

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 15.10.2025 г.

Принята к публикации 22.04.2026 г.

EDN: ISYCDW

УДК 550.836.013:552.578.061.32(571.56)

Песков Д.В., Жарков А.М.

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия, Zharkov_AM@pers.spmi.ru

ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНЫЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АНАБАРО-ЛЕНСКОЙ КРАЕВОЙ СИСТЕМЫ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ОДНОМЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В ГЛУБОКИХ СКВАЖИНАХ НА УСТЬ-ОЛЕНЕКСКОЙ И БУРСКОЙ ПЛОЩАДЯХ

Северная краевая часть Сибирской платформы обладает прямыми признаками нефтегазоносности, связанными с разновозрастными нефтегазоматеринскими породами (с нижнего рифея по мезозой). Реконструкция палеотемпературных условий имеет важное значение для оценки нефтяного и газового потенциала. На основе одномерного моделирования для скважин Усть-Оленекская 2370 и Бурская 3410 реконструирована тепловая эволюция для определения условий начала генерации углеводородов.

По результатам моделирования установлено, что верхнепротерозойские отложения Бурской площади находились в температурных условиях генерации нефти и газа до предвендской эрозии, и к началу нового цикла седиментации нефтегазоматеринские породы могли в значительной степени израсходовать свой генерационный потенциал. Венд-нижнепалеозойские осадки вошли в оптимальные условия нефтеобразования в позднепермское время. В свою очередь верхнепалеозойские отложения достигли глубин и, соответственно, температур интенсивного проявления процессов нефтегазообразования на ограниченной территории – передовой части платформы (скв. Усть-Оленекская 2370) во время формирования Верхояно-Колымской складчатой области.

Ключевые слова: генерация углеводородов, нефтегазообразование, палеотемпературные реконструкции, Анабаро-Ленская краевая система, Сибирская платформа.

Для цитирования: Песков Д.В., Жарков А.М. Палеотемпературные реконструкции восточной части Анабаро-Ленской краевой системы по результатам одномерного моделирования в глубоких скважинах на Усть-Оленекской и Бурской площадях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №2. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/12_2026.html EDN: ISYCDW

Введение

Открытие группы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в верхнепротерозойских карбонатах Юрубчено-Тохомской зоны и в различных горизонтах венда Непско-Ботуобинской антеклизы заставило пересмотреть подходы к оценке перспектив нефтегазоносности древних осадочных отложений, сместив нижнюю временную границу углеводородного (УВ) потенциала.

Осадки, ранее рассматриваемые как малоперспективные, стали оцениваться как один из возможных источников сырьевой базы УВ. Особенно это характерно в регионах истощения

запасов в силу их активной добычи в Западно-Сибирской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях. Данные обстоятельства позволяют рассматривать изучение нефтегазоносности докембрийских комплексов древних платформ совместно со сланцевыми УВ [Prischera et al., 2022; Плотникова, Остроухов, Пронин, 2024], осадками клиноформного строения [Конторович, Лапковский, Лунев, 2014], глубокопогруженных горизонтов [Двойников и др., 2022; Конторович и др., 2024] и корой выветривания палеозойских комплексов Западно-Сибирской провинции [Белозеров, Коровин, 2024; Prischera, Sinita, 2025] в качестве одного из важных направлений поисков нефти и газа XXI века.

Развитие ресурсной базы УВ Сибирской платформы связано в первую очередь с изучением краевых систем, на долю которых приходится большая часть начальных суммарных ресурсов. Так потенциалом открытия новых нефтяных и газовых месторождений обладает Анабаро-Ленская крайняя система (рис. 1).

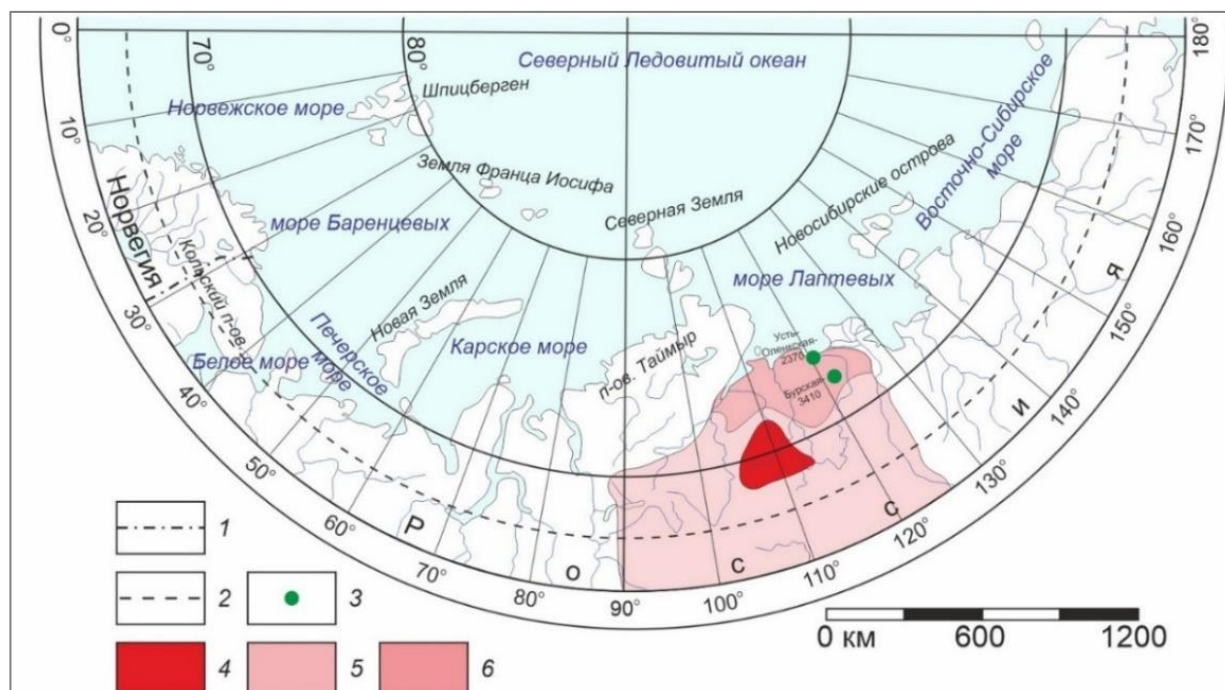


Рис. 1. Обзорная схема Арктического побережья России

1 - государственная граница России, 2 - Северный полярный круг, 3 - скважины, 4 - Анабарский щит, 5 - Сибирская платформа, 6 - Анабаро-Ленская крайняя система.

В восточной части Анабаро-Ленской краевой системы отсутствуют выявленные месторождения нефти и газа. При этом наблюдаются выходы битумов на дневную поверхность уникального Оленекского месторождения [Конторович и др., 2019; Лежнин и др., 2021]. В западной части краевой системы (Анабаро-Хатангский прогиб) выявлено пять месторождений УВ, которые, за исключением Центрально-Ольгинского крупного нефтяного [Дзюбло и др., 2023], не обладают сколь-либо значимыми запасами. При этом слабая и

неравномерная изученность в значительной мере ограничивает применение традиционных методов ресурсной оценки нефтегазоносности, что может приводить к неоднозначным и порой противоречивым результатам.

Методы и методология

В пределах Анабаро-Ленской краевой системы большая часть осадочного чехла представлена верхнепротерозойскими осадками, в том числе глинистыми породами с повышенными концентрациями органического вещества (ОВ), сформированного за счет примитивной одноклеточной рифейской биосферы. Слабая изученность данных горизонтов глубоким бурением существенно ограничивает достоверность оценки преобразованности ОВ стандартными методами. Это вынуждает использовать косвенные методы оценки степени катагенеза через моделирование термической эволюции.

