

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



КРУТЕНКО МАРГАРИТА ФАРИТОВНА

**ПАЛЕОТЕМПЕРАТУРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ФАНЕРОЗОЙСКИХ ОЧАГОВ
ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ И ОЦЕНКА ИХ РОЛИ В ФОРМИРОВАНИИ
ЗАЛЕЖЕЙ В ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ**

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель
доктор геолого-минералогических наук

В.И. ИСАЕВ

Г. ЛОБОВА

ТОМСК
2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОСТОЯНИЯ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ	11
1.1 Исторический аспект изучения генезиса палеозойских залежей Нюрольского бассейна ..	11
1.2 Опыт применения метода палеотемпературного моделирования для изучения генезиса залежей углеводородов.....	19
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	25
2.1 История геологического развития	28
2.2 Нефтегазоносность.....	34
3 МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ.....	40
3.1 Параметризация модели.....	42
3.2 Динамика теплового потока.....	48
3.3 Верификация палеотемпературных моделей	51
4 АНАЛИЗ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ	59
4.1 Герасимовское месторождение.....	60
4.2 Калиновое месторождение	64
4.3 Северо-Калиновое месторождение.....	71
4.4 Лугинецкое месторождение.....	74
4.5 Нижнетабаганское месторождение.....	78
4.6 Останинское месторождение.....	85
4.7 Сельвейкинская площадь.....	88
4.8 Урманское месторождение.....	92
4.9 Обобщение результатов	99
5 ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА ДОЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ.....	103
5.1 Герасимовское месторождение.....	103
5.2 Калиновое месторождение	104
5.3 Северо-Калиновое месторождение.....	106
5.4 Лугинецкое месторождение.....	107
5.5 Нижнетабаганское месторождение.....	109
5.6 Останинское месторождение.....	111
5.7 Сельвейкинская площадь.....	113
5.8 Урманское месторождение.....	114
5.9 Обобщение результатов	116

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	120
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Осадочные разрезы скважин, выполненные на основании литолого- стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза	132
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Графики сходимости расчетных и измеренных геотемператур	147

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время перед нефтедобывающей отраслью Западной Сибири ставится приоритетная задача осуществления значительного прироста запасов и, соответственно, предотвращения снижения добычи нефти и газа. Одно из решений этой задачи заключается в активном вовлечении в разработку трудноизвлекаемых запасов, а именно потенциально богатых залежей в образованиях доюрского нефтегазоносного комплекса (НГК). По данным (В.А. Конторович и др., 2024) к доюрскому комплексу приурочены скопления с начальными геологическими ресурсами порядка 20 млрд т, что составляет 4–5 % от суммарных запасов и ресурсов мезозоя. Более того, на территории Томской и Новосибирской областей палеозойские ресурсы составляют 33 % от ресурсов мезозоя и 25 % от суммарных ресурсов палеозоя и мезозоя.

Ввиду отсутствия утвержденной методики и критериев поиска залежей углеводородов (УВ) в доюрском НГК, на повестку дня ставится проблема генезиса нефти и газа доюрских залежей, решение которой позволит перейти от случайных открытий к их успешному прогнозированию.

Предмет анализа выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринских отложений. Ключевым исследуемым геодинамическим параметром является глубинный тепловой поток, определяющий термическую историю отложений и сингенетичность очагов генерации УВ.

Результаты работы интересны как в теоретическом, так и в прикладном аспекте. Разработанные теоретические положения позволяют обосновать прогнозные критерии, которые могут быть применены при поисках нефти и газа палеозоя Западной Сибири.

Объектами диссертационного исследования являются фанерозойские нефтегазоматеринские свиты. **Предмет исследования** – палеотемпературные модели очагов генерации углеводородов в фанерозойских нефтегазоматеринских свитах.

Степень разработанности темы исследования

Перспективы нефтегазоносности осадочных образований доюрского основания Западно-Сибирской плиты предполагались уже на первом этапе изучения этого региона в 1930-е гг. (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев и др.). После обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область) первым сформулировал задачу выяснения перспектив нижнего структурного этажа и поисков залежей нефти и газа академик А.А. Трофимук. С этого момента начался наиболее интенсивный период изучения нефтегазоносности палеозоя.

С 1970 г. в Институте геологии и геофизики СО АН СССР и СНИИГГиМСе проводятся масштабные исследования, посвященные геохимии органического вещества (ОВ) и нефтей палеозоя. В 1970–1980-е гг. существенный вклад в изучение проблемы генезиса нефти и газа доюрских залежей Западно-Сибирской плиты внесли В.С. Вышемирский, А.Э. Конторович, А.С. Фомичев, Н.П. Запивалов, О.Ф. Стасова, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, А.Н. Фомин, И.А. Олли и другие специалисты. Позднее вопросы происхождения «палеозойской» нефти рассматривались Е.А. Костыревой, Э.А. Абля, А.В. Ступаковой, Е.В. Бордюг, И.В. Гончаровым, С.В. Фадеевой, Д.Ю. Чирковой.

Однако результаты исследований приводили ученых к отличающимся выводам. В Нюрольском палеозойском осадочном бассейне в настоящее время Е.А. Костыревой (2005) выявлено 3 генетических типа источника, участвующих в генерации залежей УВ: палеозойский, нижнеюрский (тогурская и тюменская свиты), смешанный (в формировании залежей участвует ОВ и палеозойского, и нижнеюрского источников). Высказывается мнение и об участии в формировании доюрских залежей баженовской свиты (Ablya et al., 2008). В работах И.В. Гончарова показано, что механизм формирования залежей для каждого месторождения уникальней, поэтому для его понимания необходимо изучать генезис УВ в каждом отдельном случае.

Геохимические методы определения генезиса являются довольно трудоемкими, поскольку требуют отбора проб и проведения лабораторных исследований. Наряду с геохимическими критериями существует еще метод бассейнового моделирования, который может являться хоть и не полноценной, но хорошей альтернативой геохимическим исследованиям. С помощью этого метода можно выявлять очаги генерации УВ и определять возможность реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринскими отложениями. Палеотемпературное моделирование успешно применяется для решения этих задач учеными всего мира. В российской практике работы, описывающие подходы к моделированию древних бассейнов, появляются все чаще: (Никитин и др., 2015; Филиппов, Бурштейн, 2017; Кузнецова, 2021; Космачева, Федорович, 2021; Ярославцева, Бурштейн, 2022; Федорович, Космачева, 2023). Мировой опыт палеотемпературного моделирования древних объектов представлен в работах по Северо-Американскому (Osadetz et al., 2002; Gosnold et al., 2012), Азиатскому (Li et al., 2010; Liu et al., 2020), Европейскому (Littke et al., 2000; Littke et al., 2012), Африканскому (Dixon et al., 2010; English et al., 2017) и Австралийскому (Gibson et al., 2005) регионам.

Опыт использования палеотемпературного моделирования насчитывает уже более 20 лет – его методика является отлаженной и надежной. В связи с этим предполагается, что использование этого метода позволит приблизиться к решению проблемы генезиса нефти и газа доюрских залежей.

Цель настоящего исследования заключается в определении вероятного генезиса нефти и газа залежей в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне на базе палеотемпературного моделирования очагов генерации в фанерозойских нефтегазоматеринских формациях.

В диссертационной работе решались следующие научные задачи:

А. Разработать схему одномерного палеотемпературного моделирования для восстановления термической истории фанерозойских отложений;

Б. Восстановить термическую историю юрских и палеозойских нефтегазоматеринских свит в скважинах Останинской и Чузикско-Чижапской групп месторождений и выявить в этих свитах благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности углеводородов;

В. На основании геотемпературного режима в нефтегазоматеринских свитах определить возможный генезис нефти и газа залежей в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне.

Научная новизна работы

А. Разработана схема одномерного палеотемпературного моделирования, взявшая за основу методику В.И. Исаева, но дополненная реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом с использованием экспериментально определенных пластовых температур, позволяющая восстанавливать термическую историю отложений вплоть до раннесилурийского времени.

Б. Для скважин Останинской и Чузикско-Чижапской групп месторождений построены палеотемпературные модели. Такая модель базируется на реконструированном с раннесилурийского времени литолого-стратиграфическом разрезе скважины, дополненном теплофизическими параметрами отложений, и включает набор экспериментально определенных геотемператур, динамику палеоклимата для юго-востока Западной Сибири и динамику реконструированного теплового потока. Построенные модели позволяют восстанавливать термическую историю как юрских, так и палеозойских нефтегазоматеринских свит.

В. На основании результатов восстановления термической истории выполнен прогноз существования в палеозойских и юрских нефтегазоматеринских свитах благоприятного геотемпературного режима для генерации и сохранности углеводородов.

Г. По данным совместного анализа результатов палеотемпературного моделирования, пластовых испытаний и геохимических исследований сделаны выводы об источниках, формирующих залежи в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне. Эти результаты дополняют современные представления о генезисе углеводородов залежей в доюрском НГК.

Теоретическая и практическая значимость работы

Тематика исследования соответствует направлениям 1.5.1.4. Геофизические методы поисков и разведки полезных ископаемых; 1.5.6.1. Геодинамика осадочных бассейнов и формирование месторождений нефти и газа; 1.5.6.2. Разработка методов прогноза и оценки ресурсов традиционных и нетрадиционных источников углеводородного сырья; нефть больших глубин, которые включены в Программу фундаментальных научных исследований в Российской Федерации на долгосрочный период (2021–2030 годы), утвержденной распоряжением Правительства РФ от 31.12.2020 г. № 3684-р. По Программе, в список основных научных задач на период 2021–2030 гг. входит поиск и разработка нетрадиционных запасов энергоресурсов. Кроме того, тематика исследования находит отражение в Перечне критических технологий РФ, утвержденном Указом Президента РФ № 899 от 07.07.2011 г, под номером 20 «Технологии поиска, разведки, разработки месторождений полезных ископаемых и их добычи». Значимость результатов исследования подтверждается соответствием долгосрочной стратегии развития науки Российской Федерации.

Результаты исследования, полученные на примере Нюрольского палеозойского осадочного бассейна, вносят весомый вклад в формирующуюся теорию генезиса углеводородов, заполняющих ловушки в доюрском нефтегазоносном комплексе. Кроме того, теоретическая значимость результатов диссертационного исследования заключается в том, что они обогащают методику оценки перспектив нефтегазоносности, а именно иллюстрируют палеотемпературный метод определения возможности реализации нефтегазоматеринскими отложениями генерационного потенциала.

Практическая значимость обусловлена следующим: автором разработана схема одномерного палеотемпературного моделирования, взявшая за основу методику В.И. Исаева, но дополненная реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом с использованием экспериментально определенных пластовых температур, позволяющая восстанавливать термическую историю нефтегазоматеринских отложений вплоть до раннесилурийского времени.

Методология и методы исследования

В основу методологии диссертационного исследования положена рабочая гипотеза о том, что проблему генезиса углеводородов, формирующих залежи в доюрском нефтегазоносном комплексе, можно решить путем восстановления термической истории фанерозойских нефтегазоматеринских свит и оценки их возможности, по температурному критерию, реализовывать генерационный потенциал.

Диссертационное исследование основано на положениях осадочно-миграционной теории нафтидогенеза и выполнено с применением результатов историко-геологического анализа

(Сурков, Жеро, 1981; Шеин, 2006; Исаев, 2012; Палеозой юго-востока..., 1984; Дубатов, Краснов, 1999, 2000; А.Э. Конторович и др., 2013, 2014; Добрецов, 2005; Аплонов, 2000; Гольберт и др., 1968; Рычкова, 2006 и др.). Принимается концепция о преимущественно вертикальной межпластовой миграции углеводородов (Коржов и др., 2013). В качестве **методической основы** для разработки схемы одномерного палеотемпературного моделирования фанерозойских очагов генерации углеводородов выбран хорошо апробированный метод математического одномерного палеотемпературного моделирования (Исаев, Волкова, Ним, 1995; Исаев, 2003; Исаев и др., 2018), основанный на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей.

Положения, выносимые на защиту

Первое положение. Разработанная на базе методики В.И. Исаева схема одномерного палеотемпературного моделирования, включающая двухэтапную реконструкцию теплового потока, позволяет восстанавливать термическую историю отложений вплоть до раннесилурийского времени. Моделирование предполагает использование экспериментально определенных пластовых температур, выполнение реконструкции литолого-стратиграфического разреза скважины, учет теплофизических параметров отложений и динамики палеоклимата. Корректность результатов подтверждается соответствием критерию оптимальной невязки при расчете теплового потока: невязка расчетных и измеренных температур для большинства скважин не превышает ± 2 °С.

Второе положение. На территории Останинской и Чузикско-Чижапской групп месторождений благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности углеводородов существовали как в юрских, так и в палеозойских потенциально нефтегазоматеринских свитах. Геотемпературный режим, способствующий генерации и сохранности нефти, существовал в юрских – баженовской, тюменской и тогурской, и палеозойских – чагинской (лугинецкой) и кыштовской свитах, а газа – только в палеозойских чагинской (лугинецкой), чузиковской, мирной и кыштовской свитах.

Третье положение. Подтверждена научная гипотеза о возможности решения проблемы генезиса углеводородов, формирующих залежи в доюрском нефтегазоносном комплексе, путем восстановления термической истории нефтегазоматеринских отложений. Залежи в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне сформированы палеозойским газом и палеозойской и юрской нефтью. Появление в доюрских резервуарах юрской нефти связано с наличием в разрезе нижнеюрской тогурской свиты. В таких разрезах могли формироваться залежи смешанных (палеозойская + юрская) нефтей.

Характеристика исходных данных

Построение геотемпературных моделей требует использования большого количества исходных данных, в том числе экспериментально измеренных температур пластов, динамики палеоклимата, данных о литолого-стратиграфическом строении геологического разреза, теплофизических свойств отложений, информации о притоках пластовых флюидов. Вместе с тем преимуществом проведенного исследования является тот факт, что сбор всех необходимых данных был осуществлен из архивных документов, баз данных и опубликованных источников.

При построении палеотемпературных моделей используются пластовые температуры, измеренные в ходе пластовых испытаний, из первичных дел скважин (материалы ТФ ТФГИ СФО); палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ), предоставленные А.Н. Фоминым ИНГГ СО РАН.

Вековой ход температур на период моделирования был составлен путем совмещения результатов исследований А.А. Искоркиной (2017) и С.Р. Scotese (2016).

Информация о литолого-стратиграфическом расчленении разрезов глубоких скважин взята из первичных дел скважин (материалы ТФ ТФГИ СФО). Геологическое строение палеозоя и возраст, вскрытых в его кровле отложений, уточнялись по отчетам о НИР, о подсчетах запасов на месторождениях УВ (материалы ТФ ТФГИ СФО), а также по литературным источникам. Восстановление структурно-седиментационной истории в окрестностях скважин выполнялось с опорой на результаты историко-геологического анализа и Решения межведомственного стратиграфического совещания палеозойских отложений (1999).

Данные о притоках флюидов в ходе пластовых испытаний сведены из первичных дел скважин (материалы ТФ ТФГИ СФО).

Степень достоверности результатов

Достоверность результатов палеотемпературного моделирования подтверждается соответствием погрешности при расчете значений плотности теплового потока критерию оптимальной невязки как на первом этапе моделирования, так и на втором.

Выполненный прогноз нефтегазоносности по результатам восстановления термической истории фанерозойских потенциально нефтегазоматеринских свит согласуется с результатами пластовых испытаний в скважинах.

Результаты диссертационного исследования не противоречат результатам проведенных геохимических исследований (Ступакова и др., 2015; Бордюг, 2011; Костырева, 2005; Гончаров и др., 2005, 2012 и др.).

Апробация результатов исследования

Основные результаты диссертационного исследования ежегодно докладывались на Международном симпозиуме студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова (Томск,

2018–2024 гг.), были представлены на 2-й Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов «Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири» (Новосибирск, 2019 г.), на Всероссийской конференции с международным участием «Научные чтения памяти Ю.П. Булашевича» (Екатеринбург, 2021), на Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых «Трофимукские чтения» (Новосибирск, 2019, 2021 гг.), на Уральской молодежной научной школе по геофизике (Екатеринбург, 2018 г.; Пермь, 2019 г.; Екатеринбург, 2020 г.; Пермь, 2021 г.; Пермь, 2023 г.).

В 2022 году по теме диссертации была составлена заявка на конкурс «Fifth Jubilee International Young Scientists Awards in the Field of Oil and Gas: A Glance Into the Future», где получила положительные рецензии.

Материалы диссертационной работы изложены в 33 публикациях, в том числе 9 статей в журналах перечня ВАК, из них 5 индексируемых в Scopus и Web of Science, 1 статья опубликована в международном журнале, индексируемом в Web of Science.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из 5 разделов, введения и заключения, общим объемом 151 страница, 25 иллюстраций, 27 таблиц, 117 источников литературы и 2 приложений.

Благодарности

Автор выражает глубокую сердечную благодарность научному руководителю д.г.-м.н. Исаеву Валерию Ивановичу (посмертно) за его многолетнее наставничество, чуткое руководство, помощь на всех этапах научной деятельности. Никакими словами нельзя выразить признательность за возможность общения с таким выдающимся специалистом в области геотермических исследований, за его бесценный опыт, которым он был всегда рад делиться со своими учениками.

Автор благодарит научного руководителя д.г.-м.н. Г. Лобову и руководителя отделения геологии ИШПР ТПУ д.г.-м.н. Н.В. Гусеву, оказавших поддержку на завершающем этапе работы.

Автор благодарит главного научного сотрудника ИНГГ им. А.А. Трофимука СО РАН А.Н. Фомина, руководителя ТФ ТФГИ СФО О.С. Исаеву за предоставление геолого-геофизической информации.

Автор выражает благодарность своему супругу Даниилу Сергеевичу Крутенко за обсуждение исследования, помощь при подготовке графических материалов, содействие и постоянное внимание при написании диссертационной работы.

1 АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОСТОЯНИЯ НАУЧНОЙ ПРОБЛЕМЫ

1.1 Исторический аспект изучения генезиса палеозойских залежей Нюрольского бассейна

Перспективы нефтегазоносности палеозойских осадочных образований Западно-Сибирской плиты предполагались уже на первом этапе изучения этого региона в 1930–1940-е гг. (М.К. Коровин, Н.А. Кудрявцев и др.) [1]. К концу 1940-х годов многие геологи связывали перспективы нефтеносности по большей мере с палеозойскими отложениями, чем с мезозойскими [2, 3]. Основания к этому они видели в том, что по обрамлению низменности проявления нефти и газа, а также косвенные признаки нефтегазоносности отмечались преимущественно для палеозоя и триаса. Первые глубокие скважины, казалось, подтверждали или, во всяком случае, не опровергали этого предположения: скопления битумов (Тюменская опорная скважина, Ярская-3 и др.), газа (Березово) и нефти (Колпашево, Назино и др.) обнаруживались главным образом в палеозойских образованиях, в коре выветривания на их поверхности и в нижних горизонтах мезозоя [2].

С 1961 года по мере увеличения накопленного опыта нефтегазопроисследовательских работ фокус внимания с палеозойских отложений переместился на мезозойские. К этому времени уже стало ясно, что главный по запасам углеводородов нефтегазоносный этаж в пределах Западно-Сибирской плиты – мезозойский. В мезозойских отложениях открывались все новые и новые крупные месторождения нефти и газа, в то же время постепенно складывалось представление о том, что осадочные породы палеозоя на значительных территориях подверглись сильному метаморфизму и пересечены интрузиями [2].

При этом подчеркивалось, что осадочные породы доюрского основания следует рассматривать в качестве дополнительного резерва прироста запасов нефти и газа [1]. Однако подавляющее большинство исследователей Западной Сибири утратило интерес к палеозойским отложениям [2]. Даже притоки нефти, полученные из верхней части доюрского комплекса и базальных горизонтов мезозоя, стали объяснять миграцией из мезозойских отложений [4].

Хотя существовали и противоположные мнения, в соответствии с которыми все нефтяные залежи в мезозое Западной Сибири сформировались благодаря вертикальной миграции либо из палеозойских нефтепроизводящих отложений, либо сквозь фундамент из подкоровых зон. Естественно, что такое представление, опирающееся на отрицание нефтепроизводящих свойств у всех мезозойских отложений, не получило распространения, поскольку оно входит в противоречие с огромным фактическим материалом [2].

Начало дискуссии о генезисе нефтей, полученных из основания мезозойско-кайнозойского осадочного разреза или интервалов внутреннего палеозоя, принято связывать с концом 1950-х гг., когда обсуждалось происхождение нефти из подошвы мезозойских отложений на Колпашевской площади в скважине № 2. Тогда ученые пришли к выводу о генетической связи этой нефти с палеозойскими отложениями [4].

А.А. Трофимук, после обнаружения в 1963 г. нефти в отложениях палеозоя на Медведевской площади (Томская область), сформулировал задачу выяснения перспектив нижнего структурного этажа и поисков залежи нефти и газа. Именно с этого момента начался наиболее интенсивный период изучения нефтегазоносности палеозоя [5].

В 1964 г. А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова и А.С. Фомичев [4] изучили механизмы формирования нефтей базального горизонта осадочного чехла и пришли к выводам, что наиболее вероятный их генезис – мезозойский. Образование залежей объясняется метаморфизмом и миграцией юрских нефтей. В этой работе также впервые выдвинуто предположение о том, что нефтематеринскими породами, участвующими в образовании этих нефтей, могли быть богатые органическим веществом отложения тогурской и шеркалинской пачек.

С 1970 г. в Институте геологии и геофизики СО АН СССР и СНИИГГиМСе проводятся масштабные исследования, посвященные геохимии органического вещества и нефтей палеозоя. В это время большое внимание уделяется проблеме генезиса нефти и газа, формирующих залежи в палеозое.

Так в 1971 г. В.С. Вышемирский [6] занимался исследованием изотопного состава углерода и оптических свойств некоторых нефтей из западной части Томской области. Исследователь выявил у изученных нефтей, полученных из палеозоя и нижней части мезозоя, сравнительно тяжелый углерод и специфические оптические свойства и на основании этого сделал вывод об их палеозойском происхождении. Автор противопоставляет свои результаты полученным ранее А.Э. Конторовичем, О.Ф. Стасовой и А.С. Фомичевым [4].

Таким образом, происходит оформление двух гипотез происхождения «палеозойской» нефти. Согласно первой гипотезе, залежи нефти в верхней части доюрского основания сформировались в результате нисходящей миграции юрских нефтей [4, 7]. Согласно второй гипотезе, палеозойские отложения имеют свой самостоятельный нефтегенерационный потенциал [2, 6]. Высказывается мнение и о смешанном характере большинства этих нефтей [107].

Авторами [4] палеозойское происхождение нефти отвергалось по двум соображениям: палеозойские нефти должны быть разнотипными, поскольку доюрское основание низменности неоднородно, и гипергенно измененными в течение континентального периода,

предшествовавшего накоплению мезозойских толщ. А нефти базальных горизонтов легкие, малосмолистые, метановые.

В 1974 году сотрудниками СНИИГТиМСа под руководством А.С. Фомичева было выполнено исследование по прогнозу нефтеносности мезозойских и палеозойских отложений [108], где большое внимание уделяется палеозойским образованиям, наличию в них органического вещества, его составу, степени углефикации и битуминозности. В отчете авторы предполагают, что обнаруженные битумы в доюрских отложениях являются следами древней, палеозойской миграции нефти и что на западе Томской области в зоне распространения геосинклинальных формаций палеозойские отложения прошли главную фазу нефтеобразования еще в палеозое, до начала орогенного этапа развития территории. Тогда в течение этого этапа значительная часть палеозойских отложений и образовавшиеся в них скопления УВ были эродированы. При этом наличие залежей в коре выветривания и в трещиноватой зоне внутреннего палеозоя объясняется привнесом более молодых битумов уже в мезозойский этап.

Вторая гипотеза в период 1970–1980-х гг. нашла большее распространение среди ученых. В пользу второй гипотезы высказываются В.С. Вышемирский [2, 6, 8], Н.П. Запивалов [8, 9], А.Н. Фомин [10], И.А. Олли [11] и др.

В 1975 году И.А. Олли [11], выполнив люминесцентно-микроскопические исследования кернового материала скважин, вскрывших палеозойский комплекс пород, продемонстрировала, что битумообразование в палеозойских отложениях было интенсивным, широко развитым процессом, кроме того, имела место интенсивная нефтеотдача этих пород. Было сделано предположение, что такая миграция могла частично осуществляться в вышележащие мезозойские отложения, например, в тюменскую свиту.

В 1976 г. [2] обобщаются материалы, свидетельствующие в пользу генетической связи палеозойских нефтей с палеозойскими отложениями. Авторы выполняют сравнение палеозойских нефтей с известными типами юрских по многим показателям и приходят к выводу о том, что палеозойские необходимо выделять в самостоятельный тип ввиду их значимых отличий, выражающихся в содержаниях серы, парафина, нормальных алканов, отличных оптических свойствах и изотопному составу серы и углерода. Кроме того, авторы опровергают и возможность миграции нефти из юрских отложений в палеозойские.

В конце 1970-х годов выходит работа Н.П. Запивалова и И.И. Плумана [9]. В этой работе в противовес более ранней скромной оценке [108] масштабов нефтеобразования в палеозое, на основании высоких концентраций органического углерода и битумоидов в породах палеозойского разреза скважины Малоичская 4 дается оценка, что нефтегазоматеринский потенциал доюрских отложений является даже более мощным, чем юрский.

В этом же сборнике выходит и работа А.Э. Конторовича и О.Ф. Стасовой [7], в которой опровергается идея В.С. Вышемирского и А.А. Трофимука с соавторами [6, 12] о едином самостоятельном палеозойском генотипе. Авторы убедительно показывают, что для палеозойских отложений Нюрольского бассейна характерно наличие двух различных генетических типов нефтей – А и С. Нефти коры выветривания генетически связаны с угленосными отложениями тюменской свиты (тип А), нефти глубоководных горизонтов – с собственно палеозойскими отложениями (тип С).

К 1978 г. в Нюрольском бассейне были пробурены уже три параметрические скважины, вскрывшие палеозойские отложения на значительную глубину: Малоичская 4 – на 1760 м, Лугинецкая 170 – на 1500 м, Тамбаевская 3 – на 960 м. Анализируя новые данные, сотрудники СНИИГГиМСа под руководством А.С. Фомичева [107] отмечают явные следы миграции углеводородов и также делают вывод, что для карбонатных отложений характерно наличие вторичных битумопроявлений, свидетельствующих о возможной нефтегазоносности палеозойских пород Нюрольского бассейна. В результате исследований углеводородов, полученных экстракцией вод из доюрских отложений было отмечено, что в их составе присутствует весь комплекс соединений свойственных нефти. Авторами сделан вывод, что генерация нефти в этих отложениях продолжается до настоящего времени, а термобарические условия, по крайней мере, в полутораклометровой части разреза не привели к полной термической деструкции нефти.

В этой же работе [107] авторы формулируют три существующие гипотезы образования палеозойской нефти Нюрольского осадочного бассейна. Первая заключается в том, что источником доюрских нефтей выступает аквагенное органическое вещество морских толщ силура и девона. Вторая гипотеза заключается в том, что источником нефти является аквагенное органическое вещество тогурской толщи и ее аналогов, возможно, озерного происхождения, в низах тюменской свиты. И третья гипотеза предполагает смешанную природу нефтей, сформировавшихся за счет двух источников.

После получения притоков нефти в скважинах Малоичская 4, Тамбаевская 3 и Еллей-Игайская 2 из карбонатных отложений ниже подошвенного чехла на 1000 и более метров отрицать сингенетичность доюрских нефтей стало уже фактически невозможно. Все дальнейшие работы только подтверждают этот факт.

Аргументы в пользу сингенетичности доюрских нефтей приводит и А.Н. Фомин [10]. Им построена схема распределения $C_{орг}$ в палеозойских осадочных отложениях и схематическая карта катагенеза РОВ. Показано, что при переходе от юрских отложений к доюрским катагенез рассеянного органического вещества (РОВ) возрастает, но без резкого скачка. Этот факт свидетельствует о возможности палеозойских отложений иметь самостоятельный

нефтегенерационный потенциал. Кроме того, по мнению автора, надежным свидетельством нефтепроизводящих свойств осадочных толщ доюрского комплекса является довольно большое содержание как автохтонных, так и аллохтонных битумоидов. Первые показывают высокую интенсивность битумообразования в самих палеозойских породах, а вторые – значительные масштабы первичной миграции.

Вопрос преимущественного фазового состояния палеозойских углеводородов рассматривается в работе [109]. Авторы приходят к выводу, что в палеозойских отложениях преимущественно происходило газообразование (в глубокозалегающих горизонтах органическое вещество прошло зону нефтеобразования, а в верхней части палеозоя преобладает террагенная органика, предопределившая в основном газообразование).

Наиболее значимой является работа коллектива авторов под руководством И.А. Олли [110]. В отчете рассмотрены геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских и нижнеюрских отложений Томской области. Детально изучались вопросы условий накопления, распределения, катагенетической превращенности органического вещества; концентрации и состава битумоидов; миграции жидких и генерации газообразных углеводородов.

Был сделан вывод о том, что распределение ОВ в региональном плане по территории Нюрольского бассейна неравномерно. Низкие концентрации приурочены к центральной части бассейна (Тамбаевская, Урманская площади), а наиболее высокие – к участкам, где возрастает роль глинистых пород (Калиновая, Нижнетабаганская площади). В этом же направлении меняется и тип ОВ – от чистых сапропелитов к гумито-сапропелитам и сапропелитогумитам.

Авторы [110] показывают, что геохимические данные подтверждают предположение о том, что палеозойские отложения в основном прошли главную зону нефтеобразования, а также сложный механизм образования и накопления УВ в ловушках, которые не раз за свою историю переформировывались, а залежи разрушались и рассеивались. Повышенная трещиноватость способствовала интенсивной вертикальной миграции, следы которой прослеживаются по всему разрезу (от микропроявлений в шлифах до притоков нефти и газа в скважинах).

Эмиграция УВ происходила в несколько этапов. Более ранние этапы миграции оставили следы в виде горизонтов вторичной битуминозности. Возможной причиной этих образований явилось разрушение древних залежей.

Приуроченность промышленных залежей в палеозойских отложениях к зоне контакта с мезозоем обусловлена наличием глинистых пород тюменской свиты, являющейся региональным экраном. Месторождения УВ зоны контакта сформировались за счет вертикальной миграции из палеозойских отложений в постинверсионное время и латеральной миграции УВ из юрских отложений, непосредственно примыкающих к эрозионно-тектоническим выступам. Результаты геохимических исследований показывают двойственную природу залежей УВ зон контакта, так

же, как и состав нефтей. Последняя часть тезиса подтверждает ранее высказанную идею авторов [4, 7].

Таким образом, возможность палеозойских отложений иметь самостоятельный нефтегенерационный потенциал уже не вызывает у исследователей никаких сомнений [13, 14]. Однако остаются вопросы связанные с источником формирования залежей низов тюменской свиты, коры выветривания и внутреннего палеозоя, поскольку одни ученые сходятся во мнении, что нефти этих залежей не образуют единую группу, а относятся к нескольким геохимическим типам [13, 15, 16], как ранее утверждалось в работе [7]. При этом подчеркивается, что часть этих нефтей генерирована из органического вещества морского типа в карбонатных отложениях палеозоя [13, 16], а часть, скорее всего, имеет миграционный характер и принадлежит к нижнесреднеюрским нефтям [13], главным образом к нефтям низов тюменской свиты [15, 16]. В то же время другие [17] приходят к выводу, что все нефти Нюрольского бассейна образуют единый тип С₁. Тогда вся эта зона является зоной накопления УВ-флюидов палеозойского генезиса. Позже этот вывод был подтвержден Д.Ю. Чирковой [18].

Существование этой неопределенности взглядов, несмотря на долгую историю изучения проблемы, явилось главной причиной проведения Е.А. Костыревой масштабного исследования [19]. Автором впервые на современном молекулярном уровне выполнено сравнительное исследование геохимии палеозойских нефтей и рассеянного органического вещества из отложений палеозоя и нижней части мезозойского разреза. Автору удалось методом кластерного анализа разделить изученные нефти и битумоиды на три семейства. К первому были отнесены нефти и битумоиды, генетически связанные с морскими нефтегазопроизводящими породами палеозойского возраста. Второе семейство объединяет нефти, сформированные двумя источниками: палеозойским и юрским (РОВ нефтегазоматеринских пород тогурской и тюменской свит). Нефти и битумоиды третьего семейства имеют континентальный генезис. Их источник – это РОВ нефтегазопроизводящих пород тогурской и тюменской свит, захоронявшееся в озерно-болотных и болотных условиях. Таким образом, автор подчеркивает, что в палеозойских отложениях имели место нефтегазопроизводящие породы, и протекала генерация УВ. Кроме того, происходила и миграция юрской нефти в палеозойские залежи.

Это исследование [19] имеет фундаментальное значение. Вариативность источников свидетельствует о необходимости изучения генезиса нефтей в каждом отдельном случае, для месторождения и даже залежи.

Таким подходом руководствуются И.В. Гончаров и соавторы. Очень большое внимание они уделяют механизмам формирования углеводородных залежей на месторождениях. В работе [20] по особенностям молекулярного состава было выделено 3 типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский. Нефти баженовского типа, по мнению авторов, связаны с

баженовской свитой и приурочены к ловушкам горизонта Ю₁ и мелового комплекса. Нефти тогурского типа сформированы террагенным ОВ. Подавляющая часть этих нефтей приурочена к ловушкам нижней и средней юры, а также к коре выветривания. Нефти палеозойского типа связаны с морскими отложениями среднего девона и среднего карбона. Залежи преимущественно размещены в породах внутреннего палеозоя и коры выветривания. Хотя авторы подчеркивают, что они могут находиться в ловушках нижней и средней или даже верхней юры. Отдельно отмечена возможность образования залежей несколькими материнскими источниками, например, на месторождении Ломовое нефть представляет собой продукт генерации тогурской и баженовской свит. Те же генетические типы авторы выделяют для газа [21, 22]. Они приходят к выводу, что формирование жидкой и газовой составляющих УВ залежей может осуществляться из разных источников. Примечательным примером служат залежи нефти с крупными газоконденсатными шапками в пласте Ю₁ васюганской свиты на Лугинецком и Мыльджинском месторождениях. Установлено [21], что источником нефти этих залежей является баженовская свита, а источник газа палеозойского возраста. Таким образом, жидкая и газовая составляющая УВ залежи могут быть сформированы одним типом источника, а могут быть образованы различными комбинациями продуктов этих источников.

Поэтому задача установления генезиса палеозойских залежей является очень сложной и требует отдельного рассмотрения каждого случая. В таблице 1 сведены предположения различных авторов о генезисе УВ палеозойских залежей на изученных месторождениях Нюрольского бассейна.

Таблица 1 – Типы источника УВ, формирующего залежи на отдельных месторождениях Нюрольского бассейна

Месторождение, скважины	По [15]	По [17]	По [13]	По [19]	По [21]	По [22]	По [23]	По [24]	По [5]
Урманское	2	-	-	-	-	-	-	-	-
Урманская 2	-	-	-	-	-	-	2	4	4
Урманская 11	-	-	-	-	-	1	-	-	-
Южно-Урманская 1	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Калиновое	1	-	1	-	-	-	-	-	-
Калиновая 6	-	-	-	1	-	-	-	1	1
Северо-Калиновое	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Северо-Калиновая 25	-	-	-	-	-	1	-	-	-

Месторождение, скважины	По [15]	По [17]	По [13]	По [19]	По [21]	По [22]	По [23]	По [24]	По [5]
Кулгинская 141	-	-	-	-	-	в пласте Ю ₁ ¹ : 1	-	-	-
Кулгинская 145	-	-	-	-	-	в пласте Ю ₁₂ : 1	-	-	-
Солоновское	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Солоновская 43	-	-	-	-	-	в пласте Ю ₁₄ : 1	-	-	-
Примечания 1. Цифрами обозначен источник УВ: 1 – палеозойский; 2 – нижнеюрский; 3 – баженовский; 4 – смешанный: нижнеюрский + палеозойский. 2. Авторами были исследованы образцы нефти из залежей, стратиграфически приуроченных к внутреннему палеозою и коре выветривания, если не указано иное.									

Менее трудоемким способом решения этой задачи, не требующим отбора проб и проведения лабораторных исследований, является метод палеотемпературного моделирования. Этот метод позволяет косвенно оценивать возможность нефтегазоматеринских отложений реализовывать свой генерационный потенциал по температурному критерию. Особенности применения данного метода для выявления источника формирования залежей представлены в следующем разделе.

1.2 Опыт применения метода палеотемпературного моделирования для изучения генезиса залежей углеводородов

Как известно, температуре принадлежит главенствующая роль в процессе катагенеза органического вещества [14]. Следовательно, вопросы, связанные с созреванием глубинных нефтегазоматеринских пород, механизмами генезиса и фазовым состоянием углеводородов можно прояснить с помощью моделирования термической истории осадочного разреза.

Моделирование термической истории обычно выполняется для относительно молодого мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна [25, 26]. Выбор объектов для моделирования во многом определяется наличием нефтегазового потенциала в бассейнах. Например, в России традиционный интерес вызывают богатые углеводородами мезозойские отложения молодого Западно-Сибирского осадочного бассейна. Однако ввиду истощения залежей нефти и газа в молодых отложениях, поиски и разведка переориентируются на все более глубокие бассейны более древнего возраста.

В российской практике работы, описывающие подходы к моделированию древних бассейнов, появляются все чаще: геолого-геотермическая модель палеозойско-мезозойского осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа (2015 г.) [27]; геотермическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предьенисейского осадочного бассейна (2017 г.) [28]; модель глубокопогруженных ордовикско-нижнедевонских отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (2021 г.) [29]; термическая модель разреза Виллюйской гемисинеклизы Восточно-Сибирского палеобассейна (2021, 2023 гг.) [30, 31]; реконструкция истории катагенеза куонамской нефтегазопроизводящей толщи в пределах Курейской синеклизы в допермский период (2022 г.) [32].

Мировой опыт палеотемпературного моделирования древних объектов представлен в работах по Северо-Американскому [33, 34], Азиатскому [35, 36], Европейскому [37, 38], Африканскому [39, 40] и Австралийскому [41] регионам.

Подобные исследования не только дают новые сведения о термической истории конкретного региона, но также формируют теоретическую базу и стратегию исследования сверхглубокой термической истории осадочных бассейнов всего мира.

В работе [38] авторы восстанавливают термическую историю палеозойских (нижнедевонских) пород на территории Рейнского массива в Германии. Авторами было выполнено 1D моделирование в гипотетической скважине. Моделирование выполнялось для периода до 440 млн лет назад в программном обеспечении PetroMod с последующей калибровкой моделей по ОСВ. В модель включены температуры поверхности на каждый момент геологического времени – палеоклимат, который восстанавливался с учетом палеогеографических данных. Построенная модель является очень показательной и интересной. Авторы выполняют значительную палеоструктурную реконструкцию. В разрезе присутствует 11 периодов денудации с девонского по меловое время. Общая мощность размытых отложений составляет 5150 м. Исследователям было необходимо восстановить историю осадконакопления с раннедевонского по настоящее время. Литология и толщины эродированных отложений были приняты в соответствии с прилегающими территориями, где сохранилась полная последовательность отложений.

Авторы учитывают в модели динамику теплового потока. В нижнедевонское время расширение литосферы и рифтогенез привели к увеличению теплового потока до 90–100 мВт/м². Затем в каменноугольном периоде тепловой поток уменьшается до 60 мВт/м² и остается постоянным до настоящего времени. Во время максимальной мощности осадочного разреза 300 млн лет назад геотемпературы отложений эмского возраста (в настоящее время находятся на поверхности) достигают 220 °С на глубине 5100 м.

Эта работа иллюстрирует, что моделирование термической истории древних осадочных бассейнов является сложной задачей, для решения которой необходимы историко-геологический анализ, учет литолого-стратиграфических, теплофизических параметров и геологических событий.

Метод температурного моделирования, получивший особое распространение среди китайских исследователей [42–45], является важнейшим инструментом, позволяющим выполнять оценку нефтегазового потенциала.

Например, задачу восстановления подробной термической истории в Таримском бассейне перед собой поставили исследователи [42]. Авторы выбрали пять скважин на месторождении Шунбэй для проведения палеотемпературного моделирования с помощью программного комплекса BasinMod 1-D. Современная температура принималась равной 14 °С. Теплопроводность и современные тепловые потоки были взяты из литературных источников. На первом этапе авторы восстановили историю осадконакопления в соответствии с данными бурения и рассчитанными мощностями денудации. Разрез скважин последовательно сложен отложениями от ордовика до четвертичных за исключением юрских. Мощности изучаемых разрезов колеблются от 7186 до 7754 м. На втором этапе были введены в качестве граничных условий измеренные современные температуры и современный тепловой поток. На третьем этапе выполнялись калибровки тепловых палеопотоков до уровня хорошей согласованности с измеренными температурами.

Авторы восстанавливают динамику теплового потока (рис. 1), учитывая региональные геологические события, такие как рифтогенез в кембрийско-раннеордовикское время и пермскую магматическую активность.

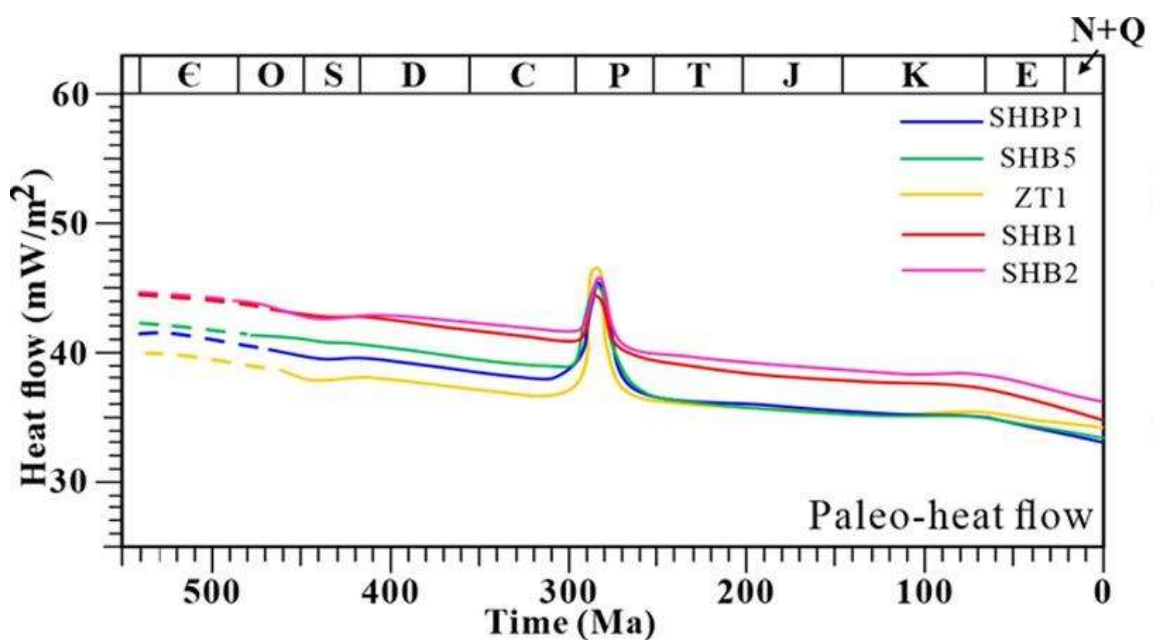


Рисунок 1 – Динамика теплового потока в скважинах месторождения Шунбэй [42]

В результате палеотемпературных и палеоструктурных реконструкций авторы [42] получили термическую историю осадочного разреза в пяти скважинах месторождения Шунбэй (на рис. 2 представлена термическая история одной из скважин).

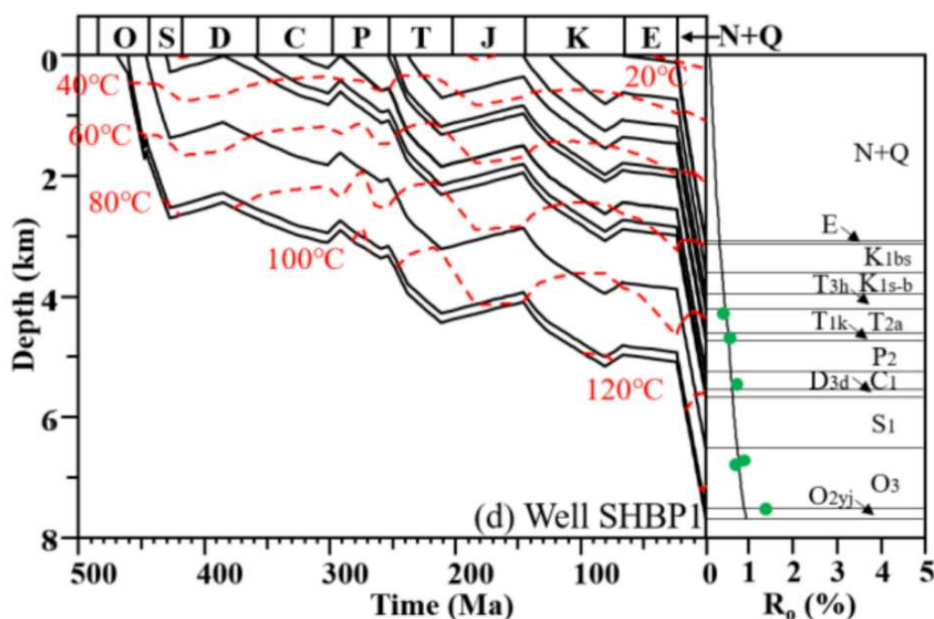


Рисунок 2 – Термическая история в скважине SHBP1 месторождения Шунбэй. Зелеными точками показаны измеренные значения отражательной способности витринита [42]

Залежи УВ на месторождении Шунбэй связаны со средне-нижнеордовикскими отложениями. При этом вопрос об источнике для этих залежей является спорным. В качестве предполагаемых источников УВ выделяют нижнекембрийскую формацию юэртуси и средне-верхнеордовикские породы. Привлекая данные геохимических исследований, авторы приняли в качестве нефтематеринской нижнекембрийскую формацию юэртуси и оценили ее термическую историю. Важно заметить, что изучаемые скважины не вскрыли формацию юэртуси: мощность ее была восстановлена по данным сейсморазведки. Установлено, что источник нижнего кембрия начал вырабатывать нефть в раннем ордовике. Формация заполняла нефтью и газом средне-нижнеордовикские коллекторы в течение ранне-среднесилурийского периода.

В работе [44] авторы выявляют источники нефти и газа для глубинных залежей отложений перми и девона в Сычуаньском бассейне (КНР). Методом одномерного моделирования в работе восстановлена термическая история отложений вплоть до кембрийского возраста. На динамику теплового потока в пермское время значительное влияние оказал Эмейшаньский плюм. Корректность модели обеспечивается сопоставлением с измерениями ОСВ. В результате анализа термической истории потенциальных нефтематеринских пермских и нижнекембрийских пород авторы делают вывод, что источником газа для залежей являются нижнекембрийские отложения.

Данные работы [42, 44] иллюстрируют примеры выполнения палеотемпературного моделирования, сопряженного с палеотектоническими реконструкциями, для оценки реализации

генерационного потенциала нефтематеринскими отложениями и выявления источников, формирующих залежи УВ в древних осадочных бассейнах.

