель настоящего исследования – уточнить обогащенность пород ОВ, его тип и катагенез с привлечением современных физико-химических методов, оценить породы рифейских отложений из скважин Лено-Анабарского прогиба в качестве потенциально нефтегазопроизводивших и как источник трудноизвлекаемого УВ сырья.

Методы и материалы

Исследовали коллекцию из 30 образцов рифейских отложений из скважин Лено-Анабарского прогиба. В скважине Бурская-3410 изучены свиты: таймыльйрская (глубина отбора 2158–2042 м), хастахская (2565–2246 м), куладинская (2820–2557 м); тулуканская (3066–3000 м), в скв. Хастахская-930 – хастахская (2857–2778 м), куладинская (3112 м).

Для определения содержания органического углерода породы дробили до 0,25 мм, обрабатывали 10 % соляной кислотой для получения нерастворимого остатка (НО). На экспресс-анализаторе методом сжигания в кислороде проб НО определено содержание органического углерода (C_{орг}) в породах. На пиролитической установке НАWK проанализированы генерационные свойства пород, определены величины S₁, S₂, водородного индекса HI, индекса продуктивности PI, температуры T_{max}.

Экстракцию битумоидов проводили из порошков дробленых образцов хлороформом при комнатной температуре с использованием центрифуги; экстракты очищены от серы ртутью. Деление битумоида на фракции проводили по методике, принятой в ИНГГ СО РАН. Метано-нафтеновые фракции битумоидов были проанализированы методом газовой хроматографии, метано-нафтеновые нафтенно-ароматические – методом хромато-масс-спектрометрии в лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН.

Результаты

Изученные образцы хастахской, куладинской, тукуланской свит представлены темно-серыми, зеленовато-темно-серыми, черными аргиллитами и аргиллитами

известковистыми. Содержание НО в них составит 74–96%, $C_{орг}$ – от 0,09 до 0,66%, в среднем – 0,2%, что существенно ниже кларковых значения для аргиллитов (0,9% по Н.Б. Вассоевичу). Один образец куладинской свиты представлен доломитом с содержанием НО 3% и $C_{орг}$ – 0,07%. Выходы битумидов ($b_{хл}$) крайне низкие, в пределах 0,002–0,040%, значения битумоидного коэффициента (β) также низкие, обычно на уровне 1–2%, редко повышаются до 4% в доломитах и до 13% в известковых аргиллитах. В групповом составе битумоидов преобладают смолы – 60–87%. На метано-нафтеновые и нафтенно-ароматические фракции в сумме приходится 13–35%, чаще всего их не удавалось поделить из-за низких выходов битумоидов. В двух образцах определено содержание асфальтенов, оно составляет 5–18%. Величины «битумоидной» составляющей S_1 изменяются в пределах 0,01–0,13 мг УВ/г породы, «керогеновой» составляющей S_2 – 0,01–0,66 мг УВ/ г породы. Значения T_{max} изменяются главным образом от 421 до 447°C, изредка отклоняясь до 320, 322, 470, 603°C. В среднем значения водородного индекса НІ низкие, на уровне 50 мг УВ/г $C_{орг}$, редко повышены до 80–124 мг УВ/г $C_{орг}$.

Таймыларская свита представлена двумя образцами желтовато-серых доломитов (НО = 3-10%, $C_{орг}$ = 0,03-0,12%), которые при расколе дают явный нефтяной запах. Внешние части образцов толщиной до 2 см обрезались циркулярной пилой. Битумоиды экстрагировали отдельно из внутренних и внешних частей образцов. Значения $b_{хл}$ и β для внешней части образцов слегка повышены и составляют 0,004-0,019% и 8-12% против 0,003-0,017% и 7-11% соответственно. Отличия наблюдаются также в групповом составе. Для внешней части образцов характерно повышенное содержание углеводородной части битумоидов – на сумму метано-нафтеновых и нафтенно-ароматических фракций приходится до 25-42%, тогда как для внутренней части образцов оно составляет 10-38%. Асфальтены определены в одном образце. Их содержание составляет 5 и 4% соответственно. Пиролитические характеристики следующие: S_1 – 0,03, S_2 – 0,03–0,28 мг УВ/г породы, T_{max} – 440-442°C, НІ – 91-233 мг УВ/г $C_{орг}$.

