

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

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

1.6.9 – Геофизика

Томск – 2024

Диссертация выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель:

Исаев Валерий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник

Лобова Галина

доктор геолого-минералогических наук,
доцент

Официальные оппоненты:

Филиппов Юрий Фёдорович

доктор геолого-минералогических наук,
Федеральное государственное бюджетное
учреждение науки Институт нефтегазовой
геологии и геофизики им. А.А. Трофимука
Сибирского отделения Российской академии
наук, старший научный сотрудник

Нургалиев Данис Карлович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего
образования «Казанский (Приволжский)
федеральный университет», проректор по
направлениям нефтегазовых технологий,
природопользования и наук о Земле

Защита состоится «18» сентября 2024 г. в 14-00 на заседании диссертационного совета ДС.ТПУ.27 Национального исследовательского Томского политехнического университета по адресу: 634028, г. Томск, пр. Ленина, 2, строен. 5, корпус 20, ауд. 504



С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке Томского политехнического университета и на сайте dis.tpu.ru при помощи QR-кода.

Автореферат разослан «__» июля 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета ДС.ТПУ.27
К.Г.-М.Н.



Осипова Е.Н.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 залежей 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-Чижалпской 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 Ньюрольского 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 нефтидогенеза и выполнено с применением результатов историко-геологического анализа (Сурков, Жеро, 1981; Шеин, 2006; Исаев, 2012; Палеозой юго-востока..., 1984; Дубатолов, 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), чузикской, 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 «Трофимуковские 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 ИНГТ 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1 Аналитический обзор состояния научной проблемы

В 1960–1980-е гг. оформляются две основные гипотезы о происхождении нефти и газа доюрских залежей. Первая объясняет генезис залежей в доюрском 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.). Современная генетическая классификация нефтей доюрских залежей, разработанная Е.А. Костыревой, включает нефти, генерированные тремя источниками: палеозойским, нижнеюрским (ОВ тогурской и тюменской свит), смешанным (ОВ палеозойских и нижнеюрских отложений). Вариативность источников УВ, способных заполнять доюрские ловушки, определяет необходимость отдельного изучения генезиса и механизмов формирования каждой залежи.

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 из российской и мировой практик 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 (В.А. Конторович и др., 2024).

По отложениям платформенного чехла в структурном плане отражающего горизонта Па (подошва баженовской свиты) Останинская группа месторождений сосредоточена преимущественно в границах Пудинского мезоподнятия. Чузикско-Чижапская группа месторождений приурочена к одноименной мезоседловине.

Доюрское основание относится к Центрально-Западносибирской складчатой системе, представленной на территории исследования юго-восточным блоком Васюган-Пудинского антиклинория и Межовским срединным массивом (рис. 1). С северо-запада территория ограничена Усть-Тымским триасовым грабен-рифтом, а с юго-востока – Чузикским (Сурков, Жеро, 1981; В.А. Конторович и др., 2024).

На описываемой территории получили развитие палеозойский 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.

Промышленная нефтегазоносность на изучаемых месторождениях связана с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским НГК. По фазовому составу углеводородов все рассматриваемые месторождения являются нефтегазоконденсатными.

В качестве нефтегазоматеринских свит для этих НГК рассматривают юрские баженовскую, тюменскую и тогурскую и палеозойские кыштовскую, чагинскую и лугинецкую. Возможность генерации углеводородов предполагается также на локальных участках развития палеозойских ларинской, мирной, чузикской и кехорегской свит (Запывалов, Исаев, 2010).