Задача выполнения прогноза нефтегазоносности успешно решается методами бассейнового моделирования М.О. Федорович и А.Ю. Космачевой [31] на примере верхнепермских, нижнетриасовых и нижнеюрских отложений в пределах Вилуйской гемисинеклизы (Республика Саха (Якутия)). Авторы учитывают 3 геологических события, вызвавших увеличение плотности теплового потока, среди которых девонский континентальный рифтогенез, пермо-триасовая магматическая активизация и позднеюрская тектоническая активность. Модель калибруется по измерениям ОСВ. Авторы приходят к выводу, что интенсивные процессы генерации УВ в подошве пермской толщи начались 270 млн лет назад в казанское время. На рубеже перми и триаса произошел пик генерации УВ в связи с интенсивным прогревом осадочных толщ. Далее устанавливается хронология событий генерации и аккумуляции углеводородов, и выполняется зонирование территории исследования по степени перспективности.

В настоящее время с глубокими и сверхглубокими залежами связывают большие надежды на прирост запасов нефти и газа, что позволит остановить снижение уровня добычи действующего добывающего фонда. Однако их труднодоступность существенно осложняет получение фактической информации и удорожает разведочные работы. Поэтому все актуальнее становится применение метода бассейнового моделирования.

Моделирование древних осадочных бассейнов является сложной задачей, требующей учета множества геоисторических, литолого-стратиграфических, теплофизических, геохимических параметров, геологических событий, а также большого объема фактологического материала для достижения хорошей степени достоверности прогнозов. Возникает необходимость включать в модель эффекты от тектоно-магматических событий. Например, по разным оценкам, максимальный тепловой эффект в момент формирования рифта может составлять 60–70 мВт/м² или около 50 % фоновой величины [46], по причине траппового вулканизма – 40 мВт/м² или 77 % фоновой величины [30].

В то же время эта задача является весьма успешно выполняемой, позволяющей получить сведения о генерационном потенциале нефтематеринских пород [34, 42, 44], температурных условиях коллекторов [40], возможности аккумуляции [31] и сохранности углеводородов и их фазовом состоянии [42]. Кроме того, метод палеотемпературного моделирования применяют и для определения источников, участвующих в формировании залежей УВ [42, 44].

Опыт использования методов палеотемпературного моделирования насчитывает уже более 20 лет. Они применяются учеными со всего мира. Поэтому методика является отлаженной и надежной. Как показал анализ литературных источников, методика, применяемая различными

учеными, существенно не отличается. Отличия могут быть связаны, в основном, с геологическими особенностями моделируемого осадочного бассейна.

Выводы:

А. В 1960–1980-е гг. оформляются две основные гипотезы о происхождении «палеозойских» залежей УВ. Первая объясняет генезис залежей в палеозойском комплексе нисходящей миграцией юрской нефти (А.Э. Конторович, О.Ф. Стасова), вторая гласит о сингенетичности палеозойских УВ (В.С. Вышемирский, Н.П. Запивалов и др.).

Б. Современная генетическая классификация палеозойских нефтей, разработанная Е.А. Костыревой, включает нефти, генерированные тремя источниками: палеозойским, нижнеюрским (ОВ тогурской и тюменской свит), смешанным (ОВ палеозойских и нижнеюрских отложений).

В. Вариативность источников УВ, способных заполнять палеозойские залежи, определяет необходимость отдельного изучения генезиса и механизмов формирования каждой залежи.

Г. Метод палеотемпературного моделирования является менее трудоемким и дорогостоящим и не менее эффективным для оценки генерационного потенциала отложений, а также для выявления источников формирования залежей УВ в древних осадочных бассейнах. Это доказывает более чем двадцатилетний опыт его использования и многочисленные примеры успешного решения поставленных задач.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ

Территория исследования административно находится в Парабельском районе Томской области и включает две группы месторождений Останинскую (Лугинецкое, Останинское и Герасимовское месторождения и Сельвейкинская площадь глубокого бурения) и Чузикско-Чижапскую (Урманское, Нижнетабаганское, Северо-Калиновое и Калиновое месторождения).

В тектоническом отношении территория исследования расположена в пределах Западно-Сибирской плиты, в строении которой выделяют доюрское основание и платформенный мезозойско-кайнозойский чехол [47].

По отложениям платформенного чехла в структурном плане отражающего горизонта Па (подошва баженовской свиты) Останинская группа месторождений сосредоточена преимущественно в границах Пудинского мезоподнятия (за исключением Сельвейкинской площади глубокого бурения). Чузикско-Чижапская группа месторождений приурочена к одноименной мезоседловине (рис. 3). К западу от изучаемой территории расположена Нюрольская мегавпадина.

Доюрское основание относится к Центрально-Западносибирской складчатой системе, представленной на территории исследования юго-восточным блоком Васюган-Пудинского антиклинория и Межовским срединным массивом (рис. 4). С северо-запада территория ограничена Усть-Тымским грабен-рифтом, а с юго-востока Чузикским. Оба грабен-рифта простираются на северо-восток и имеют триасовый возраст [47, 48].

Осевая зона Васюган-Пудинского антиклинория сложена метаморфическими комплексами, образованными в результате гранитизации палеозойских осадочных пород в заключительную фазу герцинского тектогенеза. В пределах Васюган-Пудинского антиклинория сосредоточена Останинская группа месторождений.

Межовский срединный массив состоит из складчатого фундамента байкальского возраста [47, 48] и перекрывающих его чехольного типа формаций ордовикско-пермского возраста. Фундамент массива сложен метаморфическими и магматическими комплексами. Формации чехла представлены карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами [48]. В пределах массива палеозойские образования переработаны герцинским тектогенезом лишь в окраинных частях и существенно меньше затронуты пликативными и дизъюнктивными деформациями [47]. Системой разломов массив разделяется на ряд блоков. На территории исследования получил развитие крупнейший из опущенных блоков массива – Нюрольский. Здесь сосредоточена Чузикско-Чижапская группа месторождений.

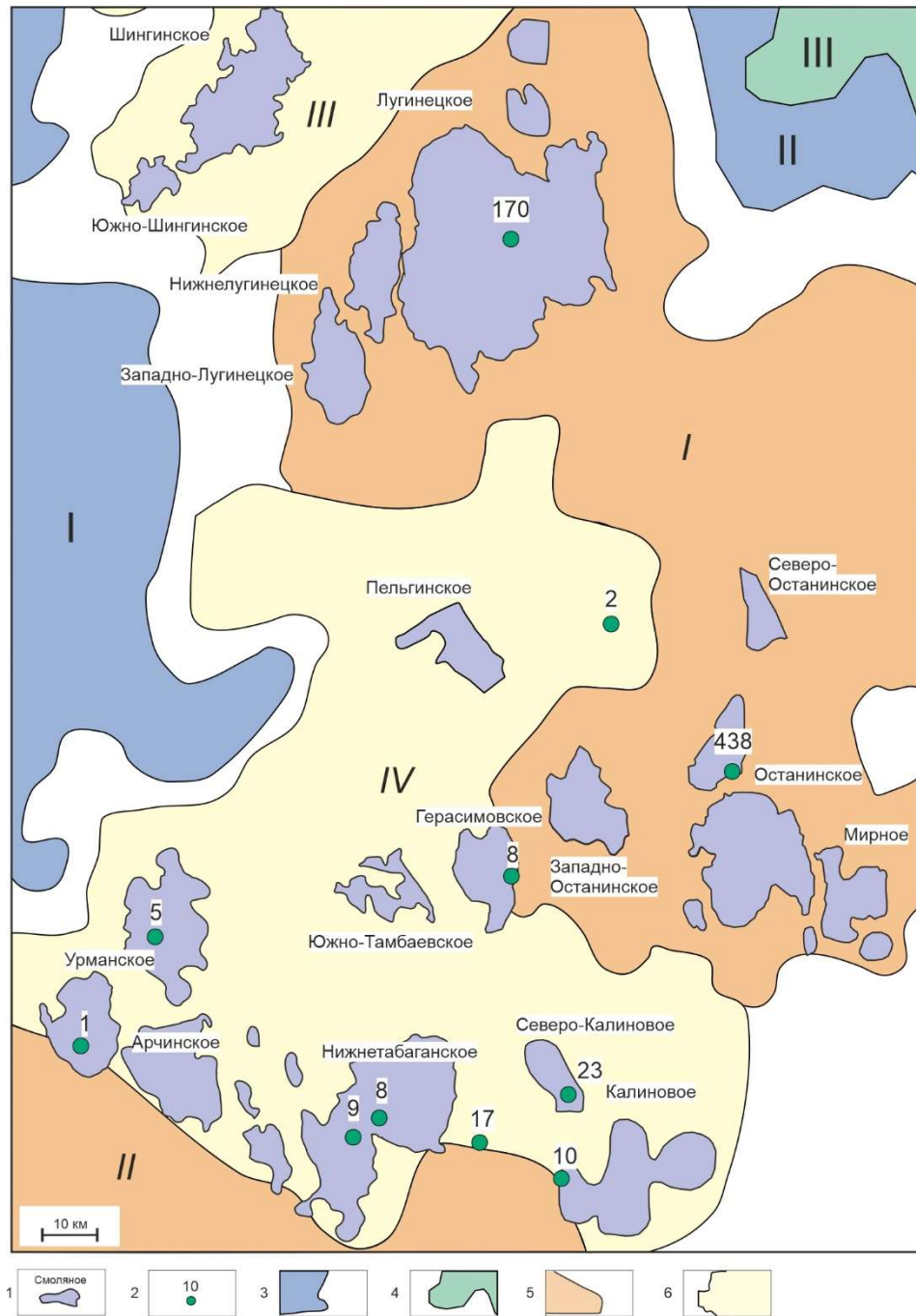


Рисунок 3 – Обзорная схема территории исследования на основе фрагмента тектонической карты по сейсмическому горизонту Па (подошва баженовской свиты) по [49]: 1 – месторождения УВ; 2 – скважины, для которых выполнялось палеотемпературное моделирование; 3 – отрицательные структуры I порядка: I – Нюрольская мегавпадина, II – Усть-Тымская мегавпадина; 4 – промежуточные структуры I порядка: III – Северо-Парабельская мегамонаклиналь; 5 – положительные структуры II порядка: I – Пудинское мезоподнятие, II – Лавровский мезовыступ; 6 – промежуточные структуры II порядка: III – Шингинская мезоседловина, IV – Чузикско-Чижапская мезоседловина.

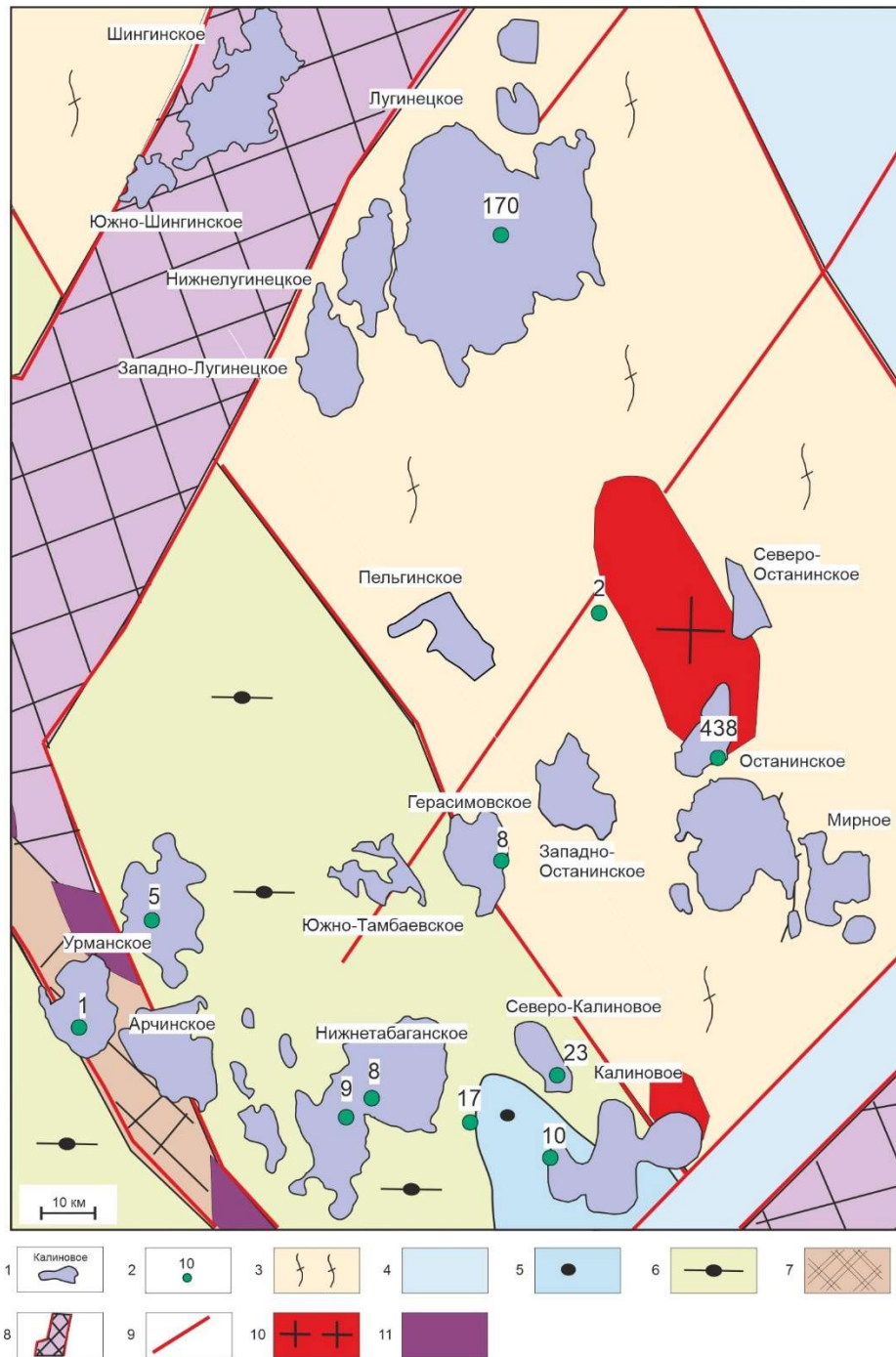


Рисунок 4 – Обзорная схема территории исследования на основе фрагмента тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты [48]: 1 – месторождения УВ; 2 – скважины, для которых выполнялось палеотемпературное моделирование; 3 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития; 4 – основания межгорных прогибов; 5 – межгорные прогибы и внутренние впадины; 6 – наложенные впадины в пределах срединных массивов; 7 – выступы-горсты байкальских складчатых комплексов; 8 – раннемезозойские грабен-рифты; 9 – разломы, разграничивающие структурно-формационные зоны; 10–11 – интрузивные комплексы: 10 – гранитоиды, 11 – ультрабазиты.

Строение доюрского основания территории исследования указывает на сложный путь ее геологического развития. Выполнение палеотектонических и палеотемпературных реконструкций для анализа нефтегазогенерационного потенциала отложений доюрского комплекса требует детального рассмотрения истории геологического развития территории исследования.

2.1 История геологического развития

В рифее, когда Сибирский палеоконтинент находился в северных широтах вблизи экватора, в результате рифтогенеза произошел отрыв Западно-Сибирского мезоконтинента. В это же время внутри самого Западно-Сибирского мезоконтинента начинается рифтогенез. В начале венда в ряде случаев рифтогенез достиг красноморской стадии: обозначились отдельные палеомикроконтиненты, например, Ханты-Мансийский, Межовский (Нюрольский), Усть-Тымский и др. К концу среднекембрийской эпохи произошел окончательный раскол Западно-Сибирского мезоконтинента с образованием палеомикроконтинентов. На краях палеомикроконтинентов накапливались пассивноокраинные толщи [50]. Дальнейшее развитие Западной Сибири происходит в условиях существования палеомикроконтинентов. Формирование современного облика территории исследования связано с Межовским палеомикроконтинентом.

К позднему ордовику в процессе быстрого сводового опускания территории современных Западной Сибири, Урала, прилегающих северных и южных областей сформировался эпиконтинентальный бассейн [51]. На территории исследования в условиях шельфового склона в это время накапливались отложения павловской толщи (более 250 м). Толща сложена зеленоцветными тонкозернистыми расланцованными известняками, известковистыми аргиллитами и песчаниками. Эти отложения вскрыты скважиной Мыльджинская 56, а также предположительно Мыльджинской 54 и в пределах Айполовской разведочной площади [52].

К началу силурийского периода площадь эпиконтинентального бассейна сокращается: южная, юго-западная и юго-восточная части бассейна постепенно поднимаются с образованием континентов Казахстана и Ангариды [51]. На территории исследования продолжает господствовать морской режим, и в мелководных условиях Западно-Сибирского моря накапливаются известняки и терригенные разности ларинской свиты. Широкое развитие процессов органогенного карбонатакопления свидетельствует о том, что осадкообразование происходило в бассейне, расположенном в тропической или субтропической зоне со среднегодовой температурой воды 20–23 °С [53].

В позднесилурийское время в результате тектонических движений формируется блоковая структура морского дна [52]. На большей части территории исследования в пределах относительно глубоководной зоны бассейна проявляется активный вулканизм: происходит накопление вулканогенных отложений большеичской и майзасской свит. На юге и юго-западе в мелководной зоне в условиях открытого шельфа на достаточном удалении от берега продолжают накапливаться известняки (межовская свита). Этому способствует аридный климат: среднегодовая температура не опускается ниже 30 °С.

Таким образом, в позднем силуре на изучаемой территории в морском бассейне появляются две устойчивые фациальные зоны: зона внутривассейнового прогиба и зона внутривассейнового поднятия [53]. Два типа осадконакопления, формирующихся в фациальных обстановках карбонатных платформ и разделяющих их депрессивных зон, будут существовать вплоть до конца раннекаменноугольного времени [52].

Начало лохковского века для территории характеризуется унаследованным от силура развитием морского режима. Раннедевонский период отличался почти полным отсутствием эффузивной деятельности [54]. Глубины в бассейне, где накапливались лохковско-пражские осадки, составляли десятки метров. При этом продолжали существовать и умеренно глубоководные зоны [53]. Их глубины не превышали 50–100 м. Вода отличалась прозрачностью, солнечный свет нередко проникал и до дна бассейна. Температура воды не опускалась ниже 18–20 °С. Благоприятные условия способствовали богатому разнообразию органического мира [54].

Рифогенный тип разреза в лохковско-пражское время слагают органогенно-детритовые осадки кыштовской и армичевской свит. В карбонатно-терригенном (депрессионном) типе разреза им соответствует лесная свита, сложенная переслаиванием глинистых известняков и аргиллитов [52].

В эмском веке глубина бассейна увеличилась до 150–200 м. Преобладал спокойный гидродинамический режим. Морское дно представляло собой чередование скалистых выступов карбонатных пород с понижениями, на которых накапливались глины темно-серые до черных и известково-глинистый ил (мирная толща) [54]. На скалистых возвышениях шло формирование органогенных осадков, в том числе биогермных известняков (солоновская и надеждинская свиты) [52].

В первой половине эйфельского века происходит кратковременный перерыв в осадконакоплении. Во второй половине эйфеля осадконакопление возобновляется. Бентосное население в эйфельско-живетское время характеризуется большим разнообразием. Строматопоратово-коралловые луга формировали рифы и биогермные массивы. Воды были прозрачными и теплыми, температура не опускалась ниже 20 °С. Глубина бассейна колебалась от 10 до 60 м, но не превышала 100 м [55]. В таких условиях накапливались известняки

герасимовской свиты. В более глубоководных и менее благоприятных условиях для обитания организмов накапливались глинистые известняки чузикской свиты. В эйфельское время накопление осадков происходило в условиях спокойной тектонической обстановки, о чем свидетельствует тонкая, практически ничем не нарушенная горизонтальная слоистость [55]. В живетском веке, напротив, происходили излияния подводных лав [53].

Во франско-фаменское время в западной части территории исследования глубины морского палеобассейна колебались в пределах первых десятков метров и, возможно, местами достигали 60–80 м. В этих условиях преимущественно накапливались известковые илы лугинецкой свиты. Тонкая параллельная слоистость известковых илов субстрата указывает на спокойную гидродинамическую обстановку [55, 56].

Депрессивная зона осадконакопления, расположенная на востоке изучаемой территории, в девоне имеет унаследованный характер: мирная свита перекрыта чузикской, на поверхности которой в позднем девоне начинает накапливаться чагинская свита. Хотя эта зона расположена недалеко от береговой линии, ее развитие говорит об абсолютном отсутствии притока осадков с суши из-за равнинного рельефа континента на юго-востоке [51]. Накопление кремнеизвестняков и аргиллитов чагинской свиты во франско-фаменское время в условиях открытого моря сопровождалось уменьшением аэрации вод бассейна, а также увеличением содержания органического вещества в придонных илах вследствие возрастающей изолированности бассейна и ухудшения водообмена и циркуляции [53]. Для первой половины франского века характерно накопление глинистых осадков, тогда как в фаменском веке они отсутствуют, и появляются кремнистые образования [56].

Каменноугольный период связан с коллизионными обстановками в эпоху герцинской складчатости, вызванными сближением палеоконтинентов: Казахстана, Ангарида [56] и Евразии [50].

Вплоть до башкирского века осадки формируются в крайне мелководном море [51]. В турнейском веке значительные части бассейна испытали осушение. В депрессионных зонах, унаследованных от девона, в это время существовали местные источники сноса, возможно, острова. В таких условиях формировались терригенные отложения кехорегской свиты. В пределах поднятий сформировались условия мелководья в зоне повышенной гидродинамической активности. Здесь накапливались кремнистые известняки табаганской свиты [53].

В конце раннего карбона относительно быстро произошло обмеление моря в силу активизировавшихся вертикальных движений [53]. Кроме того, к этому времени территория исследования из низких южных широт перемещается в высокие северные (50–60° с.ш.) [50]. Все это повлияло на осадконакопление. Преобладающее карбонатонакопление сменяется повсеместным накоплением терригенно-карбонатных и терригенных осадков

средневасюганской свиты, карбонатные породы содержатся лишь в виде отдельных пачек и линз. К концу башкирского века количество кластического материала сокращается, начинают преобладать известковые аргиллиты и глинистые известняки елизаровской свиты [52].

К концу башкирского века, за счет сближения Казахстании и Евразии, Усть-Тымский и Межовский (Нюрольский) палеомикроконтиненты оказываются между Ангаридой и Казахстанией. Толщи пород на краях палеомикроконтинентов подвергаются складчатости, а внутри них – деформируются в меньшей степени [50]. При этом между Ангаридой и Казахстанией формировались герцинские складки северо-западного, а при сближении Евразии и Казахстании – северо-восточного простирания [57].

В наиболее погруженных частях прогибов происходит гранитизация терригенных комплексов [48]. В это время почти вся территория Западно-Сибирской плиты выводится на поверхность, происходит сводовое поднятие с развитием гор до 800–1000 м и мощная интенсификация магматической деятельности [51]. В московском веке, в завершающую тектоническую фазу герцинской складчатости, начинается денудация накопившихся каменноугольных отложений. Именно к этому периоду приурочена смена морского режима осадконакопления на континентальный [58].

Процесс столкновения Ангариды, Евразии и Казахстании продолжается в позднекаменноугольную и раннепермскую эпохи и способствует усложнению структур на палеомикроконтинентах [50].

В конце ранней перми денудация прекращается, и в континентальных условиях накапливается омелечская свита. Отложения свиты представляют собой переслаивающиеся аргиллиты темно-серых и черных оттенков с отпечатками растений.

На рубеже перми и триаса формирование палеозойского (Нюрольского) осадочного бассейна прекращается. В период 249–251 млн лет назад [59] поднятие мантийного суперплюма привело к активному рифтогенезу и сопровождающей этот процесс масштабной вулканической активности в Западной Сибири. Расхождение Колтогорско-Уренгойского рифта в триасе достигло красноморской стадии раскола с образованием Обского палеоокеана [50]. По периферии Колтогорско-Уренгойского рифта формировались внутриконтинентальные рифты, из которых ближайшими к изучаемой территории являются Усть-Тымский и Чузикский [47, 48]. Образование океанической коры способствовало мощному погружению центральной части Западной Сибири, что вызвало лавинное накопление осадков. В осевой части Обского палеоокеана скорости седиментации в начале раннего триаса достигают 400–500 м/млн лет, причем накапливаются как вулканиты – прямые производные рифтинга и спрединга, так и разнообразные по составу терригенные осадки [60]. На территории исследования все эти

процессы отразились масштабной денудацией накопленных отложений вплоть до верхне-среднедевонских, по которым в среднем и позднем триасе образуется кора выветривания.

На этапе, предшествовавшем формированию мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, территория юго-востока Западной Сибири представляла собой плато [49]. Возвышенная, слаборасчлененная суша, включающая и гранитные массивы, подвергалась интенсивному разрушению, продукты которого сносились в депрессионные части бассейна – впадины, прогибы. Здесь господствовал теплый равномерно-влажный климат со среднегодовыми температурами не ниже 10–12 °С. В геттанг-синемюрское время на территории еще продолжался предъюрский перерыв в осадконакоплении [61].

Накопление осадков началось в плинсбахе в осевых частях надпорядковых отрицательных структур и структур первого порядка (Нюрольская мегавпадина) [61]. Здесь накапливались осадки русловых, озерных и пойменно-болотных фаций, объединенных в урманскую свиту. Литологически эта свита представлена переслаивающимися пачками песчаников и аргиллитов с прослоями углей [49, 61].

В раннем тоаре в Западной Сибири произошла самая крупная в ранней и средней юре трансгрессия. Произошло потепление климата, среднегодовые температуры составляли около 20 °С. В это время на территории исследования существовала система озерных водоемов и речных долин. Вдоль этих зон накапливались отложения лагун, пойм, зарастающих болот и русел равнинных рек. Озерные, временами ингрессионно-морские осадки этого времени представлены темно-серыми и черными аргиллитами тогурской свиты. Эти отложения обогащены органическим веществом [61].

В аален-батское время ландшафт представлял собой обширную озерно-аллювиальную низменную равнину, временами заливавшуюся морем. На равнине в виде пологих возвышенностей, сложенных породами доюрского фундамента, еще существовали участки эрозионного рельефа. За счет сокращения внутренних областей денудации в результате их разрушения и погружения происходило дальнейшее расширение областей аккумуляции [61]. Этот ландшафт развивался в условиях влажного умеренно-теплого климата (со среднегодовыми температурами 15 °С) и характеризовался огромной биологической продуктивностью, что нередко приводило к массовому угленакоплению. Поверхностные и грунтовые воды содержали много растворенного органического вещества [62]. В это время в условиях прибрежно-континентального седиментогенеза с периодами ингрессий и режимом мелководно-морского, сильноопресненного бассейна формируются отложения тюменской свиты [61].

В келловее в результате трансгрессии на большей части территории исследования установился морской режим седиментации. В условиях мелкого моря глубиной меньше 25 м начали накапливаться алевроито-глинистые осадки нижневасюганской подсвиты. В относительно

приподнятых частях продолжала существовать прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем. Режим седиментации на равнине был переменным: континентальные условия неоднократно сменялись морскими. Здесь накапливались глинисто-алеврито-песчаные осадки наунакской свиты [61].

Особенностями геологического развития территории в позднеюрское время по сравнению со среднеюрским являются существенное выравнивание рельефа, аридизация климата и широкая морская трансгрессия [62], которая началась в конце позднего оксфорда. Уже к кимериджу завершился длительный этап континентального развития: площадь морского осадконакопления полностью покрыла территорию исследования. В зоне мелкого моря (25–100 м) формировались темно-серые глины георгиевской свиты [61].

В титонском веке позднеюрская трансгрессия достигла своего максимума. Рельеф областей вокруг морского бассейна был равнинным, поэтому механическое выветривание было слабым. Подводный ландшафт представлял собой пологохолмистую равнину с соленостью вод близкой к нормальной. Среднегодовые температуры поверхностных вод варьировали в пределах 15–20 °С [62]. Биологическая продуктивность Западно-Сибирского моря в титоне была исключительно высокой. Глубина моря на территории исследования достигала 100–200 м [61]. На территории повсеместно формировались черные и буроватые высокоуглеродистые осадки баженовской свиты.

В начале берриаса поднятие Сибирской платформы и Алтае-Саянской складчатой области привело к усилению механического выветривания. С востока и юго-востока в бассейн начал активно поступать терригенный материал [63]. В этих условиях в берриас-валанжинское время произошло обмеление Западно-Сибирского моря [62], поэтому накопление нижней части раннемеловых отложений в объеме куломзинской и тарской свит происходило в условиях прибрежной части моря глубиной менее 25 м [63].

В позднем валанжине фации мелкого моря сместились вглубь палеобассейна, и на территории исследования сформировалась прибрежная равнина, временами заливавшаяся морем. Такие условия сохраняются и в готериве [63]. В пределах равнины сформировался жаркий засушливый климат [62] со среднегодовыми температурами около 20 °С: шло накопление пестроцветных глин, известковистых песчаников и алевролитов киялинской свиты. В барреме отложения этой свиты продолжают накапливаться в условиях внутреннего пресного, в отдельные отрезки времени засолявшегося водоема – осадконакопление становится континентальным [63].

В позднем апте-альбе в условиях низменной аккумулятивной равнины с разнообразными аллювиальными, озерно-аллювиальными и озерно-болотными ландшафтами накапливаются отложения покурской свиты. В сеномане территория исследования уже представляет собой

прибрежную равнину, временами заливавшуюся морем. В разрезе покурской свиты появляется комплекс морских и континентальных лагунных фаций [63].

В туронском веке началась продолжительная эпоха относительного тектонического покоя и выравнивания рельефа, сопряженная с крупной верхнемеловой трансгрессией. На территории установился режим морской седиментации. Глинистые илы кузнецовской свиты накапливаются при глубине бассейна 25–100 м. Такой режим сохраняется вплоть до конца маастрихта [63]. За это время накапливаются ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

В конце маастрихтского века произошла регрессия моря, сопровождавшаяся расширением области прибрежных равнин, в которые периодически ингрессировал морской бассейн [63]. В палеоцене осадконакопление талицкой свиты происходило именно в таких условиях, в прибрежно-морском бассейне при постоянно меняющейся береговой линии. Начиная с конца бартонского века территория Западной Сибири испытывает общее поднятие – происходит постепенное сокращение и обмеление палеобассейна [64]. До настоящего времени на территории исследования сохраняется континентальный режим осадконакопления.

2.2 Нефтегазоносность

История развития территории исследования предопределила существование основных нефтегазоносных комплексов и нефтематеринских свит.

Месторождения и нефтегазоносные комплексы

Чузикско-Чижаянская и Останинская группы месторождений относятся к Васюганской нефтегазоносной области, Межовскому и Пудинскому нефтегазодобывающим районам. Залежи обеих групп связаны с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским НГК (табл. 2).

Таблица 2 – Нефтегазоносность территории исследования (по материалам ТФ ТФГИ СФО)

Месторождение	Нефтегазоносный комплекс	Продуктивные пласты	Тип флюида
Останинское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	ГК
	Среднеюрский	Ю ₃ , Ю ₄	ГК
	Доюрский	М, М ₁	НГК
Герасимовское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹⁻² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	ГК
	Среднеюрский	Ю ₂	ГК
		Ю ₇	НГК
		Ю ₈ , Ю ₉ , Ю ₁₁ , Ю ₁₂	Н

Месторождение	Нефтегазоносный комплекс	Продуктивные пласты	Тип флюида
	Нижнеюрский	Ю ₁₄ , Ю ₁₅	ГН
	Доюрский	М, М ₁	НГК
Лугинецкое	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ^М , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	НГК
	Среднеюрский	Ю ₂	НГК
	Доюрский	М, М ₁	Н
Калиновое	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹	НГК
	Среднеюрский	Ю ₃ , Ю ₄	ГК
		Ю ₇	Н
	Доюрский	М	Н
Северо-Калиновое	Верхнеюрский	Ю ₁ ⁽¹⁺²⁾	ГК
	Среднеюрский	Ю ₂	ГК
		Ю ₁₀	НГК
	Доюрский	М, М ₁	ГН
Нижнетабаганское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹	НГК
	Среднеюрский	Ю ₃	НГК
		Ю ₅	ГК
	Доюрский	М ₁₋₁₀	Н
Урманское	Среднеюрский	Ю ₇	Н
		Ю ₁₀ , Ю ₁₃	ГК
	Нижнеюрский	Ю ₁₄	ГК
		Ю ₁₅	НГК
		Ю ₁₇	Н
	Доюрский	М, М ₁	НГК
Примечание – Тип флюида: Н – нефть, ГК – газоконденсат, НГК – нефтегазоконденсат, ГН – газ и нефть.			

Доюрский НГК связан в основном с зонами дезинтеграции пород в верхней части палеозоя, характеризующейся сложным геологическим строением, обусловленным проявлениями блоковой тектоники и разнообразием литологического состава пород, вмещающих нефть и газ.

Залежи углеводородов приурочены в основном к органогенным известнякам карбона и девона, а также к образованиям кор выветривания, развивающимся по терригенно-карбонатным

породам и глинисто-кремнистым сланцам [47]. Коллекторские свойства палеозойских образований имеют вторичное происхождение [65]: породы с повышенными емкостными свойствами приурочены к зонам разуплотнения пород, переработанных гидротермальными процессами, обусловленными эпигенетическими процессами в коре выветривания. Резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя формируются с 213 млн лет назад, когда на территории прекращается денудация накопленных палеозойских отложений, и до конца предъюрского перерыва в осадконакоплении.

Залежи в доюрском НГК выявлены среди всех изучаемых месторождений: на Нижнетабаганском, Урманском, Северо-Калиновом, Калиновом, Герасимовском, Останинском и Лугинецком.

Нижнеюрский НГК слагает серия песчаных пластов Ю₁₄ тюменской свиты, Ю₁₅ салатской свиты и Ю₁₆₋₁₇ урманской свиты. С продуктивностью этого НГК связаны Урманское (пласты Ю₁₄, Ю₁₅, Ю₁₇) и Герасимовское (пласты Ю₁₄, Ю₁₅) месторождения.

Среднеюрский НГК связан с тюменской свитой и включает в себя продуктивные пласты Ю₂₋₁₃. По литологическому составу слагающих пород комплекс представлен неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с многочисленными прослоями углей и углистых аргиллитов. Промышленная нефтегазоносность этого НГК установлена на Останинском (пласты Ю₃, Ю₄), Герасимовском (пласты Ю₂, Ю₇₋₉, Ю₁₁, Ю₁₂), Нижнетабаганском (пласты Ю₃, Ю₅), Урманском (пласты Ю₇, Ю₁₀, Ю₁₃), Калиновом (пласты Ю₃, Ю₄, Ю₇) и Северо-Калиновом (пласты Ю₂, Ю₁₀) месторождениях.

Верхнеюрский НГК является основным нефтегазоперспективным комплексом на юго-востоке Западной Сибири. Он соотносится с васюганской (наунакской) свитой и включает в себя продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴. В нем выявлены залежи нефти, газа и конденсата на Лугинецкой, Останинской, Герасимовской, Нижнетабаганской, Калиновой и Северо-Калиновой площадях. Литологически пласты представлены серыми, светло-серыми мелко-, средне-, реже крупнозернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов и алевролитов. Флюидоупором для продуктивных пластов служат глинистые отложения георгиевской и баженовской свит. Выявленные залежи являются пластово-сводовыми, осложненными литологическими замещениями, разломами.

По фазовому составу углеводородов все описываемые месторождения являются нефтегазоконденсатными.

Нефтематеринские формации

Основной нефтепроизводящей формацией Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является верхнеюрская морская баженовская свита (*J₃bg*) (табл. 3), с преимущественной концентрацией РОВ сапропелевого типа C_{орг} 5–12 % [66], а в районах

Нюрольской мегавпадины и Пудинского мезоподнятия показатель $C_{орг}$ имеет наибольшие значения – 9–12 % [49]. Эта формация определяет перспективы нефтегазоносности верхне-, средне-, нижнеюрского НГК. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста.

В качестве нефтематеринской свиты для залежей верхне-, средне-, нижнеюрского и доюрского НГК рассматривают континентальные аргиллиты тюменской свиты (J_2tm) [19, 24]. Концентрация $C_{орг}$ в них составляет от долей до 2 % [1, 19].

В южной и юго-западной части района исследований (месторождения Урманское и Нижнетабаганское) получила развитие тогурская свита (J_1tg), с которой связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и доюрского НГК [47, 67–69]. Свита представляет собой типичные озерные отложения с РОВ гумусового типа. Содержание $C_{орг}$ варьирует в пределах 1,5–5,0 % [49], достигая на отдельных площадях значений до 7,55 % (Пономаревская площадь) [19].

Нефтематеринскими отложениями для доюрского НГК могут являться и непосредственно палеозойские высокоуглеродистые породы (доманикоидного типа) [10, 13, 16, 19, 20, 47 и др.].

Доманикоиды выявлены в Западной Сибири на четырех стратиграфических уровнях (S_1 , D_1^1 , D_1^{2-3} , D_3) в шести свитах: пономаревской (S_1pn), кыштовской (D_1^1kt), комбарской ($D_1^{2-3}kb$), варьеганской ($D_1^{2-3}vr$), лугинецкой (D_3lg) и чагинской (D_3cg) [70]. В изучаемом районе из них интерес представляют раннедевонская кыштовская и позднедевонские лугинецкая и чагинская свиты. Именно эти свиты были выделены как потенциальные источники генерации УВ Шаминовой М.И. [71] на основании высокой радиоактивности, аномальных концентраций урана и Бордюг Е.В. [24] на основании анализа палеобиогеографических обстановок, способствующих формированию потенциально нефтегазоматеринских отложений.

В отложениях кыштовской свиты лохковского яруса нижнего девона широко развиты высокоуглеродистые темные известняки с примесью глинистого материала. Характер распределения рассеянного органического вещества линзообразный. Содержание $C_{орг}$ изменяется в широких пределах, например: по скважинам Южно-Урманская и Западно-Останинская – от 0,43 до 0,53 %, по скважине Лосинская 1 – до 2,06 % [70]. По данным Шаминовой М.И., среднее содержание $C_{орг}$ в кыштовском горизонте составляет 1,15 % (в диапазоне от 0,21 до 3,46 %) [71].

Чагинская свита сложена черными и темно-серыми кремнедоломитами, кремнеаргиллитами, глинистыми и кремнистыми доломитами с прослоями доломитовых известняков и радиоляритов. Породы свиты содержат ураноносный кероген, что позволяет рассматривать этот стратон в качестве источника УВ [70, 71]. $C_{орг}$ варьирует в диапазоне от 0,01 до 5,08 % и в среднем составляет 1,4 % [71].

Отложения лугинецкой свиты представлены светло-серыми и мелкозернистыми массивными известняками с детритом и серыми мелкозернистыми известняками с примазками битумов и прослоями битуминозных аргиллитов, линзами известковых алевролитов и аргиллитов. Содержание $C_{орг}$ колеблется в свите в пределах от 0,15 до 1,00 %, в отдельных случаях достигая высоких значений. Например, в скважинах Калиновая 12 и Нижнетабаганская 12 $C_{орг}$ составляет 7,25 % и 3,10 % соответственно [70].

По некоторым оценкам [72], сланцевые и карбонатные породы могут считаться нефтематеринскими при содержании $C_{орг}$ 0,5 % и более. Об интенсивной миграции микронефти из кыштовской, лугинецкой и чагинской свит свидетельствует остаточный облик сингенетических битумоидов, и указывают многочисленные следы миграции в отложениях, залегающих выше и ниже названных свит [71].

Вместе с тем породы доманикоидного типа выявлены на локальных участках развития ларинской (S_{lr}), мирной (D_{mr}), чузикской (D_{cz}) и кехорегской (C_{kh}) свит [70] (табл. 3).

Таблица 3 – Формации, обладающие нефтематеринским потенциалом на территории исследования

Название	Индекс	Период накопления, млн лет назад	Содержание $C_{орг}$, %	Литоология [52, 73]
Баженовская свита	J_{3bg}	151,2–145,8	9,00–12,00	Черные, буровато-черные, битуминозные аргиллиты с прослоями глинистых известняков
Тюменская свита	J_{2tm}	174,1–162,9	До 2,00	Серые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями углей
Тогурская свита	J_{1tg}	182,7–178,1	1,50–5,00	Аргиллиты темно-серые, зеленоватые с прослоями алевролита
Кехорегская свита	C_{1kh}	358,9–326,2	-	Темно-серые алевролиты, аргиллиты, прослой известняков: окремнение
Лугинецкая свита	D_{3lg}	382,7–358,9	0,15–1,00	Верхняя подсвита: известняки, известковые аргиллиты, базальтовые туфолавы
				Нижняя подсвита: илистые известняки, известковые аргиллиты
Чагинская свита	D_{3cg}	382,7–358,9	0,01–5,08	Верхняя подсвита: кремни, радиоляриты, кремнеаргиллиты, кремнеизвестняки, окремненные аргиллиты
				Нижняя подсвита: черные, черно-коричневые, кремнистые известняки, аргиллиты

Название	Индекс	Период накопления, млн лет назад	Содержание $S_{орг}$, %	Литология [52, 73]
Чузикская свита	D_{2cz}	390,5–382,7	-	Верхняя подсвита: известняки глинистые с примесью кремнезема
				Нижняя подсвита: известняки темно-серые детритовые, глинистые
Мирная свита	D_{1mr}	407,6–393,3	-	Известняки темно-серые до черных глинистые, глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов
Кыштовская свита	D_{1ks}	419,2–410,8	0,21–3,46	Темные известняки доломитизированные с примесью глинистого материала, известковые песчаники
Ларинская свита	S_{1lr}	443,4–427,4	-	Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников

Выводы:

А. Территория исследования прошла сложную геологическую историю, в которой участвовали процессы осадконакопления, складкообразования и рифтогенеза. Об этом свидетельствует геологическое строение территории, включающее отложения платформенного чехла и разбитое глубинными разломами на блоки доюрское основание, в котором выделяются и герцинский блок антиклинорного типа, и срединный массив, и триасовые грабен-рифты.

Б. На описываемой территории получили развитие палеозойский (Нюрольский) и более молодой мезозойско-кайнозойский осадочные бассейны. Во времени этапы формирования названных бассейнов разделены масштабным тектоно-магматическим событием – на рубеже перми и триаса поднятие мантийного суперплюма привело к активному рифтогенезу.

В. Промышленная нефтегазоносность на изучаемых месторождениях связана с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским нефтегазоносными комплексами. По фазовому составу углеводородов описываемые месторождения являются нефтегазоконденсатными.

Г. В истории развития обоих осадочных бассейнов существовали периоды благоприятных условий для накопления отложений, обогащенных рассеянным органическим веществом. В качестве нефтематеринских свит рассматривают юрские баженовскую, тюменскую и тогурскую и палеозойские кыштовскую, чагинскую и лугинецкую. Возможность генерации углеводородов предполагается также на локальных участках развития ларинской, мирной, чузикской и кехорегской свит.

3 МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ

Сложность выполнения палеотемпературного моделирования связана с необходимостью комплексного учета влияния на расчет теплового потока тектоники, денудационных процессов и палеоклимата. Такой комплексный подход обеспечивает метод, разработанный В.И. Исаевым, который предполагает выполнение структурно-тектонических реконструкций, учет палеоклиматических вариаций, а также использование данных как современных температур, так и палеотемператур [25, 74, 75]. Данный метод основан на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистой осадочной толщи с подвижной верхней границей (1).

$$\frac{\lambda}{a} \cdot \frac{\partial U}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial Z} \left(\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \right) = f, \quad (1)$$

где λ – теплопроводность, Вт/м·°С; a – температуропроводность, м²/с; f – плотность тепловыделения внутренних (радиоактивных) источников тепла, Вт/м³; U – температура, °С; Z – расстояние от основания осадочного разреза, м; t – время, с.

Уравнение (1) решается с двумя краевыми условиями (2–3). Краевое условие (2) определяется температурой поверхности осадконакопления, т.е. климатом, и задается в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли.

$$U|_{Z=\varepsilon} = U(t), \quad (2)$$

где $\varepsilon = \varepsilon(t)$ – верхняя граница осадочной толщи (поверхность осадконакопления, дневная поверхность).

Краевое условие (3) задает значение теплового потока из основания осадочного разреза.

$$-\lambda \frac{\partial U}{\partial Z} \Big|_{Z=0} = q(t), \quad (3)$$

где $q(t)$ – тепловой поток из основания осадочного разреза, Вт/м².

Начало системы координат Z расположено на поверхности основания осадочного разреза. В момент времени $t = 0$ на этой поверхности начинается накопление осадков. Скорости накопления каждой стратиграфической толщи v_i определяются отношением их мощностей h_i ко времени накопления t_i . Периоды денудации и перерывы в осадконакоплении характеризуются отрицательной и нулевой скоростью v_i соответственно.

В модели учитываются также теплофизические свойства пород и теплогенерация в накапливающихся осадках. Каждая стратиграфическая толща характеризуется теплофизическими параметрами: теплопроводностью λ_i , температуропроводностью a_i и плотностью тепловыделения радиоактивных источников в породах f_i (рис. 5).

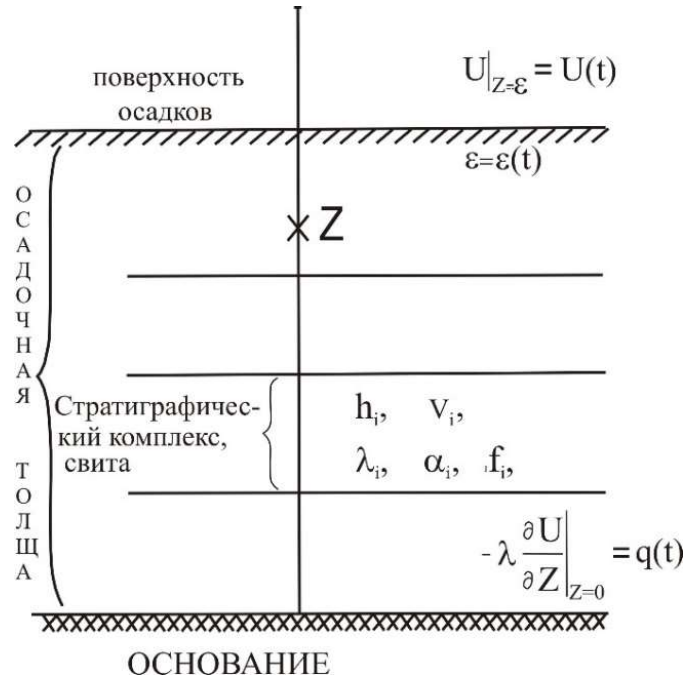


Рисунок 5 – Схематическое изображение слоистого осадочного разреза при палеотемпературном моделировании [25]. Расшифровка параметров приводится в пояснениях к уравнениям (1–3)

Метод палеотемпературного моделирования реализуется в два этапа. На первом этапе решается обратная задача геотермии для нахождения теплового потока. Решение задачи выполняется в предположении квазипостоянства значения плотности теплового потока из основания осадочного разреза на протяжении времени формирования осадочного бассейна. Тепловой поток подбирается методом наименьших квадратов таким образом, что разница между расчетными $U(Z_i, t, q)$ и экспериментально определенными T_i значениями температур в k_t точках на различных глубинах Z_i в различные моменты времени t стремится к минимуму:

$$\sum_{i=1}^{k_t} (U(Z_i, t, q) - T_i)^2 \rightarrow \min_q \quad (4)$$

В качестве экспериментально определенных температур используются пластовые температуры, полученные при испытаниях скважин, термограммы выстоявшихся скважин (метод ОГГ), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений отражательной способности витринита (ОСВ, R_{vt}^0). ОСВ характеризует температуру максимального прогрева, которому отложения подвергались за всю историю их существования, поэтому при использовании этих данных указывается время палеотемпературного максимума. Эти палеотемпературы напрямую используются в модели без каких-либо отдельных калибровок.

