

Депрессионные отложения осинского горизонта – потенциально нефтегазоматеринские породы Байкитской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь)

Д.Ю. Калачева^{1*}, А.П. Вилесов¹, Р.Р. Хуснитдинов¹, Н.А. Иванова², М.А. Масленников²,
Д.А. Слуцкий³

¹ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия

²Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ», Санкт-Петербург, Россия

³ООО «Газпромнефть-ГЕО», Санкт-Петербург, Россия

Целью настоящей публикации является представление новых геолого-геохимических данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях осинского горизонта Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Осинский горизонт нижнего кембрия в пределах Сибирского кратона имеет сложное фациальное строение и представлен тремя основными типами разреза: мелководным (сводовым), рифовым и депрессионным. При бурении новой поисково-оценочной скважины на Салаирском участке (южная часть Камовского свода) из депрессионного типа разреза осинского горизонта выполнен непрерывный отбор керна, и впервые для Байкитской нефтегазоносной области получена подробная характеристика потенциально нефтегазоматеринских пород. Во вскрытом разрезе осинский горизонт имеет сокращенную мощность (12,5 м), а в его составе выделены три пачки. В средней пачке диагностированы слабопористые микробиальные доломиты с признаками нефтенасыщения. Верхняя пачка сложена темно-серыми и почти черными известняками с характерными признаками конденсированной аноксичной седиментации (микритовая структура, микрослоистая текстура, отсутствие остатков бентосных организмов, обилие фрамбонидов пирита и др.). В них встречаются многочисленные сферические остатки известкового микропланктона. Геохимическими методами доказано, что породы депрессионного разреза осинского горизонта относятся преимущественно к нефтегенерирующим. По результатам битуминологических исследований установлено, что на территории исследований осинская углеводородная система является изолированной от нижележащих вендских и рифейских отложений. Представленные результаты имеют высокую актуальность, т.к. дают новую информацию о слабо изученных депрессионных отложениях осинского горизонта Байкитской нефтегазоносной области.

Ключевые слова: Сибирский кратон, нижний кембрий, осинский горизонт, депрессионные фации, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, геохимия, углеводороды, кинетические исследования, пиролиз, углеводородная система

Для цитирования: Калачева Д.Ю., Вилесов А.П., Хуснитдинов Р.Р., Иванова Н.А., Масленников М.А., Слуцкий Д.А. (2025). Депрессионные отложения осинского горизонта – потенциально нефтегазоматеринские породы Байкитской нефтегазоносной области (Восточная Сибирь). *Георесурсы*, 27(4), с. 130–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.19>

Введение

Осинский горизонт является одним из основных продуктивных нефтегазоносных горизонтов на территории Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (НГП). Региональная нефтегазоносность осинского горизонта подтверждена открытием промышленных залежей нефти, газа и газоконденсата на месторождениях

Непско-Ботуобинской антелизы (Большетирском, Вакунайском, Верхнечонском, Верхнетирском, Марковском, Пилюдинском, Среднеботуобинском, Талаканском и др.), а также нефтегазопроявлениями на многих площадях и месторождениях. В осинском горизонте открыты в том числе и крупные залежи углеводородов (УВ) на таких месторождениях, как Талаканское (нефтегазоконденсатная и газовая залежи), Верхнечонское (газовая залежь), Вакунайское (газовая залежь) (Клещев, Шеин, 2010; Мельников и др., 2014; Парфенова и др., 2021; Шеин и др., 2023; и др.). Имеются многочисленные предпосылки для открытий новых залежей за пределами Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области (НГО) (Шеин и др., 2023; и др.).

* Ответственный автор: Дарья Юрьевна Калачева
e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

В то же время степень региональной изученности осинского интервала в целом остается невысокой. До настоящего времени нет общепринятой региональной модели строения осинского горизонта, хотя уже к концу XX века в ходе региональных исследований кембрийских отложений было установлено, что осинский горизонт имеет сложное литологическое строение и представлен, как минимум, тремя типами разреза: мелководным (сводовым), рифовым и депрессионным (Мышевский, 1991; Кузнецов и др., 2000; Шемин, 2008). Как показывают многочисленные накопленные к настоящему времени фактические данные сейсморазведки и бурения, в осинское время на огромной территории Сибирского кратона мелководная шельфовая область представляла собой сложную мозаику специфических карбонатных платформ, разделенных внутришельфовыми прогибами и впадинами с конденсированными глинисто-карбонатными осадками. В прогибах и впадинах встречаются изолированные рифы и небольшие платформы высотой до 100–150 м (Максимова и др., 2021), представляющие своеобразные литологически ограниченные рифогенные ловушки УВ (Гайдук и др., 2017). По краям мелководных зон карбонатных платформ прослеживаются пояса многочисленных микробийальных построек толщиной до 40–70 м. В пределах мелководных зон внутренних областей платформ выделяются микробийальные пач-рифы толщиной от 10–15 до 20–30 м (Chertina et al., 2024).

В представленном фациальном ряду осинских отложений наиболее слабо изученными остаются породы внутришельфовых прогибов и впадин, имеющие сокращенные мощности (от 10 до 20 м). По опубликованным результатам пиролитических исследований установлено, что конденсированные глинисто-карбонатные осадки депрессионных зон южной части Непско-Ботуобинской антеклизы обогащены органическим веществом (C_{org}) и являются потенциально нефтегазоматеринскими, а исследования продуктов термолитического разложения керогена и экстрактов из пород-коллекторов подтверждают, что углеводороды осинских залежей сингенетичны вмещающим толщам (Гордадзе и др., 2018). К сожалению, подобной информации пока крайне мало, геолого-геохимические особенности депрессионных отложений нижнего кембрия в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции требуют дальнейших исследований. В целом, достоверная оценка нефтегазоматеринского потенциала пород осинского горизонта влияет на стратегию поисково-разведочных работ по нижнекембрийскому плечу региона, поэтому любая новая информация по этому направлению имеет высокую степень актуальности.

Целью настоящей работы является представление принципиально новых геолого-геохимических данных о потенциально нефтегазоматеринских отложениях осинского горизонта. В результате проведенных исследований были решены следующие задачи: выполнен анализ условий седиментации осинских отложений в депрессионном типе разреза, выполнена оценка их площадного распространения в пределах Байкитской НГО, проведен расширенный комплекс геохимических исследований для оценки нефтегазоматеринского потенциала пород и установления

генетической связи в системе битумоид нефтегазоматеринской породы (НГМП) – битумоид коллектора.

Материал и методика исследований

В 2023 году при бурении новой поисковой скважины на Салаирском лицензионном участке (ЛУ) (южная часть Байкитской НГО) (рис. 1) из интервала осинского горизонта был отобран уникальный керновый материал, который позволил впервые изучить депрессионный тип разреза в данном районе (рис. 2). Для отбора применялся современный керноотборочный снаряд, обеспечивающий максимально полный вынос керна и его высокую степень сохранности. Благодаря этому удалось проследить непрерывный разрез осинского горизонта от его базальной пачки до перекрывающего соляного флюидоупора и получить подробную геолого-геохимическую характеристику депрессионного типа разреза.

Седиментологический анализ пород проводился на распиленной колонке керна с определением структуры пород, их текстурных особенностей, диагностикой типа коллектора, интерпретацией условий седиментации. Отбор образцов для литологических исследований выполнялся в комплексе с отбором на петрофизику. В результате этого в точках отбора получена полная и детальная информация о фильтрационно-емкостных свойствах пород, их вещественном составе и минералогических особенностях, морфологии пустотного пространства и диагенетической истории. Для изучения литологических свойств пород и их диагенетических преобразований в лабораторном центре проводились петрографический анализ прозрачных шлифов, растровая электронная микроскопия (SEM), рентгеноструктурный анализ (XRD).

Для оценки площадного распространения потенциально нефтегазоматеринских пород осинского горизонта была выполнена фациальная интерпретация разрезов скважин Байкитской НГО по материалам ГИС, а также интерпретация сейсмических данных МОГТ 2D и 3D, построены карты распространения депрессионных фаций и их радиоактивности.

Важным этапом изучения пород осинского горизонта являлись геохимические исследования. Для определения обогащенности пород органическим веществом (ОВ), оценки его качества и количества использовался комплекс пиролитических исследований до и после экстракции на приборах HAWK и Rock-Eval 6 Turbo, всего было изучено 14 образцов пород. Для наиболее обогащенного ОВ и наименее преобразованного образца были выполнены кинетические исследования по однокомпонентной и многокомпонентной схемам с детальным изучением жидких (C_6 - C_{14} , C_{15+}) и газообразных (C_1 , C_2 - C_5) продуктов деструкции нерастворимой части ОВ (керогена). Кинетические исследования выполнялись при скоростях нагрева: 2, 10, 15, 25 и 50 °C/мин, обработка результатов и расчет кинетических параметров произведены с использованием программного обеспечения Optkin. Изучение продуктов деструкции керогена выполнялось на аппаратно-программном комплексе «Кристалл 5000» с пламенно-ионизационным детектором и пиролитическим испарителем П4 с криофокусировкой.