На газожидкостных хроматограммах метано-нафтеновых фракций в большинстве случаев присутствуют высокие нафтеновые горбы (области неразделенных УВ), максимум распределения *n*-алканов непостоянный, от *n*-C₁₇ (как правило) до *n*-C₂₅. Отношение пристана к фитану варьирует от 0,3 до 0,8. Отношения пристан/*n*-C₁₇ и фитан/*n*-C₁₈ в среднем на уровне 0,3, повышаются до 0,4–0,6 в битумоидах из доломитов таймыларской свиты. Отношение *n*-C₂₇/*n*-C₁₇ значительно изменяется от 0,3 до 4,6, суммы нормальных алканов к сумме изопреноидных – от 4 до 17. На хроматограммах, где возможно было рассчитать индекс СРІ (carbon preference index, по (Bray, Evans, 1968)), его значения повышены и составляют 1,1–1,5.

На масс-хроматограммах по *m/z* 217 изучались стераны, *m/z* 191 и 177 – терпаны. В серии образцов аргиллитов и известковых аргиллитов, особенно обедненных органическим веществом ($C_{орг}$ < 0,2%), полициклические углеводороды-биомаркеры почти полностью разрушены, на масс-хроматограммах по типовым *m/z* регистрируется шум.

Среди стерановых УВ идентифицированы прегнаны C_{21} – C_{22} , стераны C_{27} – C_{29} , в некоторых образцах C_{30} . Распределение стеранов однотипное – гомологи C_{27} и C_{29} содержатся примерно в равных пропорциях, C_{28} незначительно уступает. В одном образце доломитов таймыльской свиты C_{29} явно преобладает над C_{27} . Зарегистрированы диастераны, в среднем их отношение к регулярным стеранам составляет 0,35, повышаясь до 0,5 в доломитах таймыльской свиты.

Среди терпанов идентифицированы трицикланы, тетрациклан C_{24} , гопаны и гомогопаны. Как правило, максимальные концентрации имеют гопаны и гомогопаны (в среднем 65% от суммы терпанов). Распределение их гомологов относительно – превалирует гопан C_{30} , концентрации гомогопанов уменьшаются в ряду $C_{31} > C_{32} > C_{33} > C_{34} > C_{35}$. Отношение триснорнеогпана к трисноргопану значительно варьирует от 0,1 до 1,1, при этом в образцах с низкими значениями Ts/Tm также отчетливо регистрируются моретаны. Значения трицикланового индекса (Конторович и др., 1999) как правило меньше 1 (на уровне 0,4–0,7), однако в серии образцов достигают 1,5–4. В серии проб по m/z 177 регистрируются деметилированные 25-норгопаны.

В нафтено-ароматических фракциях исследовались фенантрен и метилфенантрены (m/z 178 и 192), дибензотиофен и метилдибензотиофены (m/z 184 и 198), моно- и триароматические стероиды (m/z 253 и 231 соответственно) по методике (Конторович и др., 2004). Среди исследованных соединений преобладают фенантрены, при этом их относительное содержание в целом увеличивается с глубиной отбора проб от 60 до 99% ($r = +0,40$). В большинстве проб моно- и триароматические стероиды отсутствуют или присутствуют в следовых количествах. В пробах с верхних изученных уровней их содержание возрастает до 20% на сумму изученных соединений.

Остановимся подробнее на распределении метилзамещенных гомологов фенантренов. Рассчитывались типовые отношения для оценки термического преобразования ОБ: МФИ, MPI-1, PP-1 (Radke et al., 1982; Петров, 1984; Alexander et al., 1986), а также, на основе этих индексов, отражательная способность витринита (Radke, Welte, 1983; Долженко, Фомин, 2022). Значения МФИ и MPI-1 составляют 0,3–0,7, PP-1 – 0,6–2,0. При использовании в расчетах индекса МФИ синтетические значения R° составили 4,5–6,1% (в среднем – 5,2%), а при использовании PP-1 – 4,2–5,6% (в среднем – 4,9%).