На втором этапе решается прямая задача геотермии с известным тепловым потоком для расчета геотемператур на любой этап геологического времени.

В такой постановке палеотемпературное моделирование ранее выполнялось для мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, в том числе и для территории исследования [76, 77]. В ходе решения обратной задачи геотермии определялся тепловой поток из основания мезозойско-кайнозойского осадочного разреза, который является квазистационарным с юрского времени [78]. Далее рассчитывались температуры в нефтематеринской баженовской свите, и выполнялся прогноз локализации и времени существования очагов генерации нефти.

Поставленные настоящим исследованием задачи и геологическое строение территории обуславливают необходимость выполнения совместного моделирования двух осадочных бассейнов: палеозойского и мезозойско-кайнозойского. Сложность такого моделирования связана с учетом энергетического эффекта тектоно-магматической активизации, предшествующей началу формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна. Следовательно, при выполнении палеотемпературного моделирования необходимо учитывать динамику изменяющегося во времени теплового потока.

Была предложена новая схема палеотемпературного моделирования, взявшая за основу существующую методику В.И. Исаева, но дополненная реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом. Первые результаты моделирования с использованием этой схемы продемонстрированы в [79]. Впоследствии схема дорабатывалась [80, 81].

3.1 Параметризация модели

Основой модели является литолого-стратиграфический разрез скважины (табл. 4, прил. А табл. А.1-А.10), дополненный теплофизическими параметрами: теплопроводностью, температуропроводностью и плотностью радиогенной теплогенерации.

Поскольку палеозойские отложения скважинами вскрываются лишь на небольшую глубину, литолого-стратиграфический разрез палеозойского осадочного бассейна реконструируется на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района [52].

В связи с фрагментарностью разреза позднеордовикской павловской толщи и условностью ее корреляции с другими отложениями в данной работе принято, что формирование палеозойского осадочного бассейна начинается в раннем силуре с накопления ларинской свиты. Сформировавшаяся в конце раннего палеозоя блоковая структура фундамента обусловила существование преимущественно двух типов осадконакопления: рифогенный тип – на карбонатных платформах и депрессионный – в разделяющих их депрессивных зонах. Тип осадконакопления устанавливался по данным стратиграфических и сейсмостратиграфических

исследований [3, 82–85 и др.]. Мощности и времена накопления стратиграфических толщ были приняты по данным [52].

На территории исследования было выявлено три перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует началу эйфельского века. Перерыв был выделен согласно работам [82, 84], временные границы – по [82]. Второй перерыв начался в московском веке [58]. Он соответствует завершающей тектонической фазе герцинской складчатости и сопровождается денудацией каменноугольных отложений. Длительность перерыва принята равной 36,6 млн лет, согласно [52]. Во время третьего (предъюрского) перерыва, начало которого совпадает с завершением активизации мантийного суперплюма, денудации подвергаются накопленные пермские, каменноугольные и позднедевонские отложения. В скважине Южно-Урманская 1 отложения размыты вплоть до раннедевонских. Возраст отложений, вскрытых в кровле палеозоя, принят по материалам отчетов ТФ ТФГИ СФО [111–115].

Параметризация разреза мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины (по материалам ТФ ТФГИ СФО).

Таблица 4 – Осадочный разрез скважины Лугинецкая 170, совмещающий литолого-стратиграфическую разбивку по данным бурения и реконструкции стратиграфического разреза палеозойского осадочного бассейна

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	19	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	19
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	5	20
	Некрасовская серия Pg ₃ nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	111	25
	Чеганская свита Pg ₂ 3hg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	42	136
	Люлинворская свита Pg ₂ ll (ипр-лотет)	54,8	41,7	13,1	60	178
	Талицкая свита Pg ₁ tl (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	28	238
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K ₂ gn (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	115	266
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	28	381
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	162	409
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	20	571

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Покурская свита K ₁₋₂ pk (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	790	591
	Алымская K _{1a1-2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	603	1381
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	61	1984
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	226	2045
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	14	2271
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	65	2285
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	137	2350
-	Размыв омеличской, табоганской и части лугинецкой свит	252,2	174,1	78,1	-754	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	170	-
-	Размыв елизаровской и среднеvasюганской свит	313,2	276,6	36,6	-320	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Среднеvasюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Табоганская свита C ₁ tb (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	484	-
D ₃ lg	Лугинецкая свита D ₃ lg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	747*	2487
D ₂	Герасимовская свита D ₂ gs (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	728	3134
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная толща D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	139	3862
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480**	4001
	Майзаская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	410	4481
	Большеичская свита S ₂ bl (горстий-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	4891
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	360	5100

*Показана мощность лугинецкой свиты, которая частично размыва (размыва мощность в модели 100 м).

**Показана мощность лесной свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 12 м).

Примечания

- Глубина реконструированного разреза 5460 м. Фактический забой скважины 4013 м.
- Серой заливкой в таблице выделены размывы девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтематеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Теплофизические свойства задаются согласно вещественному составу стратиграфических толщ (табл. 5). При отсутствии прямых определений теплопроводности пород наиболее доступным способом ее прогнозирования является использование зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [86]. Плотности стратиграфических толщ, слагающих разрез мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, лежат в диапазоне 2,02–2,46 г/см³ [87]. Теплопроводность для них была пересчитана по уравнениям (5–6) для преимущественно алевролито-аргиллитовых толщ и песчаных отложений соответственно [86].

$$\lambda = -0,36 + 0,82\rho \quad (5)$$

$$\lambda = -0,43 + 0,84\rho, \quad (6)$$

где λ – теплопроводность, Вт/м·град, ρ – плотность, г/см³.

Плотности пород палеозойского осадочного бассейна варьируют в диапазоне 2,46–2,67 г/см³ [87]. По составу эти породы представлены терригенными алевролито-аргиллитовыми разностями, известняками и эффузивами. Для задания коэффициентов теплопроводности коры выветривания и большеичской свиты, сложенной эффузивными породами, использовались экспериментально определенные значения для пород фундамента Западной Сибири из опубликованной базы данных [88].

Ввиду того, что разновозрастные известняки и аргиллиты в разрезе недостаточно охарактеризованы экспериментальными данными, коэффициенты теплопроводности для них с учетом плотностей были взяты по материалам [89] для пород старше триасового возраста. Тем не менее, расчетные значения согласуются с экспериментальными данными А.Д. Дучкова. Диапазон изменения экспериментально определенных коэффициентов теплопроводности для известняков составляет 2,24–4,33 Вт/м·°С [88], диапазон расчетных значений по [89] – 2,2–2,89 Вт/м·°С.

Коэффициенты температуропроводности для стратиграфических толщ обоих осадочных бассейнов рассчитаны по формуле:

$$a = \frac{\lambda}{\rho \cdot c}, \quad (7)$$

где c – удельная теплоемкость, Дж/кг·°С. Значения удельной теплоемкости определены согласно породным составам стратиграфических толщ по [90].

Для задания плотности тепловыделения радиоактивных источников отложений мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна в соответствии с породным составом использовались значения, определенные в работе [91] для Западно-Сибирской платформы. Для отложений палеозойского осадочного бассейна приняты значения, определенные для осадочного

чехла древней Сибирской платформы [91]. Радиогенная теплогенерация для стратиграфических толщ, сложенных глинистыми известняками и эффузивами, указывалась в соответствии с [90].

Таблица 5 – Теплофизические свойства стратиграфических толщ, слагающих разрез мезозойско-кайнозойского и палеозойского осадочных бассейнов

Стратиграфическая толща и ее возраст	Преимущественный литологический состав [52, 85, 116]	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·°С	Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с	Тепловыделение, 10 ⁻⁶ Вт/м ³
Четвертичные Q	Пески, супеси, глины, суглинки	2,02	1,27	7	0,77
Плиоценовые N ₂	Чередование песков, глин, алевролитов	2,07	1,31	7	0,77
Миоценовые N ₁		2,07	1,31	7	0,77
Некрасовская P _{g3nk}	Глины, пески с прослоями алевролитов	2,09	1,35	8	0,99
Чеганская P _{g 3-2hg}	Глины с прослоями песков	2,09	1,35	8	0,99
Люлинворская P _{g2ll}	Глины	2,09	1,35	8	0,99
Талицкая P _{g1tl}		2,09	1,35	8	0,99
Ганькинская P _{g1-K2gn}		2,11	1,37	8	0,99
Славгородская K _{2sl}		2,11	1,37	8	0,99
Ипатовская K _{2ip}		Песчаники и алевролиты с прослоями глин	2,18	1,40	8
Кузнецовская K _{2kz}	Глины	2,18	1,43	8	0,99
Покурская K _{1-2pk}	Чередование песчаников в сложном сочетании с крупными пачками глин и глинистых	2,26	1,49	8	0,99
Алымская K _{1a1-2}	Глины	2,39	1,60	8	0,99
Киялинская K _{1kls}		2,39	1,60	8	0,99
Тарская K _{1tr}	Песчаники	2,44	1,62	8	0,77
Куломзинская K _{1klm}	Глины аргиллитоподобные, линзообразные песчаники	2,44	1,64	8	0,99
Баженовская J _{3bg}	Битуминозные аргиллиты	2,42	1,62	7	5,16
Георгиевская J _{3gr}	Глины аргиллитоподобные	2,42	1,62	8	0,99
Васюганская J _{3vs}	Чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов	2,42	1,60	8	0,77
Наунакская J _{3nn}	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин	2,42	1,60	8	0,77
Тюменская J _{2tm}	Песчаники, алевролиты, аргиллиты с прослоями углей	2,46	1,64	8	0,77
Салатская J _{1-2sl}	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов	2,46	1,64	8	0,77
Тогурская J _{1tg}	Аргиллиты	2,46	1,66	8	2,30
Урманская J _{1ur}	Песчаники с прослоями гравелитов	2,46	1,64	8	0,77

Стратиграфическая толща и ее возраст	Преимущественный литологический состав [52, 85, 116]	Плотность, г/см ³	Теплопроводность, Вт/м·°С	Температуропроводность, 10 ⁻⁷ м ² /с	Тепловыделение, 10 ⁻⁶ Вт/м ³
Кора выветривания Т	Глинистые, глинисто-известковые, глинисто-кремнистые породы	2,22	2,13	11	1,39
Омеличская Р _{1-3om}	Аргиллиты	2,46	1,88	9	1,39
Елизаровская С _{2elz}	Известковые аргиллиты	2,46	1,88	9	1,39
Средневажюганская С _{1-2sv}	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	2,51	1,92	9	1,39
Табаганская С _{1tb}	Известняки, известняки глинистые, кремнеизвестняки	2,50	2,20	11	0,69
Кехорегская С _{1kh}	Алевролиты, аргиллиты	2,48	1,90	9	1,39
Лугинецкая D _{3lg}	Известняки	2,67	2,89	13	0,69
Чагинская D _{3cg}	Кремнеизвестняки, аргиллиты	2,58	2,52	12	0,89
Герасимовская D _{2gs}	Известняки	2,65	2,81	13	0,69
Чузикская D _{2cz}	Известняки глинистые	2,56	2,44	11	0,89
Надеждинская D _{1nd}	Известняки	2,66	2,85	13	0,69
Солоновская D _{1sl}		2,66	2,85	13	0,69
Мирная D _{1mr}	Известняки, аргиллиты	2,66	2,85	13	0,89
Армичевская D _{1rm}	Известняки глинистые	2,66	2,85	13	0,69
Кыштовская D _{1ks}	Известняки	2,66	2,85	13	0,89
Лесная D _{1ls}	Глинистые известняки, аргиллиты	2,61	2,65	12	0,89
Межовская S _{2mv}	Известняки	2,66	2,85	13	0,69
Майзасская S _{2mz}	Известняки, мергели, туфы, эффузивы	2,66	2,85	13	0,69
Большеейская S _{2bl}	Туфы, андезиты, базальтовые порфириды	2,66	2,76	13	0,43
Ларинская S _{1lr}	Известняки с линзами аргиллитов и песчаников	2,66	2,85	13	0,69

Температуру поверхности осадконакопления, как краевое условие математической модели, задает динамика палеоклимата для юго-востока Западной Сибири начиная с позднего ордовика (449,1–0 млн. лет назад) (рис. 6). С раннемелового времени (120–0 млн лет назад) используется вековой ход температур, построенный на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [92], с позднеордовикского до раннемелового времени (449,1–120 млн лет назад) – палеоклиматические реконструкции [93], основанные на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода.

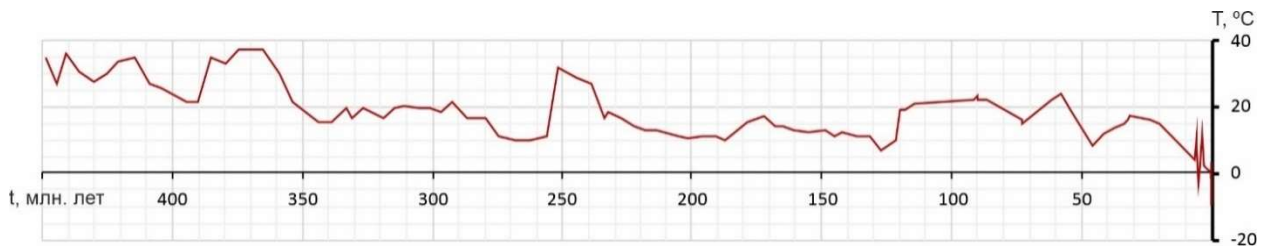


Рисунок 6 – Палеоклиматический график для юго-востока Западной Сибири по данным [92, 93]

3.2 Динамика теплового потока

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Экспериментальные данные о палеотермометрах, характеризующих температуры осадочного чехла в период до активизации мантийного плюма, получить невозможно ввиду того, что все органические и минеральные показатели палеотемператур характеризуют только максимальные температуры, то есть эпохи активизации плюма. Ранее было выдвинуто предположение о том, что величина теплового палеопотока скорее всего превосходит современную [32]. Поэтому принято, что тепловой поток, соответствующий периоду формирования палеозойского осадочного бассейна (силурийско-каменноугольный период 443,4–313,2 млн лет назад), постоянный и превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в два раза. Хочется отметить, что эта величина не оказывает влияние на самые значимые периоды термической истории палеозойского осадочного бассейна. Тем не менее величина теплового потока является достаточно высокой ($80\text{--}100\text{ мВт/м}^2$) для периода спокойного режима осадконакопления. Потоки более 100 мВт/м^2 характерны для зон современного вулканизма. Предполагается, что это позволит учесть возможность реализации нефтематеринскими отложениями своего генерационного потенциала еще на ранних этапах.

На реализацию активной схемы рифтогенеза требуется длительное время. В нашей модели проплавление континентальной литосферы до подошвы коры и ее растяжение происходит в период 313,2–250 млн лет назад, то есть за 63 млн лет, что согласуется с оценками других исследователей – 50–75 млн лет [60]. Тепловой поток этого периода характеризуется довольно резким возрастанием и математически описывается в соответствии с фазой растяжения в наиболее тщательно исследованной и применяемой модели изменения теплового потока при рифтогенезе McKenzie (1978) [90].

Максимум теплового потока приурочен к моменту активизации мантийного суперплюма 250 млн лет назад.

После этого наступает фаза охлаждения литосферы, сопровождающаяся резким снижением теплового потока. Математически снижение имеет экспоненциальную тенденцию [94] и занимает около 50 млн лет (250,0–201,3 млн лет назад).

С юрского времени, что соответствует началу формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, тепловой поток является квазистационарным [78].

Таким образом, тепловой поток рассчитывается в два этапа. На первом этапе для совместного разреза двух осадочных бассейнов решается обратная задача геотермии. В роли фактических измерений для построения моделей выступают температуры, полученные при испытаниях скважин (по материалам ТФ ТФГИ СФО), а также палеотемпературы, пересчитанные из определений ОСВ в мезозойско-кайнозойской части разреза. Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск).

Переход от измерений ОСВ в мезозойско-кайнозойской части разреза к температуре осуществляется по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» [95]. Диаграмма позволяет выявить соответствие между значениями ОСВ и температурами в достаточно узком диапазоне R°_{vt} 0,5–0,8 %. Температуры, рассчитанные по ОСВ, приурочены ко времени палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойской части разреза – 24 млн лет назад [96]. Это время соответствует максимальному прогибанию седиментационного бассейна в условиях теплого климата и предшествует резкому снижению среднегодовых температур в неогене.

Рассчитанная величина характеризует современный квазистационарный тепловой поток из основания палеозойского осадочного разреза и соответствует времени формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна (201,3–0 млн лет назад).

На втором этапе рассчитывается величина максимального теплового потока на период 250 млн лет назад. Это значение определяется температурами, пересчитанными из ОСВ в доюрской части разреза (время палеотемпературного максимума – 250 млн лет назад). На этом этапе переход от измерений ОСВ к температуре осуществляется по известной методике Easy%Ro [97], основанной на зависимости ОСВ от времени и температуры в диапазоне R°_{vt} 0,3–4,5 %.

Величина теплового потока в период формирования палеозойского осадочного бассейна (443,4–313,2 млн лет назад) рассчитывается путем увеличения современного теплового потока в 2 раза.

Далее составляется модель динамики теплового потока во времени (рис. 7) с количественным учетом возрастания в фазе растяжения литосферы (313,2–250 млн лет назад) и снижения в фазе охлаждения литосферы (250–201,3 млн лет назад).

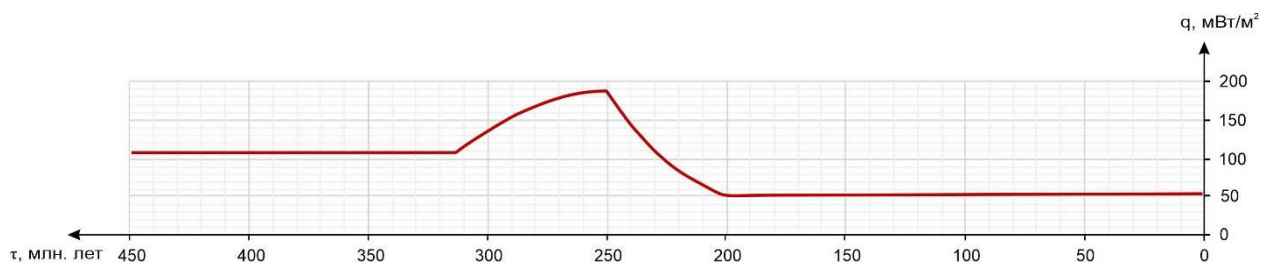


Рисунок 7 – График динамики теплового потока на примере скважины Лугинецкая 170

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рис. 8.

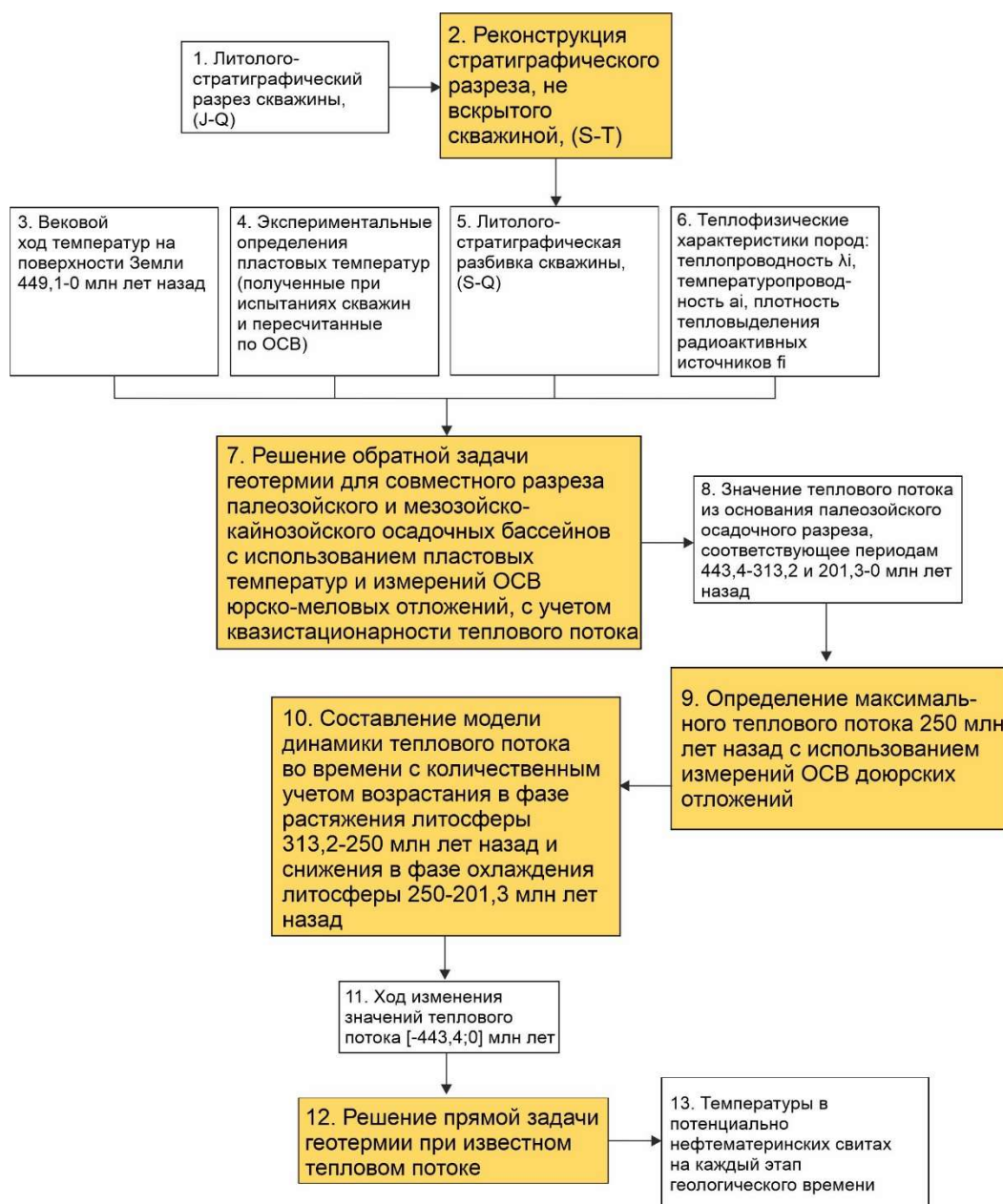


Рисунок 8 – Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ. Желтым цветом показаны этапы моделирования, белым – входные параметры модели и выходные данные

Решением прямых задач при известной динамике теплового потока рассчитываются температуры в каждой из нефтематеринских свит на ключевые моменты геологического времени. Анализ результатов моделирования выполняется исходя из динамики геотемператур в разрезе, начиная с силурийского времени.

3.3 Верификация палеотемпературных моделей

Для проведения палеотемпературного моделирования были выбраны 11 скважин Останинской (Лугинецкая 170, Сельвейкинская 2, Герасимовская 8, Останинская 438) и Чузикско-Чижапской (Северо-Калиновая 23, Калиновая 10, Калиновая 17, Нижнетабаганская 8, Нижнетабаганская 9, Урманская 5 и Южно-Урманская 1) групп месторождений. Выбор скважин обусловлен наличием литолого-стратиграфических разбивок скважин, экспериментально определенных температур как в мезозойско-кайнозойской, так и в палеозойской частях разреза, а также результатов пластовых испытаний.

Основным критерием корректности расчета теплового потока выступает оптимальная невязка расчетных геотемператур с измеренными. Невязка считается оптимальной, когда средняя квадратичная разность расчетных и экспериментально определенных (измеренных) значений равна погрешности наблюдений.

Большинство замеров температур в поисково-разведочных скважинах выполнено с использованием максимальных ртутных термометров ТП-7, которые характеризуются погрешностью измерений 0,1–0,5 °С [98]. Погрешность измерения отражательной способности витринита в иммерсии в мезокатагенезе составляет 0,01 % [14]. При переходе от R_{vt}^0 к температурам по диаграмме «Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона» погрешность составляет $\pm 1,33$ °С, по методике Easy%Ro – $\pm 1,00$ °С.

Таким образом, статистически установленная погрешность наблюдений составляет не выше ± 2 °С. Именно эта величина была принята как оптимальная невязка геотемператур.

При решении обратной задачи геотермии на первом этапе среднеквадратическая погрешность геотемператур в скважине Северо-Калиновая 23 составляет ± 4 °С, в скважинах Лугинецкая 170 и Нижнетабаганская 8 – ± 3 °С, а в остальных не превышает уровень оптимальной невязки ± 2 °С. На втором этапе расчеты во всех одиннадцати скважинах соответствуют уровню оптимальной невязки (табл. 6). Согласованность расчетных температур с измеренными в скважине Лугинецкая 170 также продемонстрирована на рис. 9, а для остальных скважин – в прил. Б на рис. Б.1-Б.10.

Таблица 6 – Результаты двухэтапного расчета теплового потока в скважинах. Сходимость измеренных и расчетных температур

Стратиграфическая принадлежность / современная глубина (глубина на период 250 млн лет назад), м	Температура, °С				Рассчитанные <i>современные</i> и максимальные значения теплового потока, мВт/м ² / глубина положения основания палеозойского осадочного разреза, м
	измеренная		расчетная	Разница расчётной и измеренной	
	по пластовым испытаниям	по ОСВ (R°_{VI})			
Герасимовская 8 (Г-8)					
Т / 2837	102	-	102	0	51 / 6015
Т / 2858	102	-	102	0	
Т / 2862	103	-	103	0	
С _{1тб} / 2936 (985)	-	142 (1,17)	142	0	226 / 4064
Калиновая 10 (К-10)					
J _{3vs} / 2575	-	99 (0,64)	99	0	45 / 5451
D _{2cg} / 3067 (1004)	-	139 (1,10)	139	0	218 / 3388
Калиновая 17 (К-17)					
J _{2tm} / 2840	89	-	89	0	44 / 5879
D _{2gr} / 3026 (1045)	-	137 (1,10)	137	0	215 / 3898
Лугинецкая 170 (Л-170)					
J _{2tm} / 2355	82	-	88	+6	54 / 5460
D _{2gs} / 3152	106	-	105	-1	
D _{2gs} / 3514	113	-	113	0	
D _{2gs} / 3612	117	-	114	-3	
D _{2gs} / 3677	117	-	116	-1	
D _{2gs} / 3850	119	-	119	0	
D _{2gs} / 3275 (1541)	-	146 (1,20)	148	+2	186 / 3726
D _{2gs} / 3307 (1573)	-	152 (1,30)	150	-2	
D _{2gs} / 3448 (1714)	-	158 (1,40)	159	+1	
D _{2gs} / 3453 (1719)	-	158 (1,40)	160	+2	
D _{2gs} / 3531 (1797)	-	168 (1,60)	165	-3	
Нижнетабаганская 8 (Н-8)					
J _{3vs} / 2610	80	-	83	+3	44 / 6514
J _{2tm} / 2777	84	-	88	+4	

Стратиграфическая принадлежность / современная глубина (глубина на период 250 млн лет назад), м	Температура, °С				Рассчитанные <i>современные</i> и максимальные значения теплового потока, мВт/м ² / глубина положения основания палеозойского осадочного разреза, м
	измеренная		расчетная	Разница расчётной и измеренной	
	по пластовым испытаниям	по ОСВ ($R^{°_{\text{вт}}}$)			
J _{2tm} / 2861	-	107 (0,70)	106	-1	232 / 4473
J _{2tm} / 2945	94	-	92	-1	
D _{3lg} / 2985	97	-	94	-3	
D _{3lg} / 3080 (1039)	-	145 (1,20)	145	0	
Нижнетабаганская 9 (Н-9)					
J _{3gr} / 2601	-	92 (0,59)	95	+3	42 / 6763
J _{3vs} / 2620	-	95 (0,61)	95	0	
J _{2tm} / 2705	84	-	82	-2	
J _{2tm} / 2808	86	-	85	-1	
C _{1tb} / 3070 (970)	-	140 (1,10)	142	+2	229 / 4663
C _{1tb} / 3075 (975)	-	145 (1,17)	143	-2	
Останинская 438 (О-438)					
K _{1kl} / 2119	77	-	79	+2	52 / 5446
J _{3nn} / 2512	94	-	93	-1	
J _{2tm} / 2570	94	-	95	+1	
J _{2tm} / 2704	-	115 (0,76)	114	-1	
D _{3cg} / 2850 (992)	-	134 (1,10)	134	0	206 / 3588
Северо-Калиновая 23 (С-К-23)					
J _{2tm} / 2858	94	-	94	0	46 / 6164
J _{2tm} / 3000	103	-	98	-5	
J _{3bg} / 2580	-	96 (0,62)	102	+6	
D _{3cg} / 3066 (1080)	-	152 (1,30)	152	0	222 / 4178
Сельвейкинская 2 (С-2)					
J _{3bg} / 2579	-	89 (0,57)	89	0	39 / 5641
J _{3vs} / 2623	-	89 (0,57)	90	+1	
J _{2tm} / 2808	-	96 (0,62)	95	-1	
D _{3cg} / 3106 (1053)	-	146 (1,20)	146	0	219 / 3588
Урманская 5 (У-5)					

Стратиграфическая принадлежность / современная глубина (глубина на период 250 млн лет назад), м	Температура, °С				Рассчитанные <i>современные</i> и максимальные значения теплового потока, мВт/м ² / глубина положения основания палеозойского осадочного разреза, м
	измеренная		расчетная	Разница расчётной и измеренной	
	по пластовым испытаниям	по ОСВ ($R^{°_{vt}}$)			
J _{1-2sl} / 3044	99	-	98	-1	45 / 6472
J _{1tg} / 3080	99	-	100	+1	
D _{3lg} / 3117 (1038)	-	140 (1,12)	140	0	258 / 4393
Южно-Урманская 1 (Ю-У-1)					
J _{1-2sl} / 3090	-	111 (0,73)	113	+2	45 / 4457
J _{1ur} / 3138	99	-	97	-2	
D _{1rm} / 3181 (933)	-	126 (0,97)	126	0	271 / 2209
D _{1rm} / 3203 (955)	-	128 (1,00)	128	0	

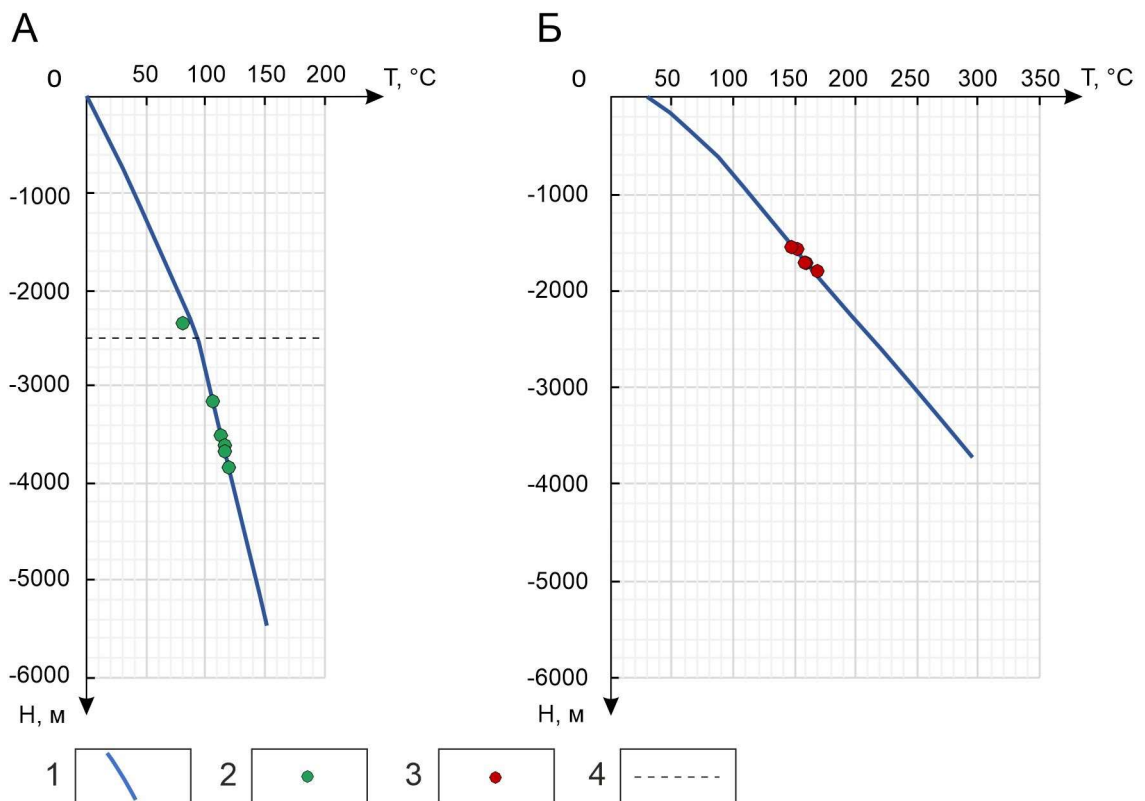


Рисунок 9 – Графики сходимости расчетных и измеренных геотемператур в скважине Лугинецкая 170 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (Б): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – определенные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла.

Точность расчета теплового потока напрямую зависит от погрешности определения температур. Так при увеличении и уменьшении исходных измеренных температур на величину

невязки геотемператур – 4 °С в скважине Северо-Калиновая 23 на первом этапе расчетов величина теплового потока изменяется на ± 2 мВт/м². При соответствии оптимальной невязке геотемператур погрешность расчетов теплового потока на первом этапе не превышает ± 1 мВт/м².

На втором этапе при соответствии оптимальной невязке геотемператур погрешность расчетов теплового потока не превышает ± 3 –6 мВт/м² и в основном составляет ± 4 мВт/м². Погрешности определения современного и максимального тепловых потоков довольно сильно отличаются. Это объясняется тем, что 250 млн лет назад существовал гораздо больший температурный градиент.

Анализ показывает, что современные значения теплового потока из основания палеозойского осадочного разреза территории хорошо согласованы между собой (рис. 10А). Поведение изолиний повторяет контуры аномалий на карте теплового потока из основания мезозойско-кайнозойского осадочного разреза (рис. 11) [99]. На обеих картах (рис. 10А, 11) в районе Сельвейкинской площади бурения наблюдается высокоамплитудная отрицательная аномалия. Положительная аномалия, локализованная вокруг Останинской и Герасимовской площадей, имеет вытянутую на запад форму. Распределение теплового потока Чузикско-Чижапской группы месторождений, сконцентрированной в Межовском срединном массиве, безаномально и замыкается изолинией 45 мВт/м².

Распределение максимальных тепловых потоков на период 250 млн лет назад характеризуется равномерным возрастанием значений по направлению от скважины Лугинецкая 170 к скважине Южно-Урманская 1 (рис. 10Б). Это, по всей видимости, свидетельствует о высокой интенсивности тектоно-магматических процессов в районе Урманского месторождения, расположенного у юго-западного окончания формирующегося Усть-Тымского рифта.

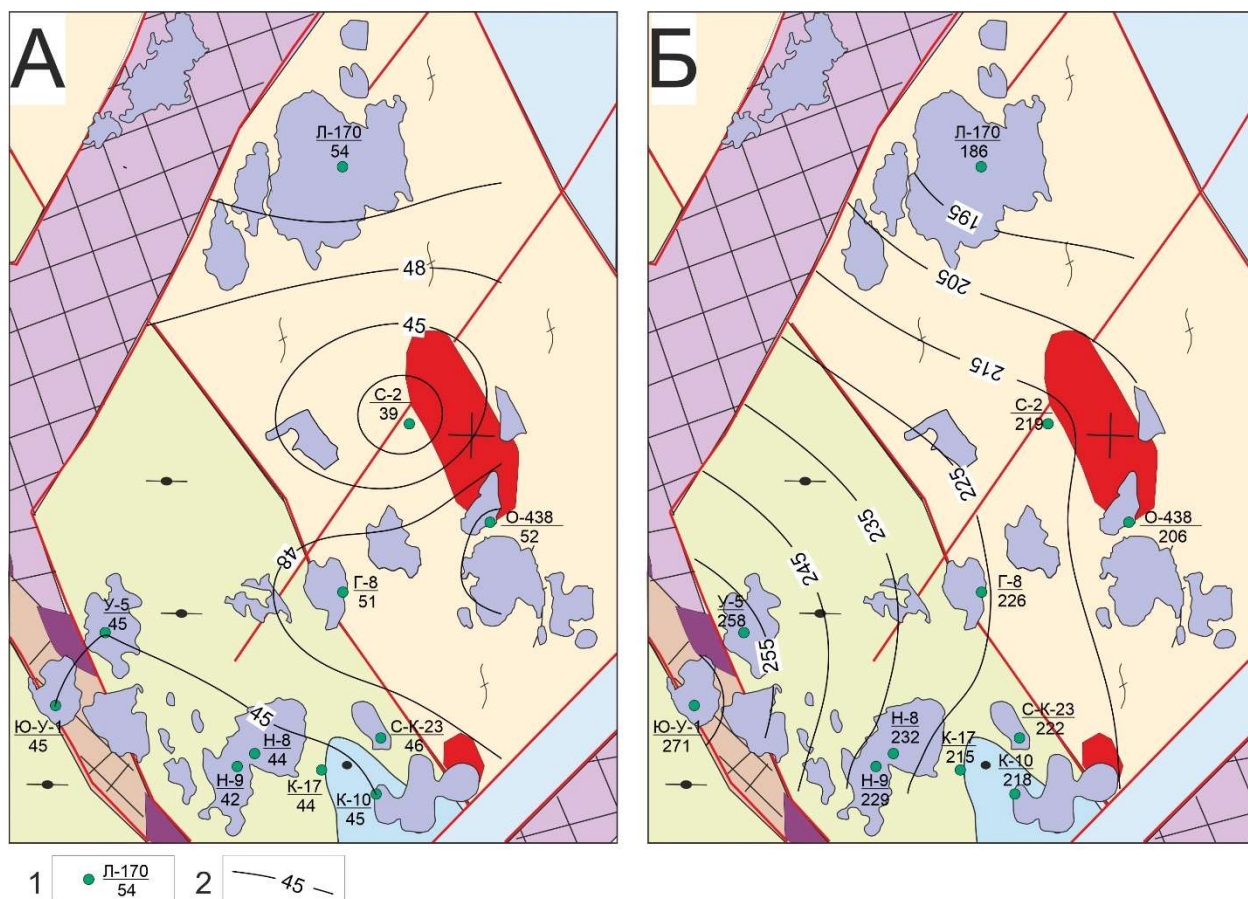


Рисунок 10 – Схематические карты: А – современного, Б – максимального, – теплового потока из основания палеозойского осадочного разреза: 1 – скважина: в числителе – условный номер скважины, в знаменателе – величина теплового потока, мВт/м²; 2 – изолинии теплового потока, мВт/м². Остальные условные обозначения те же, что и на рис. 4. Расшифровка условных номеров скважин приведена в табл. 6

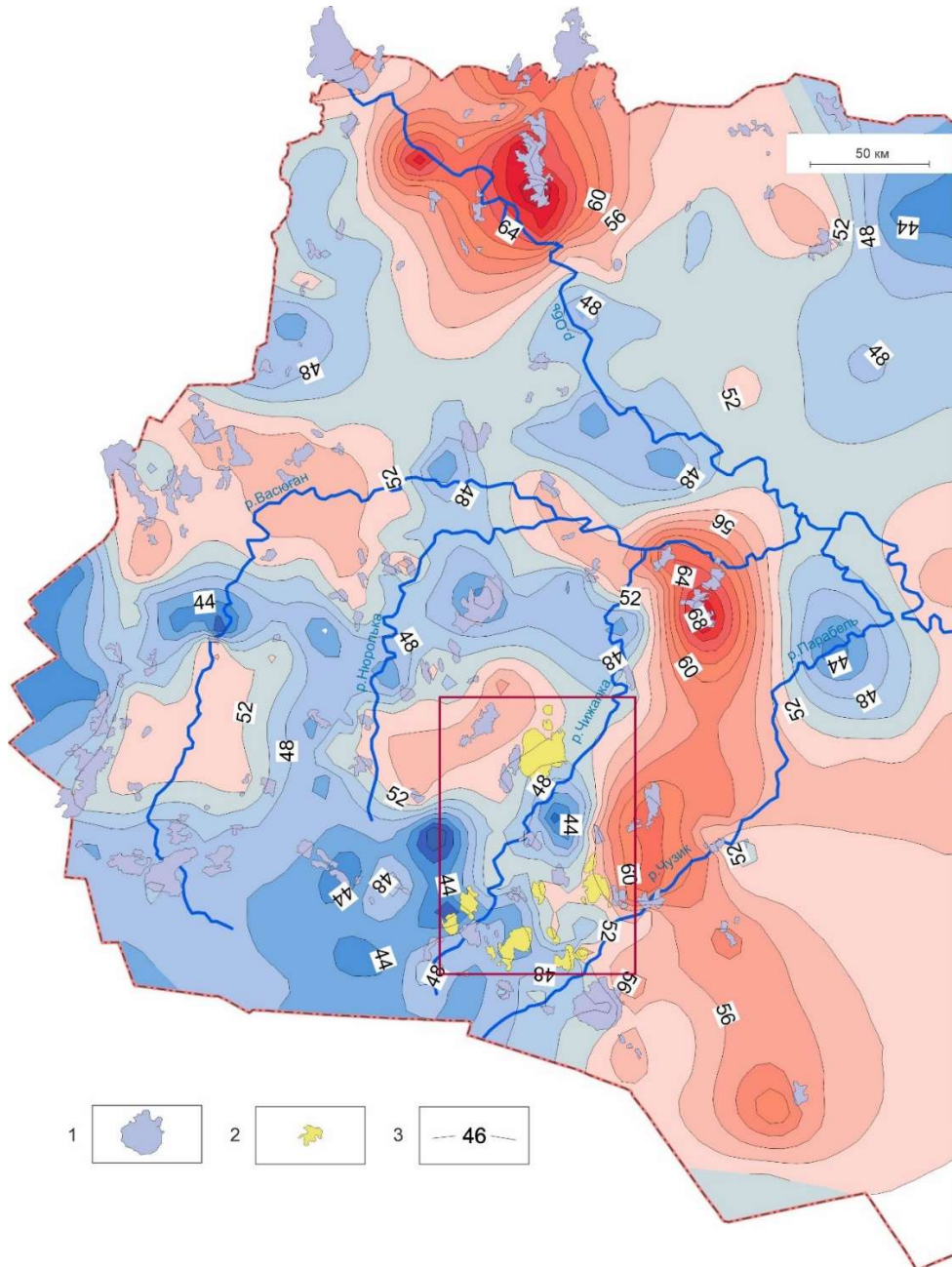


Рисунок 11 – Схематическая карта распределения теплового потока в западной части Томской области по [99]: 1 – месторождения углеводородов; 2 – месторождения Останинской и Чузыкско-Чижапской групп месторождений; 3 – изолинии теплового потока, мВт/м². Красным прямоугольником показан контур территории исследования.

Выводы:

А. Достичь поставленных настоящим исследованием задач с использованием существующей методики палеотемпературного моделирования В.И. Исаева не представляется возможным, поскольку выполнение совместного моделирования палеозойского и мезозойско-кайнозойского осадочных бассейнов требует учета динамики изменяющегося во времени теплового потока.

Б. Предложенная новая схема палеотемпературного моделирования, взявшая за основу методику В.И. Исаева, но дополненная реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом, позволяет восстанавливать термическую историю отложений вплоть до раннесилурийского времени.

В. Основу модели составляет реконструированный с раннесилурийского времени литолого-стратиграфический разрез скважины, дополненный теплофизическими параметрами отложений: теплопроводностью, температуропроводностью и плотностью радиогенной теплогенерации. Термическая история восстанавливается с учетом динамики палеоклимата для юго-востока Западной Сибири и динамики реконструированного теплового потока. Расчет теплового потока выполняется по экспериментально определенным пластовым температурам, полученным в ходе пластовых испытаний и рассчитанным по отражательной способности витринита как в мезозойско-кайнозойской, так и палеозойской частях разреза.

Г. Корректность результатов моделирования подтверждается соответствием критерию оптимальной невязки при расчете теплового потока как на первом этапе, так и на втором: невязка расчетных и измеренных температур для большинства скважин не превышает ± 2 °С.

Д. Погрешность расчетов современного теплового потока не превышает $\pm 1-2$ мВт/м². При расчете максимального теплового потока на период 250 млн лет назад погрешность расчетов теплового потока не превышает $\pm 3-6$ мВт/м². Распределение современного теплового потока из основания палеозойского осадочного разреза согласуется с картой теплового потока запада Томской области. Величины максимального теплового потока распределены по территории равномерно.

Содержание раздела и выводы обосновывают первое защищаемое положение: *«Разработанная на базе методики В.И. Исаева схема одномерного палеотемпературного моделирования, включающая двухэтапную реконструкцию теплового потока, позволяет восстанавливать термическую историю отложений вплоть до раннесилурийского времени. Моделирование предполагает использование экспериментально определенных пластовых температур, выполнение реконструкции литолого-стратиграфического разреза скважины, учет теплофизических параметров отложений и динамики палеоклимата. Корректность результатов подтверждается соответствием критерию оптимальной невязки при расчете теплового потока: невязка расчетных и измеренных температур для большинства скважин не превышает ± 2 °С».*

Материалы раздела опубликованы в [81].

4 АНАЛИЗ ТЕРМИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ

Органическое вещество очень чувствительно к малейшим изменениям температуры, которые приводят к необратимым реакциям при его созревании. Следовательно, параметры зрелости органического вещества зависят от максимальной температуры и эффективного времени прогрева вмещающих толщ [14].

Таким образом, ключевыми факторами, контролирующими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ). По общераспространенному мнению, ГФН охватывает градации катагенеза МК₁¹–МК₂: битумообразование достигает максимальной интенсивности в раннем мезокатагенезе (градации МК₁¹⁻²) и снижается к границе МК₂–МК₃¹ [14]. Значительное повышение интенсивности генерации метана (ГФГ) было установлено на последующих за ГФН грациях катагенеза (МК₃¹–АК₁) [100]. Преобразованность органического вещества в ГФН оценивается по ОСВ $R_{vt}^{\circ} = 0,60\text{--}1,15\%$, в ГФГ – $R_{vt}^{\circ} = 1,15\text{--}2,00\%$ [14]. Соответственно, для анализа термической истории предлагается использовать в качестве граничных значений диапазоны геотемператур для ГФН – 90–145 °С, для ГФГ – 145–190 °С (табл. 7) (перевод ОСВ в температуры осуществлен по методике Easy%Ro [97]). При высокой преобразованности отложений $R_{vt}^{\circ} > 3,0\%$ залежи УВ не встречаются [14], поэтому принято, что температуры выше 220 °С являются разрушительными для УВ.

Таблица 7 – Геотемпературные границы ГФН и ГФГ

-	Градации катагенеза	$R_{vt}^{\circ}, \%$ (на начало градации) [14]	Температура, °С
ГФН	МК ₁ ¹	0,50	80
	МК ₁ ²	0,65	100
	МК ₂	0,85	125
ГФГ	МК ₃ ¹	1,15	145
	МК ₃ ²	1,50	165
-	АК ₁	2,00	185

При этом важно понимать, что глубинная часть осадочного чехла, в которой прошла ГФГ, почти совершенно лишена образовавшихся в ней на предыдущих этапах жидких УВ и характеризуется распространением газовых залежей – продуктов заключительного этапа

генерации УВ при катагенезе органического вещества [14].