Основы бассейнового анализа заложены в начале 50-х гг. прошлого столетия И.О. Бродом и Н.А. Еременко. Позже их идеи развили В.Е. Хаин, Н.Б. Вассоевич и ряд других исследователей [Дмитриевский, 1988]. В отечественной геологической школе анализ формировался как метод изучения крупных осадочных бассейнов, ориентированный прежде всего на выявление закономерностей их строения, тектонической эволюции, условий осадконакопления и распределения нефтегазоносности.

За рубежом этот способ начал активно развиваться в конце прошлого столетия [Allen, Allen, 2013] и к началу XXI века стал одним из основополагающих методов прогноза ресурсов УВ. Современное понимание бассейнового анализа во многом опирается на численное моделирование УВ-систем и связано с реконструкцией термической и тектонической истории бассейна, оценкой зрелости ОВ, моделированием генерации, миграции и аккумуляции УВ. Этот подход реализован в программных комплексах (таких как Petromod, Temis, МОБиУС, Terramod, KronosFlow и др.), что позволило геологам-нефтяникам автоматизировать процесс оценки УВ-потенциала. Универсальность расчетов с большой вариативностью данных и их наглядной визуализацией не только повысила точность ресурсной оценки, но и во многом упростила данный процесс.

Развитие многих направлений геологии существенно повлияло на методологию и технологию бассейнового анализа, учитывающего возможности и следствия применения как геосинклинальной модели развития земной коры, так и тектоники литосферных плит, базирующейся на реконструкциях перемещений континентов, моделях погружения. Это позволило внедрить более точные и разнообразные методы исследований [Stern, 2018].

Несмотря на значительные успехи в развитии методологии, существуют очевидные ограничения. Один из ключевых недостатков заключается в том, что данный метод

фокусируется преимущественно на седиментационных процессах и не в полной мере учитывает геодинамические закономерности. Нефтегазоносность обусловлена не только условиями накопления осадка и его дальнейшим погружением, но и тектоническими процессами, которые непосредственно влияют на нефте- и газообразование, миграцию, аккумуляцию УВ и, что наиболее важно, на их сохранность. Это может давать неполную картину нефтегазового потенциала Анабаро-Ленской краевой системы с несовпадающими осадочными бассейнами, которые формировались в различных геодинамических режимах [Мигурский, 2022]. Стремление к унификации расчетов для геологических обстановок разной степени сложности неизбежно ведет к допущениям, которые могут исказить результат. В этой связи критически важно реконструировать тектоническую историю для оценки ресурсного потенциала.

Тектоническая эволюция во многом отразилась на сохранности сформированных залежей нефти и газа. Можно рассматривать три ключевых сценария характерных для краевых систем древних платформ:

- проявление внутриплитных деформаций, вызванных влиянием сопредельных орогенных областей, во время активной фазы генерации и миграции нефти и газа, которые вызывают преимущественное рассеивание генерированных УВ и их вынос за пределы осадочного чехла (Мезенская синеклиза [Peskov, Zharkov, Kalinin, 2025]);

- интенсивное погружение, приводящее к нефтегазообразованию до начала внутриплитных деформаций, способствовало интенсивной миграции УВ вдоль регионального уклона в наиболее отдаленные участки краевой системы, которые характеризуются гидродинамической закрытостью, что способствовало формированию высокоперспективных зон (Непско-Ботубинская антеклиза);

- при достижении термобарических условий, способствующих генерации УВ в постколлизивную стадию (в условиях платформенной стабилизации после завершения деформационных процессов), потенциал нефтегазоносности определяется наличием надежных флюидоупоров, концентрациями ОВ и возможностью образования зон аккумуляции УВ в периоды интенсивной генерации. Например, миграционная связь с очагами нефтегазообразования способствует проявлению потенциала доманиковой толщи Восточно-Европейской платформы [Прищепа, Сеница, Ибатуллин, 2024; Можегова и др., 2024]).

Сценарии характеризуются своими собственными тектоническими и термодинамическими условиями, определяющими особенности генерации, миграции и сохранности сформированных залежей. При этом в пределах одной краевой системы может проявляться комбинация двух или даже трёх сценариев при наличии нескольких разновозрастных УВ-систем с сингенетичными нефтегазоматеринскими породами (НГМП).

Материалы

Немаловажным аспектом положительной оценки нефтегазового потенциала является диагностика НГМП, что для рифейских осадочных отложений с характерными пониженными концентрациями ОВ носит достаточно условный характер. Согласно отдельным исследованиям [Большакова, Ситар, Кожанов, 2024], выявлены потенциальные НГМП рифей-вендского возраста в пределах большинства краевых систем Восточно-Европейской [Кожанов, Большакова, 2023; Песков Прищепа, Жарков, 2024] и Сибирской [Органическая геохимия..., 1981; Развозжаева, Немеров, Макрыгина, 2007] платформ. Зачастую концентрации ОВ рифей-вендских осадочных отложений превышают не только кларковые значения [Zharkov, Peskov, Martynov, 2025], но и достигают «бедных» концентраций, присущих преимущественно карбонатным НГМП [Прищепа и др., 2024].

В пределах Анабаро-Ленской краевой системы и сопредельных территорий, в условиях достаточно слабой изученности глубоким бурением, выявлены потенциально НГМП возрастом более миллиарда лет. Например, на Анабарском плато в породах усть-ильинской свиты нижнерифейского возраста концентрации ОВ варьируют от 0,2 до 6,5% [Булгаков и др., 2020]. В целом к НГМП Анабаро-Ленской краевой системы можно отнести мукунскую серию (R_1), усть-ильинскую (R_1), хастахскую (R_3), хатыспытскую (V_2), тустахскую (P_1), нижнекожевниковскую (P_1), верхнекожевниковскую (P_1 - P_2) свиты, джаргалахскую (P_1) и бурскую (P_2) толщи, чекановскую (T_1), кыринскую (T_3 - J_1) и келимярскую (J_{1-2}) свиты.

Одним из наиболее важных параметров моделирования глубин погружения отложений является оценка величины эрозионного среза, проявленного в виде «катагенетических несогласий» [Баженова, Дахнова, Можегова, 2011]. Между верхним рифеем и вендом наблюдался длительный перерыв осадконакопления. Величина размыва, вероятно, варьируется от 0,5 до 2 км, на что указывают данные о преобразованности. Например, в скв. Бурская 3410 (рис. 2) ОВ, находящееся в интервале глубин 2,5-2,7 км, соответствует градациям MK_2 - MK_3 [Соболев и др., 2019], что эквивалентно интервалу глубин свыше 3 км при современном тепловом потоке 42 мВт/м². Однако при моделировании также необходимо учитывать, что на ранних этапах геотермический градиент древних платформ существенно выше [Баженова, Дахнова, Можегова, 2011].

Моделирование палеотемпературной истории осуществлялось в программном комплексе Petromod на базе следующих допущений. Учитывалось, что значения геотермического градиента на древних платформах в рифейское время значительно превышали современные. Так, градиент мог составлять 5-7°C/100 м, с венда по триас – около 4-5°C/100 м [Баженова, 2008].

Значения современного теплового потока для скв. Усть-Оленекская 2370 заданы

70 мВт/м, для скв. Бурская 3410 – 42 мВт/м [Дучков и др., 2023]. Величины палеотеплового потока приняты близкими для схожих современных геодинамических обстановок (табл. 1) с учетом предполагаемой интенсивности процессов и их близости к площадям исследования. При моделировании в скв. Усть-Оленекская 2370 значения задавались по типу бассейна [Allen, Allen, 2013]. Так, для вендской системы принимались повышенные ~70 мВт/м, в течение палеозоя интенсивность теплового потока несколько снизилась и не превышала ~65 мВт/м, к концу юрского времени наблюдался рост значений до ~80 мВт/м, после чего палеотепловой поток к середине мелового периода понизился до ~65 мВт/м, в дальнейшем к началу кайнозоя значения варьировались в диапазоне ~70-75 мВт/м. Для скв. Бурская 3410 палеотемпературный поток принят на середину позднерифейского времени (800 млн. лет) около ~75 мВт/м, на начало венда в районе ~70 мВт/м, затем в течение палеозоя значения не превышали ~55-60 мВт/м, в конце юрского времени интенсивность возросла до ~65 мВт/м, в последующем тепловой поток не превышал ~45 мВт/м.