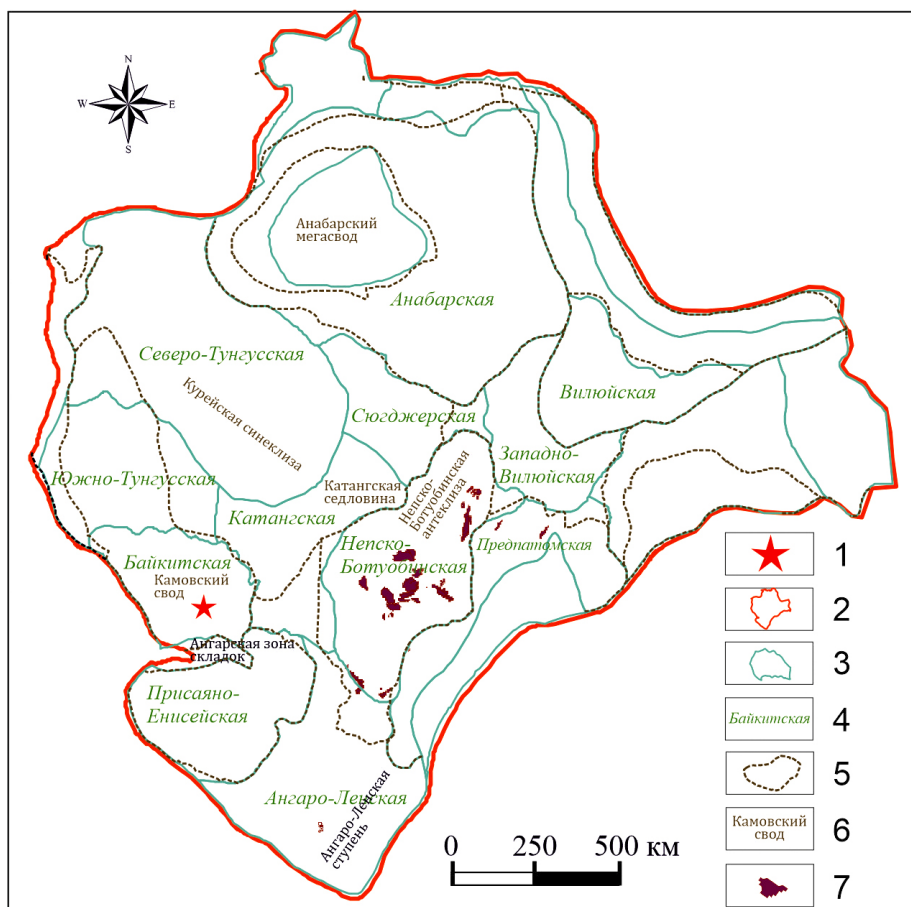


Рис. 1. Обзорная схема Сибирского кратона с основными тектоническими структурами и нефтегазоносными областями (НГО). Условные обозначения: 1 – расположение изученного разреза; 2 – контур распространения нефтегазоносных провинций и НГО Сибирского кратона; 3 – контуры НГО; 4 – основные НГО; 5 – контуры надпорядковых тектонических структур; 6 – наименования основных тектонических структур; 7 – контуры залежей УВ в осинском горизонте.

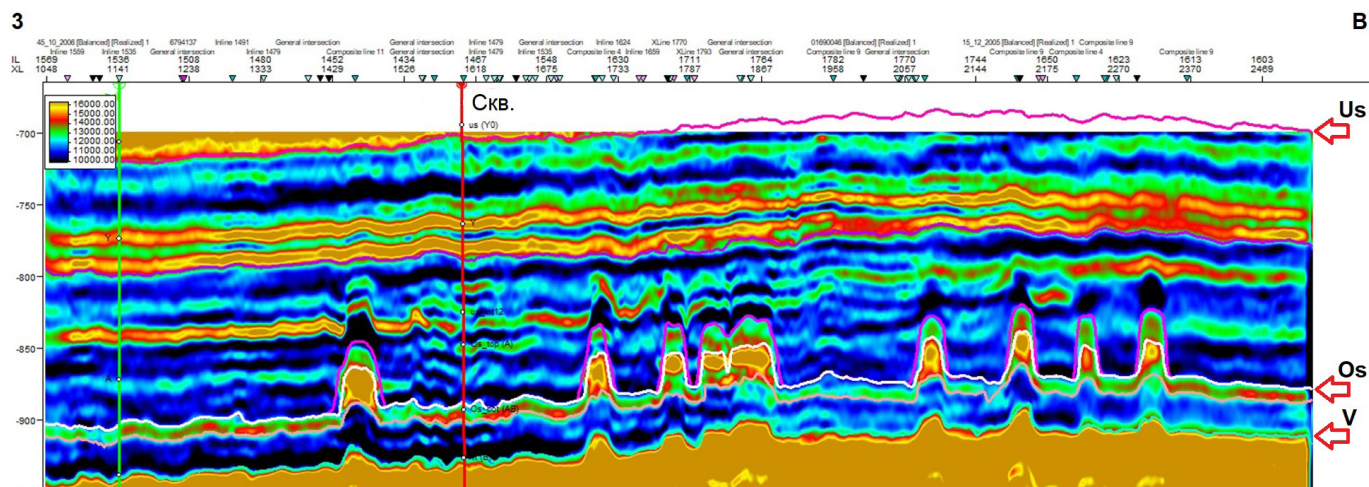


Рис. 2. Профиль акустического импеданса через депрессионные отложения осинского горизонта Салаирского лицензионного участка. Выделяются амплитудные аномалии, связанные с изолированными рифовыми постройками осинского возраста – потенциальными ловушками УВ. Отражающие горизонты: Us – кровля усольской свиты, Os – кровля осинского горизонта, V – кровля карбонатного комплекса венда.

Помимо этого, был изучен детальный УВ и изотопный состав 3-х хлороформных экстрактов (битумоидов), извлеченных из потенциальных НГМП (зона, фациально приуроченная к внутришельфовой впадине с максимальным содержанием ТОС (total organic carbon)) и коллекторов (зона микробиальной постройки, где наблюдались признаки нефтепроявлений в керне – запах УВ и голубоватое свечение пород в УФ-свете), для установления генетического источника УВ из коллекторов в пределах осинского горизонта.

Седиментологическая характеристика осинского горизонта

Мощность осинского горизонта в изученном разрезе составляет 12,5 м. Горизонт подстилается соляной пачкой нижеусольской подсвиты толщиной 70 м и перекрыт верхнеусольской свитой толщиной более 470 м. Снизу вверх в разрезе горизонта можно выделить три пачки (рис. 3).

Нижняя пачка толщиной около 3 м представлена серыми тонкослоистыми микрокристаллическими доломитами (доломадстоунами) и микробиальными ламинарными доломитовыми известняками (байндстоунами), неравномерно сульфатизированными, плотными, в нижней части прослоями слабоглинистыми. Породы сформировались в обстановках карбонатных приливно-отливных мелководий и лагун с повышенной соленостью.

Средняя пачка имеет толщину 4,8 м и связана с первым этапом осинской трансгрессии. Она сложена серыми и светло-серыми известковистыми доломитами и доломитовыми известняками со структурами микробиальных баундстоунов (бафл- и байндстоунов). Внизу выделяются желваковые формы микробиальных каркасов, выше их сменяют дендровидные микрокаркасы. В верхней части пачки наблюдается чередование прослоев с кустистыми и стелющимися кальцимикробами. Межскелетные промежутки выполнены тонко- и микрокристаллическим доломитом, реже радиаксиальным кальцитовым цементом. Породы в верхней части пачки слабо кавернозно-пористые с пятнистой межкристаллической пористостью по участкам доломитизации, с признаками УВ. По кавернам также встречается битум. Каверны развиты по выщелоченным дендровидным микрокаркасам, изолированные, частично выполнены солью. По всей пачке неравномерно встречаются мелкие включения сульфатов. В кровле пачки выделен маломощный прослой пелоидно-литокластового доломита. Средняя пачка сформирована в условиях относительно мелководной сублиторали, на глубинах в первые метры с хорошей освещенностью, где могли активно развиваться фотосинтезирующие формы кальцимикробов.