Оценка возможности аккумуляции и сохранности УВ в доюрских резервуарах дается в результате сопоставления периодов существования очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой фанерозойской потенциально нефтематеринской свите и времени формирования доюрских резервуаров.

Нефтегазоносность палеозойского осадочного бассейна связана с резервуарами коры выветривания и внутреннего палеозоя. Резервуар коры выветривания (горизонт М) формируется в период с 213 млн. лет назад и до конца предъюрского перерыва в осадконакоплении. Резервуар верхней части внутреннего палеозоя (горизонт М₁) обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания. Вторичные коллекторы сформировались не раньше 213 млн лет назад.

В качестве нефтематеринских свит рассматриваются баженовская (*J₃bg*), тюменская (*J₂tm*), тогурская (*J₁tg*), лугинецкая (*D₃lg*), чагинская (*D₃cg*), чузикская (*D₂cz*), мирная (*D₁mr*), кыштовская (*D₁ks*) и ларинская (*S₁lr*). Баженовская и тюменская свиты вскрыты повсеместно. Тогурская свита присутствует только в разрезах скважин Урманская 5 и Южно-Урманская 1. Что касается палеозойского осадочного разреза, то распространение нефтематеринских свит здесь определяется фациальной изменчивостью, кроме ларинской свиты, которая, как предполагается [52], накапливалась повсеместно. В рифогенном типе палеозойского разреза встречаются лугинецкая и кыштовская свиты, в депрессионном – чагинская, чузикская и мирная свиты.

4.1 Герасимовское месторождение

Герасимовское месторождение расположено на границе Межовского срединного массива и Васюган-Пудинского антиклинория (рис. 4). По отложениям мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Герасимовская структура находится в зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины и Пудинского мезоподнятия (рис. 3).

Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение относится к многопластовым со сложным геологическим строением. Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с резервуарами доюрского (пласты М, М₁), нижнеюрского (пласты Ю₁₄, Ю₁₅), среднеюрского (пласты Ю₁₂, Ю₁₁, Ю₂) и верхнеюрского (пласты Ю₁¹⁻², Ю₁³, Ю₁⁴) НГК.

На Герасимовском месторождении моделирование выполнялось для скважины № 8. Нижняя часть палеозойского осадочного разреза этой скважины (до среднедевонского отдела) представлена отложениями депрессионного типа, а верхняя – рифогенного (прил. А табл. А.1). В кровле палеозоя скважина вскрыла табаганскую свиту раннего карбона [112], перекрытую корой

выветривания мощностью 40 м. Мезозойско-кайнозойский осадочный разрез начинает формироваться в аалене с накопления тюменской свиты.

При анализе будет рассмотрена термическая история баженовской, тюменской, лугинецкой, мирной и ларинской свит (табл. 8, рис. 12).

Таблица 8 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Герасимовская 8

Время, млн. лет назад	Палео-климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J _{3bg})	Тюменская (J _{2tm})	Лугинецкая (D _{3lg})	Мирная (D _{1mr})	Ларинская (S _{1lr})
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	51	92 (2520)	98 (2710)	109 (3160)	131 (4360)	159 (5840)
1,6	1	51	93 (2500)	100 (2700)	110 (3140)	133 (4340)	161 (5820)
4,7	3	51	95 (2490)	102 (2690)	113 (3130)	135 (4330)	163 (5810)
24,0	16	51	105 (2440)	112 (2640)	122 (3080)	144 (4280)	172 (5760)
32,3	16	51	100 (2320)	106 (2520)	117 (2960)	139 (4160)	167 (5640)
41,7	12	51	94 (2280)	100 (2480)	111 (2920)	133 (4120)	160 (5600)
54,8	19	51	100 (2220)	106 (2420)	117 (2860)	139 (4060)	167 (5540)
61,7	22	51	101 (2200)	107 (2400)	118 (2840)	140 (4040)	168 (5520)
73,2	16	51	91 (2090)	97 (2290)	108 (2730)	130 (3930)	158 (5410)
86,5	22	51	94 (2050)	101 (2250)	111 (2690)	133 (3890)	161 (5370)
89,8	22	51	88 (1870)	95 (2070)	105 (2510)	128 (3710)	155 (5190)
91,6	22	51	85 (1860)	91 (2060)	102 (2500)	124 (3700)	152 (5180)
114,1	21	51	54 (980)	60 (1170)	71 (1620)	93 (2820)	121 (4290)
116,3	18	51	53 (980)	59 (1170)	69 (1610)	92 (2810)	119 (4290)
120,2	19	51	50 (970)	57 (1170)	67 (1610)	89 (2810)	116 (4290)
132,4	14	51	23 (350)	30 (550)	41 (990)	63 (2190)	90 (3670)
136,1	10	51	21 (260)	27 (460)	38 (900)	60 (2100)	88 (3580)
145,8	12	51	13 (10)	19 (210)	30 (650)	52 (1850)	80 (3330)
151,2	14	51	-	20 (190)	30 (630)	53 (1830)	80 (3310)
156,6	14	51	-	19 (180)	30 (630)	52 (1830)	80 (3310)
162,9	15	51	-	18 (120)	29 (560)	51 (1760)	79 (3240)
174,1	17	51	-	-	24 (330)	47 (1530)	74 (3000)
213,0	14	72	-	-	22 (290)	54 (1490)	93 (2960)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
229,1	18	120	-	-	53 (690)	104 (1890)	168 (3360)
239,2	26	164	-	-	96 (940)	166 (2140)	252 (3620)
242,0	28	173	-	-	110 (1010)	186 (2210)	280 (3680)
250,0	31	226	-	-	160 (1200)	256 (2400)	377 (3880)
252,2	32	225	-	-	159 (1210)	255 (2410)	375 (3880)
276,6	14	204	-	-	108 (1010)	195 (2210)	304 (3680)
313,2	20	102	-	-	73 (1090)	117 (2290)	171 (3760)
320,2	17	102	-	-	61 (940)	105 (2140)	160 (3620)
326,2	20	102	-	-	50 (690)	94 (1890)	149 (3360)
358,9	30	102	-	-	37 (200)	81 (1400)	136 (2880)
382,7	34	102	-	-	-	71 (1000)	125 (2480)
390,5	22	102	-	-	-	29 (200)	84 (1680)
407,6	27	102	-	-	-	-	74 (1280)
419,2	34	102	-	-	-	-	63 (800)
427,4	29	102	-	-	-	-	36 (180)
<p>Примечания</p> <p>1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).</p> <p>2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.</p>							

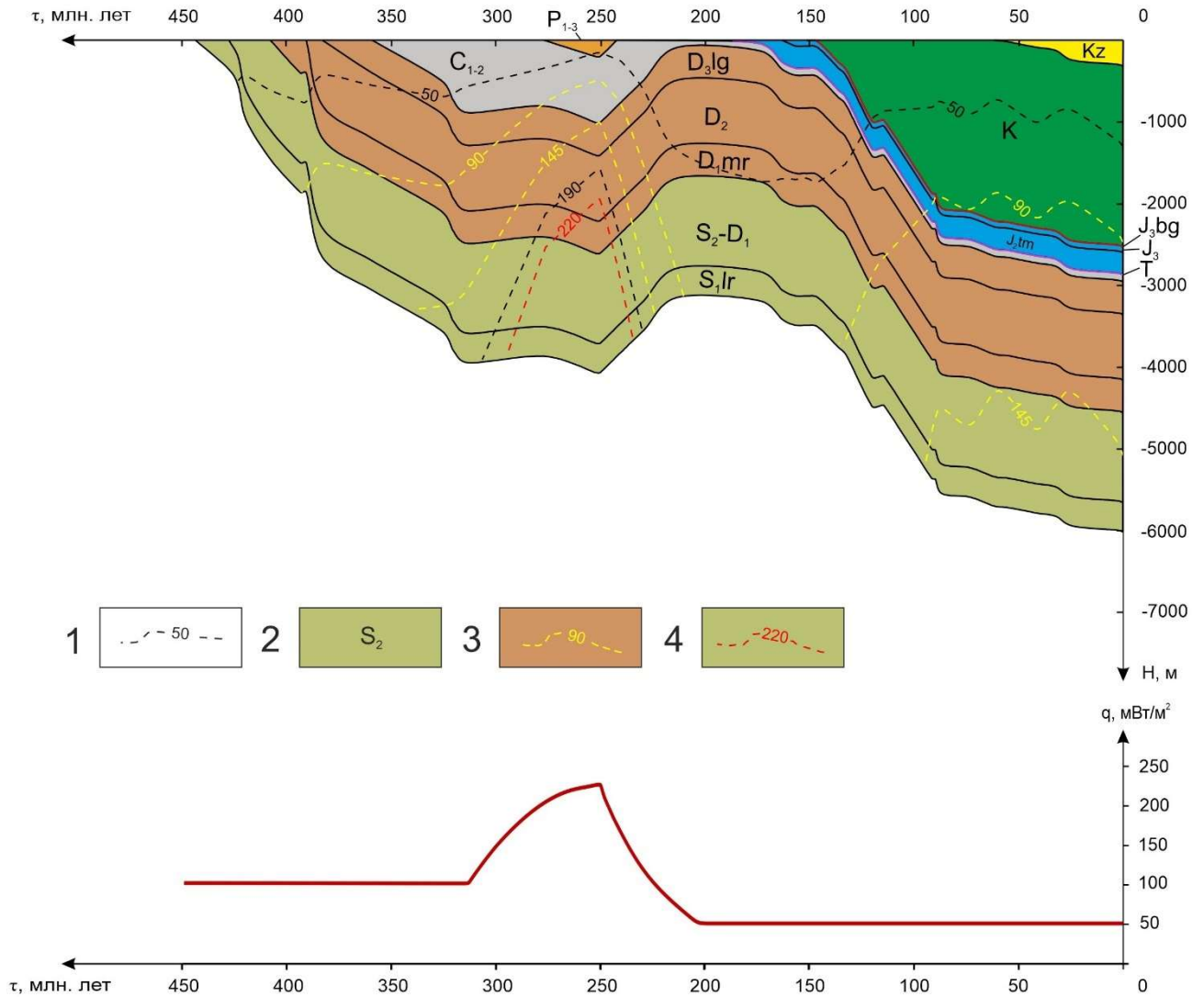


Рисунок 12 – Палеорекоkonструкции тектонической и термической истории в районе скважины Герасимовская 8: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Результаты палеотемпературного моделирования показывают, что ларинская (*S₁lr*) и мирная (*D₁mr*) свиты подвергались воздействию разрушительных для УВ температур, достигающих 377 и 256 °С соответственно. Поэтому эти свиты не могут рассматриваться в качестве возможных источников генерации УВ, заполняющих ловушки в доюрских отложениях.

Лугинецкая (*D₃lg*) свита 277 млн лет назад входит в ГФН. Далее температуры продолжают расти, и к 250 млн лет назад практически весь разрез лугинецкой свиты прогрелся до температур, соответствующих ГФГ. В период палеотемпературного максимума лугинецкая свита от кровли до подошвы находилась в диапазоне температур 144–176 °С. Следовательно, верхние 11 м свиты продолжили находиться в ГФН. С учетом этого обстоятельства, а также того, что свита не

подвергалась воздействию разрушительных температур, можно предположить существование лугинецких очагов генерации нефти и газа.

Тюменская (J_{2tm}) свита входит в ГФН 92 млн лет назад, а баженовская (J_{3bg}) – 87 млн лет назад. Обе свиты находятся в ГФН до сих пор, поэтому могут рассматриваться в качестве источников генерации нефти.

Таким образом, в термической истории скважины Герасимовская 8 выявлены периоды существования благоприятного температурного режима для генерации газа в лугинецкой свите и нефти в лугинецкой, тюменской и баженовской свитах.

4.2 Калиновое месторождение

Калиновое месторождение расположено в Межовском срединном массиве на границе с Васюган-Пудинским антиклинорием (рис. 4). По отложениям мезозойско-кайнозойского чехла оно приурочено к Чузикско-Чижапской мезоседловине (рис. 3).

Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение является многопластовым и многозалежным. В результате изучения перспектив нефтегазоносности было открыто 5 залежей углеводородов с различным фазовым состоянием, связанных с пластами Ю₁¹ – газоконденсатная с нефтяной оторочкой, Ю₃ и Ю₄ – газоконденсатные, Ю₇ и М – нефтяные.

Для моделирования по критерию наличия фактических температур были отобраны скважины Калиновая 10 и Калиновая 17. Скважина Калиновая 10 пробурена в западной части Калиновой структуры. Скважина Калиновая 17 пробурена еще западнее – на склоне Хатчинского локального поднятия. Поднятие вытянуто в северо-восточном направлении и осложнено двумя куполами.

В районе скважины Калиновая 10 получил развитие депрессионный тип палеозойского осадочного разреза, в кровле которого вскрыта позднедевонская чагинская свита [115]. Палеозойский разрез перекрыт мощной корой выветривания кремнисто-глинистого состава (прил. А табл. А.2).

В среднем девоне в районе скважины Калиновая 17 произошла кратковременная смена условий осадконакопления – вместо верхней подсвиты чузикской свиты накапливалась герасимовская свита (D_{2gr2-3}), которая была вскрыта в кровле палеозойских отложений [115]. Чагинская свита была размита в полном объеме. Палеозойский разрез также перекрыт корой выветривания мощностью 14 м (прил. А табл. А.3).

Ввиду повышенного рельефа тогурская свита не накапливалась [114, 115]: в разрезах обеих скважин мезозойско-кайнозойский разрез начинается с отложений тюменской свиты.

Принимая во внимание особенности геологического разреза скважин, при анализе будет рассмотрена термическая история баженовской, тюменской, чагинской (в скважине Калиновая 10), чузикской, мирной и ларинской свит (табл. 9, 10, рис. 13, 14).

Таблица 9 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Калиновая 10

Время, млн. лет назад	Палео-климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
0,0	0	45	82 (2530)	88 (2730)	95 (3070)	103 (3480)	111 (3910)	133 (5230)
1,6	1	45	84 (2510)	89 (2710)	97 (3050)	105 (3460)	113 (3890)	135 (5210)
4,7	3	45	86 (2510)	92 (2710)	100 (3050)	107 (3460)	115 (3890)	137 (5210)
24,0	16	45	98 (2510)	104 (2710)	111 (3040)	119 (3450)	127 (3890)	149 (5200)
32,3	16	45	94 (2400)	99 (2600)	107 (2930)	115 (3340)	122 (3780)	144 (5090)
41,7	12	45	87 (2350)	93 (2550)	101 (2890)	108 (3300)	116 (3730)	138 (5050)
54,8	19	45	94 (2310)	100 (2510)	107 (2840)	115 (3250)	123 (3690)	145 (5000)
61,7	22	45	95 (2270)	101 (2470)	108 (2800)	116 (3210)	124 (3650)	145 (4960)
73,2	16	45	85 (2150)	91 (2350)	98 (2680)	106 (3090)	114 (3530)	136 (4840)
86,5	22	45	88 (2100)	94 (2310)	101 (2640)	109 (3050)	117 (3480)	139 (4800)
89,8	22	45	82 (1910)	88 (2110)	96 (2450)	104 (2860)	112 (3290)	133 (4600)
91,6	22	45	79 (1890)	85 (2090)	92 (2420)	100 (2840)	108 (3270)	130 (4580)
114,1	21	45	51 (1000)	57 (1200)	64 (1530)	72 (1940)	80 (2380)	102 (3690)
116,3	18	45	50 (1000)	56 (1200)	63 (1530)	71 (1940)	79 (2380)	100 (3690)
120,2	19	45	48 (1000)	54 (1200)	61 (1530)	68 (1940)	76 (2380)	98 (3690)
136,1	10	45	19 (250)	25 (450)	33 (790)	41 (1200)	48 (1630)	70 (2950)
145,8	12	45	13 (10)	19 (210)	26 (550)	34 (960)	42 (1390)	64 (2700)
151,2	14	45	-	19 (190)	27 (520)	34 (930)	42 (1370)	64 (2680)
162,9	15	45	-	17 (100)	25 (430)	33 (840)	40 (1280)	62 (2590)
174,1	17	45	-	-	22 (240)	30 (650)	38 (1080)	60 (2400)
213,0	14	66	-	-	19 (180)	30 (580)	41 (1020)	73 (2330)
218,8	14	78	-	-	22 (240)	38 (720)	51 (1150)	89 (2460)
238,0	23	148	-	-	73 (670)	101 (1140)	127 (1580)	197 (2890)
243,3	29	174	-	-	97 (790)	131 (1260)	160 (1700)	244 (3010)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
250,0	31	218	-	-	133 (940)	175 (1410)	212 (1850)	316 (3160)
252,2	32	216	-	-	132 (940)	174 (1420)	209 (1850)	312 (3160)
276,6	14	194	-	-	89 (790)	126 (1260)	158 (1700)	250 (3010)
291,2	21	161	-	-	90 (870)	121 (1340)	149 (1780)	225 (3090)
313,2	20	91	-	-	66 (990)	83 (1460)	99 (1900)	142 (3210)
320,2	17	91	-	-	57 (870)	74 (1340)	90 (1780)	133 (3090)
326,2	20	91	-	-	50 (670)	67 (1140)	83 (1580)	126 (2890)
358,9	30	91	-	-	39 (240)	57 (720)	72 (1150)	115 (2460)
382,7	34	91	-	-	-	43 (240)	58 (670)	102 (1980)
390,5	22	91	-	-	-	-	28 (200)	72 (1510)
419,2	34	91	-	-	-	-	-	55 (630)
427,4	29	91	-	-	-	-	-	36 (220)
<p>Примечания</p> <p>1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).</p> <p>2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.</p>								

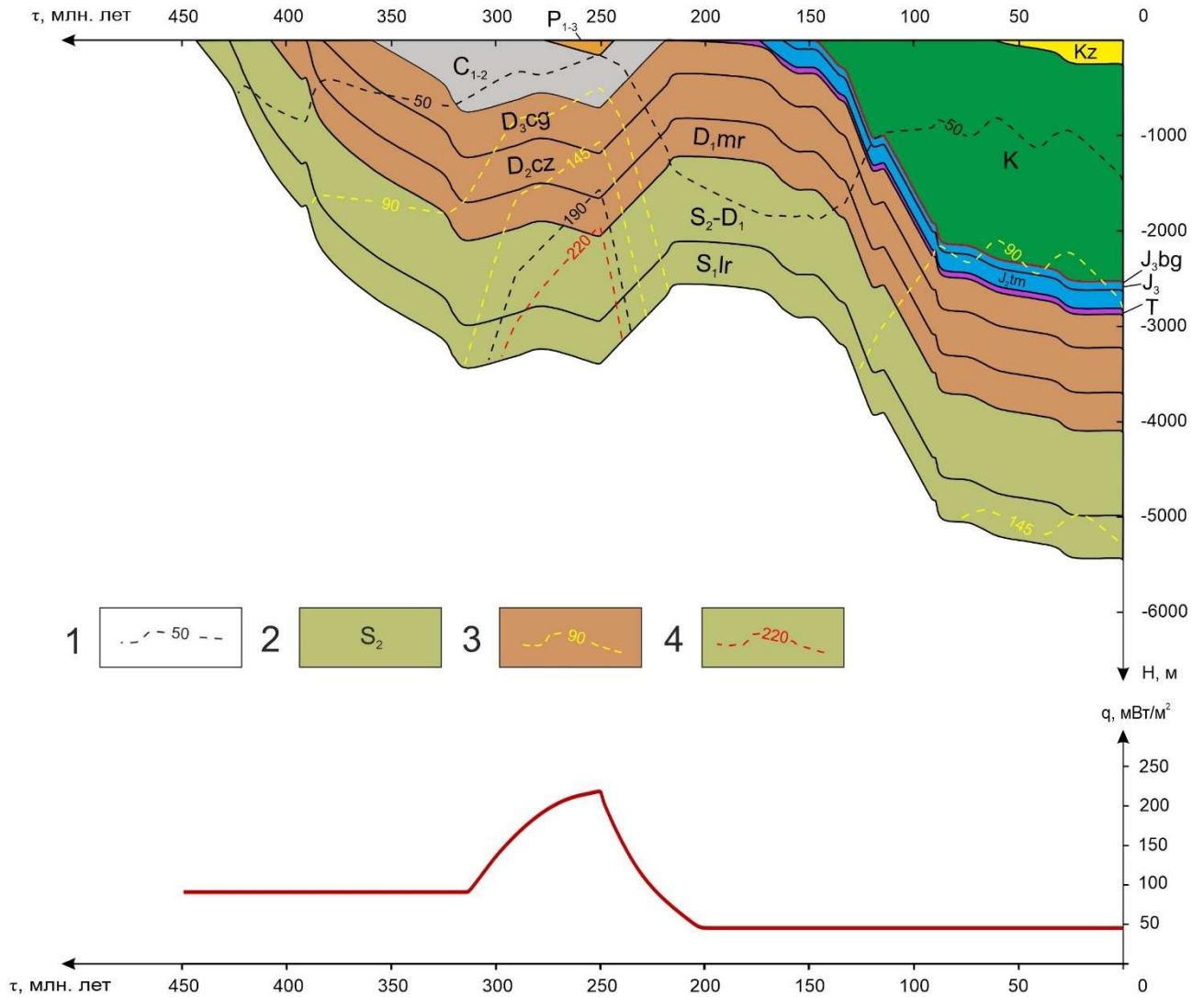


Рисунок 13 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Калиновая 10: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Таблица 10 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Калиновая 17

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чузиковская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	44	82 (2590)	89 (2840)	111 (4040)	116 (4340)	137 (5650)
1,6	1	44	84 (2580)	91 (2820)	113 (4020)	118 (4320)	139 (5640)
4,7	3	44	86 (2580)	93 (2820)	115 (4020)	121 (4320)	142 (5640)
24,0	16	44	98 (2570)	105 (2820)	127 (4020)	132 (4320)	153 (5630)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
32,3	16	44	94 (2460)	100 (2700)	122 (3900)	127 (4200)	149 (5520)
41,7	12	44	87 (2400)	94 (2650)	116 (3850)	121 (4150)	142 (5460)
54,8	19	44	94 (2360)	101 (2600)	123 (3800)	128 (4100)	149 (5420)
61,7	22	44	94 (2310)	101 (2560)	123 (3760)	128 (4060)	149 (5370)
73,2	16	44	84 (2180)	91 (2430)	113 (3630)	118 (3930)	139 (5240)
86,5	22	44	88 (2140)	94 (2380)	116 (3580)	121 (3880)	142 (5200)
89,8	22	44	82 (1940)	89 (2190)	111 (3390)	116 (3690)	137 (5000)
91,6	22	44	79 (1920)	86 (2170)	107 (3370)	112 (3670)	134 (4980)
114,1	21	44	51 (1030)	58 (1280)	80 (2480)	85 (2780)	106 (4090)
116,3	18	44	50 (1030)	57 (1280)	79 (2480)	84 (2780)	105 (4090)
120,2	19	44	48 (1030)	55 (1280)	76 (2480)	81 (2780)	102 (4090)
136,1	10	44	18 (220)	25 (470)	47 (1670)	52 (1970)	73 (3280)
145,8	12	44	13 (10)	20 (260)	42 (1460)	47 (1760)	68 (3070)
151,2	14	44	-	20 (240)	42 (1430)	47 (1730)	68 (3050)
162,9	15	44	-	19 (160)	41 (1360)	46 (1660)	67 (2980)
174,1	17	44	-	-	34 (1030)	40 (1330)	61 (2650)
213,0	14	64	-	-	38 (1020)	46 (1320)	76 (2630)
230,1	19	117	-	-	82 (1500)	95 (1800)	148 (3110)
245,4	29	181	-	-	176 (1930)	197 (2230)	285 (3540)
250,0	31	215	-	-	217 (2060)	241 (2360)	343 (3670)
252,2	32	214	-	-	215 (2060)	239 (2360)	340 (3670)
276,6	14	192	-	-	165 (1930)	187 (2230)	278 (3540)
299,5	20	133	-	-	142 (2130)	157 (2430)	221 (3740)
313,2	20	88	-	-	107 (2250)	116 (2550)	159 (3860)
320,2	17	88	-	-	98 (2130)	108 (2430)	150 (3740)
326,2	20	88	-	-	91 (1930)	101 (2230)	143 (3540)
358,9	30	88	-	-	80 (1500)	90 (1800)	132 (3110)
382,7	34	88	-	-	67 (1020)	77 (1320)	119 (2630)
386,9	31	88	-	-	34 (100)	44 (400)	86 (1710)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
390,5	22	88	-	-	-	28 (200)	70 (1510)
407,6	27	88	-	-	-	-	62 (1110)
427,4	29	88	-	-	-	-	36 (220)

Примечания
1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).
2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

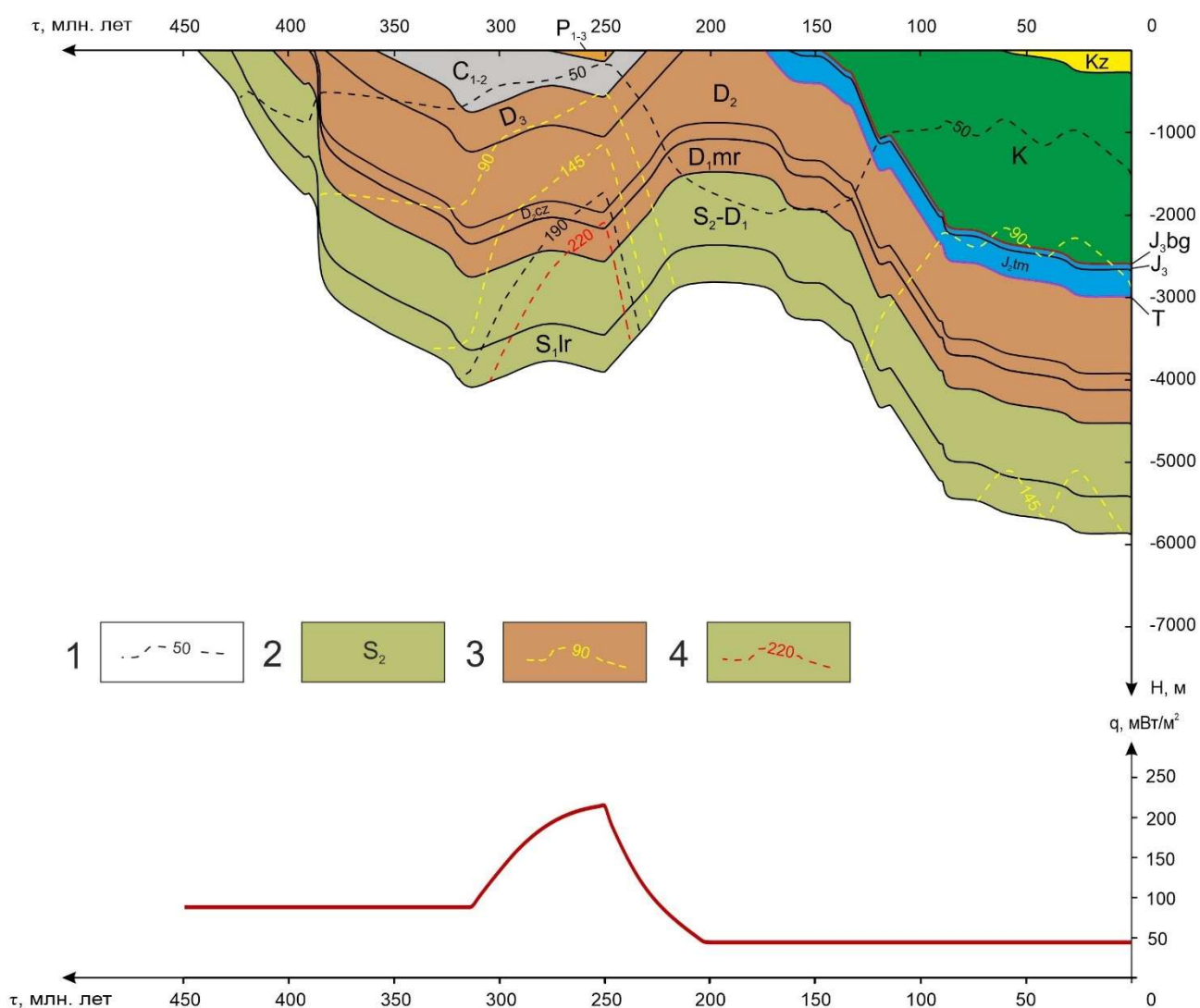


Рисунок 14 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Калиновая 17: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

В обеих изучаемых скважинах ларинская (*S_{1lr}*) свита длительное время (около 50 млн лет) подвергалась воздействию деструктивных для УВ температур свыше 220 °С. Что касается мирной (*D_{1mr}*) свиты, то в скважине Калиновая 17 она также была подвергнута разрушительным температурам. В скважине Калиновая 10 температуры свиты не превысили 220 °С: максимальные температуры составили 212 °С. Однако при таком температурном режиме сохранность сгенерированных УВ маловероятна. Таким образом, ларинская и мирная свиты не рассматриваются нами как возможные источники генерации УВ.

В районе скважины Калиновая 10 чузикская (*D_{2cz}*) свита 291 млн лет назад входит в ГФН. 252 млн лет назад температуры повышаются, и свита входит в ГФГ и находится в ней до 250 млн лет назад. Деструктивным температурам отложения не подвергались. По геотемпературному критерию чузикская свита в районе скважины Калиновая 10 может являться источником газа.

В районе скважины Калиновая 17 чузикская (*D_{2cz}*) свита 326 млн лет назад входит в длительную ГФН и находится в ней до 277 млн лет назад. Далее температуры повышаются и к 250 млн лет назад достигают 217 °С. Чузикская свита в районе скважины Калиновая 17 не подвергалась воздействию температур свыше 220 °С, однако геотемпературный режим является неблагоприятным для сохранности потенциально сгенерированных УВ.

В районе скважины Калиновая 10 чагинская (*D_{3cg}*) свита 291 млн лет назад входит в ГФН и остается в ней вплоть до 243 млн лет назад. Далее температуры сильно снижаются. 92 млн лет назад свита вновь разогревается до температур, соответствующих ГФН. Такие условия сохраняются до настоящего времени. Таким образом, чагинская свита может являться источником нефти для палеозойских залежей.

Таким образом, анализ термической истории показал, что в районе скважины Калиновая 17 в палеозойских нефтематеринских свитах существовали неблагоприятные геотермические условия для генерации и сохранности УВ. Выявленные очаги генерации УВ в чагинской и чузикской свитах в районе скважины Калиновая 10 по времени (250–243 млн лет назад) близки к началу формирования доюрских резервуаров 213 млн лет назад.

Юрские свиты не испытывали воздействия деструктивных температур. Тюменская (*J_{2tm}*) свита в обеих скважинах с 87 млн лет назад до 5–2 млн лет назад входит в ГФН. Баженовская (*J_{3bg}*) свита входила в главную фазу нефтеобразования дважды. Обе свиты по температурному критерию могут выступать в качестве источника нефти. Ко времени существования в этих свитах очагов генерации нефти доюрские резервуары уже сформировались.

4.3 Северо-Калиновое месторождение

Северо-Калиновое месторождение находится в восточной части Межовского срединного массива (рис. 4). По отложениям платформенного чехла месторождение расположено в границах Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 3).

Поверхность доюрского комплекса нарушена значительным количеством разнонаправленных разломов, ряд из которых контролирует контрастные эрозионно-тектонические выступы, над которыми в отложениях осадочного чехла и были сформированы наиболее крупные пликативные структуры.

Нефтяная залежь в пласте M_1 имеет сложное литологическое и тектоническое ограничение. Тип коллектора трещинно-поровый. Породы представлены скрытокристаллическими органогенными трещиноватыми известняками.

Залежь пласта M приурочена к кремнисто-глинистым отложениям коры выветривания и со всех сторон контролируется разрывными нарушениями, ограничивающими блок кремнистых известняков.

В юрских отложениях на территории месторождения вскрыты газоконденсатные залежи в пластах $Ю_6$, $Ю_2$ и $Ю_1$.

Для моделирования была выбрана скважина Северо-Калиновья 23, вскрывшая в пласте M нефтяной интервал нефтегазоконденсатной залежи. В этом районе получил развитие депрессионный тип палеозойского разреза. В среднем девоне вместо верхней подсвиты чузикской свиты накапливалась герасимовская свита, относящаяся к отложениям рифогенного типа. В кровле палеозойского разреза вскрыта позднедевонская чагинская свита, перекрытая корой выветривания. Накопление мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна началось в аалене с тюменской свиты (прил. А табл. А.4).

При анализе будет рассмотрена термическая история баженовской, тюменской, чагинской, чузикской, мирной и ларинской свит (табл. 11, рис. 15).

Таблица 11 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Северо-Калиновья 23

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
0,0	0	46	86 (2590)	94 (2850)	102 (3160)	122 (4320)	127 (4620)	150 (5940)
1,6	1	46	88 (2580)	96 (2840)	104 (3160)	124 (4320)	130 (4620)	152 (5930)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
4,7	3	46	90 (2580)	98 (2840)	106 (3160)	127 (4320)	132 (4620)	155 (5930)
24,0	16	46	102 (2580)	110 (2840)	117 (3150)	138 (4310)	143 (4610)	165 (5930)
32,3	16	46	97 (2440)	104 (2700)	112 (3010)	132 (4170)	138 (4470)	160 (5790)
41,7	12	46	90 (2390)	98 (2650)	106 (2970)	126 (4130)	131 (4430)	153 (5740)
54,8	19	46	97 (2340)	105 (2610)	113 (2920)	133 (4080)	138 (4380)	161 (5700)
61,7	22	46	98 (2310)	105 (2570)	113 (2890)	133 (4050)	139 (4350)	161 (5660)
73,2	16	46	88 (2190)	95 (2450)	103 (2770)	124 (3930)	129 (4230)	151 (5540)
86,5	22	46	91 (2150)	99 (2410)	106 (2720)	127 (3880)	132 (4180)	154 (5500)
89,8	22	46	85 (1960)	93 (2220)	101 (2540)	121 (3700)	127 (4000)	149 (5310)
91,6	22	46	82 (1940)	90 (2200)	97 (2520)	118 (3680)	123 (3980)	145 (5290)
114,1	21	46	53 (1040)	61 (1300)	69 (1620)	89 (2780)	94 (3080)	116 (4390)
116,3	18	46	52 (1040)	59 (1300)	67 (1620)	88 (2780)	93 (3080)	115 (4390)
120,2	19	46	50 (1040)	57 (1300)	65 (1610)	84 (2770)	90 (3070)	112 (4390)
136,1	10	46	19 (230)	27 (500)	35 (810)	55 (1970)	60 (2270)	82 (3580)
145,8	12	46	13 (10)	21 (270)	29 (590)	49 (1750)	54 (2050)	76 (3360)
156,6	14	46	-	21 (240)	28 (560)	49 (1720)	54 (2020)	76 (3330)
162,9	15	46	-	20 (170)	28 (490)	48 (1650)	53 (1950)	75 (3260)
174,1	17	46	-	-	20 (140)	40 (1300)	46 (1600)	68 (2920)
213,0	14	68	-	-	18 (140)	48 (1300)	55 (1600)	88 (2910)
220,1	15	89	-	-	23 (240)	64 (1500)	73 (1800)	114 (3110)
235,5	22	138	-	-	67 (670)	134 (1930)	150 (2230)	217 (3540)
243,3	29	181	-	-	110 (890)	195 (2150)	215 (2450)	302 (3760)
250,0	31	222	-	-	152 (1080)	256 (2340)	281 (2640)	386 (3950)
252,2	32	221	-	-	151 (1080)	254 (2340)	278 (2640)	383 (3950)
276,6	14	199	-	-	101 (890)	194 (2150)	216 (2450)	310 (3760)
313,2	20	92	-	-	68 (1010)	111 (2270)	122 (2570)	166 (3880)
320,2	17	92	-	-	59 (890)	102 (2150)	113 (2450)	157 (3760)
326,2	20	92	-	-	50 (670)	94 (1930)	104 (2230)	148 (3540)
358,9	30	92	-	-	39 (240)	83 (1500)	93 (1800)	137 (3110)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
382,7	34	92	-	-	42 (240)	68 (1020)	79 (1320)	123 (2630)
386,9	31	92	-	-	-	35 (100)	45 (400)	89 (1710)
390,5	22	92	-	-	-	-	29 (200)	73 (1510)
407,6	27	92	-	-	-	-	-	64 (1110)
427,4	29	92	-	-	-	-	-	36 (220)

Примечания
1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °C (вызывающие деструкцию УВ).
2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

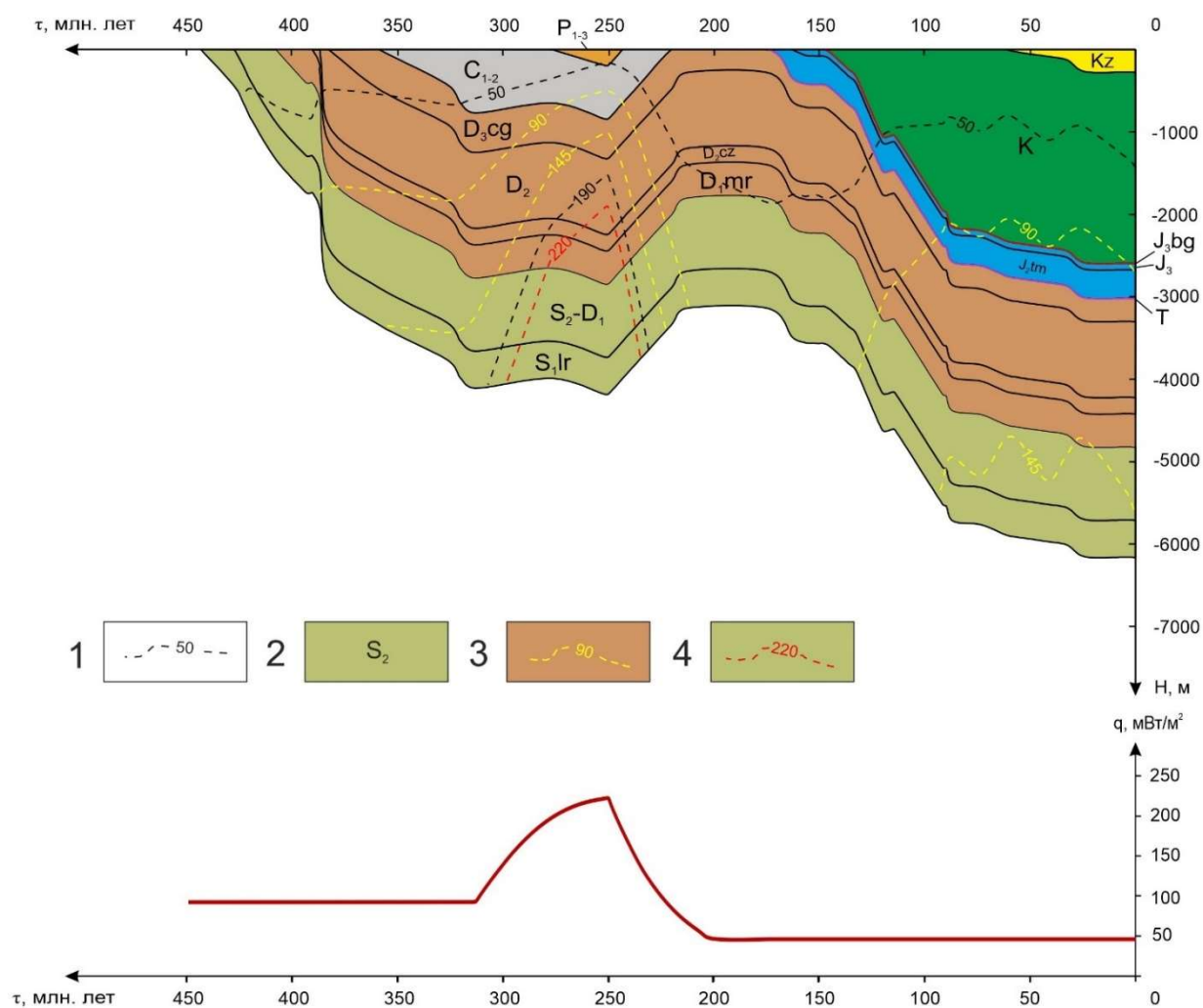


Рисунок 15 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Северо-Калиновая 23: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 –

изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

В изучаемой скважине ларинская (S_{lr}), мирная (D_{mr}) и чузикская (D_{cz}) свиты были подвержены воздействию деструктивных для УВ температур. На Северо-Калиновом месторождении данные свиты не могут рассматриваться как возможные источники генерации УВ.

Чагинская (D_{3cg}) свита 277 млн лет назад входит в ГФН. 252 млн лет назад свита входит в ГФГ на 9 млн лет. Во время палеотемпературного максимума 250 млн лет назад свита прогрелась от кровли до подошвы от 131 °С до 173 °С. Причем 200 м из этих отложений были размыты во время периода масштабной денудации. Диапазон максимальных температур в сохранившихся отложениях – 148–173 °С.

Следовательно, анализ термической истории чагинской свиты в скважине Северо-Калиновое 23 показал, что максимальные температуры свиты соответствуют скорее ГФГ, чем ГФН. Но учитывая, что нижняя граница ГФН (145°С) довольно близка, можно ожидать, что верхи чагинской свиты могут являться источником нефти, а низы – источником газа.

Юрские свиты не испытывали воздействия деструктивных температур. Тюменская (J_{2tm}) свита 92 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до настоящего времени. Баженовская (J_{3bg}) свита входила в главную фазу нефтеобразования дважды. Обе свиты по температурному критерию могут выступать в качестве источника нефти. Ко времени существования в этих свитах очагов генерации нефти доюрские резервуары уже сформировались.

4.4 Лугинецкое месторождение

Лугинецкое месторождение находится в юго-восточном блоке Васюган-Пудинского антиклинория (рис. 4).

Согласно тектонической карте по сейсмическому горизонту Па (подошва баженовской свиты) Лугинецкое куполовидное поднятие выделяется в составе Пудинского мезоподнятия (рис. 3).

Промышленная нефтегазоносность отложений Лугинецкого куполовидного поднятия связана с палеозойскими отложениями фундамента (кора выветривания, пласт М) и верхнеюрскими терригенными отложениями осадочного чехла (горизонты Ю₂ и Ю₁¹⁻⁴).

По данным бурения на Лугинецком месторождении отсутствуют отложения верхнего палеозоя (С–Р) [113, 117]. С крупным стратиграфическим несогласием на палеозойских

отложениях залегают осадочные образования мезозойско-кайнозойского чехла. Раннеюрские отложения развиты за пределами Лугинецкого куполовидного поднятия, то есть разрез мезозойско-кайнозойского чехла на Лугинецком месторождении начинается со среднеюрских отложений.

Для моделирования была выбрана скважина Лугинецкая 170, которая вскрыла палеозойский разрез на глубину 1525 м. Вскрытые отложения представляют собой толщу известняков с прослоями терригенных пород и эффузивов различной мощности. Возраст их определен как D_{2-3} [113, 117]. Девонские известняки светло-серые, слабо метаморфизованные с многочисленными трещинами, выполненными белым и серым кальцитом и коричневатого-серым доломитом. Стратиграфическое расчленение разреза вплоть до нижнего девона принято по [82], мощности силурийских отложений реконструированы (табл. 4). Таким образом, при построении модели для данной скважины неопределенности, связанные с реконструкцией и параметризацией литолого-стратиграфического разреза, сведены к минимуму.

Кроме того, скважина Лугинецкая 170 является наиболее представительной в выборке: палеотемпературная модель построена по 6 измерениям пластовых температур, полученным в ходе пластовых испытаний, и по 5 температурам, определенным по измерениям ОСВ в доюрской части разреза (табл. 6).

Поскольку верхняя часть палеозойского разреза (D_{2-3}) имеет рифогенный тип, а нижняя (S_2-D_1) – депрессионный, то в качестве нефтематеринских свит будут рассматриваться лугинецкая, мирная и ларинская, а также юрские – баженовская и тюменская (табл. 12, рис. 16).