Таблица 1

Значения теплового потока различных типов бассейнов (по [Allen, 2013])

Типы бассейнов	Среднее, мВт/м	Диапазон, мВт/м
Бассейны растяжения		
Активные океанические хребты и вулканы	120	120-205
Активные (син-рифт) задуговые бассейны	85	67-120
Активные рифты (син-рифт) или пассивные окраины	80	65-110
Термически прогибающийся рифт (пострифт) или пассивная окраина	50	40-65
Бассейны сжатия		
Коллизионный складчатый пояс	70	40-97
Океанский форландовый бассейн (предгорный прогиб)	40	40-80
Преддуговой бассейн, не связанный с дуговым магматизмом	35	20-45
Сдвиговые бассейны		
Активный сдвиговый бассейн с глубоким вовлечением в литосферу	100	80-120
Активный сдвиговый бассейн с поверхностным растяжением	60	50-69
Фундамент		
Докембрийский щит	40	30-55
Океаническая кора (>200 млн. лет)	35	30-40
Приблизительный средний глобальный тепловой поток	65	60-70

Для калибровки модели использовались данные о катагенетической зрелости ОБ [Соболев и др., 2019; Фомин, Меленевский, 2023]. В скв. Усть-Оленекская 2370 на глубине 3081 м ОБ курпахской свиты (ордовик) является перезрелым (АК₂) в термическом отношении.

В перекрывающих отложениях тустахской свиты раннепермского возраста (2754-2607 м) отмечается схожая катагенетическая преобразованность. Значительно снижается катагенез ОВ в отложениях верхнекожевниковской свиты, залегающих в интервале глубин 1120-1134 м, до значений, отвечающих главной зоне нефтеобразования (МК₂). В скв. Бурская 3410 катагенетические преобразования ОВ позднерифейского возраста (куладинская свита) отвечают главной фазе нефтеобразования (МК₂-МК₃), в перекрывающей хастахской свите несколько снижаются до значений МК₂. В осадочных отложениях пермского возраста ОВ характеризуется относительно слабой преобразованностью, отвечающей началу нефтеобразования (МК₁). Также для калибровки модели использовалась термограмма скв. Усть-Оленекская 2370 [Дучков и др., 2023].

История геологического развития и погружения бассейна

В истории геологического развития Анабаро-Ленской краевой системы можно выделить несколько ключевых этапов. Самый первый – архейско-раннепротерозойский характеризуется столкновением террейнов [Розен и др., 2006]. При этом Анабарская коллизионная зона испытывала интенсивное сжатие [Розен и др., 2007], в результате чего сформировалась горная область, которая в современных геофизических полях фиксируется по неоднородному магнитному полю.

Затем в течение нижнего рифея происходила пенепленизация поверхности с образованием в преимущественно континентальных обстановках осадконакопления грубозернистых плохо сортированных красноцветных осадков.

На втором этапе в результате распада суперконтинента (около 1,35 млрд. лет [Ткачев, Рундквист, 2016]), на начальных этапах которого, по всей видимости, преобладали внутренние мелководные моря, приуроченные к развитию рифтовых структур, формировалась пассивная окраина. После распада суперконтинента осадконакопление сместилось в сторону моря, о чем свидетельствует стратиграфическое несогласие в обнажениях в южной части Анабаро-Ленской краевой системы и вскрытых разрезах скважин между отложениями нижнего и среднего рифея.

В среднем рифее наблюдалась обширная трансгрессия. Повышение уровня моря может быть связано с проявлением рифтогенеза, сопровождавшегося внедрением и излиянием магматических пород. К позднему рифею начинают преобладать пестроцветные карбонатные породы, чередующиеся с алевролитами и песчаниками.

На следующем (третьем) этапе наблюдается перерыв осадконакопления, ознаменовавшийся предвендской эрозией, проявившейся во всех частях платформы, величина которой могла достигать местами нескольких километров [Баженова, 2016]. Скорее всего,

имели место внутриплитные деформации, связанные с байкальской эпохой складчатости [Vernikovskiy et al., 2018].

Четвертый этап (с поздневендского времени) ознаменовался возобновлением осадконакопления. В раннем кембрии наблюдается мощная трансгрессия. Карбонатная платформа на большей части территории просуществовала до конца кембрия. Осадочные отложения ордовика и силура вскрыты только в скв. Усть-Оленекская 2370 и сложены карбонатными породами. Также необходимо отметить, что первоначально отложения кыстарахской и кысылаяхской толщ отнесены соответственно к рифейскому и вендскому времени формирования [Граусман, 1995]. Впоследствии уточнение возраста позволило датировать кыстарахскую толщу вендом-ранним кембрием, а кысылаяхскую толщу ранним-средним кембрием [Кочнев, Паверман, Карлова, 2015].

Ввиду отсутствия ордовик-силурийских пород на большей части территории в значительной степени проблематично восстановить геологическую историю данного этапа. Тем не менее, вероятно, большая часть Анабаро-Ленской краевой системы на протяжении силурийско-ордовикского интервала испытывала поднятие. При этом со среднего девона по ранний карбон в западной части краевой системы могли преобладать процессы растяжения [Khudoley et al., 2025] с накоплением отложений эвапоритового ряда.

Позднепалеозойский-раннемезозойский (пятый) этап. Осадконакопление возобновилось в пермское время. Толщины осадочных отложений пермского возраста увеличиваются в северном направлении с 444 до 2364 м [Конторович и др., 2013]. Осадки сложены песчано-глинистыми породами, в которых отмечаются остатки высших наземных растений. В рассматриваемой части Анабаро-Ленской краевой системы в указанный период осадконакопление происходило преимущественно в континентальных и прибрежно-морских условиях. Схожие обстановки седиментации наблюдались в триасе.

Данный этап охарактеризовался серией тектонических событий. В частности, в западной части Анабаро-Ленской краевой системы на рубеже перми и триаса активно проявлялся трапповый магматизм [Кринин, Порозов, 2019]. При этом наиболее значимое событие, существенно повлиявшее на нефтегазоносность региона, связано с формированием Верхояно-Колымской складчатой области (поздняя юра – ранний мел), и с возникновением Оленекской зоны пограничных поднятий, что отразилось на структуре осадконакопления. В раннемеловую эпоху преобладали прибрежно-морские обстановки, сменяющиеся вверх по разрезу на континентальные. В результате внутриплитных деформаций, вызванных влиянием сопредельных складчатых областей в пределах Анабаро-Ленской краевой системы сформировались новые антиклинальные поднятия [Песков и др., 2024].

На заключительном (шестом – позднемезозойско-кайнозойском) этапе раскрытие

рифтовой системы моря Лаптевых [Drachev, Shkarubo, 2018] отразилось также на структурном плане региона. В кайнозойское время преобладали восходящие движения с формированием крупных поднятий (например, Оленекское поднятие [Сим, 2018]).

Результаты

По результатам одномерного бассейнового моделирования нижняя часть осадочных отложений позднерифейского возраста скв. Бурской 3410 (рис. 2) могла войти в интервал температур начала нефтегенерации еще до предвендской эрозии и, соответственно, существенно израсходовать свой генерационный потенциал еще до вендского размыва. Перекрывающие венд-кембрийские отложения в скважине по данным моделирования прогрелись до максимальных температур к концу пермского периода, войдя в интервал нефтеобразования. В свою очередь, осадки пермского возраста, по всей видимости, в данной части Анабаро-Ленской краевой системы так и не достигли глубин погружения и, соответственно, температур для продуцирования значимого количества УВ.