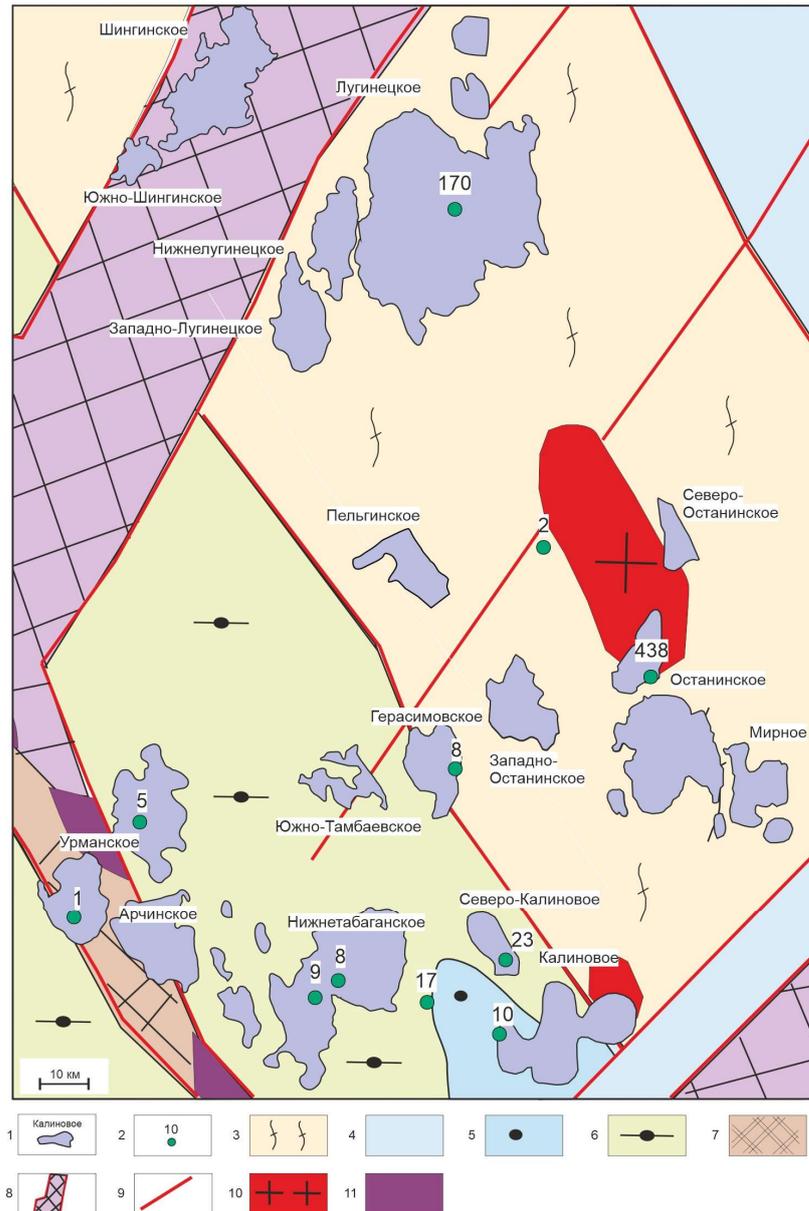


Рисунок 1 – Обзорная схема территории исследования на основе фрагмента тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (Сурков, Жеро, 1981): 1 – месторождения УВ; 2 – скважины, для которых выполнялось палеотемпературное моделирование; 3 – антиклинорные зоны инверсионного типа развития; 4 – основания 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.

3 Методика моделирования

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 авторскую методику В.И. Исаева, но дополненная реконструкциями теплового потока, реализованными двухэтапным расчетом. Основой палеотемпературной модели является литолого-стратиграфический разрез скважины, дополненный теплофизическими параметрами: теплопроводностью, температуропроводностью и плотностью радиогенной теплогенерации. Теплофизические свойства задаются согласно вещественному составу стратиграфических толщ.

Литолого-стратиграфический разрез палеозойского осадочного бассейна реконструируется на основании принятой региональной стратиграфической схемы палеозойских образований для Нюрольского структурно-фациального района (Решения совещания..., 1999). Параметризация разреза мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины (по материалам ТФ ТФГИ СФО).

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) (Искоркина, 2017; Scotese, 2016).

Динамика теплового потока во времени связана с тектоническим развитием территории исследования. Принято, что тепловой поток, соответствующий периоду формирования палеозойского осадочного бассейна (443,4–313,2 млн лет назад), постоянный и превосходит современный тепловой поток из основания осадочного разреза в два раза.

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. 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) (Hantschel, Kauerauf, 2009).

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 (Macgregor, 2020) (250,0–201,3 млн лет назад).

С юрского времени, что соответствует началу формирования мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, тепловой поток является квазистационарным (Дучков и др., 1990).

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, а также палеотемпературы, пересчитанные из определений ОСВ в мезозойско-кайнозойской части разреза. Рассчитанная величина характеризует современный квазистационарный тепловой поток из основания палеозойского осадочного разреза (201,3–0 млн лет назад).

На втором этапе рассчитывается величина максимального теплового потока на период 250 млн лет назад, соответствующий моменту активизации мантийного суперплюма. Это значение определяется температурами, пересчитанными из ОСВ в доюрской части разреза по известной методике Easy%Ro (Sweeney, Burnham, 1990).

Далее составляется модель динамики теплового потока во времени (рис. 2).