Верхняя пачка толщиной 4,6 м сформирована на максимуме осинской трансгрессии. Она сложена черными и темно-серыми микробиальными тонко- и микрослоистыми известняками, неравномерно глинисто-кремнистыми и доломитистыми, с высоким содержанием органического вещества ($C_{орг}$), с высыпками тонких кристаллов пирита по наслоению. Пачка хорошо выделяется по форме кривой гамма-каротажа (ГК) с характерной двойной положительной аномалией (рис. 3). В нижней и средней частях пачки выделяются тонкие прослои карбонатных диагенетических псевдобрекчий и маломощные прослои крупнощебенчатого литокластового материала.

В отдельных тонких прослоях известняков-мадстоунов встречаются мелкие раковинные фоссилии, тонкие ходы роющего бентоса. Однако преобладающий тип пород – микрослоистые черные известняки, как правило, лишены признаков жизнедеятельности донных организмов (рис. 4а). В шлифах в этих породах наблюдаются частые прожилки черного органического материала, тонкие высыпки пирита, тонкостенные остатки многочисленного известкового микропланктона (рис. 4б). В верхней части пачки появляются тонкие линзы сульфатов, породы становятся более светлого оттенка (серые и темно-серые), чаще появляются прослои с мелкораквинными остатками.

В целом, накопление осадков верхней пачки происходило в условиях седиментационного голода, при отсутствии карбонатообразующего бентоса, по-видимому, с периодически повторяющимися интервалами придонной аноксии. Основная часть осадков поступала за счет жизнедеятельности известкового микропланктона и была представлена тонким карбонатным илом с высокой долей органики. Высокая биопродуктивность планктона и значительные объемы органических остатков в илстых осадках могли быть основной причиной придонной аноксии в условиях стратификации вод внутрикратонной впадины.

В верхней пачке наблюдаются редкие субвертикальные тектонические трещины с ярко-желтым свечением в УФ свете.

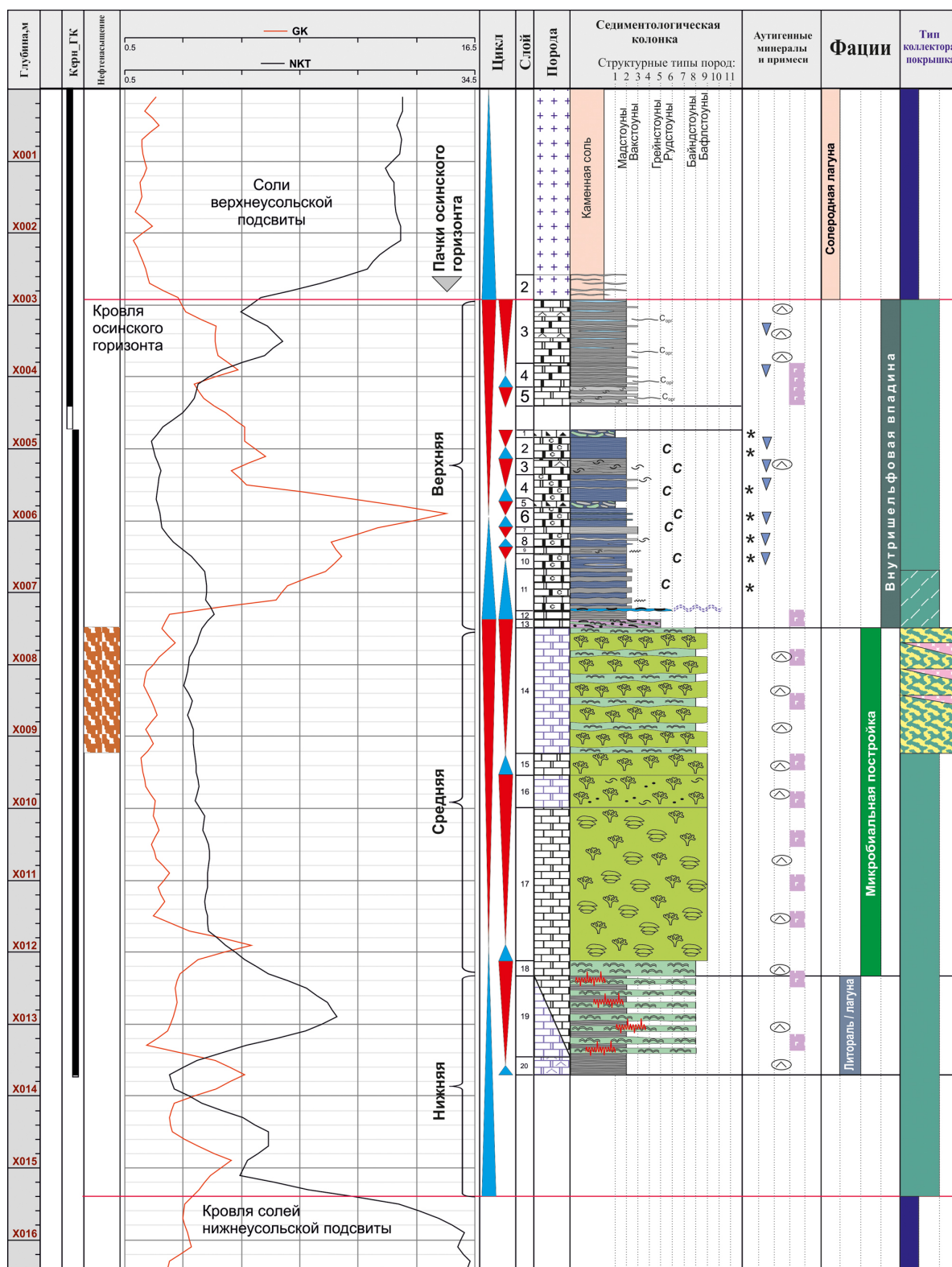
В пределах южной части Байкитской НГО выделяется обширная внутришельфовая впадина осинского времени (рис. 5А). На схеме фациального районирования отложений кембрия, предложенной Н.В. Мельниковым (Мельников, 2009), здесь была выделена самостоятельная фациальная зона, названная *Нижнеангарской*. Позднее границы этой зоны были уточнены по результатам фациальной интерпретации материалов ГИС, и зона проинтерпретирована как глубоководная лагуна осинского времени с некомпенсированным осадконакоплением (Масленников и др., 2016). В рамках текущей работы границы ранее выделенной внутришельфовой впадины уточнены на основе сейсмических данных и построена карта толщин депрессионных фаций (рис. 5А).

Толщины депрессионных фаций близ склонов карбонатных платформ достигают 10 м. Изученный разрез на Салаирской площади удален от края платформы на 30 км, и здесь, в пределах участка, верхняя пачка характеризуется толщинами 4–6 м и повышенной радиоактивностью. В южной части НГО, в наиболее глубоких участках Нижнеангарской внутришельфовой депрессии, толщины сокращаются до 2,5–4,0 м; при этом породы характеризуются здесь наиболее высокими значениями радиоактивности (рис. 5Б), что позволяет прогнозировать улучшение качества НГМП.

На севере и северо-востоке внутришельфовая депрессия обрамляется серией карбонатных платформ: Оморинской, Юрубчено-Камовской и Юдуконо-Собинской, трансформируясь в межплатформенных зонах в узкие прогибы.

Результаты пиролитических исследований

Все образцы, отобранные на пиролитические исследования, приурочены преимущественно к верхней пачке осинского горизонта, в зоне наиболее контрастной аномалии по ГК.



Типы пород по вещественному составу:

- Известняк (Limestone)
- Известняк кремнистый с Сорг (Siliceous limestone with Sorghum)
- Известняк доломитистый и доломитовый (Dolomitic limestone and dolomite)
- Известняк глинистый (Clayey limestone)
- Известняк с Сорг (Limestone with Sorghum)
- Доломит (Dolomite)
- Каменная соль (Rock salt)

Карбонатные зерна и структурные элементы:

- Биокласты (Bioclasts)
- Литокласты (Lithoclasts)
- Пелоиды (Peloids)
- Водоросли группы Renalcis (Renalcis algae)
- Желваковые формы роста (Stromatolite forms)
- Ламинарные микробильные структуры (Laminar microbial structures)

Аутигенные минералы и примеси:

- Пирит (Pyrite)
- Окремнение в виде желваков / рассеянное (Silicification as nodules / scattered)
- Сульфаты в виде включений (Sulfates as inclusions)
- Черное органическое вещество (Black organic matter)
- Галитизация (Galenization)

Текстуры особенности:

- Биотурбация (Bioturbation)
- Стилолиты (Stylolites)
- Фенестры (Fenestres)
- Темпеститы (Tempestites)

Типизация пород по пустотному пространству:

- 1 - флюидоупор (Fluid-impermeable)
- 2a - плотные, но проницаемые породы (Dense but permeable rocks)
- 2b - плотные, но проницаемые породы с редкими трещинами (Dense but permeable rocks with rare fractures)
- 3a - пятнисто-поровый коллектор (Spot-pore collector)
- 3b - каверновый коллектор (Cavernous collector)

Цикличность разреза:

- Сокращение пространства accommodation (Reduction of accommodation space)
- Увеличение пространства accommodation (Increase of accommodation space)

Рис. 3. Седиментологический разрез осинского горизонта в новой поисково-оценочной скважине Салаирского участка

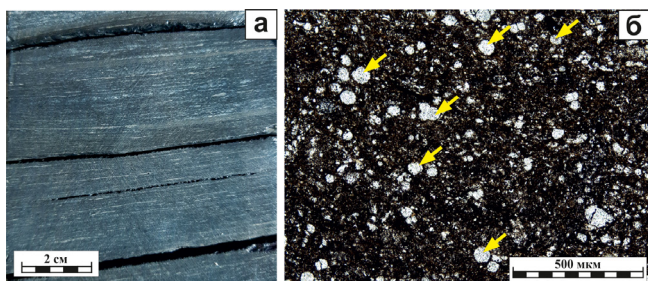


Рис. 4. Черные микрослоистые известняки депрессионных отложений осинского горизонта, обогащенные $C_{орг}$: а – фото вертикального среза керна (наблюдается плитчатая отдельность, тонкие светлые прослойки светло-серого известкового материала); б – фото шлифа. Стрелками показаны субсферические остатки известкового микропланктона, включенного в темную микритовую матрицу породы.