Несколько иная картина наблюдается в скв. Усть-Оленеской 2370 (рис. 3), расположенной в передовой части Анабаро-Ленской краевой системы. Здесь, по результатам одномерного бассейнового моделирования скважины, отложения допермского возраста, вероятно, вошли в зону нефтеобразования еще в начале пермского периода. Осадочные толщи пермской системы подверглись максимальному прогреву в мезозое (к началу мелового периода). При этом данные отложения оказались в температурных условиях, необходимых для генерации значимого количества УВ. Нижняя граница принята согласно публикации Б.Б. Кочнева, В.И. Павермана и Г.А. Карлова [Кочнев, Паверман, Карлов, 2015]. Возраст кысыляхской и кыстарахской толщ установлен как венд-раннекембрийский и ранне-среднекембрийский. Согласно предыдущим исследованиям, данные толщи относились к рифейскому возрасту.

Обсуждение результатов

Таким образом, по результатам палеотемпературных реконструкций установлено, что рифейские отложения Бурской площади находились в благоприятных условиях генерации еще до вендского размыва. Следует также отметить, что в передовой части краевой системы (скв. Усть-Оленеская 2370) осадочные толщи рифейского возраста не вскрыты. Однако с учетом значительной мощности данной части разреза и результатов палеотемпературных реконструкций можно предположить, что существенная доля пород находилась в термобарических условиях нефтегазообразования еще в предвендское время.

Поскольку преобладающая часть осадочного чехла Анабаро-Ленской краевой системы

представлена рифейскими осадочными толщами, даже при сравнительно низких концентрациях ОБ в породах могло продуцироваться достаточное количество УВ для формирования скоплений нефти и газа. Латеральная миграция флюидов в условиях пассивной окраины способствовала заполнению верхнепротерозойской системы ловушек. При этом залежи в последующие эпохи существенно переформированы или разрушены.

Потенциальные открытия месторождений нефти и газа в рифейских отложениях могут быть приурочены к выклиниванию рифейских горизонтов, а также к палеоподнятиям фундамента. В этой связи присутствует ряд принципиальных вопросов, требующих обсуждения. Например, наличие достаточных концентраций ОБ в древних осадочных отложениях для генерации значимых объемов УВ. Еще одним немаловажным и дискуссионным вопросом является последующая сохранность сформированных залежей. Эрозионный срез в совокупности с отсутствием надежного флюидоупора и внутриплитные деформации негативно сказываются на сохранности скоплений УВ.

Перекрывающие венд-нижнепалеозойские осадочные толщи восточной части Анабаро-Ленской краевой системы по результатам моделирования достигли температурных условий нефтеобразования в пермское время. Сформированные на данном этапе УВ могли сохраниться преимущественно в виде линз, расположенных вдоль краевой системы.

В свою очередь пермские осадки вошли в зону интенсивной нефтегенерации на ограниченной территории в пределах восточной части краевой системы.

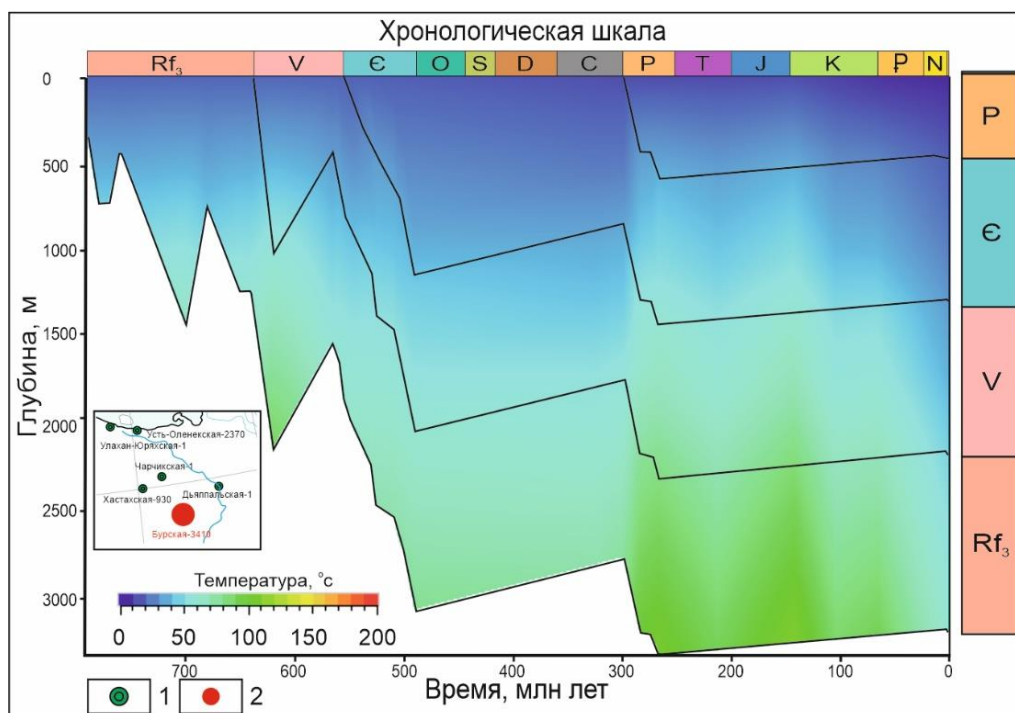


Рис. 2. Палеотемпературные реконструкции по скважине Бурская 3410

1 - скважины, 2 - положение скв. Бурская 3410.

Главной зоны нефтегазообразования данные отложения достигли на Усть-Оленекской площади, расположенной в передовой части Анабаро-Ленской краевой системы. Нижняя часть пермских отложений вошла в условия нефтеобразования к началу триасового периода. При этом температурный максимум пришелся во время проявления внутриплитных деформаций, что может свидетельствовать о реализации части пермскими НГМП своего генерационного потенциала в сложных геодинамических обстановках во время процессов, способствующих формированию новой системы антиклинальных поднятий, а также миграции УВ по разрывным нарушениям и выносу за пределы осадочного чехла. В этой связи стоит наиболее остро вопрос о путях и скорости миграции УВ.

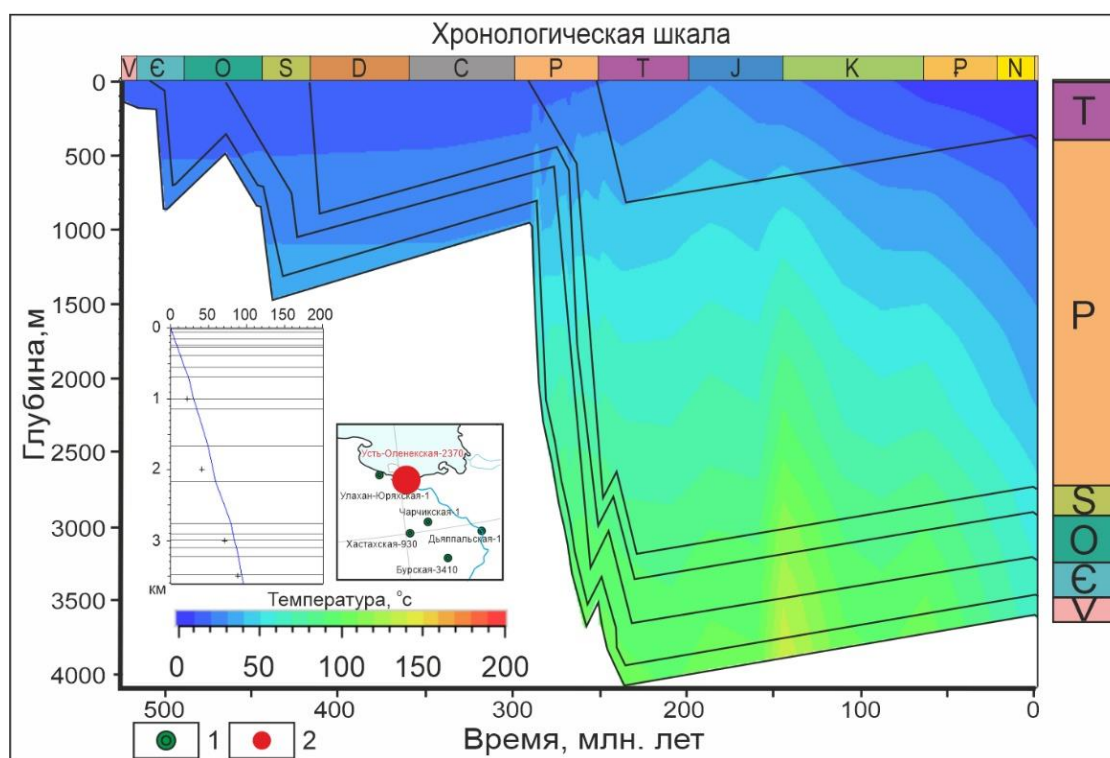


Рис. 3. Палеотемпературные реконструкции по скважине Усть-Оленекская 2370
1 - скважины, 2 - положение скв. Усть-Оленекская 2370.