Обсуждение

Генерационные характеристики пород. Изученные породы (аргиллиты, известковистые аргиллиты и доломиты) хастахской, куладинской, тукуланской и таймыльской свит характеризуются низким содержанием органического углерода (C_{org} в среднем 0,2%). Качественная интерпретация результатов пиролиза возможно при величинах $C_{org} > 0,5\%$ «керогеновой составляющей» $S_2 > 0,5$ мг УВ/г породы (Peters, Cassa, 1994). В большинстве изученных проб S_2 не превышает 0,1–0,2 мг УВ/г породы, достигая максимально 0,66 мг УВ/г породы лишь в единичном образце. Значения $S_2 < 2$ мг УВ/г породы характеризуют изученные породы как не нефтематеринские, с низким потенциалом генерировать газ

(Тиссо, Вельте, 1982). Водородный индекс HI в среднем находится на уровне 50 мг УВ/г $C_{орг}$, изредка повышаясь до 80–124 мг УВ/г $C_{орг}$. Неопротерозойский возраст исследуемых отложений несомненно указывает на аквагенный генезис органического вещества и отсутствие источников, связанных с высшей наземной растительностью. Поэтому столь низкие значения HI свидетельствуют о реализации генерационного потенциала породами рифейских отложений в Лено-Анабарском прогибе.

Катагенез ОВ. Для оценки перспектив нефтегазоносности территории исследования важно также учитывать степень зрелости органического вещества потенциально нефтематеринских пород (Конторович, 1976; Peters et al., 2005). Данные пиролиза, значения T_{max} в диапазоне 421–445°C, свидетельствуют о катагенезе ОВ на уровне конца протокатагенеза–начала мезокатагенеза (Peters, 1986; Меленевский, 1991). Однако, обращают на себя внимание: низкие содержания $C_{орг}$ (в среднем 0,2%) и $b_{хл}$ (в среднем 0,007%) в породах, низкие значения β (обычно до 2%), низкие значения отношений пристан/ n - C_{17} и фитан/ n - C_{18} (часто <0,3), низкие пики углеводородов-биомаркеров (стеранов, терпанов), отсутствие моно- и триароматических стероидов в нафтено-ароматических фракциях большинства проб, распределение метилфенантронов и расчетные значения метилфенантроновых показателей зрелости и синтетические значения отражательной способности витринита на уровне 5%. Обобщая данные битуминологических исследований, а также особенности составов и распределений соединений метано-нафтеновых и нафтено-ароматических фракций, можно предположить высокий региональный катагенез рифейских отложений в скважинах Лено-Анабарского прогиба, на уровне градаций АК₄₋₅. В этом свете узкий диапазон значений T_{max} 421–445°C в широком интервале глубин (от 3111 до 2150 м) выглядит логичным, так как отражает деструкцию не керогена, а асфальто-смолистых компонентов битумоидов (Меленевский, 1991). Соответственно, величина HI также в большей степени характеризует не остаточный кероген, а битумоидную составляющую пород. Такая оценка высокого катагенеза согласуется с данными авторов (Фомин, Меленевский, 2023; Конторович и др., 2024), которые показали, что рифейские отложения в скважинах Бурская-3410 и Хастаская-930 содержат графитизированные частицы ОВ неясной генетической природы. Ранее для рифейских отложений Сибирской платформы также было показано, что показатель T_{max} не увеличивается при возрастании глубины и катагенеза ОВ (Филипцов, 2015).