Суммарная мощность охваченных пиролитическими исследованиями пород составляет около 4,6 метров. Содержание ТОС (по результатам пиролиза после экстракции) в изученных породах осинского горизонта колеблется от 0,48% до 8,00%, составляя в среднем 2,48% (рис. 6), остаточный генерационный потенциал – от 0,40 до 17,95 мгУВ/г породы, составляя в среднем 4,70 мгУВ/г породы.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород, оцененная через параметр T_{max} (Behar et al., 2001), варьируется от непреобразованного ОВ (T_{max} менее 430°C) до зрелости, приближающейся к концу главной зоны нефтеобразования (T_{max} больше 449°C, рис. 7) (Espitalie et al., 1984). Стоит отметить, что все пиролитические параметры в изученном интервале имеют значительную изменчивость, однако в середине разреза наблюдаются наиболее обогащенные ТОС и наименее преобразованные породы. Причина такой изменчивости пиролитических характеристик, вероятно, связана с несколькими факторами: внедрением интрузий в триасовое время, что привело к прогреву ОВ, дальнейшей генерации УВ, следы которых были отмечены в кернах. Помимо этого, вполне вероятно, что обогащенность ОВ в пределах верхней пачки осинского горизонта изначально была неравномерной, и наиболее обогащенные ОВ образцы расположены в центральной части верхней пачки.

На наименее преобразованном образце породы ($T_{max} = 436^\circ\text{C}$) (ТОС = 7,11%, НИ = 383 мгУВ/г ТОС) были проведены кинетические исследования по однокомпонентной, а затем многокомпонентной схемам (рис. 8). Детектируемые продукты деструкции нерастворимой части ОВ при обработке результатов объединялись в группы (компоненты):

- компонент 1: (C_1) – сухой газ, метан;
- компонент 2: (C_2-C_5) – жирные газы;
- компонент 3: (C_6-C_{14}) – УВ легкой нефти;
- компонент 4: (C_{15+}) – УВ тяжелой нефти.

Доля метана в продуктах деструкции составила 12,35%, газов состава C_2-C_5 – 16,32%, компонентов легких нефтей C_6-C_{14} – 31,86%, компонентов тяжелых нефтей C_{15+} – 39,45%. Таким образом, результаты кинетических исследований подтверждают, что изученное ОВ осинского горизонта на Салаирском ЛУ следует относить к преимущественно нефтегенерирующему (доля жидких УВ продуктов генерации составляет более 70%). Однако важно отметить, что полученные данные – единичные, и необходимо повышать степень изученности этих отложений.

Важным моментом при формировании стратегии поиска залежей УВ, связанных с осинским горизонтом, помимо прогнозирования области распространения депрессионных фаций, их мощности и обогащенности ТОС, также является степень термического прогрева вероятной осинской НГМП, которая зависит от нескольких составляющих: максимальной степени погружения и теплового воздействия за счет влияния трапповых тел. Осинский горизонт представляет собой закрытую УВ систему, в которой есть как НГМП (потенциал которой необходимо подтвердить большим количеством геохимических замеров по скважинам), так и коллектор, которые экранируются сверху и снизу мощными отложениями солей. Заполнение УВ внутри осинского горизонта происходило только за счет внутреннего источника УВ и не предполагает миграцию из более древних НГМП рифейского или вендского комплексов.

Результаты исследований углеводородного и изотопного состава экстрактов

Для трех изученных битумоидов, извлеченных из пород осинского горизонта посредством горячей экстракции в хлороформе, был реализован полный комплекс геохимических исследований: разделение на группы и фракции посредством жидкостно-адсорбционной хроматографии, дальнейший анализ мальтеновой части битумоида методом газовой хроматографии, изучение распределения УВ-биомаркеров, анализ изотопного анализа углерода посредством масс-спектрометрии. Отбор образцов пород на битуминологические исследования проводился из зоны распространения потенциальной НГМП (темные глинистые известняки депрессионных отложений осинского горизонта, обогащенные ТОС) и коллекторов (светлые известняки с признаками УВ). Для всех извлеченных образцов был рассчитан коэффициент β , отражающий сингенетичность битумоидов вмещающим толщам. Параметр рассчитывался по формуле $\beta = (ХБА/ТОС) * 100\%$, где ХБА – содержание хлороформенного битумоида в породе (в %). Образец №1, извлеченный из НГМП, можно охарактеризовать как сингенетичный, т.е. генетически единый вмещающим толщам. Образец №2 – это эпигенетичный (миграционный) битумоид, отобран из интервала микробиальной постройки, на хроматограмме (рис. 9) наблюдаются начальные признаки биodeградации. Образец №3 также отобран из интервала микробиальной постройки, но с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами, что обуславливает сравнительно низкий выход битумоида.

Во всех изученных экстрактах (рис. 9), извлеченных из керна осинского горизонта скважины Салаирского ЛУ, обнаружены 12- и 13-монометилалканы. Считается, что эти специфические соединения характерны для нефтей докембрия Сибирской платформы (Макушина и др., 1978). Серия этих соединений была также открыта в докембрийских нефтях Омана (Ким, 2008). При изучении кембрийских нефтей Бахтинского мегавыступа (Южно-Тунгусская НГО), Курейско-Бакланихинского мегавала (Турухано-Норильский нефтегазоносный район), Болотурской площади (Северо-Алданская НГО) в определяемых количествах 12- и 13-монометилалканы обнаружены не были (Конторович и др., 2005).