Таблица 12 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Лугинецкая 170

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	54	86 (2280)	90 (2420)	99 (2810)	121 (3930)	147 (5280)
1,6	1	54	87 (2260)	92 (2400)	101 (2790)	122 (3910)	149 (5260)
4,7	3	54	90 (2260)	95 (2400)	103 (2790)	125 (3910)	151 (5260)
24,0	16	54	101 (2250)	106 (2390)	114 (2790)	136 (3910)	163 (5260)
32,3	16	54	96 (2140)	101 (2280)	110 (2670)	132 (3800)	158 (5140)
41,7	12	54	90 (2100)	95 (2240)	103 (2630)	125 (3750)	151 (5100)
54,8	19	54	96 (2040)	101 (2180)	109 (2570)	131 (3690)	158 (5040)
61,7	22	54	97 (2010)	101 (2150)	110 (2540)	132 (3670)	158 (5010)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
73,2	16	54	86 (1900)	91 (2040)	100 (2430)	122 (3550)	148 (4900)
86,5	22	54	90 (1870)	95 (2010)	104 (2400)	125 (3520)	152 (4870)
89,8	22	54	85 (1710)	90 (1850)	98 (2240)	120 (3360)	146 (4710)
91,6	22	54	81 (1690)	86 (1830)	95 (2220)	116 (3340)	143 (4690)
114,1	21	54	52 (900)	57 (1040)	66 (1430)	87 (2550)	114 (3900)
120,2	19	54	49 (900)	54 (1040)	62 (1430)	83 (2550)	110 (3900)
132,4	14	54	22 (290)	27 (430)	35 (830)	57 (1950)	84 (3300)
145,8	12	54	13 (10)	18 (150)	26 (540)	48 (1660)	74 (3010)
162,9	15	54	-	17 (70)	25 (460)	47 (1580)	74 (2930)
174,1	17	54	-	-	24 (320)	45 (1440)	72 (2790)
184,2	12	54	-	-	19 (370)	42 (1540)	68 (2890)
233,0	20	121	-	-	61 (860)	111 (2030)	170 (3380)
250,0	31	186	-	-	115 (1030)	192 (2200)	283 (3550)
252,2	32	185	-	-	114 (1030)	190 (2200)	281 (3550)
276,6	14	171	-	-	74 (860)	145 (2030)	229 (3380)
299,4	20	134	-	-	82 (1060)	139 (2230)	206 (3580)
313,2	20	107	-	-	77 (1180)	122 (2350)	174 (3700)
320,2	17	107	-	-	67 (1060)	112 (2230)	164 (3580)
326,2	20	107	-	-	58 (860)	103 (2030)	155 (3380)
358,9	30	107	-	-	44 (370)	89 (1540)	141 (2890)
382,7	34	107	-	-	-	65 (800)	117 (2150)
390,5	22	107	-	-	-	25 (70)	77 (1420)
419,2	34	107	-	-	-	-	65 (800)
427,4	29	107	-	-	-	-	36 (180)
<p>Примечания</p> <p>1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).</p> <p>2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.</p>							

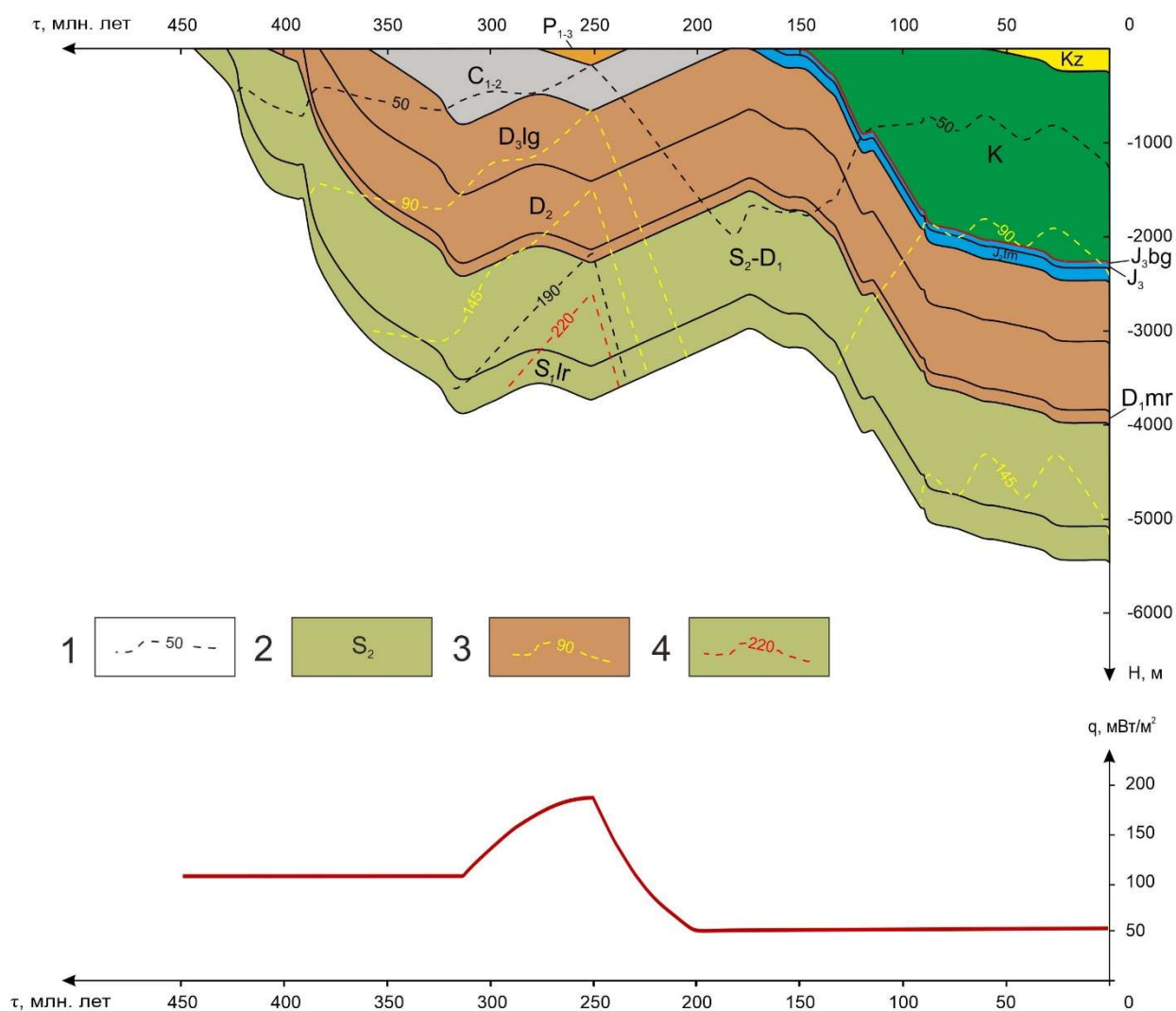


Рисунок 16 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Лугинецкая 170: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

В термической истории ларинской (*S₁lr*) свиты в районе скважины Лугинецкая 170 существовал длительный период (более 27 млн лет), когда температуры значительно превышали 220 °С. Ларинская свита, по всей видимости, не может являться источником УВ, аккумулированных в ловушках доюрского НГК.

Мирная (*D₁mr*) свита 326 млн лет назад входит в ГФН, продлившуюся 74 млн лет. Затем температуры возросли, и свита вошла в короткоживущую ГФГ. Во время палеотемпературного максимума 250 млн лет назад диапазон температур в свите составлял от 187 до 196 °С. Таким образом, температурный режим в мирной свите не является благоприятным, но можно ожидать хотя бы частичную сохранность мирного газа.

Лугинецкая (D_3lg) свита в период 252–250 млн лет назад находится в ГФН. Далее температуры снижаются. 92 млн лет назад свита вновь разогревается до температур, соответствующих ГФН. Такие условия сохраняются до настоящего времени. Таким образом, лугинецкая свита может являться источником нефти для палеозойских залежей.

Тюменская (J_2tm) свита входит в ГФН 90 млн лет назад. Температуры, благоприятные для генерации нефти, сохраняются в свите до сих пор. Баженовская (J_3bg) свита достигает ГФН два раза 87–73 млн лет назад и 62–2 млн лет назад. Суммарно баженовский очаг генерации нефти существовал 74 млн лет.

Таким образом, в районе скважины Лугинецкая 170 сложились благоприятные геотемпературные условия для генерации и сохранности баженовской, тюменской и лугинецкой нефти и мирного газа.

4.5 Нижнетабаганское месторождение

Нижнетабаганское месторождение расположено в южной части Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 3). Нижнетабаганское локальное поднятие по отражающему горизонту Φ_2 состоит из трех (западный, центральный и восточный) тектонических приподнятых блоков. На месторождении в пласте M_1 выделена Западная нефтяная залежь, расположенная в пределах западного тектонического блока.

Залежь нефти приурочена к органогенным известнякам карбона-девона, называемым резервуаром внутреннего палеозоя. Коллекторские свойства известняков резервуара внутреннего палеозоя определяются интенсивностью процессов вторичной переработки.

Отложения палеозоя на месторождении представлены различными по вещественному составу образованиями, возраст которых изменяется от среднедевонского до пермского. В разрезе скважины Нижнетабаганская 11 в интервале 3158–3247 м был вскрыт стратотип омеличской свиты пермского возраста. На территории месторождения в разрезе присутствует также нефтематеринская нижнеюрская тогурская свита.

Для выполнения палеотемпературного моделирования выбраны скважины Нижнетабаганские 8 и 9. Критерием отбора скважин является наличие полного объема фактической информации, необходимой для построения модели и анализа результатов моделирования, в том числе измеренных пластовых температур и измерений ОСВ в юрской и доюрской частях разреза и данных о притоках УВ-флюидов.

Скважина Нижнетабаганская 8 расположена в границах восточного тектонического блока. Эта скважина находится вне Западной залежи в пласте M_1 . Скважина вскрывает комплекс

палеозойских отложений на глубину 116 м. На поверхность доюрского комплекса выходят органогенные известняки позднедевонской лугинецкой свиты [114]. Палеозойский разрез рифогенного типа перекрыт корой выветривания глинисто-кремнистого состава мощностью 13 м. Тогурская свита в окрестностях скважины не накапливалась [114], что говорит о приподнятом характере палеорельефа в геттанг-тоарское время. В это время восточный тектонический блок представлял собой область денудации и являлся главным источником поступления терригенного материала для нижнеюрских коллекторов. Осадконакопление началось в аалене с формирования тюменской свиты (прил. А табл. А.5).

Скважина Нижнетабаганская 9 расположена в границах центрального тектонического блока. Скважина вскрывает комплекс палеозойских отложений на глубину 96 м. В районе скважины Нижнетабаганская 9 на поверхность доюрского комплекса выходит раннекаменноугольная табанганская свита. Её стратотип установлен здесь же в интервале 3039–3151 м. Палеозойский разрез рифогенного типа перекрыт корой выветривания – каолиновой породой белого цвета мощностью 32 м. Осадконакопление началось в нижнем тоаре-нижнем байосе с формирования салатской свиты [114] (прил. А табл. А.6).

Далее будет рассмотрена термическая история баженовской, тюменской, лугинецкой, кыштовской и ларинской свит (табл. 13, 14, рис. 17, 18).

Таблица 13 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Нижнетабаганская 8

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	44	81 (2560)	89 (2820)	98 (3280)	134 (5500)	147 (6290)
1,6	1	44	84 (2550)	91 (2810)	101 (3280)	136 (5500)	149 (6280)
4,7	3	44	86 (2550)	93 (2800)	103 (3270)	139 (5490)	151 (6280)
24,0	16	44	97 (2540)	105 (2800)	114 (3260)	149 (5480)	162 (6270)
32,3	16	44	92 (2400)	99 (2660)	109 (3120)	144 (5340)	156 (6130)
41,7	12	44	86 (2350)	93 (2610)	102 (3080)	138 (5300)	150 (6080)
54,8	19	44	92 (2290)	100 (2550)	109 (3020)	145 (5240)	157 (6020)
61,7	22	44	92 (2240)	99 (2500)	109 (2970)	144 (5190)	157 (5970)
73,2	16	44	83 (2130)	90 (2390)	100 (2860)	135 (5080)	147 (5860)
86,5	22	44	86 (2090)	93 (2340)	103 (2810)	138 (5030)	150 (5820)
89,8	22	44	81 (1900)	88 (2160)	98 (2630)	133 (4850)	146 (5640)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
91,6	22	44	78 (1890)	85 (2150)	95 (2620)	130 (4840)	142 (5620)
114,1	21	44	51 (1010)	58 (1270)	68 (1740)	103 (3960)	115 (4740)
116,3	18	44	49 (1010)	57 (1270)	66 (1740)	102 (3960)	114 (4740)
120,2	19	44	47 (1010)	54 (1270)	64 (1740)	98 (3960)	110 (4740)
136,1	10	44	20 (280)	27 (530)	37 (1000)	72 (3220)	84 (4010)
145,8	12	44	13 (10)	20 (270)	30 (740)	65 (2960)	78 (3740)
151,2	14	44	-	20 (240)	30 (710)	66 (2930)	78 (3720)
162,9	15	44	-	19 (160)	28 (620)	64 (2840)	76 (3630)
174,1	17	44	-	-	22 (310)	58 (2530)	70 (3320)
213,0	14	66	-	-	21 (300)	74 (2520)	92 (3300)
215,0	14	70	-	-	22 (320)	80 (2570)	99 (3360)
235,6	22	143	-	-	72 (850)	187 (3090)	227 (3880)
243,4	28	186	-	-	116 (1050)	265 (3290)	317 (4080)
250,0	31	232	-	-	159 (1220)	344 (3460)	408 (4250)
252,2	32	231	-	-	158 (1220)	341 (3460)	405 (4250)
276,6	14	206	-	-	108 (1050)	272 (3290)	329 (4080)
313,2	21	88	-	-	67 (1170)	138 (3410)	162 (4200)
320,2	17	88	-	-	58 (1050)	129 (3290)	153 (4080)
326,2	20	88	-	-	51 (850)	122 (3090)	146 (3880)
358,9	30	88	-	-	40 (320)	111 (2570)	135 (3360)
382,7	34	88	-	-	-	94 (1920)	118 (2700)
390,5	22	88	-	-	-	50 (890)	74 (1680)
400,5	24	88	-	-	-	45 (670)	70 (1460)
407,6	27	88	-	-	-	41 (470)	66 (1260)
410,8	29	88	-	-	-	35 (200)	60 (980)
427,4	29	88	-	-	-	-	36 (220)

Примечания
1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).
2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

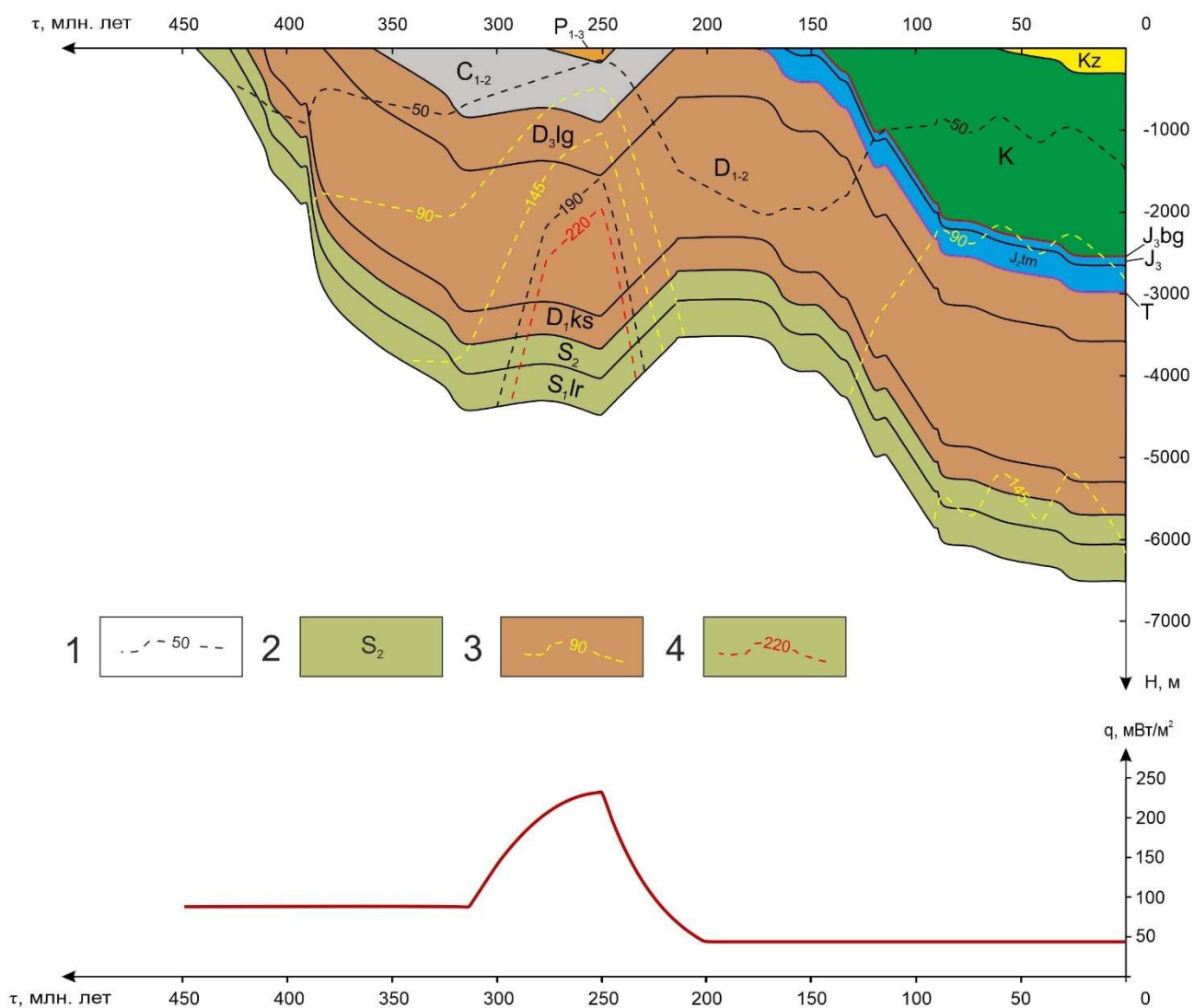


Рисунок 17 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Нижнетабаганская 8: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Таблица 14 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Нижнетабаганская 9

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	42	79 (2590)	85 (2810)	99 (3510)	133 (5750)	145 (6540)
1,6	1	42	81 (2580)	87 (2800)	101 (3500)	135 (5740)	147 (6530)
4,7	3	42	83 (2580)	89 (2800)	104 (3500)	138 (5740)	150 (6530)
24,0	16	42	94 (2570)	100 (2790)	114 (3490)	148 (5730)	160 (6520)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
32,3	16	42	89 (2430)	95 (2650)	109 (3350)	143 (5590)	155 (6380)
41,7	12	42	83 (2380)	89 (2610)	103 (3300)	137 (5550)	148 (6330)
54,8	19	42	90 (2320)	96 (2550)	110 (3240)	144 (5490)	156 (6270)
61,7	22	42	90 (2270)	96 (2500)	110 (3190)	144 (5440)	155 (6220)
73,2	16	42	81 (2160)	87 (2380)	101 (3080)	135 (5320)	146 (6110)
86,5	22	42	84 (2120)	90 (2350)	104 (3040)	138 (5290)	149 (6070)
89,8	22	42	79 (1930)	85 (2150)	99 (2850)	133 (5090)	145 (5880)
91,6	22	42	78 (1920)	84 (2140)	98 (2840)	132 (5080)	143 (5870)
114,1	21	42	50 (1030)	56 (1260)	70 (1950)	104 (4200)	115 (4980)
116,3	18	42	48 (1010)	54 (1230)	68 (1930)	102 (4170)	113 (4960)
120,2	19	42	45 (980)	51 (1200)	64 (1900)	98 (4140)	109 (4930)
136,1	10	42	20 (280)	26 (510)	39 (1200)	74 (3450)	85 (4230)
145,8	12	42	13 (10)	19 (240)	33 (930)	67 (3180)	79 (3960)
156,6	14	42	-	19 (210)	33 (900)	67 (3150)	78 (3930)
162,9	15	42	-	18 (140)	32 (830)	66 (3080)	78 (3860)
170,3	16	42	-	-	27 (560)	61 (2800)	73 (3590)
178,1	16	42	-	-	25 (500)	59 (2750)	70 (3530)
213,0	14	63	-	-	26 (470)	76 (2710)	94 (3500)
229,5	19	113	-	-	61 (890)	150 (3130)	181 (3920)
239,4	28	160	-	-	108 (1140)	234 (3380)	278 (4170)
242,2	28	170	-	-	124 (1210)	263 (3450)	312 (4240)
250,0	31	229	-	-	180 (1410)	362 (3650)	426 (4440)
252,2	32	228	-	-	179 (1410)	359 (3650)	422 (4440)
276,6	14	203	-	-	124 (1210)	285 (3450)	341 (4240)
313,2	20	83	-	-	70 (1290)	137 (3530)	160 (4320)
320,2	17	83	-	-	60 (1140)	127 (3380)	150 (4170)
326,2	20	83	-	-	51 (890)	118 (3130)	141 (3920)
358,9	30	83	-	-	39 (320)	107 (2570)	130 (3360)
382,7	34	83	-	-	-	91 (1920)	114 (2700)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
390,5	22	83	-	-	-	48 (890)	72 (1680)
400,5	24	83	-	-	-	44 (670)	67 (1460)
407,6	27	83	-	-	-	40 (470)	64 (1260)
410,8	29	83	-	-	-	35 (200)	58 (980)
427,4	29	83	-	-	-	-	36 (220)

Примечания
1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деstrukцию УВ).
2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

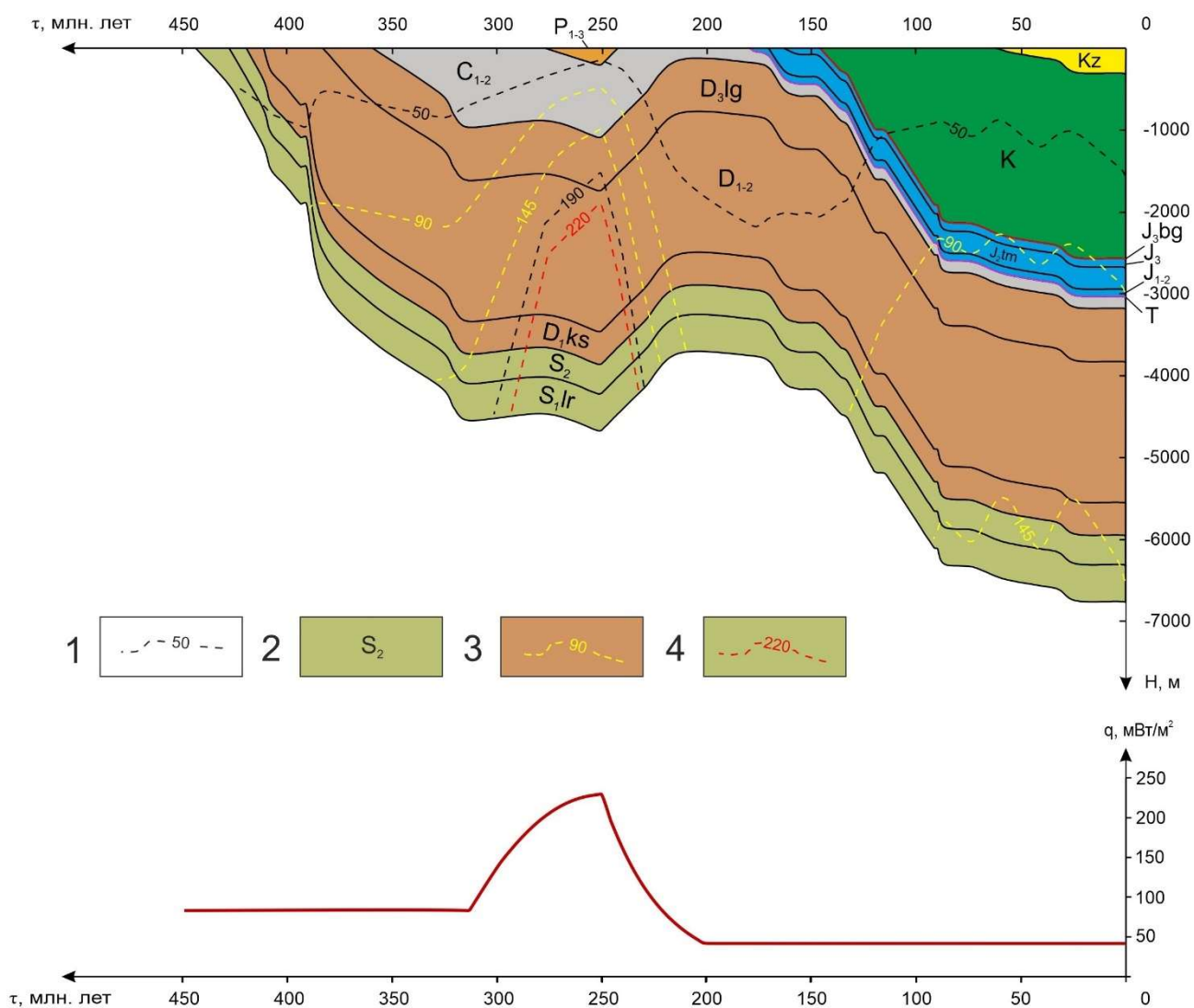


Рисунок 18 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Нижнетабаганская 9: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 –

изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Анализ термической истории Нижнетабаганских скважин №№ 8 и 9 показывает, что кыштовская (*D1ks*) и ларинская (*S1lr*) свиты более 30 млн лет испытывали воздействие деструктивных температур свыше 340–420 °С. Следовательно, эти свиты в дальнейшем не будут рассматриваться как потенциальные источники генерации УВ.

В лугинецкой (*D3lg*) свите 277 млн лет назад начинается ГФН. 252–250 млн лет назад свита в обеих скважинах практически в полном объеме находилась в ГФГ. Однако во время палеозойского палеотемпературного максимума в скважине Нижнетабаганская 8 в сохранившихся до настоящего времени лугинецких отложениях температура находилась в диапазоне от 137 до 185 °С. Таким образом, сохранившиеся отложения лугинецкой свиты мощностью 102 м – верхняя часть свиты, продолжали находиться в ГФН (137–145 °С). Свита не испытывала разрушительных для УВ температур, поэтому можно ожидать, что в районе скважины Нижнетабаганская 8 она может являться источником и газа, и нефти, а в районе скважины Нижнетабаганская 9 – источником газа.

В скважине Нижнетабаганская 8 тюменская (*J2tm*) свита 87 млн лет назад вошла в ГФН на 85 млн лет. Все это время тюменский источник может генерировать нефть. Свита не испытывала деструктивных температур. Баженовская (*J3bg*) свита находилась в ГФН дважды. Первый раз 20 млн лет с 62 млн лет назад. Второй раз – на протяжении 27 млн лет с 32 млн лет назад. Суммарно баженовский источник может генерировать нефть 47 млн лет.

В скважине Нижнетабаганская 9 тюменская (*J2tm*) свита три раза входила в ГФН. Впервые – 87 млн лет назад на 14 млн лет, второй раз – 62 млн лет назад на 20 млн лет, третий раз – 32 млн лет назад на 27 млн лет. Суммарно тюменская свита провела в ГФН 61 млн лет, поэтому может выступать в качестве источника нефти для резервуаров палеозоя. Баженовская (*J3bg*) свита входила в ГФН дважды: первый раз – 62 млн лет назад на 20 млн лет, второй раз – 24 млн лет назад на 19 млн лет. Баженовская свита могла генерировать нефть, находясь в ГФН суммарно 39 млн лет.

Таким образом, в изучаемом разрезе Нижнетабаганского месторождения источниками нефти могут являться баженовская, тюменская и на локальных участках – лугинецкая свита, источником газа – только лугинецкая свита.

4.6 Останинское месторождение

По тектоническому районированию доюрского основания площадь месторождения входит в состав юго-восточного блока Васюган-Пудинского антиклинория (рис. 4). По отложениям мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Останинская структура IV порядка приурочена к центральной части Пудинского мезоподнятия (рис. 3).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт М₁), коры выветривания (пласт М), песчаным коллекторам тюменской (пласты Ю₃, Ю₄) и наунакской (пласты Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹) свит. Нефтеносными являются пласты Ю₁¹, М и М₁, газоносными – Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₃, Ю₄, М.

Разрез наунакской и тюменской свит (пласты Ю₁–Ю₄) сложен породами прибрежно-морских и континентальных фаций. По данным литолого-петрографических исследований, коллекторы продуктивных пластов представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками, переходящими местами в крупнозернистые алевролиты.

Залежи углеводородов в коре выветривания (пласт М) на Останинском месторождении приурочены в основном к глинисто-кремнистым отложениям, формирование которых происходило за счет разрушения силикатосодержащих пород. К коре выветривания отнесены также брекчии (из базального слоя), образованные при разрушении и местном перемыве нижележащих глинисто-кремнистых пород. По литолого-петрографическому описанию породы внутреннего палеозоя (пласт М₁) на месторождении представлены кремнистыми известняками.

Выбор скважины Останинская 438 для выполнения палеотемпературного моделирования обусловлен наличием измеренных геотемператур как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях.

В районе скважины Останинская 438 получил развитие депрессионный тип палеозойского осадочного разреза. Скважина вскрыла кору выветривания мощностью 33 м, образования коренного палеозоя – с проходкой 63 м (чагинская свита). Мезозойско-кайнозойский осадочный разрез начал накапливаться в аалене с формирования тюменской свиты (прил. А табл. А.7).

В качестве потенциально нефтематеринских свит в окрестности скважины рассматриваются баженовская, тюменская, чагинская, чузикская, мирная и ларинская (табл. 15, рис. 19).

Таблица 15 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Останинская 438

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
0,0	0	52	90 (2440)	97 (2640)	105 (2950)	114 (3350)	123 (3790)	151 (5270)
1,6	1	52	92 (2420)	99 (2620)	107 (2930)	116 (3330)	125 (3770)	153 (5250)
4,7	3	52	94 (2420)	101 (2620)	109 (2930)	118 (3330)	127 (3770)	155 (5240)
24,0	16	52	105 (2390)	112 (2590)	120 (2910)	129 (3310)	138 (3740)	166 (5220)
32,3	16	52	100 (2270)	106 (2470)	115 (2780)	123 (3180)	132 (3620)	161 (5100)
41,7	12	52	94 (2240)	101 (2440)	109 (2750)	117 (3150)	126 (3590)	155 (5070)
54,8	19	52	99 (2170)	106 (2370)	114 (2680)	123 (3080)	132 (3520)	161 (5000)
61,7	22	52	101 (2150)	107 (2350)	115 (2660)	124 (3060)	133 (3500)	162 (4980)
73,2	16	52	92 (2080)	99 (2280)	107 (2590)	116 (2990)	125 (3420)	153 (4900)
86,5	22	52	95 (2020)	101 (2220)	109 (2530)	118 (2930)	127 (3360)	155 (4840)
89,8	22	52	88 (1820)	95 (2030)	103 (2340)	112 (2740)	121 (3170)	149 (4650)
91,6	22	52	84 (1810)	91 (2010)	99 (2320)	108 (2720)	117 (3160)	145 (4640)
114,1	21	52	54 (950)	60 (1150)	68 (1460)	77 (1860)	86 (2300)	114 (3780)
120,2	19	52	50 (950)	57 (1150)	65 (1460)	73 (1860)	82 (2300)	110 (3770)
132,4	14	52	22 (310)	29 (510)	37 (820)	46 (1220)	55 (1660)	83 (3140)
145,8	12	52	13 (10)	20 (210)	28 (520)	36 (920)	46 (1360)	74 (2840)
151,2	14	52	-	20 (190)	28 (500)	37 (900)	46 (1340)	74 (2820)
162,9	15	52	-	18 (110)	27 (430)	35 (830)	44 (1260)	73 (2740)
174,1	17	52	-	-	22 (200)	31 (600)	39 (1030)	68 (2510)
213,0	14	73	-	-	19 (160)	31 (560)	43 (1000)	82 (2480)
219,0	14	88	-	-	23 (240)	40 (720)	54 (1150)	100 (2630)
236,1	22	140	-	-	67 (670)	94 (1140)	118 (1580)	192 (3060)
244,1	28	178	-	-	104 (870)	138 (1340)	167 (1780)	261 (3260)
250,0	31	206	-	-	137 (1020)	176 (1490)	211 (1930)	321 (3410)
252,2	32	205	-	-	135 (1020)	175 (1500)	209 (1930)	319 (3410)
276,6	14	187	-	-	94 (870)	130 (1340)	161 (1780)	261 (3260)
313,2	20	105	-	-	73 (990)	93 (1460)	111 (1900)	167 (3380)
320,2	17	105	-	-	63 (870)	83 (1340)	101 (1780)	157 (3260)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
326,2	20	105	-	-	54 (670)	74 (1140)	92 (1580)	148 (3060)
358,9	30	105	-	-	40 (240)	61 (720)	78 (1150)	135 (2630)
382,7	34	105	-	-	-	44 (240)	62 (670)	118 (2150)
390,5	22	105	-	-	-	-	29 (200)	86 (1680)
407,6	27	105	-	-	-	-	-	75 (1280)
427,4	29	105	-	-	-	-	-	36 (180)

Примечания

1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °C (вызывающие деструкцию УВ).

2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

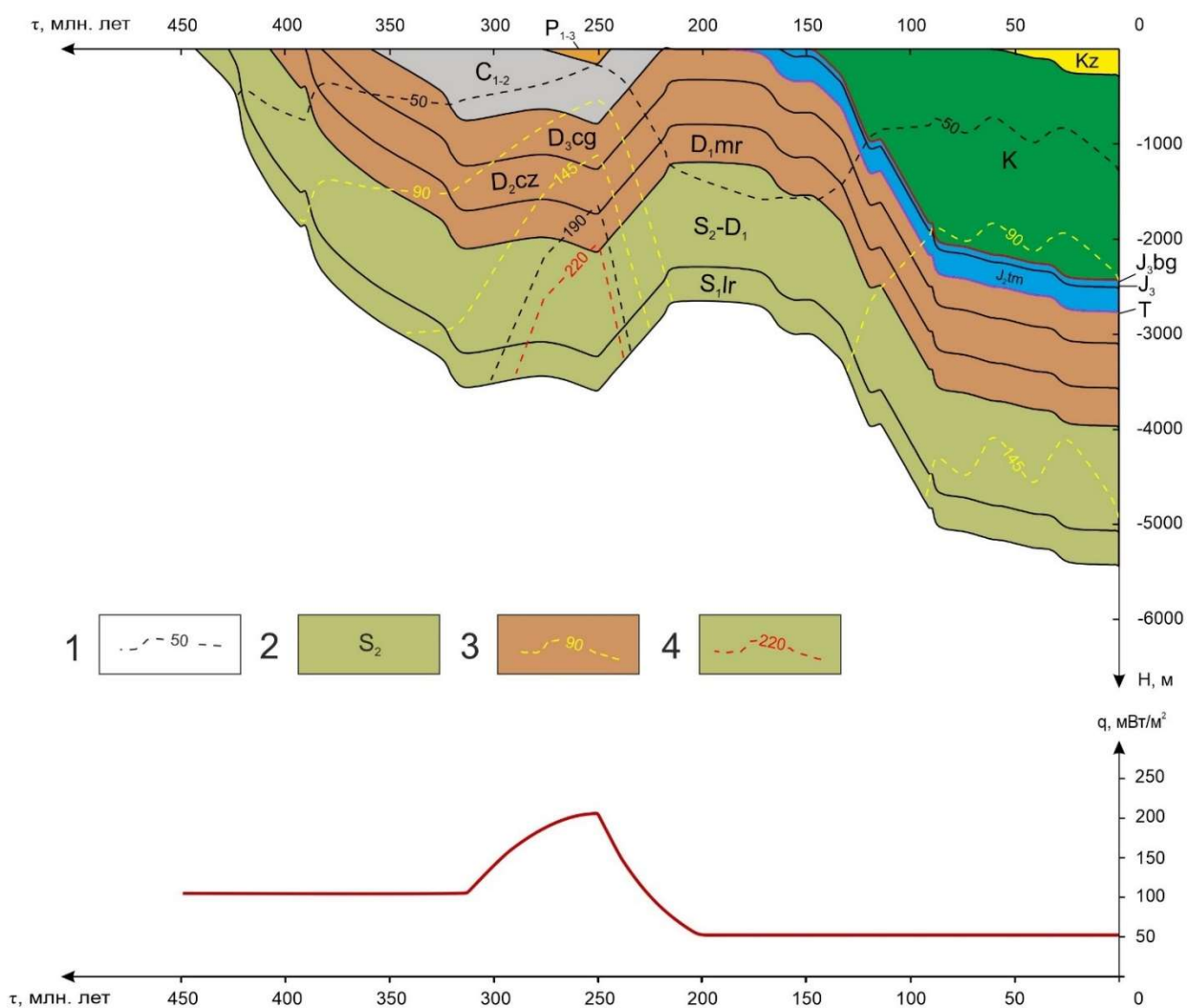


Рисунок 19 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Останинская 438: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Анализ термической истории ларинской (*S_{1lr}*) свиты показал, что она не может рассматриваться в качестве источника УВ для доюрских залежей, поскольку температуры в ней длительное время превышали 220 °С.

326 млн лет назад в мирной (*D_{1mr}*) свите началась ГФН, которая продлилась 49 млн лет. 277 млн лет назад свита вошла в ГФГ, после чего температуры продолжили расти и 250 млн лет назад достигли 211 °С. Принимая во внимание, что свита в полном объеме вышла из ГФГ, а температуры близки к температуре начала деструкции УВ, то сохранность мирного газа оценивается нами как маловероятная.

В чузикской (*D_{2cz}*) свите, напротив, можно ожидать сохранность газа, генерированного в ГФГ, занявшей период 252–244 млн лет назад. Во время палеотемпературного максимума 250 млн лет назад свита в полном объеме находилась в ГФГ.

Чагинская (*D_{3cg}*) свита 277 млн лет назад вошла в ГФН, которая продлилась до 236 млн лет назад и заняла 41 млн лет. Во время палеотемпературного максимума свита прогрелась от кровли до подошвы до диапазона температур 117–156 °С. Следовательно, нижние 137 м свиты находились в ГФГ. После воздымания территории в позднегерцинское время и начала денудационных процессов температура в свите начала уменьшаться и только 92 млн лет назад вновь стала соответствовать ГФН. Резюмируя вышеизложенное, чагинская свита может являться источником и нефти, и газа.

Тюменская (*J_{2tm}*) свита входит в ГФН 92 млн лет назад. Баженовская (*J_{3bg}*) свита входит в ГФН 87 млн лет назад. Обе свиты могут являться источником нефти. Ко времени существования очагов генерации нефти палеозойские резервуары уже были сформированы.

4.7 Сельвейкинская площадь

Сельвейкинское локальное поднятие в тектоническом плане приурочено к зоне сочленения Пудинского мезоподнятия и Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 3).

Для моделирования была выбрана скважина № 2, расположенная на юго-восточной переклинали Сельвейкинского поднятия. Скважина вскрыла интервал коры выветривания 2901–2922 м. По керну – это известково-кремнистые породы, светло-серые и белые, легкие, пористые,

пелитоморфные. Среди этих пород прослеживаются туфогенные песчаники. Коренные породы палеозоя определены как известняки, участками окремненные, светло-бурые, брекчированные, тонкослоистые. По многочисленным трещинам отмечаются тектонические подвижки с амплитудой перемещения до 2–3 см, а также кварцевые и кальцитовые жилки. В результате пластовых испытаний в скважине установлены газопроявления из доюрского интервала (пласты М, М₁).

В районе Сельвейкинской площади получил развитие депрессионный тип разреза. В кровле палеозойского осадочного разреза вскрыты отложения позднедевонской чагинской свиты [112], по которым сформировалась кора выветривания. Предъюрский перерыв в осадконакоплении завершился в аалене: начали накапливаться отложения тюменской свиты (прил. А табл. А.8). В разрезе скважины получили распространение баженовская, тюменская, чагинская, чузикская, мирная и ларинская потенциально нефтематеринские свиты. Далее будет представлен анализ их термической истории (табл. 16, рис. 20).

Таблица 16 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Сельвейкинская 2

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
0,0	0	39	74 (2580)	79 (2790)	85 (3120)	93 (3550)	99 (3980)	121 (5460)
1,6	1	39	75 (2560)	81 (2770)	87 (3100)	94 (3530)	101 (3960)	123 (5440)
4,7	3	39	78 (2560)	83 (2770)	90 (3100)	97 (3530)	104 (3960)	125 (5440)
24,0	16	39	89 (2550)	94 (2750)	101 (3080)	108 (3510)	115 (3950)	136 (5420)
32,3	16	39	84 (2380)	89 (2590)	95 (2910)	102 (3340)	109 (3780)	130 (5260)
41,7	12	39	78 (2340)	83 (2540)	89 (2870)	96 (3300)	103 (3730)	124 (5210)
54,8	19	39	84 (2270)	89 (2480)	95 (2800)	103 (3230)	109 (3670)	131 (5150)
61,7	22	39	82 (2160)	88 (2370)	94 (2690)	101 (3120)	108 (3560)	129 (5040)
73,2	16	39	76 (2130)	81 (2340)	88 (2660)	95 (3090)	102 (3530)	123 (5010)
86,5	22	39	80 (2090)	85 (2300)	91 (2620)	98 (3050)	105 (3490)	126 (4970)
89,8	22	39	75 (1900)	80 (2110)	87 (2430)	94 (2860)	101 (3300)	122 (4780)
91,6	22	39	72 (1880)	77 (2090)	83 (2420)	90 (2840)	97 (3280)	118 (4760)
114,1	21	39	45 (920)	50 (1120)	57 (1450)	64 (1880)	71 (2320)	92 (3800)
116,3	18	39	44 (920)	49 (1120)	56 (1450)	63 (1880)	69 (2320)	91 (3800)
120,2	19	39	42 (920)	47 (1120)	53 (1450)	60 (1880)	67 (2320)	88 (3800)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °C	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Чагинская (D ₃ cg)	Чузикская (D ₂ cz)	Мирная (D ₁ mr)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °C (в скобках глубина центра свиты, м)					
136,1	10	39	18 (240)	24 (450)	30 (770)	37 (1200)	44 (1640)	65 (3120)
145,8	12	39	13 (10)	18 (220)	25 (550)	32 (980)	38 (1410)	60 (2890)
151,2	14	39	-	18 (190)	25 (520)	32 (950)	39 (1380)	60 (2860)
162,9	15	39	-	17 (110)	24 (440)	31 (870)	38 (1310)	59 (2780)
174,1	17	39	-	-	21 (220)	28 (650)	35 (1080)	56 (2560)
213,0	14	60	-	-	19 (200)	29 (620)	40 (1060)	72 (2540)
216,8	14	67	-	-	21 (240)	34 (720)	46 (1150)	83 (2630)
235,1	21	129	-	-	63 (670)	88 (1140)	110 (1580)	180 (3060)
243,7	28	173	-	-	105 (870)	139 (1340)	169 (1780)	264 (3260)
250,0	31	219	-	-	143 (1020)	185 (1490)	222 (1930)	340 (3410)
252,2	32	218	-	-	142 (1020)	184 (1500)	220 (1930)	337 (3410)
276,6	14	194	-	-	97 (870)	133 (1340)	166 (1780)	269 (3260)
313,2	20	79	-	-	60 (990)	75 (1460)	89 (1900)	131 (3380)
320,2	17	79	-	-	52 (870)	67 (1340)	80 (1780)	123 (3260)
326,2	20	79	-	-	46 (670)	61 (1140)	74 (1580)	117 (3060)
358,9	30	79	-	-	38 (240)	53 (720)	66 (1150)	109 (2630)
382,7	34	79	-	-	-	42 (240)	55 (670)	97 (2150)
390,5	22	79	-	-	-	-	28 (200)	70 (1680)
407,6	27	79	-	-	-	-	-	63 (1280)
427,4	29	79	-	-	-	-	-	34 (180)
<p>Примечания</p> <p>1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °C (вызывающие деструкцию УВ).</p> <p>2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.</p>								

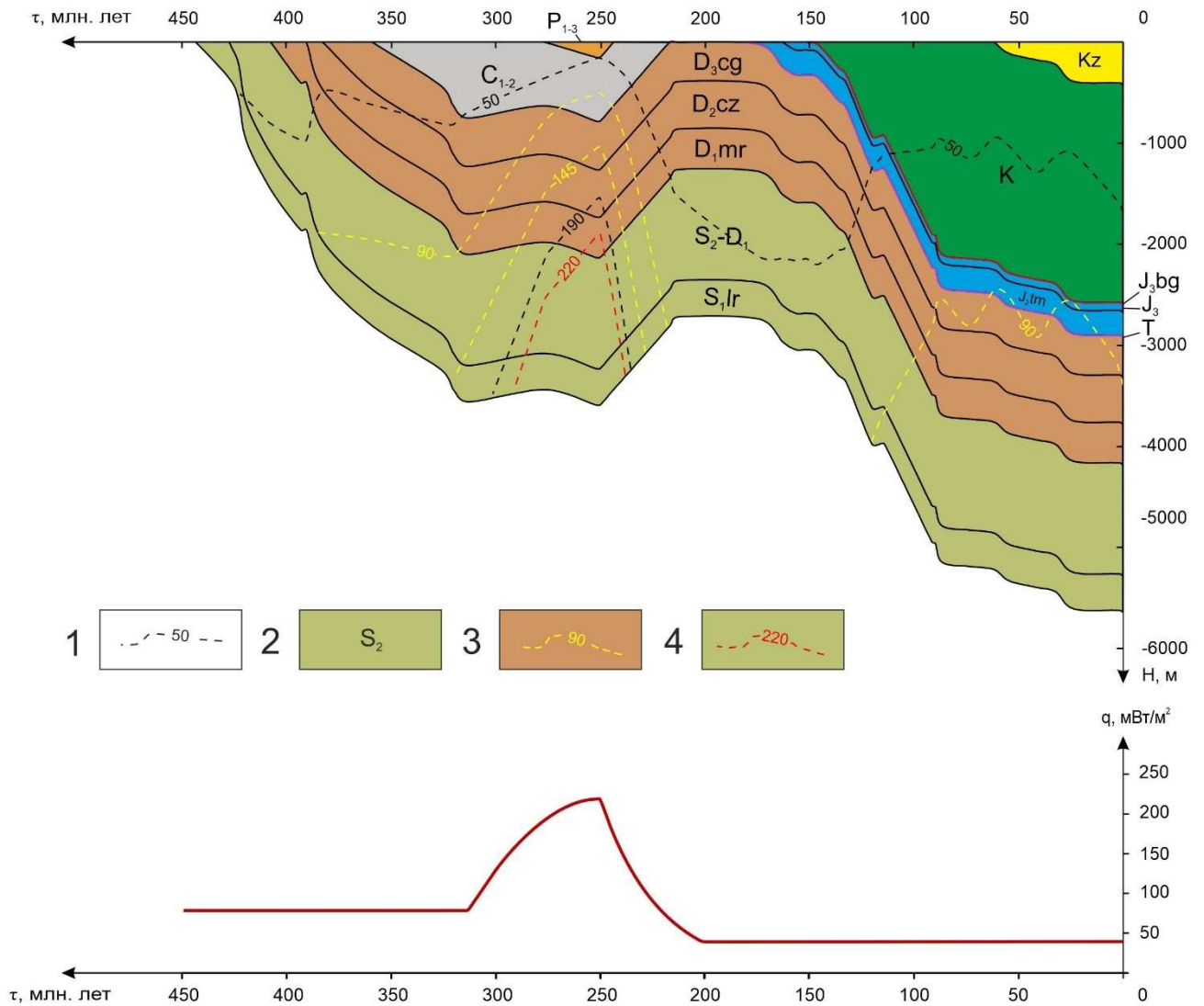


Рисунок 20 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Сельвейкинская 2: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Анализ термической истории ларинской и мирной свит показал, что эти свиты длительное время были подвержены воздействию разрушительных температур свыше 220 °С. Следовательно, эти свиты не могут рассматриваться как возможные источники УВ для залежей в доюрском НГК.

Чузикская свита 277 млн лет назад входит в ГФН. Ко времени палеотемпературного максимума температуры возрастают и достигают 185 °С в центре свиты. В это время большая часть свиты (верхние 286 м) находится в ГФГ. Свита не испытывала разрушительных для УВ температур, поэтому по геотемпературному критерию можно ожидать генерацию и сохранность чузикского газа.

Чагинская свита 277 млн лет назад входит в ГФН и находится в ней вплоть до 235 млн лет назад. Во время палеотемпературного максимума свита была прогрета от кровли до подошвы до диапазона температур 122–164 °С. Чагинская свита частично была подвержена денудации (размытая мощность, принятая в модели, – 90 м). В сохранившихся до настоящего времени отложениях диапазон температур 250 млн лет назад составлял 130–164 °С. После этого температуры снижаются. Таким образом, верхние 172 м чагинской свиты могут выступать в качестве источника нефти, нижние 218 м – в качестве источника газа.

Тюменская свита входила в ГФН только во время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойской части разреза – 24 млн лет назад. В термической истории баженовской свиты очаги генерации УВ отсутствуют. Следовательно, в окрестностях скважины Сельвейкинская 2 юрские нефтематеринские свиты не могут быть источниками УВ.

4.8 Урманское месторождение

Урманское месторождение находится в восточной части Чузикско-Чижапской мезоседловины (рис. 3), в центральной части Ньюрольского погруженного блока Межовского срединного массива (рис. 4).

Урманская структура осложнена двумя локальными поднятиями – собственно Урманским и Южно-Урманским, расположенным в юго-западной части поднятия. Породы доюрского основания, коры выветривания и нижнеюрские отложения рассечены многочисленными проникающими малоамплитудными разрывными нарушениями. Несмотря на то, что в рассматриваемом районе переработка палеозойских пород герцинскими движениями не слишком велика, здесь широко развиты разломы северо-западного простирания.

Промышленная нефтегазоносность Урманского месторождения связана с залежами в кавернозно-трещиноватых карбонатах внутреннего палеозоя (горизонт M_1), с отложениями коры выветривания (горизонт M), а также с терригенными коллекторами пластов салатской и тюменской свит юрской системы.

В отложениях палеозоя (пласты $M+M_1$) выделено 4 залежи углеводородов – одна нефтегазоконденсатная в Центральном куполе (вскрыта скважиной Урманская 5) и три нефтяные, в том числе две залежи нефти в Южно-Урманском куполе (одна вскрыта скважиной Южно-Урманская 1).