В последующие геологические эпохи большая часть пермских отложений фактически оказалась за пределами термобарического интервала нефтегенерации, либо генерационный потенциал НГМП существенно истощился, продуцируя незначительное количество УВ. Данное обстоятельство не позволяет надеяться на генерацию значимого количества УВ пермскими и более молодыми НГМП.

Схожие выводы о времени формирования структурных ловушек и фазе миграции УВ опубликованы ранее [Ботнева, Фролов, 1995]. Косвенно подтверждают полученные результаты данные геохимических исследований Оленекского битумного месторождения, сформированного в результате воздымания территории, начиная с поздне мелового времени

[Поляков и др., 2011]. В.А. Каширцев с соавторами также отмечают, что основная фаза миграции УВ приходится на доколлизийную стадию [Каширцев и др., 2010].

Заключение

Таким образом, по результатам одномерных палеотемпературных реконструкций Усть-Оленекской и Бурской площадей для восточной части Анабаро-Ленской краевой системы выявлено три фазы оптимальных для начала генерации УВ:

- для первой (довендской) фазы характерно как латеральное, так и вертикальное проявление. Породы, обогащенные ОВ, последовательно по мере погружения достигали условий нефтегазообразования в условиях краевой системы. До начала вендской эрозии верхнепротерозойские отложения могли существенно израсходовать свой генерационный потенциал;

- во вторую (позднепалеозойскую) фазу осадочные толщи венд-раннепалеозойского возраста достигли глубин и температур погружения в пермское время на фоне общего ускоренного прогибания территории;

- для третьей (мезозойской) фазы характерно локальное проявление. Так, например, пермские осадочные отложения вошли в интервал оптимальных температурных условий на ограниченной территории – передовой части краевой системы (скв. Усть-Оленекская 2370). При этом максимального прогрева данные отложения достигли во время формирования Верхояно-Колымской складчатой области, что существенно могло сказаться на аккумуляционном потенциале разновозрастных отложений.

Литература

Баженова Т.К. Нефтегазоматеринские формации древних платформ России и нефтегазоносность // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2016. - Т. 11. - №. 4. - http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/45_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016)

Баженова Т.К. Проблема нефтегазоносности базальных горизонтов бассейнов древних платформ в аспекте их катагенетической эволюции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т. 3. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf EDN: [JUTGZF](https://www.edn.ru/entry/JUTGZF)

Баженова Т.К., Дахнова М.В., Можегова С.В. Верхний протерозой Сибирской платформы - основной источник нефтегазоносности её домезозойского мегабассейна // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - №2. - http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf EDN: [LYXJLF](https://www.edn.ru/entry/LYXJLF)

Белозеров В.Б., Коровин М.О. Структурно-тектонические особенности строения и нефтегазоносность пласта М1 отложений палеозойского фундамента Арчинской площади (Западная Сибирь) // Записки Горного института. - 2024. - №268. - С. 520-534. EDN: [XDUJHJ](https://www.edn.ru/entry/XDUJHJ)

Большакова М.А., Ситар К.А., Кожанов Д.Д. Об особенностях состава и свойств древних нефтегазоматеринских отложений // Записки Горного института. - 2024. - №269. - С. 700-707. EDN: [MKTALQ](https://www.edn.ru/entry/MKTALQ)

Ботнева Т.А., Фролов С.В. Условия образования углеводородных скоплений в осадочном чехле Енисей-Ленской системы прогибов // Геология нефти и газа. - 1995. - № 5. - С. 32-38.

Булгаков М.А., Колесников В.А., Терешкин В.В., Квачко С.К. Строматолитовые формации Анабарского плато // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2020. - №4. - С. 30-37. DOI: [10.30713/2413-5011-2020-4\(340\)-30-37](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-4(340)-30-37)

Граусман В.В. Геологический разрез Усть-Оленекской скв. 2370 (инт. 3605-2700) // Тихоокеанская геология. - 1995. - Т. 14. - № 4. - С. 137 - 140.

Двойников М.В., Сидоркин Д.И., Юртаев С.Л., Грохотов Е.И., Ульянов Д.С. Бурение глубоких и сверхглубоких скважин с целью поиска и разведки новых месторождений полезных ископаемых // Записки Горного института. - 2022. - №258. - С. 945-955. DOI: [10.31897/PMI.2022.55](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.55)

Дзюбло А.Д., Шнип О.А., Сидоров В.В., Агаджанянц И.Г. Об особенностях строения и возможной нефтегазоносности нижнего структурного этажа шельфа Северо-Востока России // Научный журнал Российского газового общества. - 2023. - №3. - С. 20-31. EDN: [MLFTON](https://www.edn.ru/mlfton)

Дмитриевский А.Н. Бассейновый анализ (системный подход) // Геология нефти и газа. - 1998. - №. 10. - С. 18-26. EDN: [NNVKIV](https://www.edn.ru/nnvkiv)

Дучков А.Д., Аюнов Д.Е., Ян П.А., Сивцев А.И., Соколова Л.С. Теплопроводность пород и оценки теплового потока в Лено-Анабарском междуречье (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. - 2023. - Т. 64. - №6. - С. 858-869. DOI: [10.15372/GiG2022143](https://doi.org/10.15372/GiG2022143)

Каширцев В.А., Конторович А.Э., Иванов В.Л., Сафронов А.Ф. Месторождения природных битумов на северо-востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) // Геология и геофизика. - 2010. - Т. 51. - №1. - С. 93-105. EDN: [KZLFZN](https://www.edn.ru/kzlfzn)

Кожанов Д.Д., Большакова М.А. Оценка вклада докембрийских отложений в формировании нефтеносности восточной части Волго-Уральского бассейна по результатам моделирования // Записки Горного института. - 2024. - №266. - С. 199-217. EDN: [OCPXEN](https://www.edn.ru/ocpxen)

Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Губин И.А., Парфенова Т.М., Сафронов П.И. Глубокопогруженные нефтегазовые системы нижнего палеозоя на востоке Сибирской платформы: геолого-геофизическая характеристика, оценка ресурсов углеводородов // Записки Горного института. - 2024. - №269. - С. 721-737. EDN: [WDBEOS](https://www.edn.ru/wdbeos)

Конторович В.А., Калинина Л.М., Калинин А.Ю., Соловьев М.В. Структурно-тектоническая характеристика и перспективы нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины (Хатангский залив моря Лаптевых и прилегающие территории) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т. 14. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/24_2019.html DOI: [10.17353/2070-5379/24_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2019)

Конторович В.А., Конторович А.Э., Губин И.А., Зотеев А.М., Лапковский В.В., Малышев Н.А., Соловьев М.В., Фрадкин Г.С. Структурно-тектоническая характеристика и модель геологического строения неопротерозойско-фанерозойских отложений Анабаро-Ленской зоны // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - №8. - С. 980-996. DOI: [10.1016/j.rgg.2013.07.014](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.014)