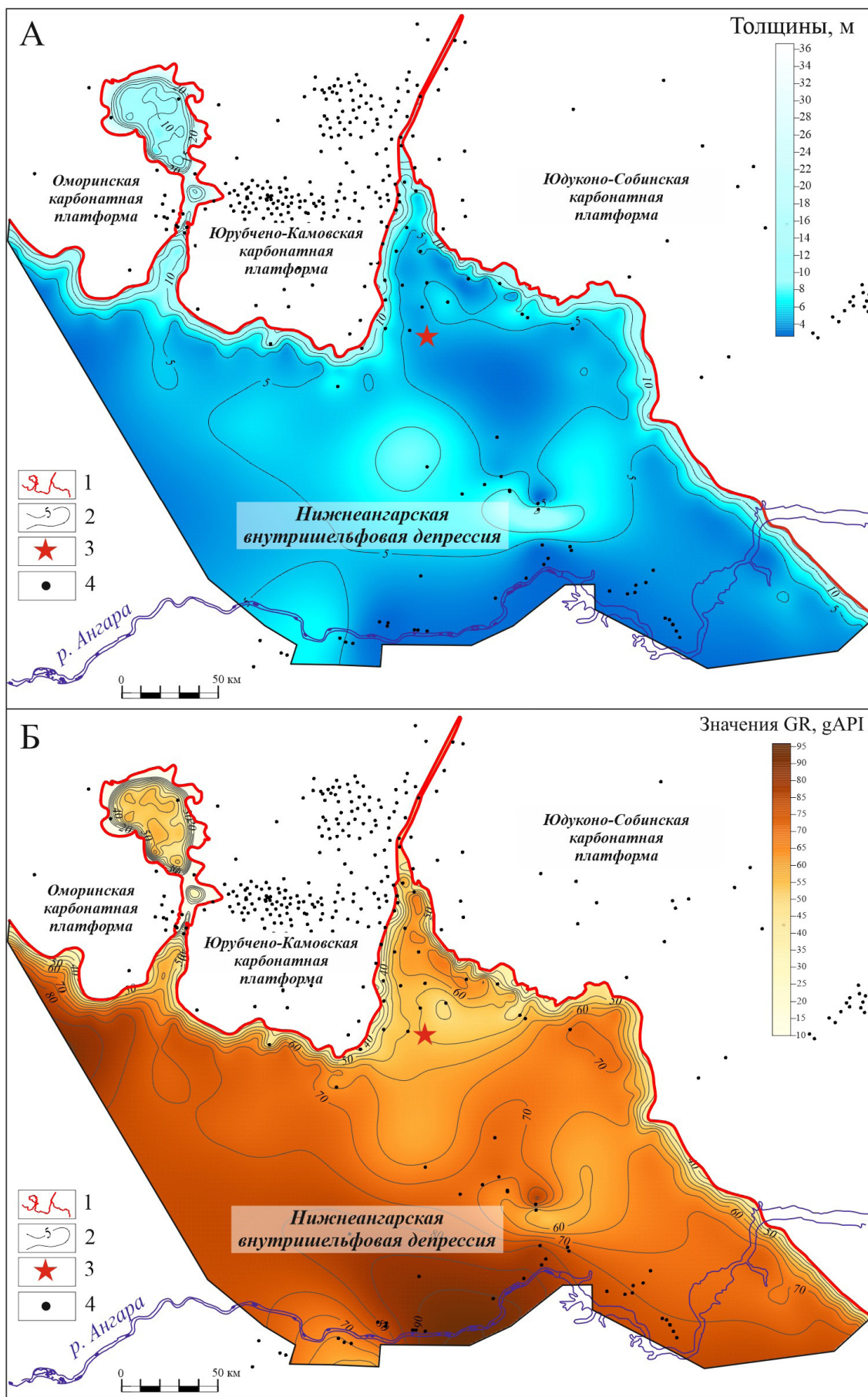


Рис. 5. Характеристики депрессионной пачки осинского горизонта в пределах северной части Нижнеангарской внутришельфовой депрессии: А – карта толщин пачки, Б – карта средней радиоактивности депрессионных фаций. Условные обозначения: 1 – северная граница внутришельфовой депрессии, 2 – изолинии, 3 – расположение изученного разреза, 4 – глубокие скважины. GR (gamma ray) – Гамма каротаж.

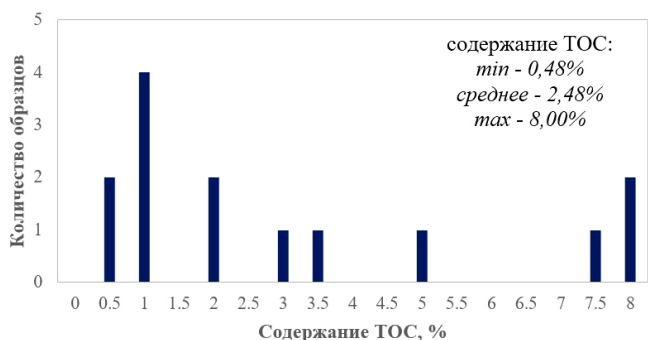


Рис. 6. Частота встречаемости содержания ТОС в изученных породах верхней пачки осинского горизонта на Салаирском ЛУ

Генетически вышеуказанные кембрийские нефти могут быть связаны с верхнепротерозойской хагыспытской и нижне-среднекембрийской куонамской свитами.

На территории работ (Байкитская НГО) отмечено, что в значимых концентрациях 12- и 13-монометилалканы обнаружены в вендских нефтях и битумоидах (например, в эпигенетичных битумоидах оскобинской свиты венда скважин Салаирская 1 и 2), в то время как в рифейских нефтях и битумоидах 12- и 13-монометилалканы отсутствуют или не обнаружены в значимых концентрациях (Баженова и др., 2014).

Наличие 12- и 13-монометилалканов в осинском горизонте кембрия ранее масштабнo не изучалось в УВ-скоплениях Байкитской НГО. Учитывая тот факт, что УВ система осинского горизонта на территории работ является изолированной от нижележащих комплексов (подстилающие и перекрывающие толщи солей, отсутствие разломов), а также сходство планктонной микробиоты венда (где обнаружены 12- и 13-монометилалканы) и нижнего кембрия (где их присутствие достоверно не установлено в регионе работ), можно предположить, что ОВ вероятной осинской НГМП также может характеризоваться присутствием 12- и 13-монометилалканов.

Также для битумоидов был рассчитан комплекс биомаркерных коэффициентов, основанных на соотношениях

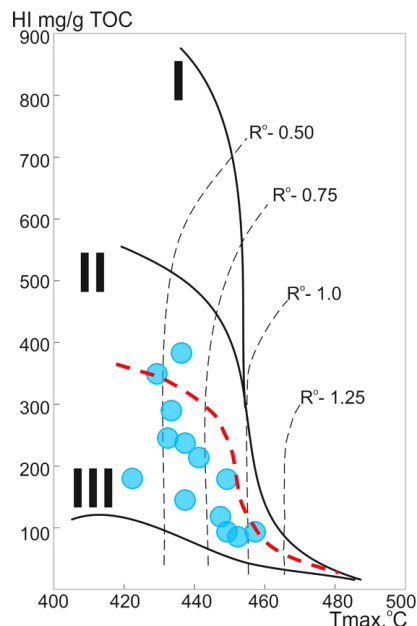


Рис. 7. Диаграмма типов ОВ НГМП осинского горизонта на Салаирском ЛУ

алкановых, стерановых, тритерпановых, ароматических соединений. В работе (Баженова и др., 2014) изучено распределение полициклических нафтенов в разновозрастных битумоидах Сибирской платформы. Отмечено, что в нижне-среднекембрийских отложениях возрастает относительное содержание стеранов по сравнению с рифейскими и вендскими образцами. На рисунке 9 показано сравнение изученных битумоидов осинского горизонта Салаирской площади с опубликованными данными по распределению полициклических нафтеновых УВ в разновозрастных отложениях Сибирского кратона.

На рисунке 10 видно, что распределение стеранов, три- и пентациклических тритерпанов для образцов осинского горизонта Салаирского ЛУ совпадает с опубликованными характеристиками для кембрийских НГМП (Баженова и др., 2014).

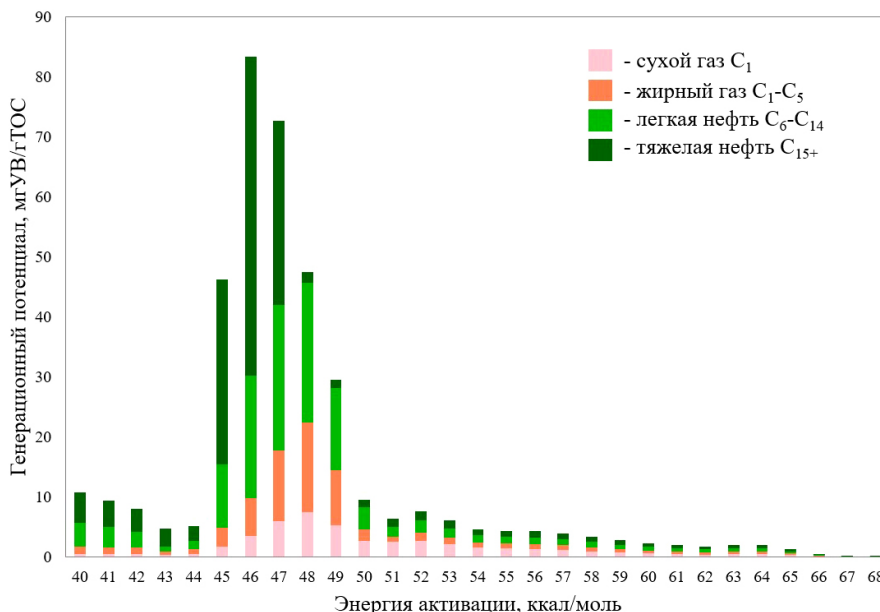


Рис. 8. Четырехкомпонентный кинетический спектр преобразования ОВ НГМП осинского горизонта на Салаирском ЛУ