Для моделирования были выбраны скважины Урманская 5 и Южно-Урманская 1. Обе они вскрыли залежи УВ в доюрском НГК. Палеозойская часть разреза скважин выполнена рифогенными образованиями. В кровле палеозоя скважиной Урманская 5 вскрыта

позднедевонская лугинецкая свита, а скважиной Южно-Урманская 1 – раннедевонская армичевская свита [111]. Палеозойские отложения не перекрыты корой выветривания. Осадочный мезозойско-кайнозойский разрез начинает формироваться в нижней юре: в скважине Урманская 5 в нижнем тоаре (тогурская свита) (прил. А табл. А.9), в скважине Южно-Урманская 1 в плинсбахе (урманская свита) (прил. А табл. А.10). В разрезах обеих скважин присутствует нефтематеринская раннеюрская тогурская свита.

Реконструкция термической истории выполнена для баженовской, тюменской, тогурской, лугинецкой (в скважине Урманская 5), кыштовской и ларинской свит (табл. 17, 18, рис. 21, 22).

Таблица 17 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Урманская 5

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, МВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
0,0	0	45	85 (2590)	92 (2830)	99 (3070)	103 (3310)	139 (5460)	152 (6250)
1,6	1	45	87 (2580)	94 (2820)	101 (3060)	106 (3300)	141 (5450)	154 (6240)
4,7	3	45	89 (2570)	97 (2820)	104 (3060)	108 (3300)	144 (5450)	157 (6230)
24,0	16	45	101 (2570)	108 (2810)	115 (3050)	119 (3290)	155 (5440)	167 (6230)
32,3	16	45	97 (2490)	105 (2740)	112 (2980)	116 (3220)	151 (5370)	164 (6150)
41,7	12	45	88 (2350)	95 (2590)	102 (2830)	106 (3070)	141 (5220)	154 (6010)
54,8	19	45	93 (2260)	100 (2500)	107 (2740)	112 (2980)	147 (5130)	160 (5920)
61,7	22	45	95 (2250)	102 (2490)	109 (2730)	113 (2970)	148 (5120)	161 (5910)
73,2	16	45	85 (2130)	92 (2380)	99 (2620)	103 (2860)	139 (5010)	151 (5790)
86,5	22	45	88 (2080)	95 (2320)	102 (2560)	106 (2800)	142 (4960)	154 (5740)
89,8	22	45	83 (1920)	90 (2160)	97 (2400)	102 (2650)	137 (4800)	150 (5580)
91,6	22	45	80 (1910)	87 (2150)	94 (2390)	98 (2630)	134 (4780)	146 (5560)
114,1	21	45	52 (1020)	59 (1270)	66 (1510)	70 (1750)	106 (3900)	118 (4680)
116,3	18	45	51 (1020)	58 (1270)	65 (1510)	69 (1750)	105 (3900)	117 (4680)
120,2	19	45	48 (1020)	55 (1260)	62 (1510)	66 (1750)	101 (3900)	113 (4680)
136,1	10	45	20 (260)	27 (500)	34 (750)	38 (990)	74 (3140)	86 (3920)
145,8	12	45	13 (10)	20 (250)	27 (500)	31 (740)	67 (2890)	79 (3670)
151,2	14	45	-	20 (230)	27 (470)	31 (710)	67 (2860)	80 (3650)
162,9	15	45	-	19 (140)	26 (380)	30 (620)	65 (2770)	78 (3560)

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Лугинецкая (D ₃ lg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)					
170,3	16	45	-	-	20 (100)	24 (340)	59 (2490)	72 (3280)
178,1	16	45	-	-	16 (10)	20 (250)	56 (2400)	69 (3190)
182,7	13	45	-	-	-	17 (230)	52 (2380)	65 (3160)
219,0	14	88	-	-	-	30 (500)	105 (2920)	129 (3700)
243,4	28	205	-	-	-	100 (860)	277 (3280)	335 (4070)
250,0	31	258	-	-	-	133 (960)	354 (3380)	426 (4170)
252,2	32	257	-	-	-	132 (960)	351 (3380)	423 (4170)
276,6	14	229	-	-	-	92 (860)	287 (3280)	351 (4070)
285,3	17	207	-	-	-	97 (960)	273 (3380)	330 (4170)
302,7	20	144	-	-	-	90 (1160)	212 (3580)	252 (4370)
313,2	20	91	-	-	-	72 (1280)	150 (3700)	176 (4490)
320,2	17	91	-	-	-	63 (1160)	141 (3580)	167 (4370)
326,2	20	91	-	-	-	55 (960)	134 (3380)	160 (4170)
358,9	30	91	-	-	-	46 (500)	125 (2920)	150 (3700)
382,7	34	91	-	-	-	-	96 (1920)	121 (2700)
390,5	22	91	-	-	-	-	51 (890)	76 (1680)
400,5	24	91	-	-	-	-	46 (670)	71 (1460)
407,6	27	91	-	-	-	-	42 (470)	67 (1260)
410,8	29	91	-	-	-	-	36 (200)	61 (980)
427,4	29	91	-	-	-	-	-	36 (220)
<p>Примечания</p> <p>1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).</p> <p>2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.</p>								

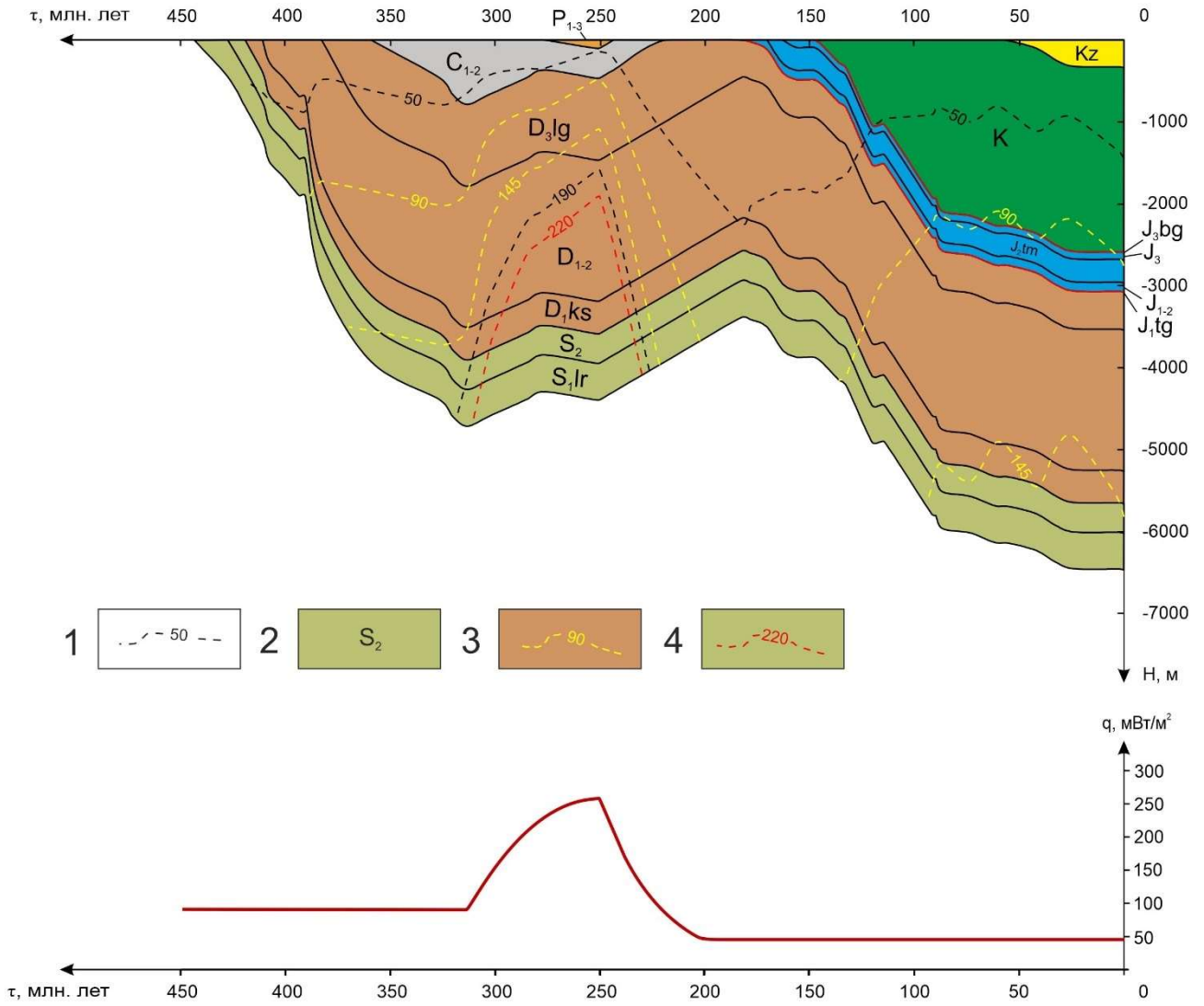


Рисунок 21 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Урманская 5: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

Таблица 18 – Термическая история потенциально нефтематеринских свит в разрезе скважины Южно-Урманская 1

Время, млн. лет назад	Палеоклимат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
0,0	0	45	83 (2630)	90 (2870)	97 (3110)	102 (3450)	115 (4230)
1,6	1	45	85 (2630)	92 (2870)	99 (3100)	105 (3450)	117 (4230)
4,7	3	45	88 (2630)	94 (2860)	101 (3100)	107 (3440)	120 (4230)
24,0	16	45	100 (2620)	106 (2860)	113 (3100)	119 (3440)	132 (4220)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
32,3	16	45	94 (2480)	101 (2720)	108 (2960)	114 (3300)	126 (4080)
41,7	12	45	89 (2450)	96 (2690)	102 (2930)	108 (3270)	121 (4050)
54,8	19	45	94 (2380)	101 (2610)	108 (2850)	114 (3190)	126 (3980)
61,7	22	45	95 (2320)	101 (2550)	108 (2790)	114 (3130)	126 (3920)
73,2	16	45	84 (2180)	90 (2410)	97 (2650)	103 (2990)	116 (3780)
86,5	22	45	87 (2120)	94 (2360)	101 (2600)	107 (2940)	119 (3720)
89,8	22	45	83 (1960)	90 (2200)	96 (2440)	102 (2780)	115 (3560)
91,6	22	45	79 (1940)	86 (2180)	93 (2420)	99 (2760)	111 (3540)
114,1	21	45	50 (990)	57 (1230)	63 (1470)	69 (1810)	82 (2590)
116,3	18	45	49 (990)	56 (1230)	62 (1470)	68 (1810)	81 (2590)
120,2	19	45	47 (990)	54 (1230)	60 (1460)	66 (1810)	79 (2590)
132,4	14	45	21 (330)	28 (570)	35 (800)	41 (1150)	53 (1930)
145,8	12	45	13 (10)	20 (250)	26 (490)	32 (830)	45 (1620)
151,2	14	45	-	20 (220)	27 (460)	33 (800)	45 (1590)
162,9	15	45	-	19 (140)	25 (380)	31 (720)	44 (1500)
170,3	16	45	-	-	19 (100)	25 (440)	38 (1230)
178,1	16	45	-	-	16 (10)	22 (350)	35 (1140)
190,8	12	45	-	-	-	17 (300)	29 (1080)
200,7	11	45	-	-	-	18 (450)	31 (1240)
209,3	13	61	-	-	-	25 (580)	42 (1360)
217,2	14	78	-	-	-	34 (700)	56 (1480)
243,5	28	209	-	-	-	111 (1100)	169 (1880)
250,0	31	271	-	-	-	151 (1200)	226 (1980)
252,2	32	270	-	-	-	150 (1200)	224 (1980)
276,6	14	239	-	-	-	107 (1100)	172 (1880)
296,1	20	175	-	-	-	107 (1420)	155 (2200)
304,0	20	136	-	-	-	98 (1550)	136 (2340)
310,1	21	102	-	-	-	86 (1650)	116 (2440)
313,2	20	90	-	-	-	79 (1700)	103 (2480)

Время, млн. лет назад	Палео- климат, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Баженовская (J ₃ bg)	Тюменская (J ₂ tm)	Тогурская (J ₁ tg)	Кыштовская (D ₁ ks)	Ларинская (S ₁ lr)
			Геотемпературы свиты, °С (в скобках глубина центра свиты, м)				
320,2	17	90	-	-	-	73 (1650)	98 (2440)
326,2	20	90	-	-	-	71 (1550)	96 (2340)
358,9	30	90	-	-	-	76 (1420)	100 (2200)
382,7	34	90	-	-	-	69 (1100)	94 (1880)
390,5	22	90	-	-	-	44 (700)	69 (1480)
410,8	29	90	-	-	-	36 (200)	60 (980)
427,4	29	90	-	-	-	-	36 (220)

Примечания

1. Голубой заливкой показаны температуры ГФН; желтой – температуры ГФГ; фиолетовой – температуры, превышающие 220 °С (вызывающие деструкцию УВ).

2. Времена палеотемпературных максимумов в мезозойско-кайнозойских и палеозойских отложениях показаны красной заливкой.

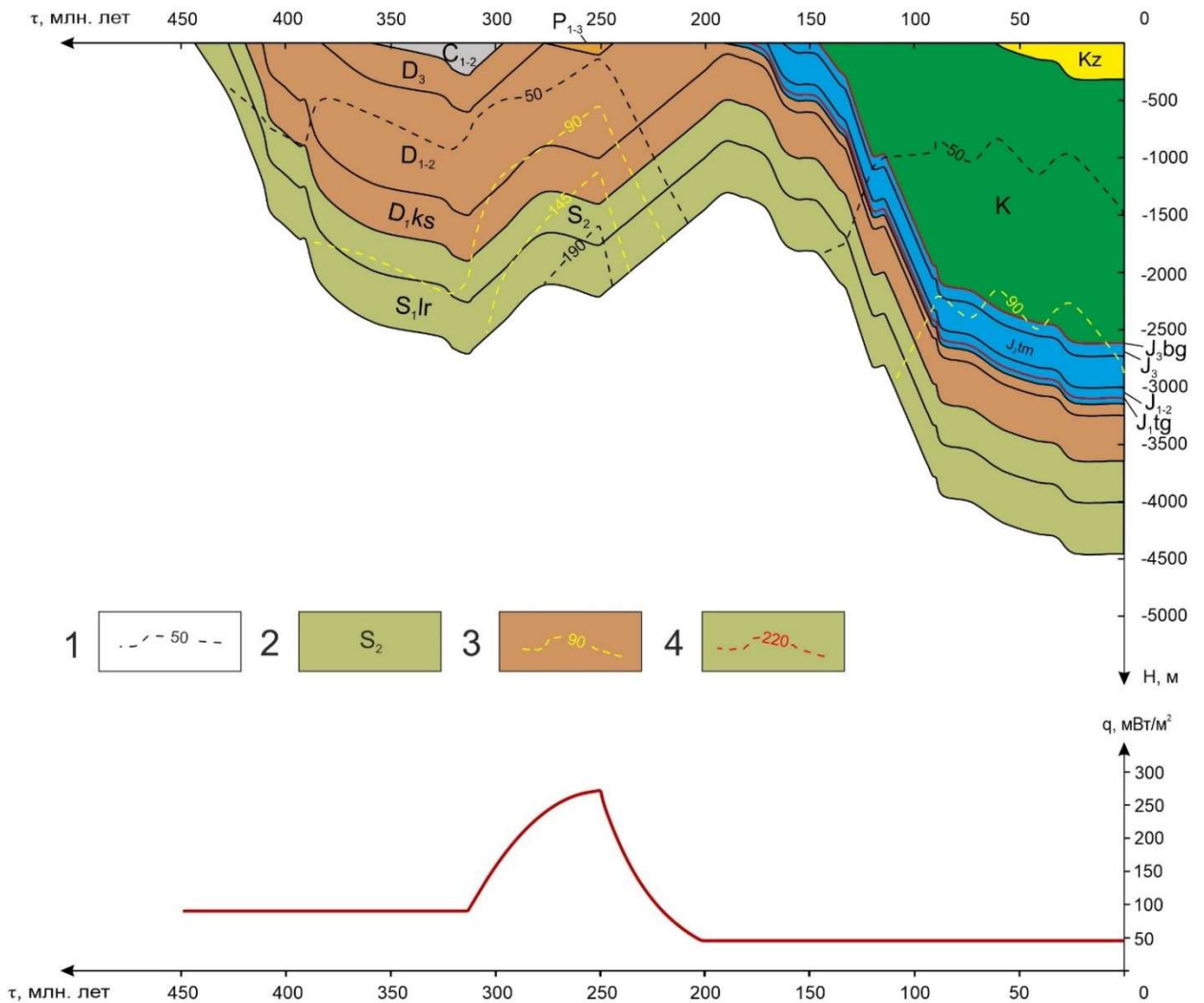


Рисунок 22 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Южно-Урманская 1: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней – график динамики теплового потока.

В термической истории ларинской (*S_{lr}*) свиты на Урманском месторождении существовал период, когда она была подвержена воздействию температур превышающих 220 °С. Следовательно, геотемпературный режим, существовавший в свите, не является благоприятным для генерации и сохранности ларинских УВ. То же самое можно сказать и о кыштовской (*D_{ks}*) свите в районе скважины Урманская 5.

Однако в районе скважины Южно-Урманская 1 кыштовская (*D_{ks}*) свита не подвергалась воздействию разрушительных для УВ температур. 304 млн лет назад она вошла в ГФН, 252 млн лет назад – в ГФГ. Во время палеотемпературного максимума 250 млн лет назад свита нагрелась от кровли до подошвы до 132–170 °С. Таким образом, верхняя часть свиты мощностью 136 м может генерировать нефть, а нижняя часть (мощностью 264 м) – газ.

В разрезе скважины Урманская 5 лугинецкая (*D_{lg}*) свита 303 млн лет назад вошла в длительную ГФН на 84 млн лет. Поскольку мощность лугинецкой свиты значительная (в модели задается 1000 м), то во время палеотемпературного максимума (250 млн лет назад) в интервале свиты существовал широкий температурный диапазон от 88 до 178 °С. Ко времени формирования резервуара внутреннего палеозоя 540 м отложений лугинецкой свиты были размыты. Тогда температура в сохранившихся до настоящего времени отложениях лугинецкой свиты изменялась в диапазоне от 137 до 178 °С. Следовательно, можно сделать вывод о том, что верхняя часть сохранившихся отложений лугинецкой свиты мощностью 91 м могли генерировать нефть, в то же время нижняя часть мощностью 369 м могла генерировать газ.

Напомним, что отложения лугинецкой (*D_{lg}*) свиты в районе скважины Южно-Урманская 1 были размыты.

В обеих скважинах 92 млн лет назад входит в ГФН тогурская (*J_{tg}*) свита, 90 млн лет назад – тюменская (*J_{tm}*) свита. Обе свиты находятся в ГФН вплоть до настоящего времени. Баженовская (*J_{bg}*) свита входит в ГФН дважды: 62–42 млн лет назад и 32–5 млн лет назад.

Таким образом, в районе скважины Урманская 5 источниками нефти могут быть лугинецкая, тогурская, тюменская и баженовская свиты, газа – лугинецкая свита. Для скважины Южно-Урманская 1 источниками нефти могут быть кыштовская, тогурская, тюменская и баженовская свиты, газа – кыштовская свита.

4.9 Обобщение результатов

Анализ термической истории нефтегазоматеринских отложений, вскрытых 11 скважинами, позволяет сделать несколько важных выводов. Благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности нефти существовали как в юрских, так и в доюрских потенциально нефтематеринских свитах. В то же время источником палеозойских залежей газа и газоконденсата могут являться, скорее всего, только доюрские отложения (табл. 19).

Таблица 19 – Прогноз очагов генерации УВ по геотемпературному критерию

Скважина	Свиты, в которых существовали очаги генерации нефти	Свиты, в которых существовали очаги генерации газа
Районы с депрессионным типом разреза		
Сельвейкинская 2	Чагинская	Чагинская, чузиковская
Останинская 438	Баженовская, тюменская, чагинская	Чагинская, чузиковская
Калиновая 10	Баженовская, тюменская, чагинская	Чузиковская
Районы с переходным типом разреза		
Лугинецкая 170	Баженовская, тюменская, лугинецкая	Мирная
Герасимовская 8	Баженовская, тюменская, лугинецкая	Лугинецкая
Северо-Калиновая 23	Баженовская, тюменская, чагинская	Чагинская
Калиновая 17	Баженовская, тюменская	-
Районы с рифогенным типом разреза		
Южно-Урманская 1	Баженовская, тюменская, тогурская, кыштовская	Кыштовская
Урманская 5	Баженовская, тюменская, тогурская, лугинецкая	Лугинецкая
Нижнетабаганская 9	Баженовская, тюменская	Лугинецкая
Нижнетабаганская 8	Баженовская, тюменская, лугинецкая	Лугинецкая

Среди юрских нефтематеринских свит очаги генерации нефти существовали и в баженовской, и в тюменской, и в тогурской. Среди рассмотренных скважин эти очаги имеют

повсеместное распространение, за исключением зоны в районе скважины Сельвейкинская 2, где температуры в баженовской и тюменской свитах не достигли ГФН.

В районах с депрессионным типом палеозойского разреза (рис. 23) источником нефти залежей в доюрском НГК может быть чагинская свита, газа – чагинская и чузикская свиты. Сохранившиеся к концу предъюрского периода денудации отложения чагинской свиты делятся изотермой 145 °С на две части: в верхней – геотемпературный режим благоприятен для генерации и сохранности нефти, в нижней – газа.

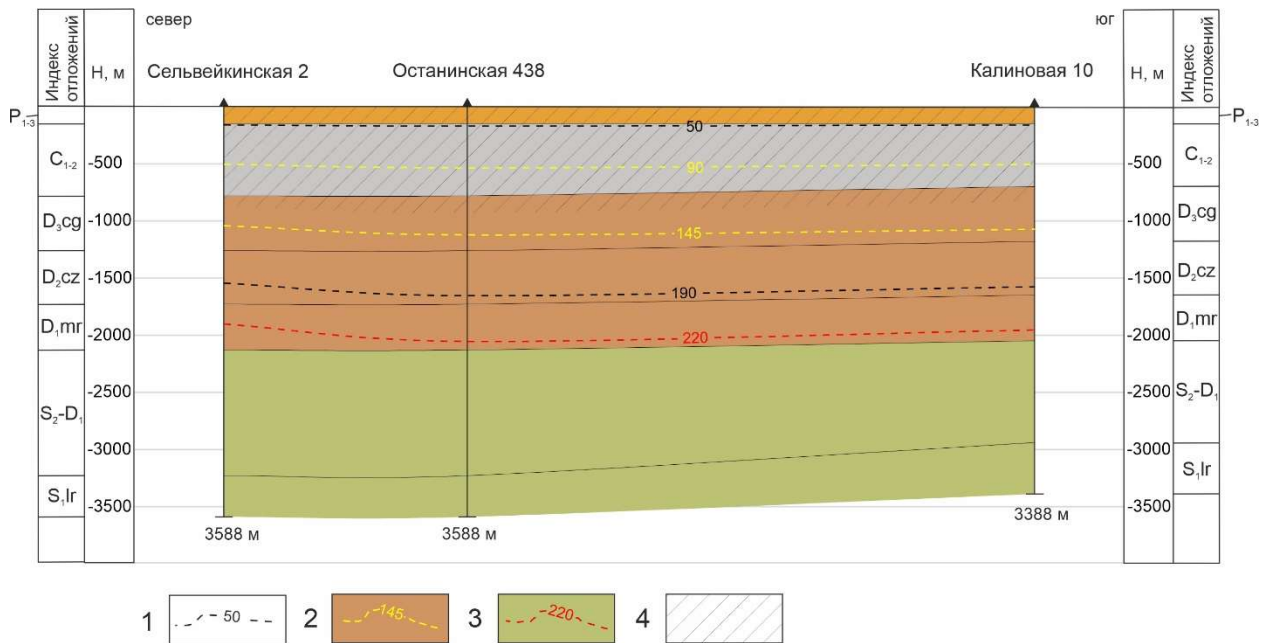


Рисунок 23 – Геологический палеоразрез по линии скважин Сельвейкинская 2 – Останинская 438 – Калиновья 10 с изотермами на период 250 млн лет назад: 1 – изотермы; 2 – изотермы граничных температур ГФН; 3 – изотерма начала деструкции УВ; 4 – отложения, размытые в предъюрский период денудации.

В разрезе, выполненном рифогенными образованиями, источниками нефти и газа из палеозойских свит могут быть лугинецкая и кыштовская (рис. 24). Причем кыштовская свита сохраняет свой генерационный потенциал после палеотемпературного максимума только в районе скважины Южно-Урманская 1, находящейся над выступом байкальского складчатого фундамента, ввиду небольшой мощности осадочного палеозойского разреза.

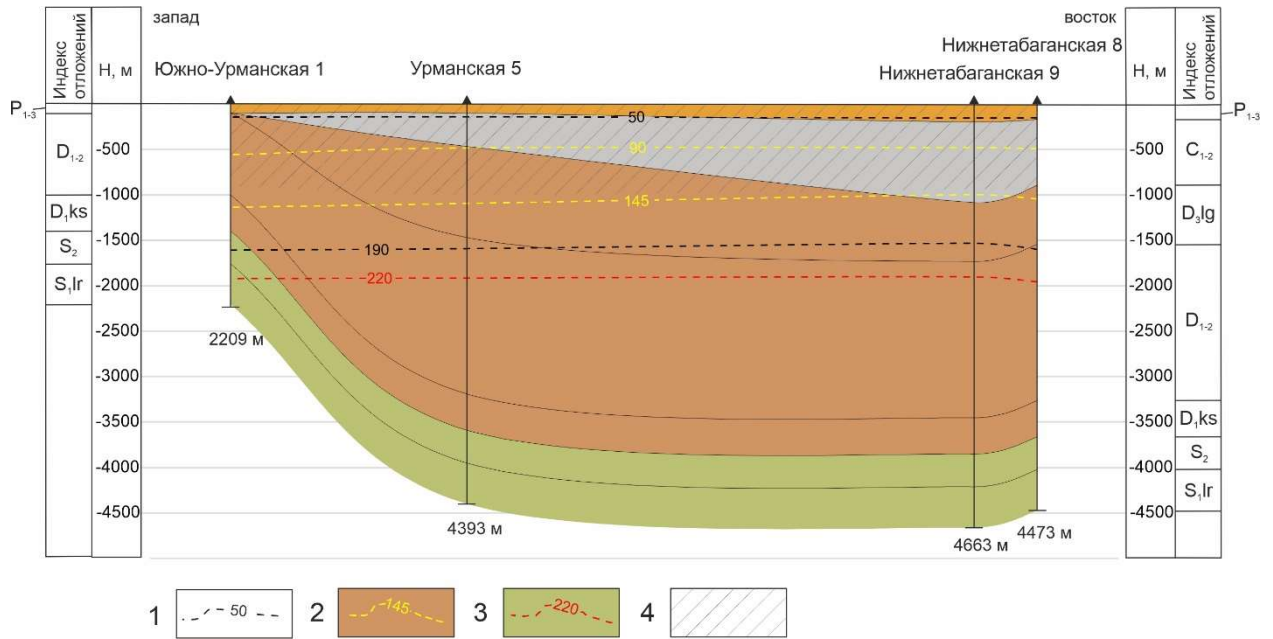


Рисунок 24 – Геологический палеоразрез по линии скважин Южно-Урманская 1 – Урманская 5 – Нижнетабаганская 9 – Нижнетабаганская 8 с изотермами на период 250 млн лет назад. Условные обозначения те же, что и на рис. 23.

В различных вариантах переходного типа разреза (рис. 25) источниками генерации нефти могут быть или чагинская, или лугинецкая свиты (одновозрастные аналоги). Источниками газа могут быть чагинская или лугинецкая, а также мирная свиты.

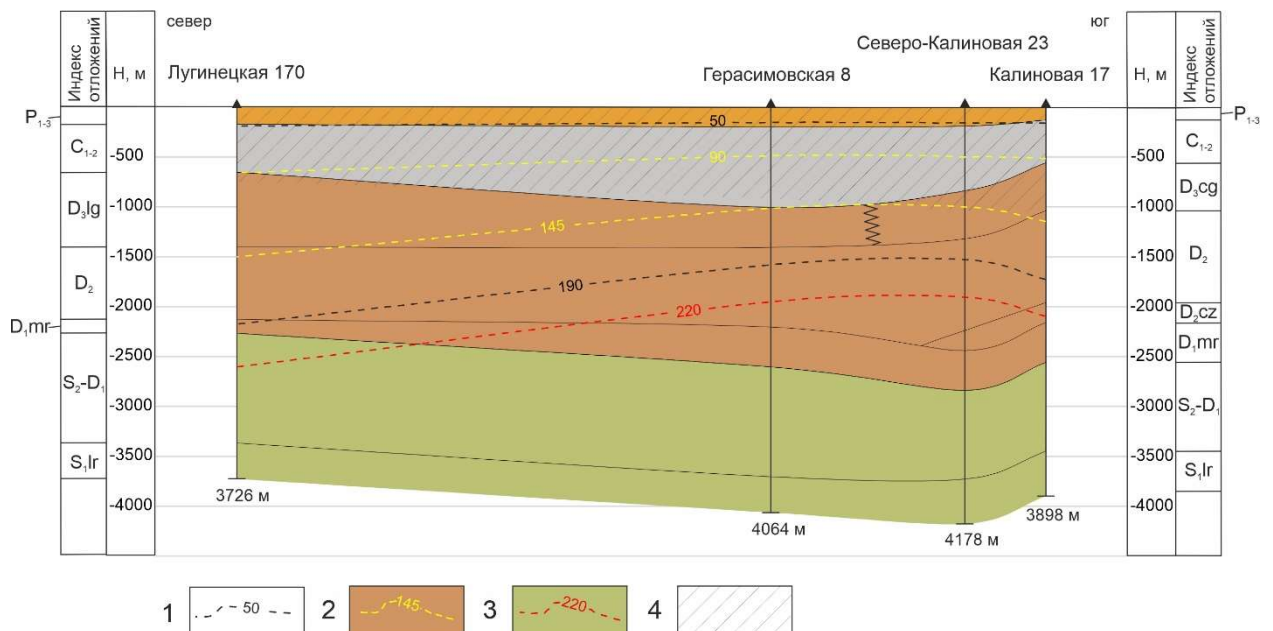


Рисунок 25 – Геологический палеоразрез по линии скважин Лугинецкая 170 – Герасимовская 8 – Северо-Калиновая 23 – Калиновая 17 с изотермами на период 250 млн лет назад. Условные обозначения те же, что и на рис. 23.

Выводы:

А. Анализ термической истории выявил, что благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности углеводородов существовали как в юрских, так и в палеозойских потенциально нефтематеринских свитах.

Б. Геотемпературный режим, способствующий генерации и сохранности нефти, существовал в юрских – баженовской, тюменской и тогурской, и палеозойских – чагинской (лугинецкой) и кыштовской свитах.

В. Геотемпературный режим, способствующий генерации и сохранности газа и газоконденсата, существовал только в палеозойских чагинской (лугинецкой), чузикской, мирной и кыштовской свитах.

Г. Особенности геологического развития осадочного бассейна в районе скважины оказывают большое влияние на распространение очагов генерации углеводородов – они могут существовать на довольно ограниченной территории.

Содержание раздела и выводы обосновывают второе защищаемое положение:

«На территории Останинской и Чузикско-Чижапской групп месторождений благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности углеводородов существовали как в юрских, так и в палеозойских потенциально нефтегазоматеринских свитах. Геотемпературный режим, способствующий генерации и сохранности нефти, существовал в юрских – баженовской, тюменской и тогурской, и палеозойских – чагинской (лугинецкой) и кыштовской свитах, а газа – только в палеозойских чагинской (лугинецкой), чузикской, мирной и кыштовской свитах».

Материалы раздела опубликованы в [79–81, 101–106].

5 ГЕНЕЗИС НЕФТИ И ГАЗА ДОЮРСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ

В результате анализа термической истории палеозойских и мезозойских нефтематеринских свит были выявлены очаги генерации углеводородов. Привлечение результатов испытаний скважин и геохимических исследований позволит сделать выводы об источниках, формирующих залежи в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне.

5.1 Герасимовское месторождение

Скважина Герасимовская 8 пробурена в контуре нефтегазоконденсатной залежи пласта М: в результате испытаний этого интервала были получены притоки нефти (табл. 20). По данным геохимических исследований (табл. 1), нефть залежи Герасимовского месторождения может иметь или палеозойский [22], или смешанный (нижнеюрский + палеозойский) [19] генезис.

Результаты палеотемпературного моделирования показали, что эта нефть могла быть генерирована палеозойской лугинецкой и юрскими тюменской и баженовской нефтематеринскими свитами. Учитывая сложность проникновения баженовской нефти в образования доюрского комплекса (необходимость миграции вниз на расстояние более 300 м) и отсутствие в разрезе скважины тогурской свиты, мы склоняемся скорее к палеозойскому генезису нефти залежи пласта М на Герасимовском месторождении.

Роль палеозойского источника нефти в формировании нефтегазоносности месторождения, вероятно, была очень значительной. Большая часть основных промышленных запасов нефти категории С1 (60 %) и неразведанных категории С2 (95 %) сконцентрирована в доюрском НГК [112]. В работе [22] также отмечается, что нефть палеозойского генезиса была обнаружена не только в пласте М, но и в пласте Ю₇ в районе скважины Герасимовская 2 и в пласте Ю₉ в районе скважины Герасимовская 3.

Напомним, что в скважине Герасимовская 8 в лугинецкой свите был выявлен очаг генерации газа. В результате испытаний газ получен не был, но можно предположить его миграцию в сводовую часть ловушки в районе скважины Герасимовская 4. В этой скважине из пласта М был получен значительный приток газоконденсата (табл. 20). Генезис газа был определен как палеозойский (табл. 1) [21].

Подводя итог исследованиям в районе Герасимовского месторождения, можно заключить, что основным источником УВ для залежи в пласте М является палеозойская лугинецкая нефть. Наряду с этим была отмечена и значительная роль палеозойского лугинецкого источника газа.

Таблица 20 – Результаты испытания скважин Герасимовского нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Герасимовская 2			
Тюменская свита (Ю ₇)	2812–2835	Пластовая вода с пленкой нефти	1,2
Кора выветривания (М)	2892–2924	Пластовая вода	12,6
Внутренний палеозой (М ₁)	2980–2997	Пластовая вода	23,4
Скважина Герасимовская 4			
Наунакская свита (Ю ₁ ¹⁻²)	2488–2501	Газоконденсат	48,9 тыс.
Наунакская свита (Ю ₁ ⁴)	2518–2542	Газоконденсат	42,8 тыс.
Кора выветривания (М)	2711–2715	Газоконденсат	130 тыс.
Скважина Герасимовская 8			
Тюменская свита + кора выветривания (М)	2828–2847	Нефть	47,0
Кора выветривания (М)	2854–2861	Нефть	127,0
Кора выветривания (М)	2854–2861, 2865–2870	Нефть	80,0

5.2 Калиновое месторождение

Методом палеотемпературного моделирования на примере скважин Калиновая 10 и Калиновая 17 выявлены очаги генерации нефти – в палеозойской чагинской и юрских тюменской и баженовской свитах и газа – в палеозойской чузикской свите.

Однако миграцию баженовской нефти в доюрские резервуары сложно представить. Мощность юрских отложений в изученных скважинах без учета баженовской свиты составляет от 285 м в скважине Калиновая 10 до 423 м в скважине Калиновая 17.

Возможность аккумуляции тюменской нефти в доюрских резервуарах опровергают результаты геохимических исследований. По геохимическим признакам нефть на Калиновом месторождении генерирована палеозойским морским органическим веществом (табл. 1) [5, 13, 16, 19, 24].

В скважине Калиновая 10 в результате испытаний интервала коры выветривания был получен приток нефти с растворенным газом, а интервала внутреннего палеозоя – приток пластовой воды с пленкой нефти (табл. 21). Анализ термической истории показал, что

источником этой нефти может быть позднедевонская чагинская свита, а источником газа может быть среднедевонская чузикская свита. О значительных масштабах генерации УВ свидетельствуют значительные дебиты газа, газоконденсата и нефти, полученные во вскрывшей ту же залежь скважине Калиновая 6 (табл. 21).

В результате испытаний интервалов доюрских резервуаров в скважине Калиновая 17 притоков получено не было (табл. 21). Такой результат связан с тем, что в районе этой скважины в доюрских потенциально нефтематеринских свитах существовал неблагоприятный геотемпературный режим для генерации и сохранности УВ.

Таблица 21 – Результаты испытания скважин Калинового нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Калиновая 6			
Васюганская свита (Ю ₁)	2523–2537	Газоконденсат	30,1 тыс.
Тюменская свита	2612–2617	Газоконденсат	202,9 тыс.
Тюменская свита (Ю ₃)	2623–2640	Газоконденсат	744,0 тыс.
Тюменская свита (Ю ₄)	2674–2684	Газоконденсат	87,5 тыс.
Кора выветривания (М)	2808–2831	Нефтеконденсат, газ	8,9; 29,1 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2864–2878	Нефть, газ	12,1; 41,4 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2884–2894	Нефть, газ	12,3; 32,6 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2904–2947	Нефть, газ	14,2; 33,7 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2925–2947	Нефть, газ	12,6; 30,8 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2960–2980	Нефтеконденсат, газ	13,7; 33,9 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2970–2980	Газоконденсат, нефть	26,6 тыс.; 10,5
Внутренний палеозой (М ₁)	2990–3005	Газ, нефть	43,5 тыс.; 22,8
Скважина Калиновая 10			
Кора выветривания (М)	2855–2897	Нефть с растворенным газом	2,0
Внутренний палеозой (М ₁)	3120–3140	«Сухо», пленка нефти	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3140–3152	«Сухо», пленка нефти	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3164–3176, 3190–3198	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3197–3208, 3208–3216	«Сухо»	-

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Калиновая 17			
Васюганская свита (Ю ₁)	2614–2623	Газоконденсатноводяная смесь	87,0 тыс.
Тюменская свита (Ю ₃)	2712–2724	Практически «сухо»	-
Тюменская свита (Ю ₆)	2844–2853	Пластовая вода	1,3
Кора выветривания (М)	3020–3030	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3070–3078	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3138–3142, 3146–3154	«Сухо»	-

5.3 Северо-Калиновое месторождение

Скважина Северо-Калиновая 23 вскрыла нефтяную часть нефтегазоконденсатной залежи в пласте М (табл. 22). По результатам палеотемпературных реконструкций установлено, что очаги генерации нефти в районе скважины существовали в позднедевонской чагинской свите и юрских тюменской и баженовской свитах, очаг генерации газа существовал в чагинской свите.

Основным источником нефти, скорее всего, является позднедевонская чагинская свита. Для Северо-Калинового месторождения также характерна значительная мощность юрских отложений, которая может являться препятствием для миграции баженовской нефти. По данным геохимических исследований, в скважине Северо-Калиновая 25 нефть в залежи пласта М₁ (табл. 22) генерирована палеозойским морским ОВ (табл. 1) [22]. Поэтому возможность аккумуляции тюменской нефти континентального генезиса в залежи пласта М в районе скважины Северо-Калиновая 23 далее нами не рассматривается.

Образовавшийся чагинский газ, вероятно, мигрировал в сводовую часть ловушки в районе скважины Северо-Калиновая 21. Данное предположение подтверждается результатами испытаний – в скважине Северо-Калиновая 21 из пласта М были получены притоки газа, газоконденсата и нефти (табл. 22).

Таблица 22 – Результаты испытания скважин Северо-Калинового нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Северо-Калиновая 21			
Тюменская свита (Ю ₂)	2656–2673	Газ, конденсат	1,5 тыс.; 5,4

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Тюменская свита (Ю ₆)	2821–2839	Газоконденсат	25,0 тыс.
Кора выветривания (М)	2917–2937	Газ, газоконденсат, конденсат	31,7 тыс.; 18,3 тыс.; 4,4
Кора выветривания (М)	2970–2983	Нефть	13,4
Кора выветривания (М)	2970–2992	Нефть	11,9
Кора выветривания (М)	2970–3005	Нефть, газ, пластовая вода	9,8; 28,5 тыс.; 2,4
Внутренний палеозой (М ₁)	3248–3259; 3269–3282	Пластовая вода	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3269–3282	Пластовая вода	0,1
Скважина Северо-Калиновая 23			
Тюменская свита (Ю ₇)	2865–2878	Нефть + пластовая вода	0,2
Тюменская свита (Ю ₁₁)	2905–2913	«Сухо»	-
Кора выветривания (М)	3022–3047	Нефть	40,8
Скважина Северо-Калиновая 25			
Тюменская свита (Ю ₁)	2608–2613	Конденсат, газ, пластовая вода	49,8; 39,3 тыс.; 25,8
Тюменская свита (Ю ₂)	2694–2706	Пластовая вода	2,3
Тюменская свита (Ю ₆)	2871–2875	Нефть, газ	62,4; 1,9 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	3030–3044	Нефть, газ	113,1; 1,1 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	3030–3074	Нефть, газ	113,8; 2,9 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	3030–3080	Нефть, газ	64,3; 778,0
Внутренний палеозой (М ₁)	3046–3061	Нефть, газ	123,5; 430,0
Внутренний палеозой (М ₁)	3090–3100	Пластовая вода	0,2

5.4 Лугинецкое месторождение

В результате анализа термической истории нефтематеринских свит в разрезе скважины Лугинецкая 170 было выявлено существование очагов генерации нефти в баженовской, тюменской и лугинецкой свитах. Основным источником генерации нефти в районе скважины Лугинецкая 170, скорее всего, позднедевонская лугинецкая свита. Проникновение баженовской нефти сквозь толщу юрских отложений мощностью более 200 м в доюрские резервуары маловероятно. Вместе с тем возможность аккумуляции тюменской нефти в доюрских

резервуарах опровергают результаты геохимических исследований: нефть, полученная из пласта М₁ в скважине Лугинецкая 180, имеет палеозойский морской генезис (табл. 1) [22].

В результате пластовых испытаний палеозойских интервалов в изучаемой скважине были получены притоки воды (табл. 23). Этот результат не опровергает существование палеозойского источника нефти, поскольку в керне скважины Лугинецкая 170 были выявлены интервалы, сильно обогащенные углеводородами. Вероятно, результаты испытаний объясняются тем, что залежь пластов М, М₁ сформировалась в гипсометрически более приподнятой зоне в районе скважины Лугинецкая 180. При испытании палеозойских интервалов этой скважины были получены притоки нефти и газа. Источником этого газа может являться мирная свита, в которой был выявлен очаг генерации газа в районе скважины Лугинецкая 170. Палеозойский генезис газа на Лугинецком месторождении подтверждают результаты геохимических исследований [21]: палеозойский газ был обнаружен в пласте Ю₁.

Таблица 23 – Результаты испытания скважин Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Лугинецкая 170			
Тюменская свита (Ю ₄)	2428–2437	Пластовая вода	3,7
Кора выветривания (М)	2494–2520	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3120–3152	Пластовая вода	0,6
Внутренний палеозой (М ₁)	3401–3420, 3434–3448, 3463–3480, 3504–3514	Пластовая вода	0,4
Внутренний палеозой (М ₁)	3584–3612	Пластовая вода	0,6
Внутренний палеозой (М ₁)	3648–3677	Пластовая вода	0,3
Внутренний палеозой (М ₁)	3810–3820, 3840–3850	Пластовая вода	0,3
Внутренний палеозой (М ₁)	3810–3830, 3840–3850	Пластовая вода	0,3
Внутренний палеозой (М ₁)	3917–3937	«Сухо»	-
Скважина Лугинецкая 180			
Тюменская свита (Ю ₃)	2355–2365	Пластовая вода	0,5
Внутренний палеозой (М ₁)	2428–2438	Нефть, газ	6,0; 2,4 тыс.

5.5 Нижнетабаганское месторождение

Напомним, что Нижнетабаганское локальное поднятие по отражающему горизонту Φ_2 состоит из западного, центрального и восточного тектонических приподнятых блоков. В пределах западного блока в пласте M_1 выделена Западная нефтяная залежь.

В западном блоке были пробурены скважины Нижнетабаганские 4 и 17. Западная залежь вскрыта скважиной Нижнетабаганская 4 [117]. При испытании палеозойского интервала этой скважины получены значительные притоки нефти и газ (табл. 24). Результаты геохимических исследований нефти из палеозойского интервала скважин Нижнетабаганских 4 и 17 (табл. 1) указывают на происхождение этой нефти из смешанного ОВ или на то, что она представляет собой смесь нефтей из двух источников: юрского и палеозойского [5, 24]. Здесь важно отметить, что в разрезах этих скважин была вскрыта тогурская свита, которая, вероятно, и является «юрским источником».

Скважина Нижнетабаганская 9 пробурена в центральном тектоническом блоке вне известной залежи. В результате испытаний интервала коры выветривания была получена пластовая вода с пленкой нефти (табл. 24). Результаты палеотемпературного моделирования показали, что источником нефти в окрестностях скважины могут быть только юрские баженовская и тюменская свиты. Учитывая значительную мощность юрских отложений (более 400 м), возможность миграции баженовской нефти в доюрские резервуары оценивается как маловероятная. Ввиду отсутствия в разрезе скважины тогурской свиты, с наибольшей вероятностью можно говорить о наличии в резервуаре коры выветривания признаков тюменской нефти.

Анализ термической истории скважины Нижнетабаганская 9 выявил наличие очага генерации газа в лугинецкой свите. Однако в результате испытаний газ получен не был. Такой результат связан с тем, что, по-видимому, органогенные известняки здесь не являются коллекторами [85]. Во время испытания в интервале 3050–3062 м получен совсем незначительный дебит пластовой воды.

Результаты испытаний в скважине Нижнетабаганская 8 (табл. 24), пробуренной в восточном тектоническом блоке, показали, что пласты $M + M_1$ содержат газ и пластовую воду с незначительным количеством нефти. С наибольшей вероятностью можно говорить о сохранности в доюрских резервуарах палеозойского лугинецкого газа. Именно в лугинецкой свите существовали благоприятные условия для генерации газа. Источниками нефти, по геотемпературному критерию, могут быть палеозойская лугинецкая и юрские баженовская и тюменская свиты. Баженовская свита ввиду ее значительной удаленности (более 400 м) не могла

заполнять доюрские резервуары. Поэтому наиболее вероятно наличие в пластах М и М₁ признаков тюменской и/или лугинецкой нефти.

Притоки воды с пленкой нефти получены в скважинах Нижнетабаганские №№ 2, 8, 9 и 17. Высказывается мнение, что палеозойская залежь, существовавшая в кровле доюрских образований, могла быть разрушена меловыми тектоническими движениями, и, при миграции углеводородов, отложения палеозоя могли оказаться ловушкой только в наиболее приподнятых частях фундамента [114].

Таблица 24 – Результаты испытания скважин Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Нижнетабаганская 2			
Васюганская свита (Ю ₁)	2616–2636	Пластовая вода с пленкой нефти	1,0
Тюменская свита	2685–2688, 2695–2707	Нефть	17,6
Тюменская свита (Ю ₄)	2734–2750	Пластовая вода	0,8
Тюменская свита (Ю ₅)	2763–2772	Пластовая вода	3,0
Кора выветривания (М)	2982–2997	«Сухо»	-
Кора выветривания (М) + внутренний палеозой (М ₁)	3021–3028	Пластовая вода с капельной пленкой нефти	2,9
Внутренний палеозой (М ₁)	3042–3058	Пластовая вода	1,3
Внутренний палеозой (М ₁)	3066–3076	Пластовая вода	2,4
Скважина Нижнетабаганская 4			
Тюменская свита	2711–2715	Нефть	3,2
Тюменская свита	2759–2766, 2775–2779	Пластовая вода с газом	3,0
Тюменская свита (Ю ₆)	2790–2801	Нефть, вода	0,1; 0,1
Внутренний палеозой (М ₁)	2992–3006	Нефть, газ, пластовая вода	11,3; -; 0,2
Внутренний палеозой (М ₁)	3033–3045	Нефть, газ, пластовая вода	11,6; -; 2,6
Внутренний палеозой (М ₁)	3068–3090	Нефть, газ, вода	13,3; -; 0,2
Внутренний палеозой (М ₁)	3080–3090	Нефть, газ	22,0; -
Скважина Нижнетабаганская 8			
Васюганская свита (Ю ₁)	2575–2590	Газоконденсат	286,4 тыс.