Оценка пород в качестве потенциально нефтегазопроизводивших. При подобных оценках одним из ведущих критериев является обогащенность пород рассеянным ОВ. Для изученных интервалов рифея в скважинах Лено-Анабарского прогиба современные концентрации $C_{орг}$ составляют 0,1–0,7%. Для оценок масштабов генерации УВ необходимо использовать начальное содержание $C_{орг}$ в породах (Вассоевич, 1967; Неручев, 1967; Конторович, 1976; Баженова и др., 2014, 2020; Конторович и др., 2021). Используя предложенные коэффициенты (Баженова, 2020; Конторович и др., 2021) и современные значения $C_{орг}$ были рассчитаны значения начального содержания $C_{орг}$ на начало градации МК₁¹. Они составили 0,3–2,3%. Следовательно, изначально породы обладали умеренным и

высоким нефтематеринским потенциалом, но к настоящему моменту потеряли до 70% своей исходной массы ОВ из-за генерации и эмиграции углеводородов. Учитывая мощность верхнерифейского терригенного комплекса в пределах северной окраины Сибирской платформы, которая в наиболее погруженных частях достигает нескольких километров (Конторович и др., 2024), можно предполагать, что потенциально нефтегазопроизводившие породы хастахской, куладинской, тукуланской свит играли существенную роль в генерации углеводородов и могли быть источником промышленных скоплений нефти и газа в вышележащих комплексах (вендском, нижнепалеозойском) при благоприятных геологических условиях (наличии надежных флюидоупоров, коллекторов и ловушек).

Оценка рифейского комплекса в качестве источника трудноизвлекаемого углеводородного сырья. Анализ битумоидов из доломитов таймыльской свиты показал, что значения $b_{\text{хл}}$ достигают 0,02%, β – 12%, что на порядок больше чем в изученных аргиллитах. На сумму УВ в групповом составе битумоидов приходится до 42%. При этом наблюдаются признаки активной биodeградации в зоне гипергенеза – повышенные до 0,6 отношения пристан/ n - C_{17} и фитан/ n - C_{18} , присутствие деметилированных 25-норгопанов. Резкое преобладание этилхолестанов C_{29} среди стеранов, повышенное отношение диастеранов к регулярным стеранам, присутствие моно- и триароматических стероидов в высоких относительных концентрациях (до 60%) явно свидетельствует об аллохтонной природе битумоидов. Ранее в карбонатах таймыльской свиты отмечалась трещиноватость, кавернозность, однако в целом они характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (Вараксина, Шаваров, 2020). Вышеуказанное не позволяет рассматривать карбонатные комплексы рифея в качестве коллекторов с легкой нефтью или газоконденсатом; однако они представляют интерес для добычи тяжелых высоковязких нефтей или природных битумов с применением методов интенсификации притоков.

Выводы

1. На основе комплекса данных, впервые с привлечением результатов молекулярного исследования компонентов битумоидов, была дана новая оценка катагенеза ОВ рифейских отложений в скважинах Лено-Анабарского прогиба. Он соответствует грациям АК_{4.5}.

2. На основе современных содержаний $C_{\text{орг}}$ и выполненной оценки катагенеза были рассчитаны начальные содержания $C_{\text{орг}}$ в породах рифейских отложений на исследуемой территории. Показано, что в аргиллитах и известковых аргиллитах содержание $C_{\text{орг}}$ на начало мезокатагенеза составляло 0,3–2,3%.

3. Предполагается, что потенциально нефтегазопроизводившие породы хастахской, куладинской, тукуланской свит играли существенную роль в генерации углеводородов и могли быть источником промышленных скоплений нефти и газа в вышележащих комплексах (вендском, нижнепалеозойском) при благоприятных геологических условиях.