Конторович В.А., Лапковский В.В., Лунев Б.В. Модель формирования неокомского клиноформного комплекса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции с учетом изостазии // Геология нефти и газа. - 2014. - №1. - С. 65-72. EDN: [RUMRDZ](https://www.edn.ru/rumrdz)

Кочнев Б.Б., Паверман В.И., Карлова Г.А. Об Арктической границе Сибирской платформы в кембрии // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты: материалы XLII Тектонического совещания. - 2015. - Т. 1. - С. 226-230. - <http://www.ipgg.sbras.ru/publications/ibc/2015/tgkol-2015-226.pdf>

Кринин В.А., Порозов И.И. Влияние позднепермско-раннетриасового магматизма на нефтегазовый потенциал осадочных бассейнов Сибирской платформы на примере Анабаро-Хатангской седловины // Геология нефти и газа. - 2019. - №2. - С. 25-38. DOI: [10.31087/0016-7894-2019-2-25-38](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-2-25-38)

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](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2021-4-7-28)

Мигурский Ф.А. Осадочные бассейны и бассейны седиментации: терминология, главные отличия, принципы выделения, классификации и использования в нефтегазовой геологии // Геология нефти и газа. - 2022. - №. 2. - С. 7-16. DOI: [10.31087/0016-7894-2022-2-7-16](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-2-7-16)

Можегова С.В., Герасимов Р.С., Пайзанская И.Л., Алферова А.А., Кравченко Е.М. Особенности кинетики термического преобразования органического вещества баженовской и доманиковой толщ на основе результатов пиролитической хроматографии // Записки Горного института. - 2024. - Т. 269. - С. 765-776. EDN: [FIMBWV](https://www.edn.ru/entry/FIMBWV)

Органическая геохимия палеозоя и допалеозоя Сибирской платформы и прогноз нефтегазоносности / Под ред. Т.К. Баженова, К.К. Макаров. - Недра, 1981. - 211 с.

Песков Д.В., Жарков А.М., Антонова М.А., Мартынов А.В. Углеродородный потенциал древних ловушек Лено-Анабарского региона и условия его реализации // Научный журнал Российского газового общества. - 2024. - №4. - С. 28-35. EDN: [DFUCMF](https://www.edn.ru/entry/DFUCMF)

Песков Д.В., Прищеп О.М., Жарков А.М. Перспективы нефтегазоносности древних рифейских отложений Мезенской синеклизы Восточно-Европейской платформы по результатам бассейнового анализа // Горный журнал. - 2024. - №9. - С. 12-19. DOI: [10.17580/gzh.2024.09.02](https://doi.org/10.17580/gzh.2024.09.02)

Плотникова И.Н., Остроухов С.Б., Пронин Н.В. Влияние аноксии океана на условия формирования доманиковых отложений // Записки Горного института. - 2024. - №269. - С. 803-814. EDN: [YORQKB](https://www.edn.ru/entry/YORQKB)

Поляков А.А., Блинова В.Н., Каширцев В.А., Смирнова М.Е. Новые данные о геологическом строении Оленекского месторождения битумов и перспективах нефтегазоносности прилегающей территории // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2011. - Т. 6. - №. 3. - http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf EDN: [OYODSB](https://www.edn.ru/entry/OYODSB)

Прищеп О.М., Сеница Н.В., Ибатуллин А.Х. Оценка влияния литолого-фациальных условий на распределение органического углерода в «доманиковых» верхнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Записки Горного института. - 2024. - Т. 268. - С. 535-551. EDN [JPUKCM](https://www.edn.ru/entry/JPUKCM)

Развозжаева Э.А., Немеров В.К., Макрыгина В.А. Изотопный состав углерода отложений юга Сибирской платформы и ее складчатого обрамления // Геохимия. - 2007. - №3. - С. 297-306. DOI: [10.1134/S0016702907030056](https://doi.org/10.1134/S0016702907030056)

Розен О.М., Левский Л.К., Журавлев Д.З., Специус З.В., Ротман А.Я., Зинчук Н.Н., Манаков А.В., Серенко В.П. Анабарская коллизионная система: 600 млн. лет сжатия в составе суперконтинента Колумбия (2.0-1.3 млрд. лет) // Доклады Академии наук. - 2007. - Т. 417. - №6. - С. 806-809. EDN: [IBMNIR](https://www.edn.ru/entry/IBMNIR)

Розен О.М., Левский Л.К., Журавлев Д.З., Специус З.В., Специус З.В., Макеев А.Ф., Зинчук Н.Н., Манаков А.В., Серенко В.П. Состав и возраст нижней коры северо-востока Сибирской платформы: изучение ксенолитов в кимберлитах и кернов глубоких скважин // Известия вузов. Геология и разведка. - 2006. - №4. - С. 18-22. EDN: [RMTRAT](https://www.edn.ru/entry/RMTRAT)

Сим Л.А. Новейшая геодинамика восточной окраины Сибирской платформы // Геосистемы переходных зон. - 2018. - Т. 2. - №4. - С. 280-289. DOI: [10.30730/2541-8912.2018.2.4.280-289](https://doi.org/10.30730/2541-8912.2018.2.4.280-289)

Соболев П.Н., Лежнин Д.С., Панарин И.А., Гаврилова Е.Н., Пименова А.М. 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\(320\)-62-74](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(320)-62-74)

Ткачев А.В., Рундквист Д.В. Глобальные тенденции в эволюции металлогенических процессов как отражение суперконтинентальной цикличности // Геология рудных месторождений. - 2016. - Т. 58. - №4. - С. 295-318. DOI: [10.7868/S0016777016040079](https://doi.org/10.7868/S0016777016040079)

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-](https://doi.org/10.47148/0016-)

[7894-2023-6-31-39](#)

Allen P.A., Allen J.R. Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment. - John Wiley & Sons, 2013. - 642 p.

Drachev S.S., Shkarubo S.I. Tectonics of the Laptev Shelf, Siberian Arctic // Geological Society, London, Special Publications. - 2018. - Vol. 460. - P. 663-693. DOI: [10.1144/SP460.15](#)

Khudoley A.K., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Drachev S.S., Egorov A.Y., Ershova V.B., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Rogov M.A. Anabar-Lena composite tectono-sedimentary element, northern East Siberia // Geological Society, London, Memoirs. - 2025. - Vol. 57. - No. 1. - P. M57-2021-29. DOI: [10.1144/M57-2023-4](#)

Peskov D.V., Zharkov A.M., Kalinin D.F. Criteria for predicting the hydrocarbon potential of Riphean-Vendian strata in the Mezen syncline // Russian Journal of Earth Sciences. - 2025. - Vol. 25. - №5. - P. ES5004. DOI: [10.2205/2025ES001033](#)

Prischepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata) // Frontiers in Earth Science. - 2022. - №10. - P. 958315. DOI: [10.3389/feart.2022.958315](#)

Prischepa O.M., Sinitsa N.V. Prospects for oil and gas bearing potential of Paleozoic basement of West Siberian sedimentary basin // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. - 2025. - №5. - P. 1098-1107. DOI: [0.5829/ije.2025.38.05b.12](#)

Stern R.J. The evolution of plate tectonics // Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences. - 2018. - Vol. 376. - № 2132. DOI: [10.1098/rsta.2017.0406](#)

Vernikovsky V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and oil and gas potential of the Yenisey-Khatanga basin (Polar Siberia) // Minerals. - Vol. 8. - No.11. - P. 27. DOI: [10.3390/min8110510](#)

Zharkov A.M., Peskov D.V., Martynov A.V. Identification of hydrocarbon accumulation zones on ancient platforms in the northern part of Eurasian lithospheric plate // International Journal of Engineering, Transactions B: Applications. - 2025. - Vol. 38. - №11. - P. 2713-2727. DOI: [10.5829/ije.2025.38.11b.19](#)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 15.10.2025

Published 22.04.2026

Peskov D.V., Zharkov A.M.