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Васюганская свита (Ю ₁)	2617–2625, 2630–2638	Нефть и пластовая вода, пульсирующее выделение газа	0,1; 0,6 тыс.
Тюменская свита (Ю ₄)	2774–2793	Нефть	1,8
Тюменская свита (Ю ₆)	2827–2837	Газоконденсат	51,0 тыс.
Тюменская свита (Ю ₇)	2938–2952	Нефть, газопроявления	0,3; до 40,0
Кора выветривания (М) + внутренний палеозой (М ₁)	2975–2994	Пластовая вода, нефть, газ	2,1; -; 5,0 тыс.
Скважина Нижнетабаганская 9			
Тюменская свита (Ю ₂)	2703–2706, 2715–2719	Нефть	1,7
Тюменская свита (Ю ₅)	2808–2825	Пластовая вода	1,4
Тюменская свита (Ю ₆)	2865–2872	«Сухо»	-
Кора выветривания (М)	3011–3042	«Сухо»	-
Кора выветривания (М)	3017–3031	Пластовая вода с пленкой нефти	1,0
Кора выветривания (М) + внутренний палеозой (М ₁)	3050–3062	Пластовая вода	0,1

5.6 Останинское месторождение

В пласте М в пределах Останинского месторождения выделено три залежи углеводородов: нефтяная, нефтяная с газовой шапкой и газоконденсатная. Изучаемая скважина Останинская 438 вскрыла нефтяную залежь. В результате испытания скважины из пласта М был получен приток безводной нефти и в небольшом количестве газ (табл. 25).

Результаты палеотемпературного моделирования показали, что источником нефти для этой залежи, вероятнее всего, является позднедевонская чагинская свита. Очаги генерации нефти существовали также в баженовской и тюменской свитах. Но баженовская свита не могла заполнять ловушки в коре выветривания из-за значительной удаленности (мощность юрских отложений более 300 м). Маловероятно, что источником могла выступать и тюменская свита. Поскольку геохимические исследования, выполненные для образца нефти из пласта М в скважине Останинская 436 показали, что источником этой нефти является морское палеозойское ОВ (табл. 1) [19]. Скважина Останинская 436 вскрыла нефтяной интервал (табл. 25) нефтяной залежи с газовой шапкой в пласте М.

В результате анализа термической истории отложений, вскрытых скважиной Останинская 438, были также выявлены очаги генерации газа в чагинской и чузиковской свите. Именно эти свиты могли быть источниками газа, полученного в результате испытания. Вероятно, этот же газ получен при испытании интервалов пласта М₁ в скважине Останинская 417, находящейся в непосредственной близости от изучаемой скважины (табл. 25).

Таблица 25 – Результаты испытания скважин Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Останинская 417			
Наунакская свита (Ю ₁ ¹)	2470–2474	Пластовая вода с пленкой нефти	0,3
Кора выветривания (М)	2731–2774	Пластовая вода	228,8
Кора выветривания (М) + внутренний палеозой (М ₁)	2759–2892	Практически «сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	2775–2787	Газ, пластовая вода	500,0; 155,5
Внутренний палеозой (М ₁)	2949–3027	Практически «сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	3020–3111	Пластовая вода	408,2
Внутренний палеозой (М ₁)	3021–3030	Газ, пластовая вода	100,0; 48,4
Скважина Останинская 436			
Тюменская свита (Ю ₃)	2563–2580	Пластовая вода с растворенным газом	1,4
Тюменская свита + кора выветривания (М)	2740–2772	Нефть, пластовая вода	2,6; -
Скважина Останинская 438			
Тарская свита	2130–2143	Пластовая вода	6,0
Баженовская свита + наунакская свита	2448–2456	Газ, конденсат	20,0; 4,0
Наунакская свита	2508–2516	Газ, конденсат, пластовая вода	40,0 тыс.; 30,7 тыс.; 18,1
Тюменская свита	2567–2571	Пластовая вода	0,7
Кора выветривания (М)	2750–2755	Безводная нефть, газ	60,0; 1,5 тыс.
Внутренний палеозой (М ₁)	2773–2781	Пластовая вода	207,3

5.7 Сельвейкинская площадь

В скважине Сельвейкинская 2 в доюрских резервуарах пластов М и М₁ установлены незначительные газопроявления (табл. 26). Согласно результатам палеотемпературного моделирования, источниками этого газа могут являться чузиковская и чагинская свиты.

Кроме того, в окрестностях этой скважины был выявлен очаг генерации нефти в чагинской свите. Однако в результате испытаний нефть не получили. Предположительно, из-за падения температур после достижения палеотемпературного максимума палеозойские нефтематеринские породы утратили способность генерировать углеводороды, а ранее образовавшиеся углеводороды были потеряны. При разведке этого района были отмечены только следы остаточного газа.

Таблица 26 – Результаты испытания скважин Сельвейкинской площади бурения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Сельвейкинская 1			
Тюменская свита + кора выветривания (М)	2793–2846	«Сухо»	-
Кора выветривания (М) + внутренний палеозой (М ₁)	2846–2886	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	2876–2957	«Сухо»	-
Внутренний палеозой (М ₁)	2974–3045	«Сухо»	-
Скважина Сельвейкинская 2			
Васюганская свита (Ю ₁)	2605–2631	«Сухо»	
Кора выветривания (М)	2902–2905	Разгазированная пластовая вода, свободный газ	3,4; -
Внутренний палеозой (М ₁)	2925–2932	Разгазированная пластовая вода	22,7
Внутренний палеозой (М ₁)	2940–2950	Разгазированная пластовая вода	11,2
Внутренний палеозой (М ₁)	3010–3020	Пластовая вода	6,7
Внутренний палеозой (М ₁)	3088–3100	Пластовая вода	0,3

5.8 Урманское месторождение

Напомним, что скважины, выбранные для выполнения палеотемпературного моделирования, Урманская 5 и Южно-Урманская 1 вскрыли нефтегазоконденсатную и нефтяную залежи в Центральном и Южно-Урманском куполах. В обеих скважинах по результатам испытаний был получен в небольшом количестве свободный газ (табл. 27). Анализ термической истории показал, что благоприятные условия для генерации газа существовали только в палеозойских потенциально нефтематеринских свитах. Для основной залежи в районе скважины Урманская 5 источником газа предполагается позднедевонская лугинецкая свита, а для залежи в Южно-Урманском куполе в районе скважины Южно-Урманская 1 – раннедевонская кыштовская свита. Небольшой дебит газа, полученный в результате испытаний скважины Южно-Урманская 1, объясняется лишь частичной его сохранностью.

Источник нефти, полученной в результате испытаний в обеих скважинах (табл. 27), может иметь как палеозойский, так и юрский возраст.

Потенциально нефтематеринскими из юрских могут быть тогурская, тюменская и/или баженовская свиты. Все эти три свиты длительное время находились в главной фазе нефтеобразования после формирования резервуара внутреннего палеозоя.

Проникновение юрской нефти в доюрское основание – с геологических позиций весьма сложный процесс. Однако в районе скважины Урманская 5 установлено, что девонские отложения лугинецкой свиты непосредственно перекрыты аргиллитами тогурской свиты. В районе скважины Южно-Урманская 1 палеозойские вторичные коллекторы также перекрыты непосредственно юрскими отложениями. Тогурская свита удалена от кровли палеозоя всего на 30 м (мощность урманской свиты). В то же время баженовская свита удалена от кровли палеозоя на более чем 500 м. Следовательно, можно рассматривать возможность миграции тогурской и/или тюменской нефти в ловушки, сформированные в палеозойских отложениях.

Благоприятные геотемпературные условия для генерации нефти сохранялись и в верхах лугинецкой (в районе скважины Урманская 5) и кыштовской (в районе скважины Южно-Урманская 1) свит. Учитывая, что эти свиты являются наиболее вероятными источниками газа для доюрских резервуаров, можно ожидать и сохранность лугинецкой и кыштовской нефти.

Эти заключения не противоречат результатам геохимических исследований (табл. 1). Так, было получено, что исследованные образцы нефти пласта М из скважины Урманская 2 (вскрывшей, как и скважина Урманская 5, Центральную залежь Урманского месторождения) имеют смешанный генезис или являются смесью нефтей из двух источников – морского и континентального генезиса [5, 24]. В более раннем исследовании [23] для нефти этой скважины

предполагался континентальный генезис – тогурский/тюменский источник. Нефть той же залежи, полученная из скважины Урманская 11, была идентифицирована как палеозойская [22].

Что касается нефти, полученной из скважины Южно-Урманская 1, то она, по данным геохимических исследований [19], имеет палеозойский генезис.

Полученные нами результаты восстановления термической истории потенциально нефтематеринских отложений и результаты геохимических исследований позволяют заключить следующее: нефти палеозойских залежей Урманского месторождения, скорее всего, представляют собой смесь тогурской и/или тюменской нефти континентального генезиса и палеозойской нефти морского генезиса. Причем, видимо, соотношение юрской и палеозойской нефти в залежах может меняться вплоть до полного отсутствия одной из них.

Таким образом, исследование показало, что палеозойский резервуар Урманского месторождения аккумулирует частично сохранившийся газ, источником которого являются палеозойские нефтематеринские (кыштовская и лугинецкая) свиты, и нефть, представляющую собой смесь юрской нефти (тогурская и/или тюменская) континентального генезиса и палеозойской нефти (кыштовская или лугинецкая) морского генезиса.

Таблица 27 – Результаты испытания скважин Урманского нефтегазоконденсатного месторождения (по данным ТФ ТФГИ СФО)

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Урманская 2			
Васюганская свита (Ю ₁)	2628–2636	Пластовая вода	3,1
Тюменская свита (Ю ₅)	2827–2834	Пластовая вода	1,4
Тюменская свита (Ю ₅)	3030–3048	Вода + водонефтяная эмульсия	0,7
Кора выветривания (М)	3088–3105	Нефть, пластовая вода	0,9; 16,1
Скважина Урманская 5			
Внутренний палеозой (М ₁)	3074–3082, 3074–3085	Нефть, газ	0,5; 50,0
Внутренний палеозой (М ₁)	3086–3096, 3086–3089	Нефть, пластовая вода, газ	21,6; 122,4; 2,0 тыс.
Скважина Урманская 11			
Внутренний палеозой (М ₁)	3048–3057	Нефть	40,0
Внутренний палеозой (М ₁)	3048–3073	Нефть	115,2
Внутренний палеозой (М ₁)	3084–3092	«Сухо»	-
Скважина Южно-Урманская 1			

Отложения (пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Тюменская свита + Внутренний палеозой (M ₁)	3128–3148, 3154–3203	Нефть	0,4
Внутренний палеозой (M ₁)	3154–3203	Нефть, газопроявления	0,2; незначит.

5.9 Обобщение результатов

В ходе исследования была проанализирована термическая история потенциально нефтематеринских отложений, вскрытых одиннадцатью скважинами на территории Нюрольского палеозойского осадочного бассейна. Существование выявленных в результате анализа очагов генерации нефти и газа подтверждается получением притоков УВ флюидов в результате пластовых испытаний, признаками УВ-насыщения в керне, а также результатами геохимических исследований. Таким образом, метод палеотемпературного моделирования позволяет успешно оценивать по температурному критерию возможность нефтегазоматеринских отложений реализовывать генерационный потенциал.

Материалы исследования подтверждают высказанное ранее мнение [17] о том, что изучаемая территория относится к зоне накопления УВ-флюидов палеозойского генезиса. На примере восьми площадей нефтегазонакопления показано, что, вопреки распространенному мнению, поднятие мантийного суперплюма 250 млн лет назад не привело к метаморфизации осадочных пород. В палеозойских отложениях сохранялись благоприятные условия для генерации и сохранности нефти и газа. Что касается фазового состояния углеводородов, то в палеозойских отложениях преимущественно происходило газообразование. Тем не менее, на локальных участках геотемпературный режим в верхней части палеозойского разреза способствовал генерации и сохранности нефти. Возможно, это объясняется наличием в разрезе карбонатных пород, обладающих более высокой теплопроводностью, чем терригенные. Такие породы могли играть «роль своеобразного природного холодильника» [14] и сдерживать темп преобразования органического вещества.

Палеозойские отложения, по-видимому, уступают по своему потенциалу мезозойским. Широкому распространению палеозойских залежей помешала сложная геологическая история развития территории. Залежи УВ палеозойского генезиса или не сформировались ввиду отсутствия коллекторов, или были разрушены. Поэтому при разведке были получены притоки УВ небольших дебитов или лишь следы остаточного газа, пленки нефти.

Тем не менее, перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений не стоит недооценивать: на долю доюрского НГК приходится 25 % суммарных начальных геологических

ресурсов УВ на территории Томской и Новосибирской областей [47]. При благоприятных условиях ловушки в доюрском НГК могли заполняться палеозойским газом, палеозойской и, при наличии в разрезе тогурской свиты, юрской нефтью, формируя залежи монотипных (только палеозойская) или смешанных (палеозойская + юрская) нефтей.

Выводы:

А. Результаты палеотемпературного моделирования показали, что в палеозойских отложениях преимущественно происходило газообразование. Благоприятные условия для генерации и сохранности нефти существовали на локальных участках в верхней части палеозойского разреза.

Б. Залежи в доюрском НГК могли быть сформированы палеозойским газом и палеозойской и юрской нефтью. Появление в доюрских резервуарах юрской нефти связано с наличием в разрезе нижнеюрской тогурской свиты. В таких разрезах в доюрском НГК могли формироваться залежи смешанных (палеозойская + юрская) нефтей.

В. Метод палеотемпературного моделирования позволяет успешно оценивать по температурному критерию возможность нефтегазоматеринских отложений реализовывать генерационный потенциал. Это подтверждается согласованностью прогнозов существования очагов генерации нефти и газа с результатами пластовых испытаний и геохимических исследований.

Содержание раздела и выводы обосновывают третье защищаемое положение:

«Подтверждена научная гипотеза о возможности решения проблемы генезиса углеводородов, формирующих залежи в доюрском нефтегазоносном комплексе, путем восстановления термической истории нефтегазоматеринских отложений. Залежи в Нюрольском палеозойском осадочном бассейне сформированы палеозойским газом и палеозойской и юрской нефтью. Появление в доюрских резервуарах юрской нефти связано с наличием в разрезе нижнеюрской тогурской свиты. В таких разрезах могли формироваться залежи смешанных (палеозойская + юрская) нефтей».

Материалы раздела опубликованы в [79–81, 101].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящем исследовании выполнено совместное палеотемпературное моделирование палеозойского и мезозойско-кайнозойского осадочных бассейнов на территории юго-востока Западной Сибири для определения вероятного генезиса нефти и газа залежей в доюрском нефтегазоносном комплексе.

Поскольку выполнение совместного моделирования осадочных бассейнов требует учета динамики изменяющегося во времени теплового потока, то на основе авторской методики Исаева В.И. была разработана схема палеотемпературного моделирования, включающая реконструкцию теплового потока, реализованную двухэтапным расчетом.

Основу модели составляет реконструированный с раннесилурийского времени литолого-стратиграфический разрез скважины, дополненный теплофизическими параметрами отложений. Термическая история восстанавливается с учетом динамики палеоклимата и реконструированного теплового потока. Расчет теплового потока выполняется по экспериментально определенным пластовым температурам, полученным в ходе пластовых испытаний и рассчитанным по отражательной способности витринита, как в мезозойско-кайнозойской, так и палеозойской частях разреза.

Описанная схема была использована для восстановления термической истории фанерозойских нефтегазоматеринских отложений до раннесилурийского времени. Установлено, что благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности нефти существовали как в юрских, так и в палеозойских, а газа – только в палеозойских потенциально нефтегазоматеринских свитах. При этом распространение очагов генерации углеводородов часто имеет локальный характер ввиду блокового строения доюрского основания.

Комплексный анализ результатов палеотемпературного моделирования позволил сделать выводы о генезисе нефти и газа доюрских залежей Нюрольского палеозойского осадочного бассейна. На примере восьми площадей нефтегазонакопления показано, что, вопреки распространенному мнению, поднятие мантийного суперплюма 250 млн лет назад не привело к метаморфизации осадочных пород. В палеозойских отложениях сохранялись благоприятные условия для генерации и сохранности нефти и газа. Что касается фазового состояния углеводородов, то в палеозойских отложениях преимущественно происходило газообразование. Тем не менее, на локальных участках геотемпературный режим в верхней части палеозойского разреза способствовал генерации и сохранности нефти.

Палеозойские отложения, по-видимому, уступают по своему потенциалу мезозойским. Широкому распространению палеозойских залежей помешала сложная геологическая история

развития территории. Залежи УВ палеозойского генезиса или не сформировались ввиду отсутствия коллекторов, или были разрушены. Поэтому при разведке были получены притоки УВ небольших дебитов или лишь следы остаточного газа, пленки нефти.

Тем не менее, при благоприятных условиях ловушки в доюрском НГК могли заполняться палеозойским газом, палеозойской и, при наличии в разрезе тогурской свиты, юрской нефтью, формируя залежи монотипных (только палеозойская) или смешанных (палеозойская + юрская) нефтей.

Таким образом в ходе диссертационного исследования удалось подтвердить научную гипотезу о том, что проблему генезиса углеводородов, формирующих залежи в доюрском нефтегазоносном комплексе, можно решить путем восстановления термической истории фанерозойских нефтегазоматеринских свит и оценки их возможности, по температурному критерию, реализовывать генерационный потенциал.

Доюрский НГК на территории Томской области обладает высоким потенциалом. Необходимым условием успешного освоения этих ресурсов, относящихся к трудноизвлекаемым, является решение научной проблемы теоретического и экспериментального обоснования поисковых критериев. Представляется, что результаты настоящего исследования могут внести в решение этой проблемы весомый вклад.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология нефти и газа Западной Сибири / А. Э. Конторович, И. И. Нестеров, Ф. К. Салманов, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Ю. Г. Эрвье. – Москва: Недра, 1975. – 680 с.
2. Проблема нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты / М. А. Алексеева, О. И. Богуш, О. П. Вышемирская, В. С. Вышемирский, Е. Ф. Доильницын, А. М. Дымкин, А. К. Жутовт, А. С. Зингер, В. Н. Крымова, Э. А. Леснова, Г. М. Парпарова, С. М. Рыжкова, З. Я. Сердюк, А. А. Трофимук, В. Ф. Шугуров, О. В. Юферев, Л. В. Юшина, Л. С. Ямковая // Тр. ИГГ. Новосибирск: Наука. – 1976. – № 300. – 240 с.
3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Палеозой Западной Сибири / Е. А. Елкин, В. И. Краснов, Н. К. Бахарев, Е. В. Белова, В. Н. Дубатолов, Н. Г. Изох, А. Г. Клец, А. Э. Конторович, Л. Г. Перегоедов, Н. В. Сенников, И. Г. Тимохина, В. Г. Хромых; ред. Е. А. Елкин, В. И. Краснов. – Новосибирск: Издательство СО РАН. Филиал «Гео», 2001. – 166 с.
4. Конторович, А. Э. Нефти базальных горизонтов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова, А. С. Фомичев // Геология нефтегазоносных районов Сибири: Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1964. – Вып. 32. – С. 27–39.
5. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А. В. Ступакова, А. В. Соколов, Е. В. Соболева, И. А. Курасов, Е. В. Бордюг, Т. А. Кирюхина // Георесурсы. – 2015. – Т. 61. – № 2. – С. 63–76.
6. Вышемирский, В. С. О возможной нефтегазоносности палеозоя Западно-Сибирской низменности / В. С. Вышемирский // Проблемы нефтеносности Сибири. – Новосибирск: Наука, 1971. – С. 133–139.
7. Конторович, А. Э. Геохимия юрских и палеозойских нефтей юго-восточных районов Западно-Сибирской плиты и их генезис / А. Э. Конторович, О. Ф. Стасова // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты: Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – Вып. 255. – С. 46–62.
8. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты / В. С. Вышемирский, Н. П. Запывалов, Ж. О. Бадмаева, В. А. Бененсон, Е. Ф. Доильницын, В. Н. Дубатолов, А. С. Зингер, Н. Я. Кунин, В. И. Московская, А. П. Перцева, С. М. Рыжкова, З. Я. Сердюк, А. Н. Фомин, В. Ф. Шугуров, Л. С. Ямковая, С. М. Яшина. – Новосибирск: Наука, 1984. – 192 с.
9. Запывалов, Н. П. Геолого-геохимические предпосылки открытия залежей нефти и газа в палеозое юга Западной Сибири / Н. П. Запывалов, И. И. Плуман // Проблемы геологии и

нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты: Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – Вып. 255. – С. 39–45.

10. Фомин, А. Н. Катагенез и перспективы нефтегазоносности палеозоя на юго-востоке Западно-Сибирской плиты / А. Н. Фомин. – Новосибирск: Изд-во «Наука» Сибирское отделение, 1982. – 103 с.

11. Олли, И. А. Органическое вещество и битуминозность осадочных отложений Сибири (по результатам люминесцентно-микроскопического метода) / И. А. Олли. – Новосибирск: Изд-во «Наука» Сибирское отделение, 1975. – 135 с.

12. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / А. А. Трофимук, В. С. Вышемирский, З. Я. Сердюк, В. Ф. Шугуров // Проблемы геологии и нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской плиты: Сборник научных трудов. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1977. – Вып. 255. – С. 16–21.

13. Гончаров, И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири / И. В. Гончаров. – Москва: Недра, 1987. – 181 с.

14. Фомин, А. Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна / А. Н. Фомин. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. – 331 с.

15. Петров, Ал. А. Геохимическая типизация нефтей / Ал. А. Петров // Геохимия. – 1994. – № 6. – С. 876–891.

16. Петров, Ал. А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России / Ал. А. Петров // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6. – С. 13–19.

17. Стасова, О. Ф. Типы нефтей юрских резервуаров юго-восточной части Западно-Сибирской плиты / О. Ф. Стасова, А. И. Ларичев, Н. И. Ларичкина // Геология нефти и газа. – 1998. – № 7. – С. 4–11.

18. Чиркова, Д. Ю. Особенности химического состава и природа нефтей Нюрольской впадины (юго-восток Западной Сибири): автореф. дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13, 25.00.09 / Чиркова Диана Юрьевна; Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук. – Томск, 2015. – 22 с.

19. Костырева, Е. А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири / Е. А. Костырева. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.

20. Фадеева, С. В. Генетические типы и катагенез нефтей юго-востока Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.09 / Фадеева Светлана Васильевна; ОАО «ТомскНИПИнефть»; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2013. – 22 с.

21. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, В. Г. Коробочкина, Н. В. Обласов, В. В. Самойленко // *Геохимия*. – 2005. – № 8. – С. 892–898.
22. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И. В. Гончаров, Н. В. Обласов, А. В. Сметанин, В. В. Самойленко, С. В. Фадеева, Е. Л. Журова // *Нефтяное хозяйство*. – 2012. – № 11. – С. 8–13.
23. Paleozoic-sourced petroleum systems of the Western Siberian Basin – What is the evidence? / E. Ablya, D. Nadezhkin, E. Bordyug, T. Korneva, E. Kodlaeva, R. Mukhutdinov, M. A. Sugden, P. F. van Bergen // *Organic Geochemistry*. – 2008. – Vol. 39. – № 8. – P. 1176–1184.
24. Бордюг, Е. В. Генетические типы нефтей на юго-востоке Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Е. В. Бордюг // *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*. – 2011. – № 6. – С. 64–67.
25. Мезозойско-кайнозойский климат и неотектонические события как факторы реконструкции термической истории нефтематеринской баженовской свиты арктического региона Западной Сибири (на примере п-ва Ямал) / В. И. Исаев, А. А. Искоркина, Г. А. Лобова, В. И. Старостенко, С. А. Тихоцкий, А. Н. Фомин // *Физика Земли*. – 2018. – № 2. – С. 124–144.
26. Handhal, A. M. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software / A. M. Handhal, M. F. Al-Shahwan, H. A. Chafeet // *Iraqi Geological Journal*. – 2020. – Vol. 53. – № 1B. – P. 29–56.
27. Объёмная геолого-геотермическая модель осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа в связи с освоением ресурсов углеводородов / Д. С. Никитин, Д. А. Иванов, В. А. Журавлев, М. Д. Хуторской // *Георесурсы*. – 2015. – № 1. – С. 13–19.
28. Филиппов, Ю. Ф. История генерации нафтидов в Предъенисейском осадочном бассейне / Ю. Ф. Филиппов, Л. М. Бурштейн // *Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Сборник материалов*. В 4 томах. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. – Т. 1. – С. 166–170.
29. Кузнецова, Е. А. Нефтегазоносность глубокопогруженного ордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса юго-востока Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Е. А. Кузнецова // *Вестник Пермского университета. Геология*. – 2021. – Т. 20. – № 3. – С. 274–283.
30. Космачева, А. Ю. К вопросу о нефтегазопроизводящих толщах центральной части Логлорского вала на основе одномерного моделирования нефтегазоносных систем (Андылахское месторождение, Республика Саха (Якутия)) / А. Ю. Космачева, М. О. Федорович. – Текст: электронный // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. – 2021. – Т. 16. – № 1. – С. 1–7. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/7_2021.html (дата обращения 27.05.2024).

31. Федорович, М. О. Прогноз нефтегазоносности Вилюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) / М. О. Федорович, А. Ю. Космачева // Георесурсы. – 2023. – Т. 25. – № 1. – С. 81–94.
32. Ярославцева, Е. С. Моделирование истории генерации углеводородов в куонамской свите Курейской синеклизы / Е. С. Ярославцева, Л. М. Бурштейн. – Текст: электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17. – № 4. – С. 1–18. – URL: https://ngtp.ru/upload/iblock/b41/38_2022.pdf (дата обращения 27.05.2024).
33. Thermal history of Canadian Williston basin from apatite fission-track thermochronology – implications for petroleum systems and geodynamic history / K. G. Osadetz, B. P. Kohn, S. Feinstein, P. B. O'Sullivan // Tectonophysics. – 2002. – Vol. 349. – № 1–4. – P. 221–249. URL: [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(02\)00055-0](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(02)00055-0). (дата обращения 27.05.2024).
34. Thermostratigraphy of the Williston Basin / W. D. Gosnold, M. R. McDonald, R. Klenner, D. Merriam // Transactions, Geothermal Resources Council. – 2012. – Vol. 36. – P. 663–670.
35. Paleo-heat flow evolution of the Tabei Uplift in Tarim Basin, northwest China / M. Li, T. Wang, J. Chen, F. He, L. Yun, S. Akbar, W. Zhang // Journal of Asian Earth Sciences. – 2010. – Vol. 37. – № 1. – P. 52–66. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2009.07.007> (дата обращения 27.05.2024).
36. Terrestrial heat flow and crustal thermal structure in the northern slope of Tazhong uplift in Tarim Basin / Y. Liu, N. Qiu, H. Li, A. Ma, J. Chang, J. Jia // Geothermics. – 2020. – Vol. 83. – P. 1–14. URL: <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2019.101709> (дата обращения 27.05.2024).
37. Heat flow evolution, subsidence and erosion in the Rheno-Hercynian orogenic wedge of central Europe / R. Littke, C. Bükler, M. Hertle, H. Karg, V. Stroetmann-Heinen, O. Oncken // Geological Society Special Publication. – 2000. – Vol. 179. – P. 231–255.
38. Reflectance of dispersed vitrinite in Palaeozoic rocks with and without cleavage: Implications for burial and thermal history modeling in the Devonian of Rursee area, northern Rhenish Massif, Germany / R. Littke, J. L. Urai, A. K. Uffmann, F. Risvanis // International Journal of Coal Geology. – 2012. – Vol. 89. – P. 41–50.
39. Integrated petroleum systems and play fairway analysis in a complex Palaeozoic basin: Ghadames-Illizi Basin, North Africa / R. J. Dixon, J. K. S. Moore, M. Bourne, E. Dunn, D. B. Haig, J. Hossack, N. Roberts, T. Parsons, C. J. Simmons // Petroleum Geology Conference series. – London: Geological Society of London, 2010. – Vol. 7. – № 1. – P. 735–760.
40. Controls on reservoir quality in exhumed basins – An example from the Ordovician sandstone, Illizi Basin, Algeria / K. L. English, J. M. English, L. M. Bonnell, R. H. Lander, C. Hollis, J. Redfern, C. Guirdham, J. Garnham, R. Y. Cherif // Marine and Petroleum Geology. – 2017. – Vol. 80. – P. 203–227.

41. Regional perspectives on new and reviewed thermal history data from central Australian basins / H. J. Gibson, I. R. Duddy, G. J. Ambrose, T. R. Marshall // Symposium handbook «Northern Territory Geological Survey». Central Australian Basins Symposium: Petroleum and minerals potential. – Alice Springs, 2005. – P. 1–26.
42. The thermal history in sedimentary basins: A case study of the central Tarim Basin, Western China / D. Li, J. Chang, N. Qiu, J. Wang, M. Zhang, X. Wu, J. Han, H. Li, A. Ma // Journal of Asian Earth Sciences. – 2022. – Vol. 229. – P. 1–17. – URL: <https://doi.org/10.1016/j.jseaes.2022.105149> (дата обращения 04.06.2022).
43. Surface Heat Flow, Deep Formation Temperature, and Lithospheric Thickness of the Different Tectonic Units in Tarim Basin, Western China / Y. Liu, B. Liu, J. Fu, L. Kang, S. Li, E. Grosch // Lithosphere. – 2022. – Vol. 2022. – № 1. – P. 1–17. – URL: <https://doi.org/10.2113/2022/3873682> (дата обращения 04.06.2022).
44. Burial and thermal history simulation of Paleozoic source rocks in the northwest Sichuan Basin: implications for hydrocarbon generation and charging history / B. Li, X. Zhang, W. Mei, Z. Zhao, J. Xin // Environmental Earth Sciences. – 2022. – Vol. 81. – № 4. – P. 125. – URL: <https://doi.org/10.1007/s12665-022-10254-7> (дата обращения 28.05.2024).
45. Geochemical characteristics and hydrocarbon generation potential of main source rocks in the Upper Triassic Xujiahe Formation, Sichuan Basin, China / Z. Wang, C. Hao, H. Jin, J. Cui, X. Wu, D. Bo, Y. Su // Frontiers in Earth Science. – 2023. – Vol. 11. – P. 1233959. – URL: <https://doi.org/10.3389/feart.2023.1233959> (дата обращения 28.05.2024).
46. Towards stratigraphic-thermo-mechanical numerical modelling: integrated analysis of asymmetric extensional basins / A. Balázs, L. Mañenco, D. Granjeon, K. Alms, T. François, O. Sztanó // Global and Planetary Change. – 2021. – Vol. 196. – P. 1–21. URL: <https://doi.org/10.1016/j.gloplacha.2020.103386> (дата обращения 03.06.2022).
47. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович, А. Э. Конторович, Д. В. Аюнова, С. М. Ибрагимова, Л. М. Бурштейн, А. Ю. Калинин, Л. М. Калинина, К. И. Канакова, Е. А. Костырева, М. В. Соловьев, Ю. Ф. Филиппов // Геология и геофизика. – 2024. – Т. 65. – № 1. – С. 72–100.
48. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты / В. С. Сурков, О. Г. Жеро. – Москва: Недра, 1981. – 143 с.
49. Конторович, В. А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири / В. А. Конторович. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

50. Шейн, В. С. Геология и нефтегазоносность России / В. С. Шейн. – Москва: ВНИГНИ, 2006. – 776 с.
51. Исаев, Г. Д. Геологическая, палеонтологическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности / Г. Д. Исаев // Георесурсы. – 2012. – Т. 48. – № 6(48). – С. 24–30.
52. Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск, 1999. – 80 с.
53. Палеозой юго-востока Западно-Сибирской плиты / Под ред. А.В. Каныгина. – Новосибирск: Наука, 1984. – 232 с.
54. Дубатов, В. Н. Палеоландшафты раннедевонских морей Сибири / В. Н. Дубатов, В. И. Краснов // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 1999. – Т. 7. – № 3. – С. 95–109.
55. Дубатов, В. Н. Палеоландшафты среднедевонских и франских морей Сибири / В. Н. Дубатов, В. И. Краснов // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2000. – Т. 8. – № 6. – С. 34–58.
56. Дубатов, В. Н. Фаменский этап в эволюции географических обстановок Сибирских морей / В. Н. Дубатов, В. И. Краснов // Геология и геофизика. – 2000. – Т. 41. – № 2. – С. 239–254.
57. Ковешников, А. Е. Роль тектонических структур и трещинных систем при формировании пород-коллекторов в доюрских образованиях юго-восточной части Западно-Сибирской тектонической плиты (Межовский срединный массив) / А. Е. Ковешников, В. И. Стреляев // Геосферные исследования. – 2019. – № 2. – С. 62–71.
58. Исаев, Г. Д. Геология и тектоника палеозоя Западно-Сибирской плиты / Г. Д. Исаев // Литосфера. – 2010. – № 4. – С. 52–68.
59. Добрецов, Н. Л. Крупнейшие магматические провинции Азии (250 млн лет): Сибирские и Эмейшаньские траппы (платобазальты) и ассоциирующие гранитоиды / Н. Л. Добрецов // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 9. – С. 870–890.
60. Аплонов, С. В. Геодинамика глубоких осадочных бассейнов / С. В. Аплонов. – Санкт-Петербург: ЦГИ ТЕТИС, 2000. – 210 с.
61. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде / А. Э. Конторович, В. А. Конторович, С. В. Рыжкова, Б. Н. Шурыгин, Л. Г. Вакуленко, Е. А. Гайдебурова, В. П. Данилова, В. А. Казаненков, Н. С. Ким, Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 972–1012.

62. Палеоландшафты Западной Сибири в юре, мелу и палеогене / А. В. Гольберт, Л. Г. Маркова, И. Д. Полякова, В. Н. Сакс, Ю. В. Тесленко. – Москва: Наука, 1968. – 152 с.
63. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А. Э. Конторович, С. В. Ершов, В. А. Казаненков, Ю. Н. Карогодин, В. А. Конторович, Н. К. Лебедева, Б. Л. Никитенко, Н. И. Попова, Б. Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5–6. – С. 745–776.
64. Рычкова, И. В. Стратиграфия и палеогеография верхнего мела-среднего палеогена юго-востока Западной Сибири: автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.02 / Рычкова Ирина Владимировна; Томский государственный университет. – Томск, 2006. – 22 с.
65. Белозеров, В. Б. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западносибирской плиты / В. Б. Белозеров, А. С. Гарсия Бальса // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128–139.
66. Катагенез органического вещества в кровле и подошве юрского комплекса Западно-Сибирского мегабассейна / А. Э. Конторович, А. Н. Фомин, В. О. Красавчиков, А. В. Истомин // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 11. – С. 1191–1200.
67. Опорный разрез и нефтегенерационный потенциал отложений нижней юры Нюрольского осадочного суббассейна (Западно-Сибирская плита) / А. Э. Конторович, В. И. Ильина, В. И. Москвин, В. Е. Андрусевич, Л. С. Борисова, В. П. Данилова, Ю. П. Казанский, В. Н. Меленевский, Э. П. Солотчина, Б. Н. Шурыгин // Геология и геофизика. – 1995. – Т. 36. – № 6. – С. 110–126.
68. Костырева, Е. А. Геохимия органического вещества и нефтегенерационный потенциал нижнеюрской тогурской свиты (юго-восток Западной Сибири) / Е. А. Костырева, В. И. Москвин, П. А. Ян. – Текст электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 1. – С. 1–25 URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/13_2014.pdf (дата обращения 26.03.2024).
69. Геологическое строение и сейсмогеологические критерии картирования нефтегазоперспективных объектов нижнеюрских отложений Усть-Тымской мегавпадины / В. А. Конторович, Л. М. Калинина, А. Ю. Калинин, М. В. Соловьев, О. А. Локтионова // Геология нефти и газа. – 2018. – № 6. – С. 81–96.
70. Запивалов, Н. П. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири / Н. П. Запивалов, Г. Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232.
71. Шаминава, М. И. Геохимические критерии нефтегазоносности палеозойских отложений Нюрольской структурно-фациальной зоны (Томская область): автореф. дис. ... канд.

геол.-мин. наук: 04.00.13 / Шаминава Марина Ивановна; Томский политехнический университет. – Томск, 1998. – 25 с.

72. A comparative study of salient petroleum features of the Proterozoic-Lower Paleozoic succession in major petroliferous basins in the world / X. Liu, Z. Jin, G. Bai, J. Liu, M. Guan, Q. Pan, T. Li // *Energy Exploration & Exploration*. – 2017. – Vol. 35. – № 1. – P. 54–74.

73. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. – 114 с.

74. Исаев, В. И. Решение прямой и обратной задачи геотермии в условиях седиментации / В. И. Исаев, Н. А. Волкова., Т. В. Ним // *Тихоокеанская геология*. – 1995. – Т. 14. – № 3. – С. 73–80.

75. Исаев, В. И. Нефтегазоносность Дальневосточного региона по данным гравиметрии и геотермии: дис. ... д-ра геол.-мин. наук: 25.00.10 / Исаев Валерий Иванович; Томский политехнический университет. – Томск, 2002. – 194 с.

76. Картирование теплового потока Западной Сибири (юго-восток) / В. И. Исаев, Д. С. Крутенко, Г. А. Лобова, Е. Н. Осипова, В. И. Старостенко // *Геофизический журнал*. – 2021. – Т. 43. – № 6. – С. 173–195.

77. Крутенко, Д. С. Тепловой поток и катагенетические очаги генерации баженовской нефти (Останинская группа месторождений) / Д. С. Крутенко, М. Ф. Галиева // *Трофимуковские чтения – 2019: Материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых*. – Новосибирск, 2019. – С. 220–223.

78. Эволюция температурного поля осадочного чехла Западно-Сибирской плиты / А. Д. Дучков, Ю. И. Галушкин, Л. В. Смирнов, Л. С. Соколова // *Геология и геофизика*. – 1990. – № 10. – С. 51–60.

79. Палеозойские и мезозойские очаги генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей доюрского комплекса Западной Сибири / В. И. Исаев, М. Ф. Галиева, Г. Лобова, С. Г. Кузьменков, В. И. Старостенко, А. Н. Фомин // *Георесурсы*. – 2022. – Т. 24. – № 3. – С. 17–48.

80. Крутенко, М. Ф. «Палеозойская» нефть Урманского месторождения (юго-восток Западной Сибири) / М. Ф. Крутенко, В. И. Исаев, Г. Лобова // *Геосистемы переходных зон*. – 2023. – Т. 7. – № 3. – С. 243–263.

81. Крутенко, М. Ф. Палеотемпературные модели фанерозойских очагов генерации углеводородов для скважин Северо-Калинового и Калинового месторождений Томской области / М. Ф. Крутенко, Г. Лобова. – Текст электронный // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. –

2024. – Т. 19. – № 2. – С. 1–26. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/10_2024.html (дата обращения 29.05.2024).

82. Макаренко, С. Н. Стратиграфия девонских отложений центральной части Западной Сибири / С. Н. Макаренко, Н. И. Савина, С. А. Родыгин // Верхний Палеозой России: Стратиграфия и палеогеография. Материалы Всероссийской конференции. – 2007. – С. 197–201.

83. Канакова, К. И. Модель геологического строения и прогноз нефтегазоносности палеозойских отложений Останинской, Северо-Останинской площадей (Юго-Восток Западной Сибири, Томская область) / К. И. Канакова, И. А. Губин // Геология нефти и газа. – 2011. – № 5. – С. 26–38.

84. Исаев, Г. Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) / Г. Д. Исаев // Вестник Томского государственного университета. – 2012. – № 355. – С. 161–168.

85. Конторович, В. А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) / В. А. Конторович // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 5. – С. 538–547.

86. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов / В. И. Исаев, Р. Ю. Гуленок, О. В. Веселов, А. В. Бычков, Ю. Г. Соловейчик // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С. 48–54.

87. Богачев, С. Ф. Гравirazведка в комплексе с геологическими и сейсмическими исследованиями Ньюрольского прогиба в связи с поисками нефти и газа в палеозойских отложениях: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 / Богачев Сергей Федорович; Томский политехнический институт. – Томск, 1987. – 173 с.

88. Дучков, А. Д. РИД «База данных тепловых свойств горных пород Сибирского региона РФ». Регистрационное свидетельство № 2017621489 от 15.12.2017 г. / А. Д. Дучков, Л. С. Соколова, Д. Е. Аюнов – 2017.

89. Теплопроводность осадочных горных пород Лено-Вилкойской нефтегазоносной провинции / В. П. Семенов, М. Н. Железняк, А. Р. Кириллин, В. И. Жижин // Криосфера Земли. – 2018. – Т. 22. – № 5. – С. 30–38.

90. Hantschel, T. Fundamentals of basin and petroleum systems modeling / T. Hantschel, A. I. Kauerauf. – Heidelberg: Springer, 2009. – 476 p.

91. Смыслов, А. А. Тепловой режим и радиоактивность Земли / А. А. Смыслов, У. И. Моисеенко, Т. З. Чадович. – Ленинград: Недра, 1979. – 191 с.

92. Искоркина, А. А. Влияние факторов мезозойско-кайнозойского климата на реконструкции геотермического режима нефтематеринских свит месторождений юго-востока и

севера Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.16 / Искоркина Альбина Альбертовна; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2017. – 119 с.

93. Scotese, C. A new global temperature curve for the Phanerozoic / C. Scotese // GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs. – 2016. – Vol. 48. – № 7. – P. 74–31.

94. Macgregor, D. S. Regional variations in geothermal gradient and heat flow across the African plate / D. S. Macgregor // Journal of African Earth Sciences. – 2020. – Vol. 171. – P. 1–17. URL: <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2020.103950> (дата обращения 29.05.2024).

95. Isaev, V. I. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression / V. I. Isaev, A. N. Fomin // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – Vol. 47. – № 6. – P. 734–745.

96. Палеоклиматические факторы реконструкции термической истории баженовской и тогурской свит юго-востока Западной Сибири / В. И. Исаев, А. А. Искоркина, Г. А. Лобова, А. Н. Фомин // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 4. – С. 3–25.

97. Sweeney, J. J. Evaluation of a simple model of vitrinite reflectance based on chemical kinetics / J. J. Sweeney, A. K. Burnham // AAPG bulletin. – 1990. – Vol. 74. – № 10. – P. 1559–1570.

98. Курчиков, А. Р. Гидрогеотермические критерии нефтегазоносности / А. Р. Курчиков. – Москва: Недра, 1992. – 231 с.

99. Крутенко, Д. С. Плотность нефтегазоносности и глубинного теплового потока территории (юго-восток западной Сибири) / Д. С. Крутенко, В. И. Исаев, С. Г. Кузьменков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 7. – С. 148–163.

100. Неручев, С. Г. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества / С. Г. Неручев, Е. А. Рогозина, Л. Н. Капченко // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14–16.

101. Крутенко, М. Ф. Термическая история нефтематеринских отложений на Нижнетабаганском месторождении в аспекте проблемы источника «палеозойской нефти» / М. Ф. Крутенко // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXVII Международного молодежного научного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 160-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 140-летию академика М.А. Усова, основателям Сибирской горно-геологической школы. В 2 томах. Том 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2023. – С. 116–117.

102. Очаги генерации и залежи «палеозойской» нефти Урманского месторождения (Томская область) / М. Ф. Крутенко, В. И. Исаев, Ю. В. Коржов, Е. Н. Осипова // Известия

Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 9. – С. 49–62.

103. Палеотемпературное моделирование очагов генерации углеводородов и их роль в формировании залежей «палеозойской» нефти (Останинское месторождение, Томская область) / В. И. Исаев, М. Ф. Галиева, А. О. Алеева, Г. А. Лобова, В. И. Старостенко, А. Н. Фомин // Георесурсы. – 2021. – Т. 23. – № 1. – С. 2–16.

104. Моделирование фанерозойских очагов генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей «палеозойской» нефти (юго-восток Западной Сибири) / В. И. Исаев, М. Ф. Галиева, Г. А. Лобова, Д. С. Крутенко, Е. Н. Осипова // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332. – № 3. – С. 85–98.

105. Галиева, М. Ф. Моделирование палеозойско-мезозойских очагов генерации углеводородов и оценка их роли в формировании залежей девона и карбона (на землях Томской области) / М. Ф. Галиева, Г. А. Лобова, Е. Н. Осипова – Текст электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2021. – Т. 16. – № 2. – С. 1–32. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2021/13_2021.html (дата обращения 04.06.2024).

106. Галиева, М. Ф. Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область) / М. Ф. Галиева, А. О. Алеева, В. И. Исаев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 3. – С. 1–16. – http://www.ngtp.ru/upload/iblock/9e2/26_2020.pdf (дата обращения 04.06.2024).

Фондовые источники:

107. История и баланс нефтеобразования в палеозойских и мезозойских комплексах Западно-Сибирской плиты (в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности): отчет о НИР / отв. исполнитель А. С. Фомичев; СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1978.

108. Объемно-генетическая оценка перспектив нефтегазоносности мезозойских и палеозойских отложений томской области: отчет о НИР / отв. исполнитель А. С. Фомичев; СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1974.

109. Геохимические критерии формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции в мезозое и палеозое Западной Сибири: отчет о НИР / отв. исполнитель А. С. Фомичев; СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1985.

110. Разработать геохимические и гидрогеологические критерии зонального прогноза нефтегазоносности палеозойских и юрских резервуаров нефти и газа на территории Томской области: отчет о НИР / отв. исполнитель И. А. Олли; СНИИГГиМС. – Новосибирск, 1990.

111. Специальные биостратиграфические исследования палеозойских отложений Арчинско-Урманской группы месторождений: отчет о НИР / В. В. Семенов, И. Б. Ратников, Г. М.

Татьянин, С. Н. Макаренко, Н. И. Савина, С. А. Родыгин, П. А. Тишин, И. В. Вологодина, О. Н. Костеша, А. В. Файнгерц, А. Л. Архипов, А. Хитарова. – Тюмень, 2011.

112. Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ 2D масштаба 1:50000, проведенных с/п 14/2006-07 в пределах Южно-Тамбаевского лицензионного блока № 52 в Парабельском районе Томской области: отчет / С. И. Кулагин, О. О. Абросимова, Е. В. Куряк, К. В. Крупец, К. Н. Зверинский, О. Г. Кулагина, А. А. Кротова. – Новосибирск, 2007.

113. Проведение обработки и интерпретации материалов МОГТ 3Д сейсморазведочных исследований на Лугинецком месторождении АО «Томскнефть» ВНК: отчет / В. П. Максимов, А. В. Бобров, А. В. Бычков, К. В. Габова, С. А. Гладилин, А. И. Евдокимова, А. И. Игнатов, Е. С. Кужелева, А. А. Леонов, С. М. Надеин, Н. М. Некрасова, Е. И. Савкина, Е. Г. Чукарев, С. Н. Шапоренко, Д. С. Яшков. – Томск, 2019.