Благодарности

Исследование выполнено в рамках научно-исследовательских работ Программы ФНИ (проекты № FWZZ-2026-0043 и FWZZ-2026-0048).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Баженова Т.К. (2020). Основы региональной органической геохимии. М., ГЕОС, 120 с.
2. Баженова Т.К., Белецкая С.Н., Беляева Л.С., Биккенина Д.А., Гурко Н.Н., Ивановская А.В., Ипатов Ю.И., Кичуева У.О., Макаров К.К., Неручев С.Г., Парпарова Г.М., Рогозина Е.А., Рудавская В.А., Соловьева И.Л., Файззулина Е.М., Шапиро А.И., Шиманский В.К., Шуменкова Ю.М., Арефьев О.А., Гуляева Н.Д., Кулибакина И.Б., Работнов В.Т., Прохоров В.С., Шадский И.П. (1981). Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности. Л., Недра, 211 с.
3. Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П., Лебедев В.С., Можегова С.В., Ларкин В.Н., Назарова Е.С., Нечитайло Г.С., Грайзер Э.М., Киселев С.М., Киселева Ю.А., Горюнова Е.А., Борисова Л.С. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М., ВНИГНИ, 128 с.
4. Вараксина И.В., Шаваров Р.Д. (2020). Литология и коллекторские свойства докембрийских отложений Лено-Анабарской нефтегазоносной области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(9), с. 159-169.
5. Вассоевич Н.Б. (1967). Теория осадочно-миграционного происхождения нефти (исторический обзор и современное состояние) // Изв. АН СССР, сер. геологическая, № 11, с. 135-156.
6. Долженко К.В., Фомин А.Н. (2022). Информативность фенантrenoвых показателей зрелости органического вещества в позднем мезокатагенезе и апокатагенезе (на примере сверхглубокой скважины Средневилюйская-27, Восточная Сибирь) // Геохимия, т. 67 (1), с. 37-46.
7. Каширцев В.А. (2003). Органическая геохимия нафтидов востока Сибирской платформы. Якутск, ЯФ Изд-ва СО РАН, 160 с.
8. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. (2004). Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика, т. 45, № 7, с. 873-883.
9. Конторович В.А., Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Калинин А.Ю., Калинина Л.М., Костырева Е.А., Мельник Д.С., Моисеев С.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И., Соловьев М.В., Фомин А.Н., Фурсенко Е.А. (2024). Геологическое строение, нефтегазоносность, ресурсы углеводородов и направления геолого-разведочных работ на северо-восточной континентальной окраине Сибирской платформы (Анабаро-Хатангская и Лено-Анабарская НГО) // Геология и геофизика, т. 65, № 6, с. 823-849.
10. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р. (2021). Теория нафтидогенеза: количественная модель эволюции аквагенного органического вещества в катагенезе // Геология и геофизика, т. 62, № 8, с. 1026-1047.
11. Конторович А.Э. (1976). Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М., Недра, 250 с.
12. Лежнин Д.С., Афанасенков А.П., Соболев П.Н., Найденов Л.Ф. (2021). Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Хатангско-Ленского междуречья // Геология нефти и газа, № 4, с. 7-28.
13. Неручев С.Г. (1967). Закономерности преобразования рассеянного органического вещества в погружающихся осадках как основа для диагностики нефтепроизводивших отложений // Генезис нефти. М., Недра, с. 71-77.
14. Петров А.А. (1984). Углеводороды нефти. М., Наука, 263 с.

15. Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М. (2019). Геохимические критерии нефтегазоносности рифей-палеозойских отложений Лено-Анабарского регионального прогиба и сопредельных территорий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, № 8, с. 62–74
16. Фомин А.Н., Меленевский В.Н. (2023). Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности протерозойских, палеозойских и мезозойских отложений Лено-Анабарского междуречья // Геология нефти и газа. – № 6. – С. 31–39.
17. Alexander R., Strachan M.G., Kagi R.I., Van Bronswijk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators // Org. Geochem., v. 10 (4–6), p. 997–1003.
18. Peters K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull., v. 70 (3), p. 318–329.
19. Peters K.E., Cassa M.R. (1994). Applied source rock geochemistry, in: Magoon, L.B., Dow, W.G., Ch. 5: The Petroleum System – from Source to Trap. AAPG Mem. 60, p. 93–120.
20. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The Biomarker Guide, 2nd ed. II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. Cambridge University Press, 1155 p.
21. Radke M., Welte D.H., Willsch H. (1982). Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter // Geochim. Cosmochim. Acta, v. 46 (1), p. 1–10,

© Д. С. Мельник, 2026