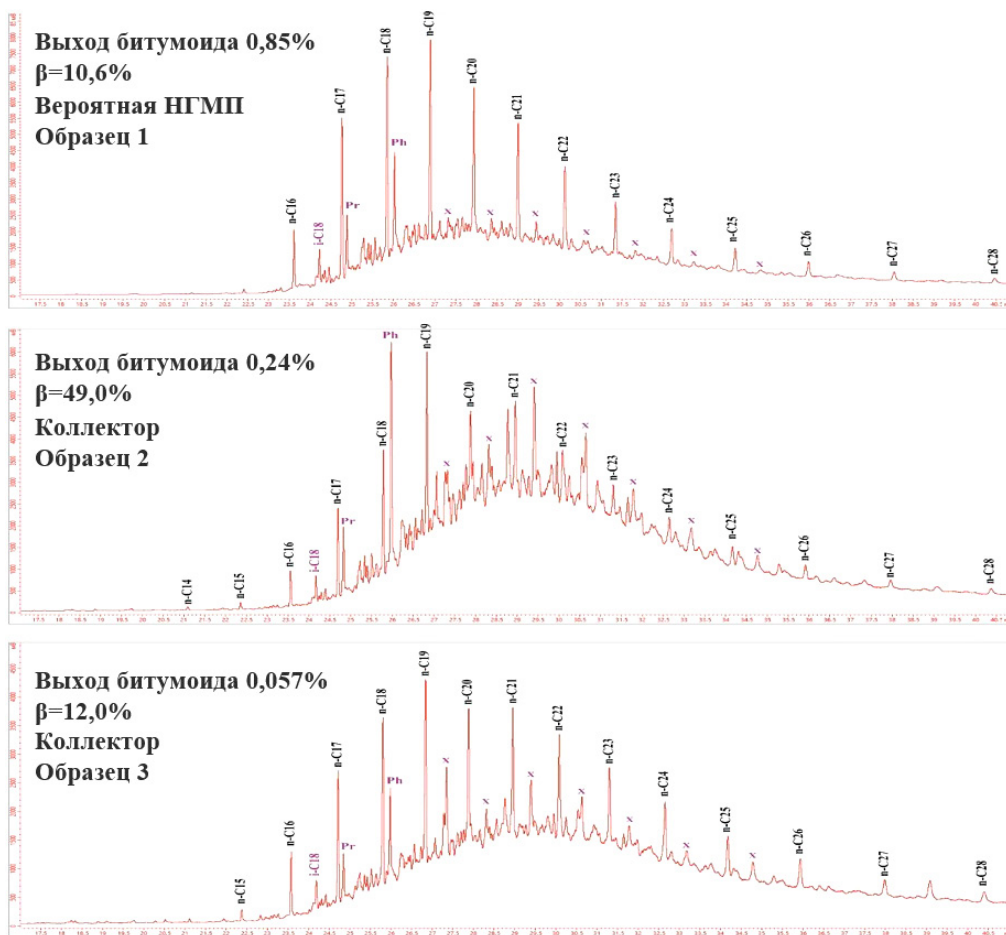


Рис. 9. Хроматограммы мальтеновой части экстрактов пород осинского горизонта Саларского ЛУ. Значком «х» отмечены 12- и 13-монометилалканы.

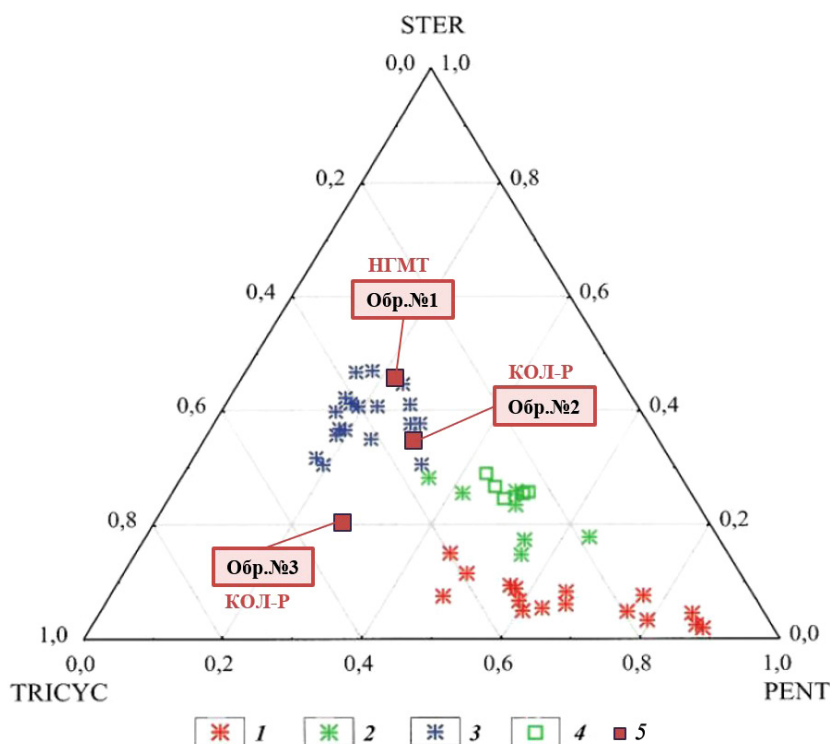


Рис. 10. Треугольная диаграмма распределения стеранов (STER), трициклических (TRICYC) и пентациклических тритерпанов (PENT) в разновозрастных НГМТ Сибирского крата: 1 – среднерифейские, 2 – вендские, 3 – ниже-среднекембрийские, 4 – миграционные битумоиды венда, 5 – образцы битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ

Одной из важнейших характеристик типа ОВ является распределение стеранов. В работах (Brocks et al., 2017; Grandtham et al., 1988) отмечено преобладание стеранов C_{29} над стеранами C_{27} и C_{28} как специфический признак докембрийского ОВ. В изученных экстрактах осинского горизонта Салаирского ЛУ стераны состава C_{27} преобладают над стеранами C_{29} (соотношение стеранов C_{27}/C_{29} для образца из НГМП составляет 1,73; для образцов №2 и №3 из интервалов коллекторов – 1,42 и 1,36). В образцах битумоидов, отобранных из отложений рифея этой же скважины (в контексте данной работы они не рассматриваются), соотношение стеранов C_{27}/C_{29} значительно менее 1. Помимо этого, наблюдаются резкие отличия битумоидов осинского горизонта от рифейских в разрезе изученной скважины по соотношениям 4-MDBT/Phen, DBT/Phen.

Относительно высокие концентрации соединений ряда тиофена встречаются нечасто. Дибензотиофен (DBT), фенантрен (Phen) не наследуются из исходной биомассы, а контролируются условиями диагенеза и катагенеза (Hughes, 1995), т.е. данные факторы в значительной степени отличались у битумоидов, извлеченных из кембрийских и рифейских отложений в пределах изучаемой скважины Салаирского ЛУ.

В ходе работы было произведено сравнение изотопного состава углерода (ИСУ) насыщенной (метано-нафтеновой) и ароматической (нафтено-ароматической) фракций нефтей рифейского и вендского комплексов, полученных на территории Байкитской НГО, с ИСУ битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ. В выборке присутствовали нефти Оморинской, Салаирской, Платоновской, Камовской, Куюмбинской, Терско-Камовской площадей. На рисунке 11 представлены результаты сопоставления ИСУ. Генетические типы нефтей были неоднократно верифицированы в результате ранее проведенных исследований. По ИСУ битумоиды осинского горизонта имеют несколько утяжеленный состав в сравнении с флюидами,

генетически связанными с вендскими НГМП, и тяготеют ближе к области флюидов, генетически связанных с рифейскими НГМП. Однако кембрийские образцы осинского горизонта по сравнению с рифейскими нефтями более обогащены легким изотопом углерода ^{12}C . Данные наблюдения свидетельствуют в пользу того, что осинский горизонт кембрия на территории Салаирского ЛУ представляет собой изолированную (от венда и рифея) систему, в которой существовал собственный источник УВ. Однако стоит отметить, что необходимо повышать степень изученности осинского горизонта методами геохимии для формирования более устойчивых выборок параметров.

Заключение

Впервые для Байкитской НГО получена подробная геолого-геохимическая характеристика потенциально нефтегазоматеринских депрессионных отложений осинского горизонта Нижнеангарской внутришельфовой впадины.

В составе осинского горизонта выделяется верхняя пачка темно-серых и почти черных известняков с характерными признаками конденсированной седиментации (микритовая структура, микрослоистая текстура, повышенное содержание $C_{орг}$, отсутствие остатков бентосных организмов, обилие фрамбоидов пирита и др.). Для пород пачки характерны высокие значения радиоактивности (по гамма-каротажу).

В пределах Нижнеангарской впадины депрессионная пачка осинского горизонта имеет сокращенную мощность: от 2,5–4,0 м в центральной части впадины до 6,0–12,0 м в приплатформенных зонах.

В интервале осинского горизонта по керну выявлены породы, обогащенные органическим веществом (содержание ТОС по результатам пиролиза колеблется от 0,48% до 8,00%, составляя в среднем 2,48%), которые можно классифицировать как вероятные нефтегазоматеринские.