114. Отчет о переработке и интерпретации сейсморазведочных материалов 3Д на Нижнетабаганском и Северо-Калиновом месторождениях ОАО «НК «Роснефть»»: отчет / В. С. Черняк, Е. А. Яневиц, Л. С. Трофимова, С. В. Исюк, К. Н. Зверинский, Л. И. Штифанова. – Новосибирск, 2009.

115. Подсчет геологических запасов УВС Северо-Калинового нефтегазоконденсатного месторождения: отчет / Б. А. Федоров, С. В. Максиков, Д. С. Яшков, В. Л. Попов, О. В. Яковенко, В. Г. Кужелев, В. В. Шевцова, В. А. Векленко, В. Г. Коробочкина. – Томск, 2020.

116. Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка концепции геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» в Томской области: отчет о НИР / А. Э. Конторович, В. Б. Белозеров, Л. М. Бурштейн, В. А. Конторович, С. Ф. Бахтуров, Г. Ф. Букреева, Е. А. Елкин, И. В. Жилина, И. А. Иванов, Д. В. Косяков, В. О. Красавчиков, В. Р. Лившиц, С. А. Моисеев, П. С. Лапин, А. А. Поляков, Ю. Ф. Филиппов, Б. Н. Шурыгин. – Новосибирск, 2001.

117. Пересчет запасов УВ Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения: отчет / А. А. Горкальцев, А. И. Игнатов, А. Р. Лапкина, Ю. Е. Королева, Д. С. Яшков, О. В. Яковенко, С. А. Гладилин, Н. М. Некрасова, Г. Г. Кравченко, В. Г. Коробочкина, Т. Е. Козлова, Е. О. Смагилова, Р. С. Русин, М. Н. Гаврилов. – Томск, 2020.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Осадочные разрезы скважин, выполненные на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Таблица А.1 – Осадочный разрез скважины Герасимовская 8

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	16	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	11	16
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	45	27
	Некрасовская серия Pg ₂ nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	120	72
	Чеганская свита Pg ₂ zhg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	40	192
	Люлинворская свита Pg ₂ ll (ипр-лотет)	54,8	41,7	13,1	65	232
	Талицкая свита Pg ₁ tl (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	20	297
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K ₂ gn (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	110	317
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	40	427
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	180	467
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	12	647
	Покурская свита K ₁ -рк (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	883	659
	Алымская K _{1a} 1,2 (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	621	1542
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	94	2163
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	249	2257
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	22	2506
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Наунакская свита J ₃ np (келловой-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	70	2528
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	232	2598
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	40	2830
-	Размыв омеличской, елизаровской, средневажюганской и части табганской свит	252,2	213,0	39,2	-920	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	200	-
-	Размыв части елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-80	-

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	150	-
	Средневазюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	250	-
	Табаганская свита C ₁ tb (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	486*	2870
D ₃ lg	Лугинецкая свита D ₃ lg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	400	2956
D ₂	Герасимовская свита D ₂ gs (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	800	3356
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная толща D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	4156
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	4556
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	410	5036
	Большеицкая свита S ₂ bl (горстий-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	5446
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	360	5655

*Показана мощность табаганской свиты, которая частично размыта (размытая мощность в модели 400 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 66 м).

Примечания

- Глубина реконструированного разреза 6015 м. Фактический забой скважины 2936 м.
- Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольно-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.2 – Осадочный разрез скважины Калиновая 10

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	19	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	19
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	5	20
	Некрасовская серия Pg ₂ nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	109	25
	Чеганская свита Pg ₂ hg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	45	134
	Люлинворская свита Pg ₂ ll (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	46	179
	Талицкая свита Pg ₁ tl (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	40	225
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K ₂ gn (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	120	265
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	43	385
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	193	428

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	21	621
	Покурская свита K ₁₋₂ pk (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	894	642
	Алымская K _{1a1,2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	679	1536
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	64	2215
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	242	2279
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	24	2521
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qg (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	5	2545
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	87	2550
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	193	2637
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	62	2830
-	Размыв омеличской, среднеvasюганской, кехорегской и части чагинской свит	252,2	213,0	39,2	-830	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	150	-
-	Размыв елизаровской и части среднеvasюганской свит	313,2	276,6	36,6	-200	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Среднеvasюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Кехорегская свита C ₁ kh (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	430	-
D ₃ cg	Чагинская свита D ₃ cg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	480*	2892
D ₂ cz	Чузикская свита D ₂ cz (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	470	3242
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная свита D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	3712
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	4112
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	200	4592
	Большеничская свита S ₂ bl (горстей-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	4792
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	5001

*Показана мощность чагинской свиты, которая частично размывта (размытая мощность в модели 130 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 348 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 5451 м. Фактический забой скважины 3240 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.3 – Осадочный разрез скважины Калиновая 17

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	17	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	17
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	5	18
	Некрасовская серия Pg ₂ nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	114	23
	Чеганская свита Pg ₂ hg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	55	137
	Люлинворская свита Pg ₂ ll (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	46	192
	Талицкая свита Pg ₁ ll (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	45	238
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K ₂ gn (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	130	283
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	43	413
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	193	456
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	21	649
	Покурская свита K ₁₋₂ pk (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	892	670
	Алымская K _{1a1-2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	742	1562
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	66	2304
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	210	2370
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	26	2580
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	7	2606
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	63	2613
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	330	2676
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	14	3006
-	Разрыв омеличской, кехорегской и чагинской свит	252,2	213,0	39,2	-1040	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	130	-
-	Разрыв елизаровской и среднеvasюганской свит	313,2	276,6	36,6	-320	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Среднеvasюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Кехорегская свита C ₁ kh (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	430	-
D ₃	Чагинская свита D ₃ cg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	480	-

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
D ₂	Герасимовская свита D ₂ gr ₂₋₃ (верхний живет)	386,9	382,7	4,2	920*	3020
D ₂ cz	Чузикская свита D ₂ cz ₁ (верхний эйфель-нижний живет)	390,5	386,9	3,6	200	3940
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная свита D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	4140
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	4540
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	200	5020
	Большеничская свита S ₂ bl (горстей-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	5220
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	5429

*Показана мощность герасимовской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 180 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 5879 м. Фактический забой скважины 3200 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.4 – Осадочный разрез скважины Северо-Калиновая 23

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	5	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	5
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	5	6
	Некрасовская серия Pg ₃ nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	140	11
	Чеганская свита Pg ₂₋₃ hg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	45	151
	Люлинворская свита Pg ₂ ll (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	47	196
	Талицкая свита Pg ₁ tl (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	35	243
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K ₂ gn (маастрехт-дан)	73,2	61,7	11,5	121	278
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	43	399
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	185	442
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	23	627
	Покурская свита K ₁₋₂ pk (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	900	650
	Алымская K _{1a1-2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	712	1550

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	92	2262
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	222	2354
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	23	2576
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	8	2599
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	70	2607
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	345	2677
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	3	3022
-	Размыв омеличской, среднеvasюганской, кехорегской и части чагинской свит	252,2	213,0	39,2	-1040	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	190	-
-	Размыв елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-120	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Среднеvasюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	220	-
	Кехорегская свита C ₁ kh (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	430	-
D ₃ cg	Чагинская свита D ₃ cg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	480*	3025
D ₂	Герасимовская свита D ₂ gr ₂₋₃ (верхний живет)	386,9	382,7	4,2	920	3305
D ₂ cz	Чузикская свита D ₂ cz ₁ (верхний эйфель-нижний живет)	390,5	386,9	3,6	200	4225
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная свита D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	4425
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	4825
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	200	5305
	Большеичская свита S ₂ bl (горстий-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	5505
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	5714

*Показана мощность чагинской свиты, которая частично размита (размытая мощность в модели 200 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 184 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 6164 м. Фактический забой скважины 3209 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.5 – Осадочный разрез скважины Нижнетабаганская 8

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	9	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	9
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	10	10
	Некрасовская серия Pg _{3nk} (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	140	20
	Чеганская свита Pg _{2-3hg} (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	45	160
	Люлинворская свита Pg _{2ll} (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	60	205
	Талицкая свита Pg _{1tl} (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	50	265
K	Ганькинская свита Pg _{1-K2gn} (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	114	315
	Славгородская свита K _{2sl} (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	43	429
	Ипатовская свита K _{2ip} (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	182	472
	Кузнецовская свита K _{2kz} (турон)	91,6	89,8	1,8	13	654
	Покурская свита K _{1-2pk} (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	878	667
	Алымская K _{1a1-2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	675	1545
	Тарская свита K _{1tr} (валанжин)	136,1	132,4	3,7	61	2220
	Куломзинская свита K _{1klm} (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	266	2281
J _{3bg}	Баженовская свита J _{3bg} (титон)	151,2	145,8	5,4	23	2547
J ₃	Георгиевская свита J _{3qr} (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	6	2570
	Васюганская свита J _{3vs} (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	83	2576
J _{2tm}	Тюменская свита J _{2tm} (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	312	2659
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	13	2971
-	Размыв омеличской, среднеvasюганской, табаганской, части лугинецкой свит	252,2	213,0	39,2	-944	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P _{1-3om} (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	170	-
-	Размыв елизаровской и части среднеvasюганской свит	313,2	276,6	36,6	-120	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Среднеvasюганская свита C _{1-2sv} (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Табаганская свита C _{1tb} (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	524	-
D _{3lg}	Лугинецкая свита D _{3lg} (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	650*	2984
D ₁₋₂	Герасимовская свита D _{2gs} (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	1030	3584

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
	Надеждинская свита D _{1nd} (верхний эмс)	400,5	393,3	7,2	220	4614
	Солоновская свита D _{1sl} (нижний эмс)	407,6	400,5	7,1	200	4834
	Армичевская свита D _{1tm} (прага)	410,8	407,6	3,2	270	5034
D _{1ks}	Кыштовская свита D _{1ks} (лохков)	419,2	410,8	8,4	400	5304
S ₂	Межовская свита S _{2mv} (горстий-пржидол)	427,4	419,2	8,2	360	5704
S _{1lr}	Ларинская свита S _{1lr} (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	6064

*Показана мощность лугинецкой свиты, которая частично размыта (размытая мощность в модели 50 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 116 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 6514 м. Фактический забой скважины 3100 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.6 – Осадочный разрез скважины Нижнетабаганская 9

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	9	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	9
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	10	10
	Некрасовская серия Pg _{3nk} (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	140	20
	Чеганская свита Pg _{2,3hg} (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	45	160
	Люлинворская свита Pg _{2ll} (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	60	205
	Талицкая свита Pg _{1tl} (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	50	265
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	117	315
	Славгородская свита K _{2sl} (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	33	432
	Ипатовская свита K _{2ip} (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	194	465
	Кузнецовская свита K _{2kz} (турон)	91,6	89,8	1,8	12	659
	Покурская свита K _{1,2pk} (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	883	671
	Алымская K _{1a1,2} (апт)	120,2	114,1	6,1	55	1554
	Киялинская свита K _{1kls} (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	629	1609
	Тарская свита K _{1tr} (валанжин)	136,1	132,4	3,7	68	2238

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	270	2306
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	25	2576
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	5	2601
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	71	2606
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (байос-бат)	170,3	162,9	7,4	272	2677
J ₁₋₂	Салатская свита J ₁₋₂ sl (верхний тоар-аален)	178,1	170,3	7,8	58	2949
T	Кора выветривания T (норий-нижний тоар)	213,0	178,1	34,9	32	3007
-	Размыв омеличской, части елизаровской, среднеvasюганской и табганской свит	252,2	213,0	39,2	-940	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	200	-
-	Размыв части елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-80	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	150	-
	Среднеvasюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	250	-
	Табганская свита C ₁ tb (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	564*	3039
D ₃ lg	Лугинецкая свита D ₃ lg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	650	3183
D ₁₋₂	Герасимовская свита D ₂ gs (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	1030	3833
	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
	Надеждинская свита D ₁ nd (верхний эмс)	400,5	393,3	7,2	220	4863
	Солоновская свита D ₁ sl (нижний эмс)	407,6	400,5	7,1	200	5083
	Армичевская свита D ₁ gm (прага)	410,8	407,6	3,2	270	5283
D ₁ ks	Кыштовская свита D ₁ ks (лохков)	419,2	410,8	8,4	400	5553
S ₂	Межовская свита S ₂ mv (горстий-пржидол)	427,4	419,2	8,2	360	5953
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	6313

*Показана мощность табганской свиты, которая частично размывта (размытая мощность в модели 420 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 111 м).

Примечания

- Глубина реконструированного разреза 6763 м. Фактический забой скважины 3150 м.
- Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольно-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.7 – Осадочный разрез скважины Останинская 438

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	20	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	20
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	25	21
	Некрасовская серия Pg _{nk} (рюпель-хагт)	32,3	24,0	8,3	124	46
	Чеганская свита Pg _{2,3hg} (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	30	170
	Люлинворская свита Pg _{2ll} (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	70	200
	Талицкая свита Pg _{1tl} (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	20	270
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	72	290
	Славгородская свита K _{2sl} (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	60	362
	Ипатовская свита K _{2ip} (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	191	422
	Кузнецовская свита K _{2kz} (турон)	91,6	89,8	1,8	14	613
	Покурская свита K _{1,2pk} (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	864	627
	Алымская K _{1a1-2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	638	1491
	Тарская свита K _{1tr} (валанжин)	136,1	132,4	3,7	104	2129
	Куломзинская свита K _{1klm} (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	194	2233
J _{3bg}	Баженовская свита J _{3bg} (титон)	151,2	145,8	5,4	23	2427
J ₃	Георгиевская свита J _{3qr} (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Наунакская свита J _{3np} (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	76	2450
J _{2tm}	Тюменская свита J _{2tm} (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	228	2526
T	Кора выветривания T (норий-тоар)	213,0	174,1	38,9	33	2754
-	Размыв омеличской, средневажоганской, кехорегской и части чагинской свиты	252,2	213,0	39,2	-930	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P _{1-3om} (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	150	-
-	Размыв елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-120	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Средневажоганская свита C _{1,2sv} (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Кехорегская свита C _{1kh} (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	430	-
D _{3cg}	Чагинская свита D _{3cg} (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	480*	2787
D _{2cz}	Чузикская свита D _{2cz} (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	470	3117

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная толща D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	3587
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	3987
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	410	4467
	Большеицкая свита S ₂ bl (горстий-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	4877
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	360	5086

*Показана мощность чагинской свиты, которая частично размита (размытая мощность в модели 150 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 63 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 5446 м. Фактический забой скважины 2850 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыты девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.8 – Осадочный разрез скважины Сельвейкинская 2

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	20	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	20
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	15	21
	Некрасовская серия P _g nk (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	167	36
	Чеганская свита P _g 2-zhg (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	45	203
	Люлинворская свита P _g 2ll (ипр-лотет)	54,8	41,7	13,1	65	248
	Талицкая свита P _g 2tl (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	110	313
K	Ганькинская свита P _g 1-K ₂ gn (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	30	423
	Славгородская свита K ₂ sl (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	40	453
	Ипатовская свита K ₂ ip (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	190	493
	Кузнецовская свита K ₂ kz (турон)	91,6	89,8	1,8	19	683
	Покурская свита K ₁ -2pk (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	964	702
	Алымская K ₁ a ₁₋₂ (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K ₁ kls (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	607	1666
	Тарская свита K ₁ tr (валанжин)	136,1	132,4	3,7	70	2273
	Куломзинская свита K ₁ klm (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	228	2343

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн. лет назад	Окончание, млн. лет назад	Продолжительность, млн. лет		
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	27	2571
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	78	2598
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (аален-бат)	174,1	162,9	11,2	225	2676
T	Кора выветривания T (норий-гоар)	213,0	174,1	38,9	21	2901
-	Размыв омеличской, средневазюганской, кехорегской и части чагинской свиты	252,2	213,0	39,2	-870	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	150	-
-	Размыв елизаровской свиты	313,2	276,6	36,6	-120	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Средневазюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Кехорегская свита C ₁ kh (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	430	-
D ₃ cg	Чагинская свита D ₃ cg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	480*	2922
D ₂ cz	Чузикская свита D ₂ cz (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	470	3312
-	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
D ₁ mr	Мирная толща D ₁ mr (эмс)	407,6	393,3	14,3	400	3782
S ₂ -D ₁	Лесная свита D ₁ ls (лохков-прага)	419,2	407,6	11,6	480	4182
	Майзасская свита S ₂ mz (пржидол)	423,0	419,2	3,8	410	4662
	Большеичская свита S ₂ bl (горстий-лудфорд)	427,4	423,0	4,4	209	5072
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	360	5281

*Показана мощность чагинской свиты, которая частично размыва (размытая мощность в модели 90 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 376 м).

Примечания

- Глубина реконструированного разреза 5641 м. Фактический забой скважины 3298 м.
- Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.9 – Осадочный разрез скважины Урманская 5

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	12	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	12

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	5	13
	Некрасовская серия Pg _{3nk} (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	75	18
	Чеганская свита Pg _{2,3hg} (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	145	93
	Люлинворская свита Pg _{2ll} (ипр-лютет)	54,8	41,7	13,1	90	238
	Талицкая свита Pg _{1tl} (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	10	328
К	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	115	338
	Славгородская свита K _{2sl} (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	54	453
	Ипатовская свита K _{2ip} (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	159	507
	Кузнецовская свита K _{2kz} (турон)	91,6	89,8	1,8	16	666
	Покурская свита K _{1-2pk} (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	882	682
	Алымская K _{1a1,2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	686	1564
	Тарская свита K _{1tr} (валанжин)	136,1	132,4	3,7	75	2250
	Куломзинская свита K _{1klm} (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	250	2325
J _{3bg}	Баженовская свита J _{3bg} (титон)	151,2	145,8	5,4	25	2575
J ₃	Георгиевская свита J _{3qr} (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Васюганская свита J _{3vs} (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	89	2600
J _{2tm}	Тюменская свита J _{2tm} (байос-бат)	170,3	162,9	7,4	281	2689
J ₁₋₂	Салатская свита J _{1-2sl} (верхний тоар-аален)	178,1	170,3	7,8	90	2970
J _{1tg}	Тогурская свита J _{1tg} (нижний тоар)	182,7	178,1	4,6	22	3060
-	Размыв омеличской, части табганской, части лугинецкой свит	252,2	182,7	69,5	-1004	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P _{1-3om} (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	100	-
-	Размыв елизаровской, средневазюганской и части табганской свит	313,2	276,6	36,6	-420	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} (башкирский)	320,2	313,2	7,0	120	-
	Средневазюганская свита C _{1-2sv} (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	200	-
	Табганская свита C _{1tb} (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	464	-
D _{3lg}	Лугинецкая свита D _{3lg} (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	1000*	3082
D ₁₋₂	Герасимовская свита D _{2gs} (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	1030	3542
	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
	Надеждинская свита D _{1nd} (верхний эмс)	400,5	393,3	7,2	220	4572
	Солоновская свита D _{1sl} (нижний эмс)	407,6	400,5	7,1	200	4792
	Армичевская свита D _{1gm} (прага)	410,8	407,6	3,2	270	4992
D _{1ks}	Кыштовская свита D _{1ks} (лохков)	419,2	410,8	8,4	400	5262
S ₂	Межовская свита S _{2mv} (горстий-пржидол)	427,4	419,2	8,2	360	5662
S _{1lr}	Ларинская свита S _{1lr} (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	6022

*Показана мощность лугинецкой свиты, которая частично размыта (размытая мощность в модели 540 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 218 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 6472 м. Фактический забой скважины 3300 м.
2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

Таблица А.10 – Осадочный разрез скважины Южно-Урманская 1

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,6	0,0	1,6	1	0
	Плиоценовые N ₂	4,7	1,6	3,1	1	1
	Миоценовые N ₁	24,0	4,7	19,3	6	2
	Некрасовская серия Pg _{2nk} (рюпель-хатт)	32,3	24,0	8,3	140	8
	Чеганская свита Pg _{23hg} (бартон-приабон)	41,7	32,3	9,4	30	148
	Люлинворская свита Pg _{2ll} (ипр-лотет)	54,8	41,7	13,1	75	178
	Талицкая свита Pg _{1tl} (дан-танет)	61,7	54,8	6,9	63	253
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} (маастрихт-дан)	73,2	61,7	11,5	140	316
	Славгородская свита K _{2sl} (верхний сантон-кампан)	86,5	73,2	13,3	54	456
	Ипатовская свита K _{2ip} (коньяк-нижний сантон)	89,8	86,5	3,3	159	510
	Кузнецовская свита K _{2kz} (турон)	91,6	89,8	1,8	20	669
	Покурская свита K _{12pk} (верхний апт-альб-сеноман)	114,1	91,6	22,5	951	689
	Альмская K _{1a1,2} (апт)	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} (готерив-баррем)	132,4	120,2	12,2	661	1640
	Тарская свита K _{1tr} (валанжин)	136,1	132,4	3,7	77	2301
Куломзинская свита K _{1klm} (берриас-валанжин)	145,8	136,1	9,7	239	2378	

Индекс отложений	Отложения (ярус)	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
J ₃ bg	Баженовская свита J ₃ bg (титон)	151,2	145,8	5,4	29	2617
J ₃	Георгиевская свита J ₃ qr (кимеридж)	156,6	151,2	5,4	0	-
	Васюганская свита J ₃ vs (келловей-оксфорд)	162,9	156,6	6,3	82	2646
J ₂ tm	Тюменская свита J ₂ tm (байос-бат)	170,3	162,9	7,4	277	2728
J ₁₋₂	Салатская свита J ₁₋₂ sl (верхний тоар-аален)	178,1	170,3	7,8	90	3005
J ₁ tg	Тогурская свита J ₁ tg (нижний тоар)	182,7	178,1	4,6	22	3095
J ₁	Урманская свита J ₁ ur (плинсбах-нижний тоар)	190,8	182,7	8,1	30	3117
-	Размыв омеличской, герасимовской, надеждинской, солоновской и части армичевской свит	252,2	190,8	61,4	-900	-
P ₁₋₃	Омеличская толща P ₁₋₃ om (уфимский-вятский)	276,6	252,2	24,4	100	-
-	Размыв елизаровской, средневазюганской, табганской и лугинецкой свит	313,2	276,6	36,6	-600	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C ₂ elz (башкирский)	320,2	313,2	7,0	50	-
	Средневазюганская свита C ₁₋₂ sv (верхний серпухов-башкирский)	326,2	320,2	6,0	100	-
	Табганская свита C ₁ tb (турне-средний серпухов)	358,9	326,2	32,7	130	-
D ₃	Лугинецкая свита D ₃ lg (фран-фамен)	382,7	358,9	23,8	320	-
D ₁₋₂	Герасимовская свита D ₂ gs (верхний эйфель-живет)	390,5	382,7	7,8	400	-
	Перерыв (скрытое несогласие) (нижний эйфель)	393,3	390,5	2,8	0	-
	Надеждинская свита D ₁ nd (верхний эмс)	400,5	393,3	7,2	120	-
	Солоновская свита D ₁ sl (нижний эмс)	407,6	400,5	7,1	130	-
	Армичевская свита D ₁ gm (прага)	410,8	407,6	3,2	250*	3147
D ₁ ks	Кыштовская свита D ₁ ks (лохков)	419,2	410,8	8,4	400	3247
S ₂	Межовская свита S ₂ mv (горстий-пржидол)	427,4	419,2	8,2	360	3647
S ₁ lr	Ларинская свита S ₁ lr (руддан-гомер)	443,4	427,4	16,0	450	4007

*Показана мощность армичевской свиты, которая частично размыта (размытая мощность в модели 150 м) и частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 56 м).

Примечания

1. Глубина реконструированного разреза 4457 м. Фактический забой скважины 3203 м.

2. Серой заливкой в таблице выделены размыв девонско-пермских отложений и среднедевонский перерыв в осадконакоплении; оранжевой – строки с потенциально нефтегазоматеринскими свитами; зеленой – мощности отложений, вскрытых бурением, желтой – реконструированные мощности отложений.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Графики сходимости расчетных и измеренных геотемператур

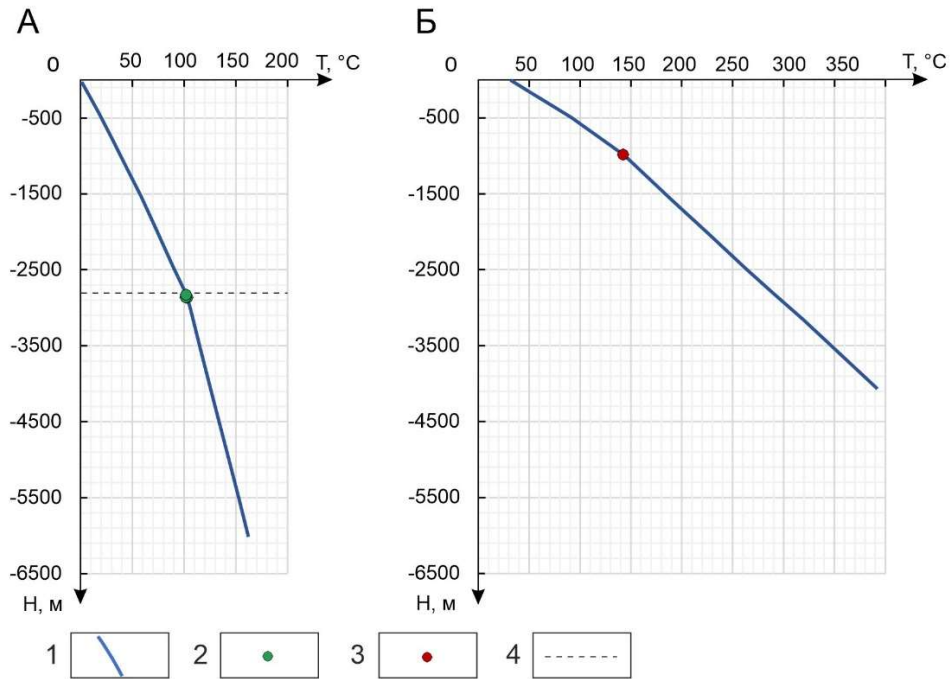


Рисунок Б.1 – Графики сходимости геотемператур в скважине Герасимовская 8 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (Б): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – определенные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла.

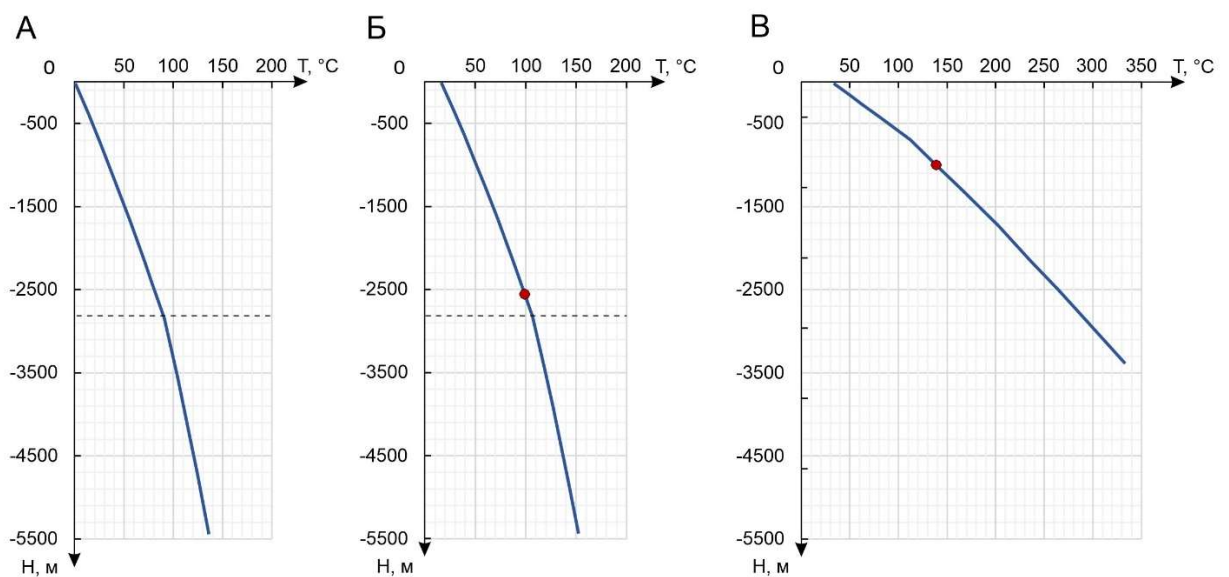


Рисунок Б.2 – Графики сходимости геотемператур в скважине Калиновая 10 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях

– 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис. Б.1

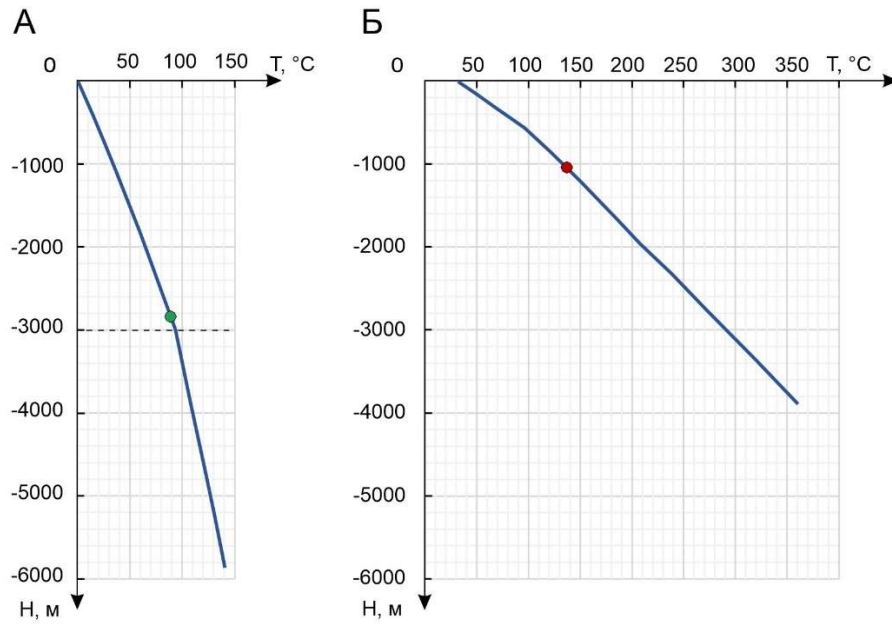


Рисунок Б.3 – Графики сходимости геотемператур в скважине Калиновоя 17 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (Б). Условные обозначения те же, что и на рис. Б.1

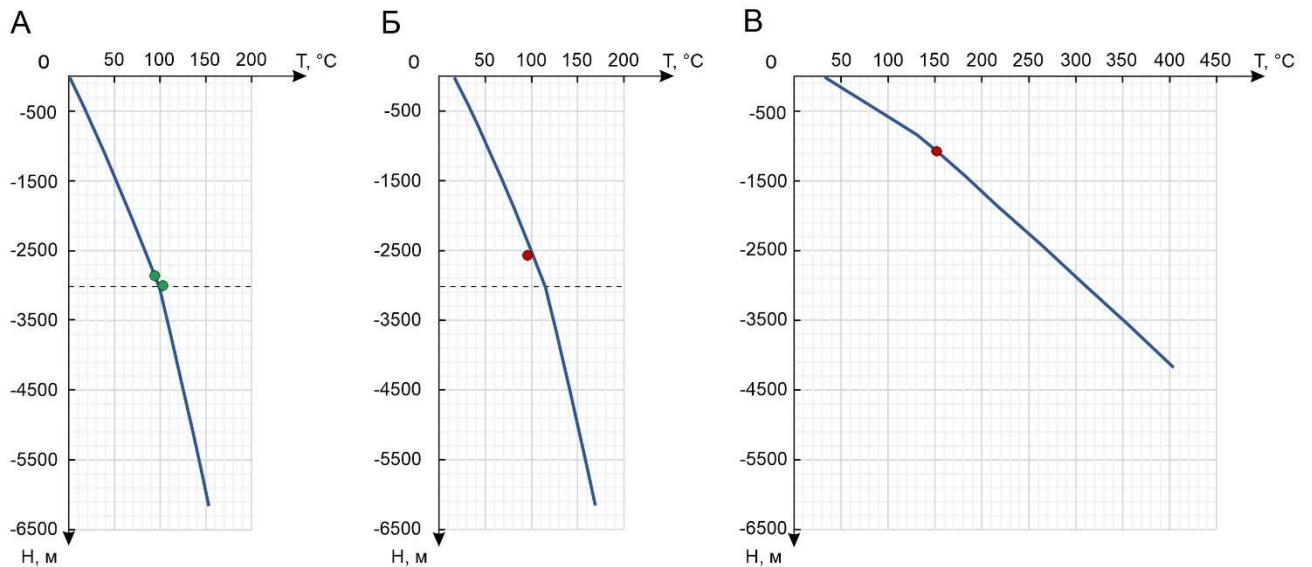


Рисунок Б.4 – Графики сходимости геотемператур в скважине Северо-Калиновоя 23 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис. Б.1

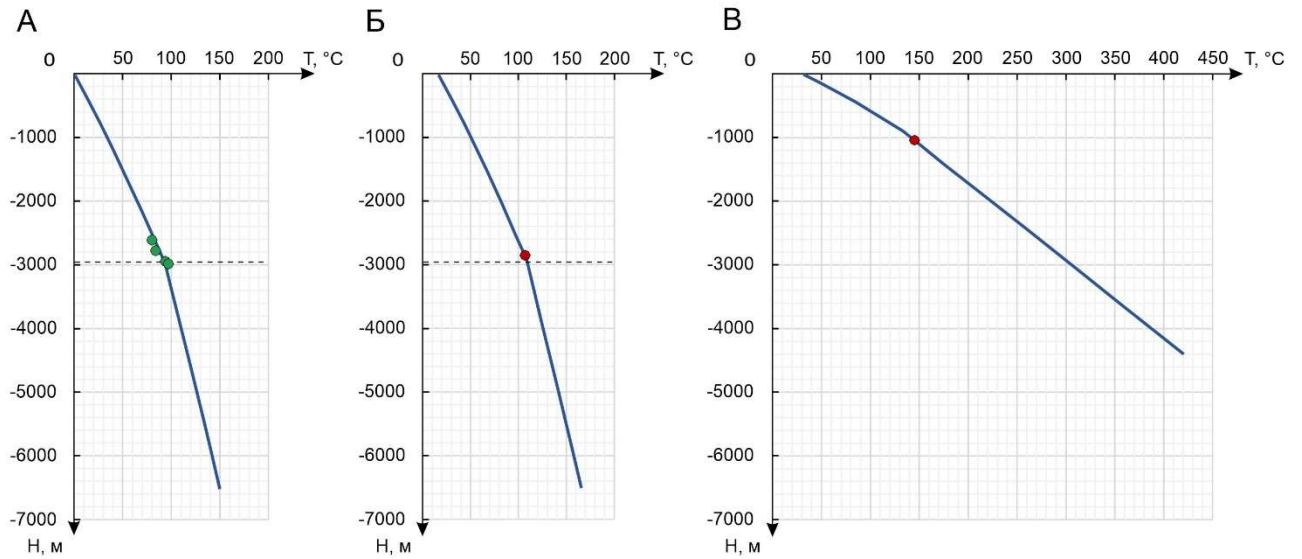


Рисунок Б.5 – Графики сходимости геотемператур в скважине Нижнетабаганская 8 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис.

Б.1

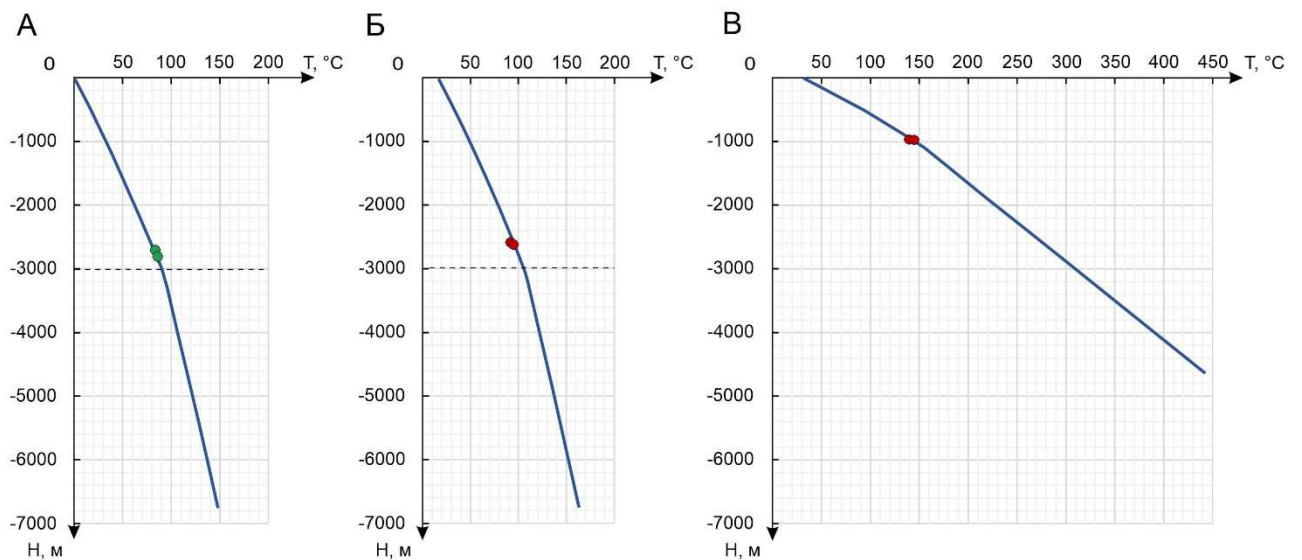


Рисунок Б.6 – Графики сходимости геотемператур в скважине Нижнетабаганская 9 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис.

Б.1

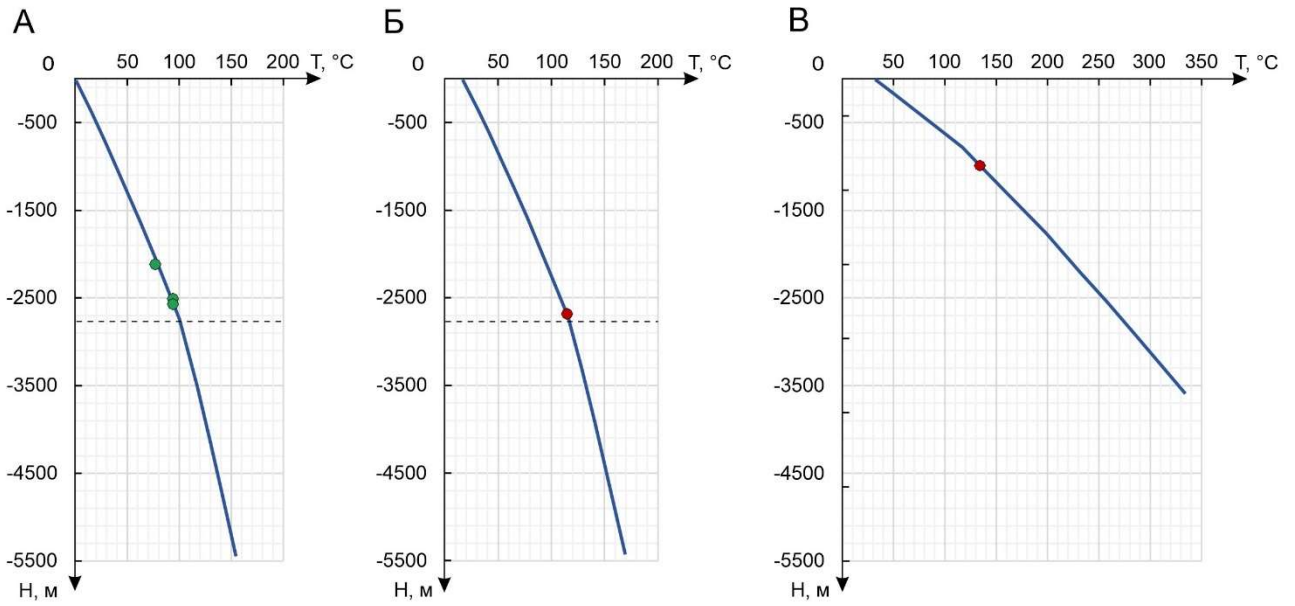


Рисунок Б.7 – Графики сходимости геотемператур в скважине Останинская 438 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис.

Б.1

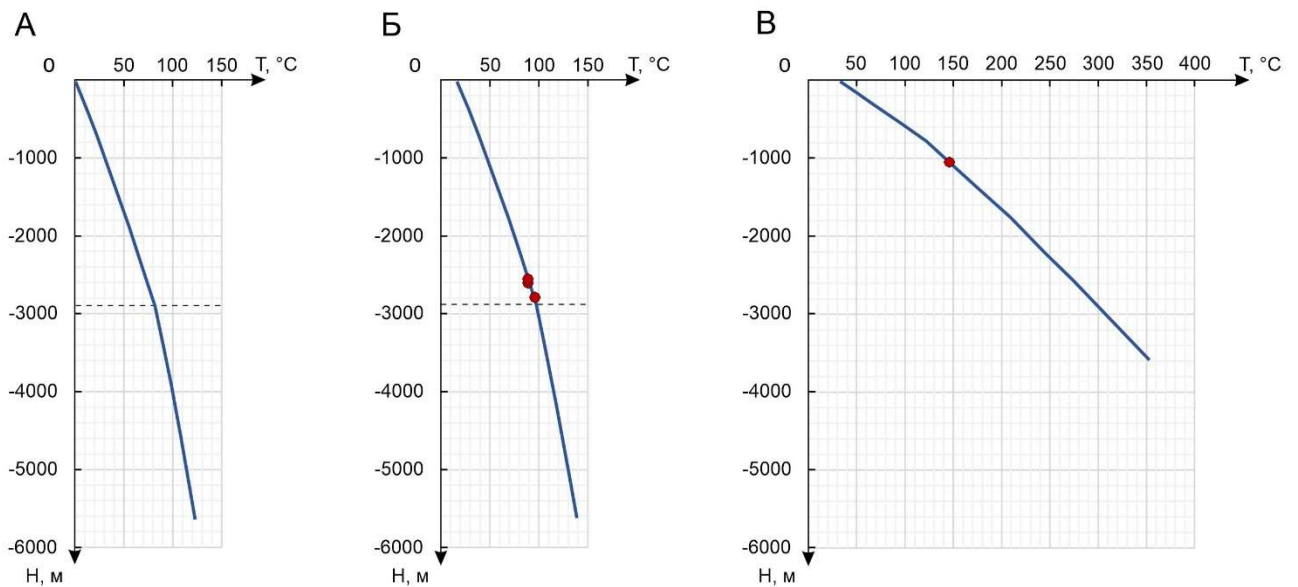


Рисунок Б.8 – Графики сходимости геотемператур в скважине Сельвейкинская 2 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис.

Б.1

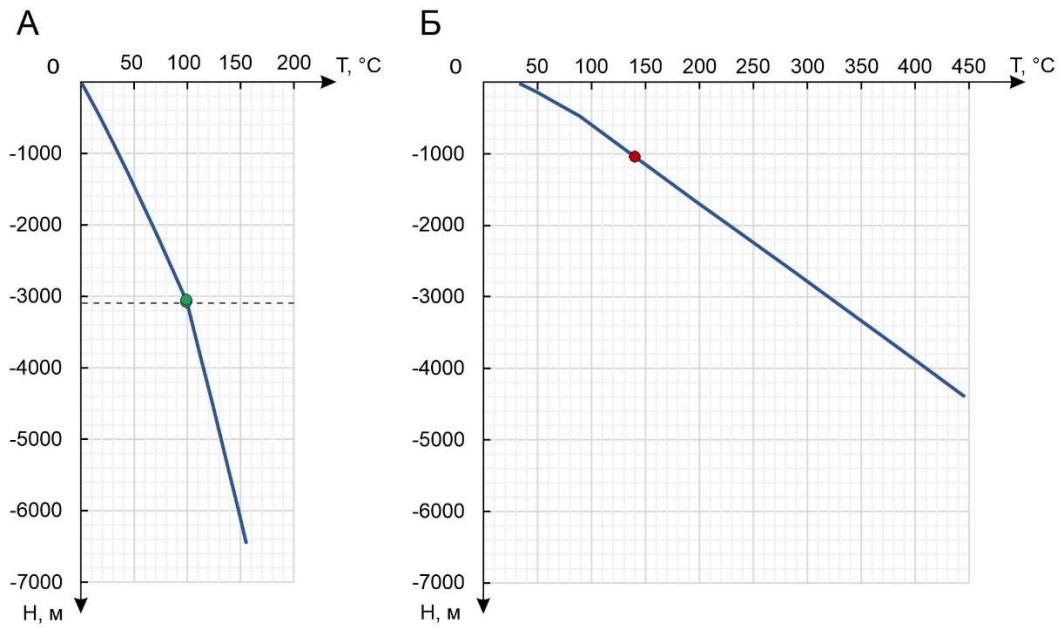


Рисунок Б.9 – Графики сходимости геотемператур в скважине Урманская 5 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (Б). Условные обозначения те же, что и на рис. Б.1

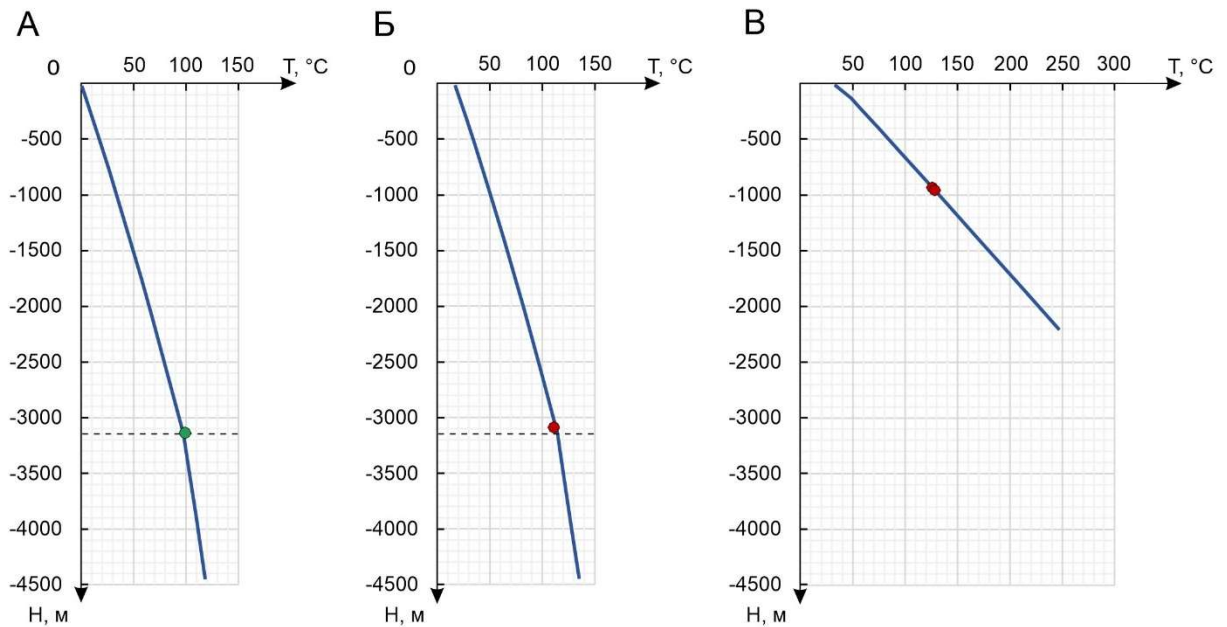


Рисунок Б.10 – Графики сходимости геотемператур в скважине Южно-Урманская 1 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в мезозойско-кайнозойских отложениях – 24 млн. лет назад (Б), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (В). Условные обозначения те же, что и на рис. Б.1