St. Petersburg Mining University named after Empress Catherine II, St. Petersburg, Russia,
Zharkov_AM@pers.spmi.ru

PALEOTEMPERATURE RECONSTRUCTIONS OF THE EASTERN PART OF THE ANABAR-LENA MARGINAL SYSTEM BASED ON THE RESULTS OF ONE-DIMENSIONAL MODELING IN DEEP WELLS IN THE UST-OLENEK AND BUR AREAS

The northern marginal part of the Siberian Platform exhibits direct signs of petroleum potential associated with source rocks of varying ages (from the Lower Riphean to the Mesozoic). Reconstructing paleotemperature conditions is important for assessing petroleum potential. Based on one-dimensional modeling, thermal evolution was reconstructed for the Ust-Olenek 2370 and Bur 3410 wells to determine the conditions for the onset of hydrocarbon generation. Modeling results revealed that Upper Proterozoic strata in the Bur area were exposed to temperature conditions favorable for oil and gas generation prior to pre-Vendian erosion, and by the beginning of the new sedimentation cycle, the source rocks may have largely exhausted their generation potential. Vendian-Lower Paleozoic strata entered optimal conditions for oil generation in the Late Permian. Upper Paleozoic strata, in turn, reached depths and, correspondingly, temperatures favorable for intense oil and gas generation processes within a limited area - the platform's foreland (Ust-Olenek 2370 well) - during the formation of the Verkhoyansk-Kolyma folded region.

Keywords: hydrocarbon generation, petroleum formation, paleotemperature reconstructions, Anabar-Lena marginal system, Siberian platform.

For citation: Peskov D.V., Zharkov A.M. Paleotemperature reconstructions of the eastern part of the Anabar-Lena marginal system based on the results of one-dimensional modeling in deep wells in the Ust-Olenek and Bur areas. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2026, vol. 21, no. 2, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/12_2026.html EDN: ISYCDW

References

Allen P.A., Allen J.R. *Basin analysis: Principles and application to petroleum play assessment*. John Wiley & Sons, 2013, 642 p.

Bazhenova T.K. Petroleum source formations of the Russian ancient platforms and their petroleum potential. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2016, vol. 11, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/45_2016.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/45_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/45_2016)

Bazhenova T.K. Problem of petroleum potential of basal horizons in the basins of ancient platforms in aspect of their catagenetic evolution. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2008, vol. 3, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/30_2008.pdf (In Russ.). EDN: [JUTGZF](https://www.edn.ru/entry/JUTGZF)

Bazhenova T.K., Dakhnova M.V., Mozhegova S.V. Upper Proterozoic formations of Siberian platform - main source of oil and gas of Pre-Mesozoic megabasin. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 2, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/17_2011.pdf (In Russ.). EDN: [LYXJLF](https://www.edn.ru/entry/LYXJLF)

Belozеров V.B., Korovin M.O. Structural and tectonic features of the structure and oil and gas potential of the M1 layer of the Paleozoic basement section of the Archin area (Western Siberia). *Zapiski Gornogo Instituta*, 2024, no. 268, pp. 520-534. (In Russ.). EDN: [XDUIIJ](https://www.edn.ru/entry/XDUIIJ)

Bolshakova M.A., Sitar K.A., Kozhanov D.D. On the features of the composition and properties of ancient petroleum source rocks. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2024, no. 269, pp. 700-707. (In Russ.). EDN: [MKTALQ](https://www.edn.ru/entry/MKTALQ)

Botneva T.A., Frolov S.V. Conditions of formation of hydrocarbon accumulations in the

sedimentary cover of the Yenisey-Lena Trough system. *Geologiya nefti i gaza*, 1995, no. 5, pp. 32-38. (In Russ.).

Bulgakov M.A., Kolesnikov V.A., Tereshkin V.V., Kvachko S.K. Stromatolite formations of the Anabar plateau. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2020, no. 4, pp. 30-37. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2020-4\(340\)-30-37](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-4(340)-30-37)

Dmitrievsky A.N. Basin analysis (systems approach). *Geologiya nefti i gaza*, 1998, no. 10, pp. 18-26. (In Russ.). EDN: [NNVKIV](https://www.edn.ru/NNVKIV)

Drachev S.S., Shkarubo S.I. Tectonics of the Laptev Shelf, Siberian Arctic. *Geological Society, London, Special Publications*, 2018, vol. 460, pp. 663-693. DOI: [10.1144/SP460.15](https://doi.org/10.1144/SP460.15)

Duchkov A.D., Ayunov D.E., Yan P. A., Sivtsev A.I., Sokolova L.S. Thermal conductivity of rocks and heat flow estimates in the Lena-Anabar interfluvium (Siberian platform). *Geology and geophysics*, 2023, vol. 64, no. 6, pp. 858-869. (In Russ.). DOI: [10.15372/GiG2022143](https://doi.org/10.15372/GiG2022143)

Dvoynikov M.V., Sidorkin D.I., Yurtaev S.L., Grokhotov E.I., Ulyanov D.S. Drilling of deep and superdeep wells for the purpose of prospecting and exploration of new mineral deposits. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2022, no. 258, pp. 945-955. (In Russ.). DOI: [10.31897/PMI.2022.55](https://doi.org/10.31897/PMI.2022.55)

Dzyublo A.D., Shnip O.A., Sidorov V.V., Agadzhanlyants I.G. On the structural features and possible oil and gas potential of the lower structural stage of the shelf of North-East Russia. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 2023, no. 3, pp. 20-31. (In Russ.). EDN: [MLFTOH](https://www.edn.ru/MLFTOH)

Fomin A.N., Melenevsky V.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Proterozoic, Paleozoic, and Mesozoic strata of the Lena-Anabar interfluvium. *Geologiya nefti i gaza*, 2023, no. 6, pp. 31-39. (In Russ.). DOI: [10.47148/0016-7894-2023-6-31-39](https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-6-31-39)

Grausman V.V. Geological section of the Ust-Olenok well 2370 (int. 3605-2700). *Pacific Geology*, 1995, vol. 14, no. 4, pp. 137-140. (In Russ.).

Kashirtsev V.A., Kontorovich A.E., Ivanov V.L., Safronov A.F. Natural bitumen deposits in the northeast of the Siberian platform (Russian sector of the Arctic). *Geology and geophysics*, 2010, vol. 51, no. 1, pp. 93-105. (In Russ.). EDN: [KZLFZN](https://www.edn.ru/KZLFZN)

Khudoley A.K., Frolov S.V., Akhmanov G.G., Bakay E.A., Drachev S.S., Egorov A.Y., Ershova V.B., Korobova N.I., Shevchuk N.S., Rogov M.A. Anabar-Lena composite tectono-sedimentary element, northern East Siberia. *Geological Society, London, Memoirs*, 2025, vol. 57, no. 1, pp. M57-2021-29. DOI: [10.1144/M57-2023-4](https://doi.org/10.1144/M57-2023-4)

Kochnev B.B., Paverman V.I., Karlova G.A. On the Arctic boundary of the Siberian platform in the Cambrian. *Tectonics and geodynamics of the continental and oceanic lithosphere: general and regional aspects: proceedings of the xlii tectonic meeting*, 2015, vol. 1, pp. 226-230, available at: <http://www.ipgg.sbras.ru/publications/ibc/2015/tgkol-2015-226.pdf> (In Russ.).

Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Gubin I.A., Parfenova T.M., Safronov P.I. Deep-seated Lower Paleozoic oil and gas systems in the East of the Siberian platform: geological and geophysical characteristics, hydrocarbon resource assessment. *Zapiski Mining Institute*, 2024, no. 269, pp. 721-737. (In Russ.). EDN: [WDBEOS](https://www.edn.ru/WDBEOS)

Kontorovich V.A., Kalinina L.M., Kalinin A.Yu., Solovyev M.V. Structural features of petroleum bearing prospects belonging to Anabar-Khatanga saddle (Khatanga bay of the Laptev Sea and adjacent territories) - Eastern Siberia. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2019, vol. 14, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/24_2019.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/24_2019](https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2019)

Kontorovich V.A., Kontorovich A.E., Gubin I.A., Zoteev A.M., Lapkovsky V.V., Malyshev N.A., Soloviev M.V., Fradkin G.S. Structural and tectonic characteristics and a model of the geological structure of the Neoproterozoic-Phanerozoic strata of the Anabar-Lena zone. *Geology and Geophysics*, 2013, vol. 54, no. 8, pp. 980-996. (In Russ.). DOI: [10.1016/j.rgg.2013.07.014](https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.014)

Kontorovich V.A., Lapkovskiy V.V., Lunev B.V. A model for the formation of the Neocomian clinoform complex of the West Siberian petroleum province taking into account isostasy. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, no. 1, pp. 65-72. (In Russ.). EDN: [RUMRDZ](https://www.edn.ru/RUMRDZ)

Kozhanov D.D., Bolshakova M.A. Assessing the contribution of pre-Cambrian strata to the formation of oil potential in the Eastern Volga-Ural basin based on modeling results. *Zapiski Mining*

Institute, 2024, no. 266, pp. 199-217. (In Russ.). EDN: [OCPXEH](#)

Krinin V.A., Porozov I.I. The Influence of Late Permian-Early Triassic magmatism on the oil and gas potential of sedimentary basins of the Siberian platform: The Case of the Anabar-Khatanga Saddle. *Geologiya nefti i gaza*, 2019, no. 2, pp. 25-38. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2019-2-25-38](#)

Lezhnev D.S., Afanasenkov A.P., Sobolev P.N., Naidenov L.F. Geological structure and oil and gas potential of the Riphean-Paleozoic strata of the Khatanga-Lena interfluve. *Geologiya nefti i gaza*, 2021, no. 4, pp. 7-28. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2021-4-7-28](#)

Migursky F.A. Sedimentary basins and sedimentation basins: terminology, main differences, principles of identification, classification and use in oil and gas geology. *Geologiya nefti i gaza*, 2022, no. 2, pp. 7-16. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2022-2-7-16](#)

Mozhegova S.V., Gerasimov R.S., Payzanskaya I.L., Alferova A.A., Kravchenko E.M. Features of the kinetics of thermal transformation of organic matter in the Bazhenov and Domanik strata based on the results of pyrolytic chromatography. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2024, vol. 269, pp. 765-776. (In Russ.). EDN: [FIMBWV](#)

Organic geochemistry of the Paleozoic and pre-Paleozoic of the Siberian platform and forecast of oil and gas potential / Ed. T.K. Bazhenov, K.K. Makarov. Nedra, 1981, 211 p. (In Russ.).

Peskov D.V., Prishchepa O.M., Zharkov A.M. Oil and gas prospects of ancient Riphean strata of the Mezen Syncline of the East European platform based on the results of basin analysis. *Mining Journal*, 2024, no. 9, pp. 12-19. (In Russ.). DOI: [10.17580/gzh.2024.09.02](#)

Peskov D.V., Zharkov A.M., Antonova M.A., Martynov A.V. Hydrocarbon potential of ancient traps of the Lena-Anabar region and conditions for its implementation. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*, 2024, no. 4, pp. 28-35. (In Russ.). EDN: [DFUCMF](#)

Peskov D.V., Zharkov A.M., Kalinin D.F. Criteria for predicting the hydrocarbon potential of Riphean-Vendian strata in the Mezen syncline. *Russian Journal of Earth Sciences*, 2025, vol. 25, no. 5, pp. ES5004. DOI: [10.2205/2025ES001033](#)

Plotnikova I.N., Ostroukhov S.B., Pronin N.V. The impact of Oceanic Anoxia on the formation conditions of Domanik strata. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2024, no. 269, pp. 803-814. (In Russ.). EDN: [YORQKB](#)

Polyakov A.A., Blinova V.N., Kashirtsev V.A., Smirnova M.E. New data on geological structure of the Olenek bitumen field and hydrocarbon potential of the adjacent territory. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2011, vol. 6, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/9/33_2011.pdf (In Russ.). EDN: [OYODSB](#)

Prishchepa O., Nefedov Y., Nikiforova V., Ruiming X. Raw material base of Russia's unconventional oil and gas reserves (hydrocarbons shale strata). *Frontiers in Earth Science*, 2022, no. 10, pp. 958315. DOI: [10.3389/feart.2022.958315](#)

Prishchepa O.M., Sinitsa N.V. Prospects for oil and gas bearing potential of Paleozoic basement of West Siberian sedimentary basin. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*, 2025, no. 5, pp. 1098-1107. DOI: [0.5829/ije.2025.38.05b.12](#)

Prishchepa O.M., Sinitsa N.V., Ibatullin A.Kh. Assessing the influence of lithofacies conditions on the distribution of organic carbon in the "Domanik" Upper Devonian strata of the Timan-Pechora province. *Zapiski Gornogo Instituta*, 2024, vol. 268, pp. 535-551. (In Russ.). EDN: [OYODSB](#)

Razvozhayeva E.A., Nemerov V.K., Makrygina V.A. Isotopic composition of carbon in sedimentary rocks of the southern Siberian platform and its folded frame. *Geochemistry*, 2007, no. 3, pp. 297-306. (In Russ.). DOI: [10.1134/S0016702907030056](#)

Rosen O.M., Levskiy L.K., Zhuravlev D.Z., Spetsius Z.V., Rotman A.Ya., Zinchuk N.N., Manakov A.V., Serenko V.P. Anabar collision system: 600 million years of compression in the Columbia supercontinent (2.0-1.3 billion years). *Reports of the Academy of Sciences*, 2007, vol. 417, no. 6, pp. 806-809. (In Russ.). EDN: [IBMNIR](#)

Rosen O.M., Levskiy L.K., Zhuravlev D.Z., Spetsius Z.V., Spetsius Z.V., Makeev A.F., Zinchuk N.N., Manakov A.V., Serenko V.P. Composition and age of the lower crust of the northeastern Siberian platform: a study of xenoliths in kimberlites and deep borehole cores. *News of*

Universities. Geology and Exploration, 2006, no. 4, pp. 18-22. (In Russ.). EDN: [RMTRAT](#)

Sim L.A. Recent geodynamics of the eastern margin of the Siberian platform. *Geosystems of Transition Zones*, 2018, vol. 2, no. 4, pp. 280-289. (In Russ.). DOI: [10.30730/2541-8912.2018.2.4.280-289](#)

Sobolev P.N., Lezhnin D.S., Panarin I.A., Gavrilova E.N., Pimenova A.M. Geochemical criteria for the oil and gas potential of the Riphean-Paleozoic strata of the Lena-Anabar regional trough and adjacent territories. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2019, no. 8, pp. 62-74. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2019-8\(320\)-62-74](#)

Stern R.J. The evolution of plate tectonics. *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*, 2018, vol. 376, no. 2132. DOI: [10.1098/rsta.2017.0406](#)

Tkachev A.V., Rundqvist D.V. Global trends in the evolution of metallogenic processes as a reflection of supercontinental cyclicity. *Geology of ore deposits*, 2016, vol. 58, no. 4, pp. 295-318. (In Russ.). DOI: [10.7868/S0016777016040079](#)

Vernikovskiy V., Shemin G., Deev E., Metelkin D., Matushkin N., Pervukhina N. Geodynamics and oil and gas potential of the Yenisey-Khatanga basin (Polar Siberia). *Minerals*, vol. 8, no.11, p. 27. DOI: [10.3390/min8110510](#)

Zharkov A.M., Peskov D.V., Martynov A.V. Identification of hydrocarbon accumulation zones on ancient platforms in the northern part of Eurasian lithospheric plate. *International Journal of Engineering, Transactions B: Applications*, 2025, vol. 38, no. 11, pp. 2713-2727. DOI: [10.5829/ije.2025.38.11b.19](#)