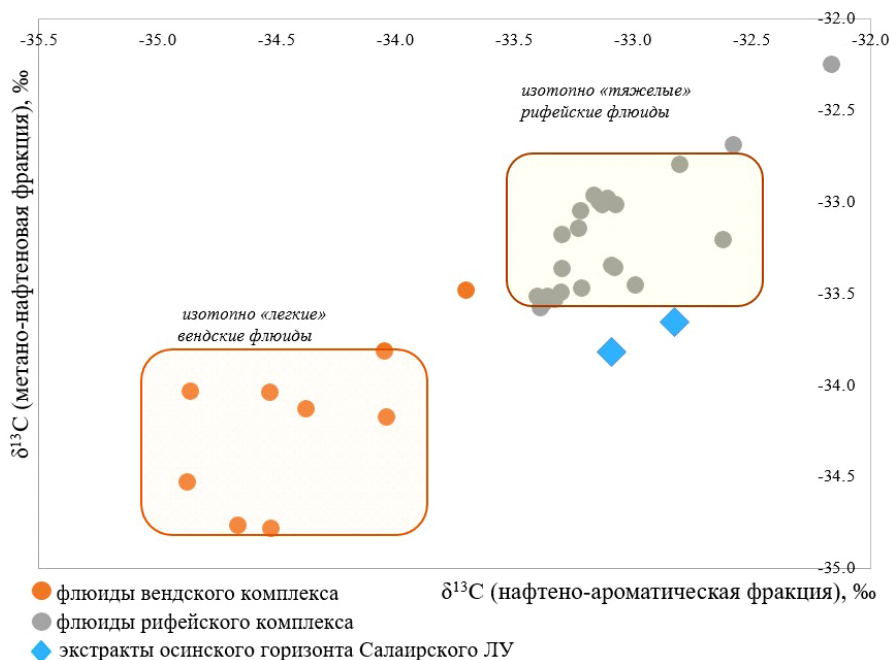


Рис. 11. Изотопный состав углерода фракций разновозрастных нефтей Байкитской НГО и битумоидов осинского горизонта Салаирского ЛУ

Кроме этого, в низкопористых доломитах осинского горизонта установлены углеводороды, генетически связанные с этими НГМП.

Геохимическими методами доказано, что породы осинского горизонта относятся преимущественно к нефтегенерирующим. По результатам битуминологических исследований установлено, что на территории Салаирского участка осинская углеводородная система является изолированной от нижележащих вендских и рифейских отложений. По ряду геохимических характеристик битумоиды осинского горизонта существенно отличаются от битумоидов рифея и венда.

Вышеизложенные результаты оценки нефтегазоматеринского потенциала пород осинского горизонта имеют несомненное влияние на стратегию поисково-разведочных работ в пределах западных районов Лено-Тунгусской НПП, что объясняет их высокую актуальность.

Литература

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2012). Геоология и геохимия нефти и газа. М: Изд-во МГУ, 428 с.
- Баженова Т.К., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. (2014). Нефтематеринские формации, нефти и газы докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы (под ред. А.И. Варламова, А.П. Афанасенкова). М: ВНИГНИ, 128 с.
- Гайдук А.В., Фомин А.Е., Твердохлебов Д.Н., Батищева А.М., Митюков А.В., Филичев А.В. (2016). Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсолонном карбонатном комплексе Непско-Ботубинской антеклизы по результатам переработки и переинтерпретации архивных данных МОГТ-2D. Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть», 3, с. 44–48.
- Гордадзе Г.Н., Гируц М.В., Пошибаева А.Р., Постникова О.В., Пошибаев В.В., Антипова О.А., Рудаковская С.Ю., Кошелев В.Н., Мартынов В.Г. (2018). Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи. *Журнал Сибирского федерального университета. Серия: Химия*, 1(4), с. 575–592. DOI 10.17516/1998-2836-0101
- Ким Н.С. (2008). Геохимия докембрийских нефтей евразии. Автореф. дисс. канд. геол.-мин. наук, 24 с.
- Клещев К.А., Шеин В.С. (2010). Нефтяные и газовые месторождения России: Справочник в двух книгах. Книга вторая – азиатская часть России. М: ВНИГНИ, 720 с.
- Конторович А.Э., Каширцев В.А., Меленевский В.Н., Тимошина И.Д. (2005). Состав углеводородов-биомаркеров в генетических семействах нефтей докембрия и кембрия Сибирской платформы. *Доклады Академии наук*, 402(5), с. 651–655.
- Кузнецов В.Г., Илюхин Л.Н., Постникова О.В. и др. (2000). Карбонатные толщи Восточной Сибири и их нефтегазоносность. М: Научный Мир, 104 с.
- Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Вилесов А.П. (2021). Изолированные рифы и карбонатные банки позднеосинской внутришельфовой впадины (нижний кембрий Сибирской платформы). *Экзолит - 2021. Актуальные проблемы литологии: задачи и решения* (ред. Ростовцева Ю.В.). М: ООО «МАКС Пресс», с. 129–130.
- Макушина В.М., Арефьев О.А., Забродина М.Н., Петров Ал.А. (1978). Новые реликтовые алканы нефтей. *Нефтехимия*, XVIII(6), с. 847–854.
- Масленников М.А., Солодников А.В., Лабкина И.А., Шабанова О.С. (2016). Фациальная структура осинского продуктивного горизонта нижнего кембрия на территории Байкитской НГО (запад Сибирской платформы). *Карбонатные резервуары 2016: матер. 2-й темат. науч.-практ. конф. ЕАГО*. М, с. 43–46.
- Мельников Н.В. (2009). Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: Из-во СО РАН, 148 с.
- Мельников Н.В., Вымятин А.А., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. (2014). Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции. *Геология и геофизика*, 55(5–6), с. 701–720. <http://dx.doi.org/10.15372/GiG20140502>
- Мышевский Н.В. (1991). Игнялинский барьерный риф – новый перспективный объект на Непском своде. *Геология и геофизика*, 11, с. 99–107.

Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М., Логинов В.А., Наренков Р.Ю., Кубанова М.М., Люгай А.Д. (2021). Нефтяной потенциал Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. *Вестник газовой науки*, 2, с. 63–80.

Шемин Г.Г. (2008). Модель строения, условия формирования и перспективы нефтегазоносности с выделением объектов поисково-оценочных работ осинского горизонта нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 5, с. 100–104.

Шемин Г.Г., Вахромеев А.Г., Смирнов О.А., Смирнов А.С., Моисеев С.А., Глазырин П.А., Деев Е.В. (2023). Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*, 6, с. 41–65. DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst.2001013>

Brooks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. (2017). The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals. *Nature*, 548, pp. 578–581. <https://doi.org/10.1038/nature23457>

Chertina K.N., Maksimova E.N., Vilesov A.P. et al. (2025). Facies and diagenesis of early Cambrian patch-reefs in the inner Siberian Craton (Nepa-Botuoba antecline). *Facies*, 71(3). <https://doi.org/10.1007/s10347-024-00693-y>

Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In: Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis—Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, pp. 276–304. <https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5>

Grandtham P.G., Wakefield, L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-0)

Сведения об авторах

Дарья Юрьевна Калачева – руководитель направления центра геологических решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru

Александр Петрович Вилесов – кандидат геол.-минерал. наук, ведущий эксперт центра геологических решений

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Vilesov.AP@gazprom-neft.ru

Рустам Рафаилович Хуснитдинов – эксперт центра геологических решений, ООО «Газпромнефть НТЦ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Khusnitdinov.RR@gazprom-neft.ru

Наталья Алексеевна Иванова – специалист, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Ivanova.NAI@contractor.gazprom-neft.ru

Михаил Александрович Масленников – специалист, Научно-образовательный центр «Газпромнефть-НГУ»

Россия, 190000, Санкт-Петербург, наб. реки Мойки, д. 75-79Д

e-mail: Maslennikov.MA@contractor.gazprom-neft.ru

Дмитрий Анатольевич Слуцкий – Руководитель программы проектов, ООО «Газпромнефть-ГЕО»
Россия, 191167, Санкт-Петербург, Синопская набережная, 22
e-mail: Slutskiy.DA@gazprom-neft.ru

Статья поступила в редакцию 30.04.2025;
Принята к публикации 24.09.2025;
Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Depression Deposits of the Osinsky Horizon as a Potential Source Rocks of the Baykit High Province (East Siberia)

D.Yu. Kalacheva^{1*}, A.P. Vilesov¹, R.R. Khusnitdinov¹, N.A. Ivanova², M.A. Maslennikov², D.A. Slutskiy³

¹Gazprom-neft STC LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

²Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center, Saint-Petersburg, Russian Federation

³Gazprom-neft GEO LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

*Corresponding author: Darya Yu. Kalacheva, e-mail: Kalacheva.DYu@gazprom-neft.ru

Abstract. The purpose of this publication is to present the new geological and geochemical data on Potential source rocks of the Osinsky horizon of the Lena-Tunguska province. The Osinsky horizon of the Lower Cambrian within the Siberian craton has a complex facies structure and is represented by three main types of sections: shallow (arched), reef and depression. When drilling a new exploration and evaluation well at the Salair area (the southern part of the Kamov arch), from the depression-type section of the Osinsky horizon, continuous core sampling was performed, and for the first time for the Baykit High Province, detailed characteristics of potential source rocks were obtained. In the exposed section, the Osinsky horizon has a reduced thickness (12.5 m), and three members are identified in its composition. Weakly porous microbial dolomites with signs of oil saturation were identified in the middle member. The upper member is composed of dark gray and almost black limestones with characteristic signs of condensed anoxic sedimentation (micrite structure, micro-layered texture, absence of remains of benthic organisms, abundance of pyrite framboids, etc.). Numerous spherical remains of calcareous microplankton are found in it. Geochemical methods proved the rocks of the Osinsky horizon depression section are mainly oil-generating. According to the results of geochemical studies, it has been established that the Osinsky petroleum system in the research area is isolated from the underlying Vendian and Riphean deposits. The presented results are highly relevant, as they provide new information about poorly studied depression-type deposits of the Osinsky horizon of the Baykit High Province.

Keywords: Siberian craton, Lower Cambrian, Osinsky horizon, depression facies, source rocks, organic matter, geochemistry, hydrocarbons, kinetic studies, pyrolysis, petroleum system

Recommended citation: Kalacheva D.Yu., Vilesov A.P., Khusnitdinov R.R., Ivanova N.A., Maslennikov M.A., Slutskiy D.A. (2025). Depression Deposits of the Osinsky Horizon as a Potential Source Rocks of the Baykit High Province (East Siberia). *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 130–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.19>

References

- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2012). Geology and geochemistry of oil and gas. Moscow: Moscow State University, 428 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Zheglova T.P. (2014). Oil source formations, oils and gases of the Precambrian and Lower-Middle Cambrian of the Siberian Platform (edited by A.I. Varlamov, A.P. Afanasenkov). Moscow: VNIGNI, 128 p. (In Russ.)
- Behar F., Beaumont V., Penteado H.L.D.B. (2001). Rock-Eval 6 technology: performances and developments. *Oil & Gas Science and Technology*, 56(2), pp. 111–134. <https://doi.org/10.2516/ogst:2001013>
- Brocks J.J., Jarrett A.J.M., Sirantoine E., Hallmann C., Hoshino Y., Liyanage T. (2017). The rise of algae in Cryogenian oceans and the emergence of animals. *Nature*, 548, pp. 578–581. <https://doi.org/10.1038/nature23457>
- Chertina K.N., Maksimova E.N., Vilesov A.P. et al. (2025). Facies and diagenesis of early Cambrian patch-reefs in the inner Siberian Craton (Nepa-Botuoba antecline). *Facies*, 71(3). <https://doi.org/10.1007/s10347-024-00693-y>
- Espitalié, J., Marquis, F. and Barsony, I. (1984). Geochemical Logging. In: Voorhees, K.J., Ed., *Analytical Pyrolysis—Techniques and Applications*, Boston, Butterworth, pp. 276–304. <https://doi.org/10.1016/B978-0-408-01417-5.50013-5>
- Gaiduk A.V., Fomin A.E., Tverdokhlebov D.N., Batishcheva A.M., Mityukov A.V., Filichev A.V. (2016). Identification of oil and gas potential areas in the presalt carbonate complex of the Nepa-Botuoba antecline based on the results of reprocessing and reinterpretation of archival CDP-2D data. *Nauchno-tekhnicheskii vestnik OAO NK Rosneft*, 3, pp. 44–48. (In Russ.)
- Gordadze, G.N., Giruts, M.V., Poshibaeva, A.R., Postnikova, O.V., Poshibaev, V.V., Antipova, O.A., Rudakovskaya, S.Yu., Koshelev, V.N., Martynov, V.G. (2018). Carbonate reservoirs as oil source rocks. *Journal of the Siberian Federal University. Series: Chemistry*, 1(4), pp. 575–592. (In Russ.) DOI 10.17516/1998-2836-0101

Grandtham P.G., Wakefield, L.L. (1988). Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geologic time. *Organic Geochemistry*, 12, pp. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-O](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-O)

Kim, N.S. (2008). Geochemistry of Precambrian Oils of Eurasia. *Abstract Cand. Geol.-Min. Sci. Diss.* 24 p. (In Russ.)

Kleshchev K. A., Shein V. S. (2010). Oil and Gas Fields of Russia. Book Two – the Asian Part of Russia. Moscow: VNIGNI, 720 p. (In Russ.)

Kontorovich A. E., Kashirtsev V. A., Melenevsky V. N., Timoshina I. D. (2005). Composition of Hydrocarbon Biomarkers in Genetic Families of Precambrian and Cambrian Oils of the Siberian Platform. *Doklady Akademii nauk*, 402(5), pp. 651–655. (In Russ.)

Kuznetsov V. G., Ilyukhin L. N., Postnikova O. V., et al. (2000). Carbonate strata of Eastern Siberia and their oil and gas potential. Moscow: Nauchnyy Mir, 104 p. (In Russ.)

Maksimova, E. N., Chertina, K. N., Vilesov, A. P. (2021). Isolated reefs and carbonate banks of the late Osinskaya intrashelf basin (Lower Cambrian of the Siberian platform). *Exolite - 2021. Actual problems of lithology: problems and solutions* (ed. Rostovtsev, Yu. V.). Moscow: MAX Press, pp. 129–130. (In Russ.)

Makushina, V. M., Arefyev, O. A., Zbrodina, M. N., Petrov, A. A. (1978). New relic alkanes of oils. *Neftekhimiya*, XVIII (6), pp. 847–854. (In Russ.)

Maslennikov M.A., Solodnikova A.V., Labekina I.A., Shabanova O.S. (2016). Facies structure of the Lower Cambrian Osinsky productive horizon in the Baikitskaya petroleum region (western Siberian platform). *Carbonate reservoirs 2016: proc. 2-nd thematic research and practical conference EAGO*. Moscow, pp. 43–46. (In Russ.)

Melnikov N.V. (2009). Vendian-Cambrian salt-bearing basin of the Siberian platform (Stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SB RAS Press, 148 p. (In Russ.)

Mel'nikov N.V., Vymyatnin A.A., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V. (2014). Predicted new large oil pools in the main petroliferous belt of the Lena-Tunguska province. *Russian Geology and Geophysics*, 55(5–6), pp. 544–561, <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.003>

Myshevsky N.V. (1991). The Ignyalinsky Barrier Reef is a new promising object on the Nepa Arch. *Russian Geology and Geophysics*, 11, p. 99–107. (In Russ.)

Parfenova N.M., Kosyakova L.S., Grigoriev E.B., Shafiev I.M., Loginov V.A., Narenkov R.Yu., Kubanova M.M., Lyugai A.D. (2021). Oil potential of the Leno-Tunguska oil and gas province. *Vesti gazovoy nauki*, 2, pp. 63–80. (In Russ.)

Shemin G.G. (2008). Model of the structure, formation conditions, and oil and gas potential with the identification of exploration and evaluation targets of the Lower Cambrian Osinsky Horizon in the central regions of the Siberian Platform. *Interekspo Geo-Sibir*, 5, pp. 100–104. (In Russ.)

Shemin, G. G., Vakhromeev, A. G., Smirnov, O. A., Smirnov, A. S., Moiseev, S. A., Glazyrin, P. A., and Deev, E. V. (2023). Structure, composition, reservoir quality assessment, and oil and gas potential prospects of productive Vendian and Cambrian carbonate formations in the central and southern regions of the Siberian Platform. *Geologiya nefi i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 41–65. (In Russ.) DOI: 10.41748/0016-7894-2023-6-41-65

About the Authors

Darya Yu. Kalacheva – Head of Direction, Gazprom-neft STC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Kalacheva.DYu@gazpromneft-ntc.ru

Aleksandr P. Vilesov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Lead Expert, Gazprom-neft STC LLC

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Vilesov.AP@gazprom-neft.ru

Rustam R. Khusnitdinov – Expert, Gazprom-neft STC LLC
75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Khusnitdinov.RR@gazprom-neft.ru

Nataliya A. Ivanova – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Specialist, Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Ivanova.NAI@contractor.gazprom-neft.ru

Mikhail A. Maslennikov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Specialist, Gazprom-neft-NGU Research and Educational Center

75-79D, Moika River emb., 190000, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Maslennikov.MA@contractor.gazprom-neft.ru

Dmitry A. Slutskiy – Product Manager, Gazprom-neft GEO LLC

22, Sinopskaya emb., 191167, Saint-Petersburg, Russian Federation

e-mail: Slutskiy.DA@gazprom-neft.ru

Manuscript received 30 April 2025;

Accepted 24 September 2025;

Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)