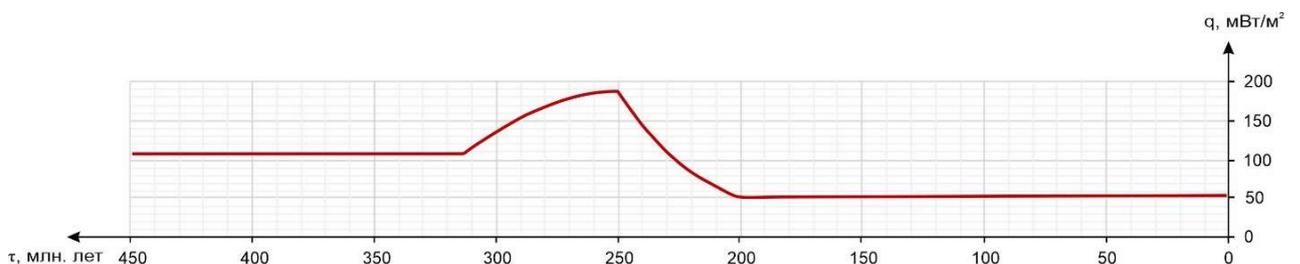


Рисунок 2 – График динамики теплового потока на примере скважины Лугинецкая 170.

Решением прямых задач при известной динамике теплового потока рассчитываются температуры в каждой из нефтегазоматеринских свит на ключевые моменты геологического времени.

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, Южно-Урманская 1) групп месторождений.

Основным критерием корректности расчета теплового потока выступает оптимальная невязка расчетных геотемператур с измеренными. Невязка считается оптимальной, когда средняя квадратичная разность расчетных и экспериментально определенных значений равна погрешности наблюдений: в нашем случае не выше $\pm 2^\circ\text{C}$. И на первом, и на втором этапах расчетов теплового потока критерий корректности выполняется для большинства скважин (табл. 1, рис. 3).

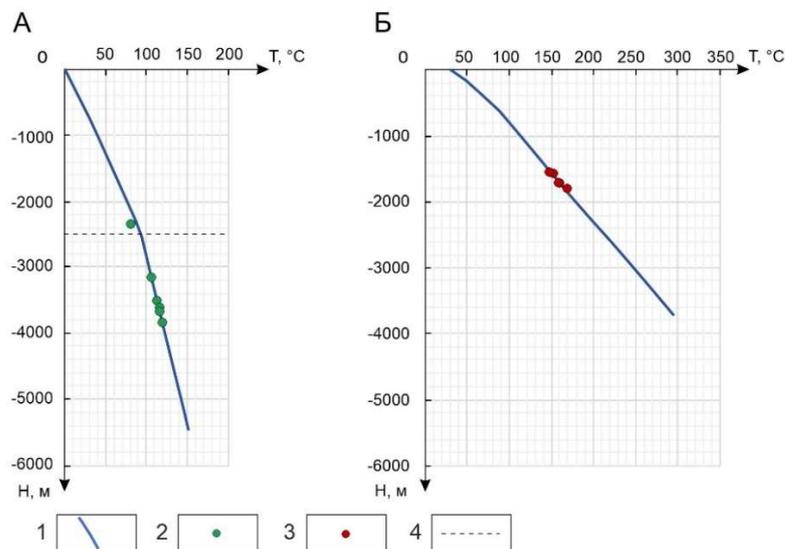


Рисунок 3 – Графики сходимости расчетных и измеренных геотемператур в скважине Лугинецкая 170 для современного разреза (А), на время палеотемпературного максимума в палеозойских отложениях – 250 млн. лет назад (Б): 1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – определенные по ОСВ);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

Таблица 1 – Результаты двухэтапного расчета теплового потока в скважине Лугинецкая 170. 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^o_{vt})			
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	

Содержание раздела и выводы обосновывают *первое защищаемое положение*.

4 Анализ термической истории

Ключевыми факторами, контролирующими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН) и главной фазы газообразования (ГФГ). Для анализа термической истории предлагается использовать в качестве граничных значений диапазоны геотемператур для ГФН – 90–145 °С, для ГФГ – 145–190 °С. При высокой преобразованности отложений $R^o_{vt} > 3,0$ % залежи УВ не встречаются (Фомин, 2011), поэтому принято, что температуры выше 220 °С являются разрушительными для УВ.

Рассмотрим анализ термической истории скважины Лугинецкая 170. В качестве нефтегазоматеринских свит будут рассматриваться палеозойские лугинецкая, мирная и ларинская, а также юрские – баженовская и тюменская (рис. 4).

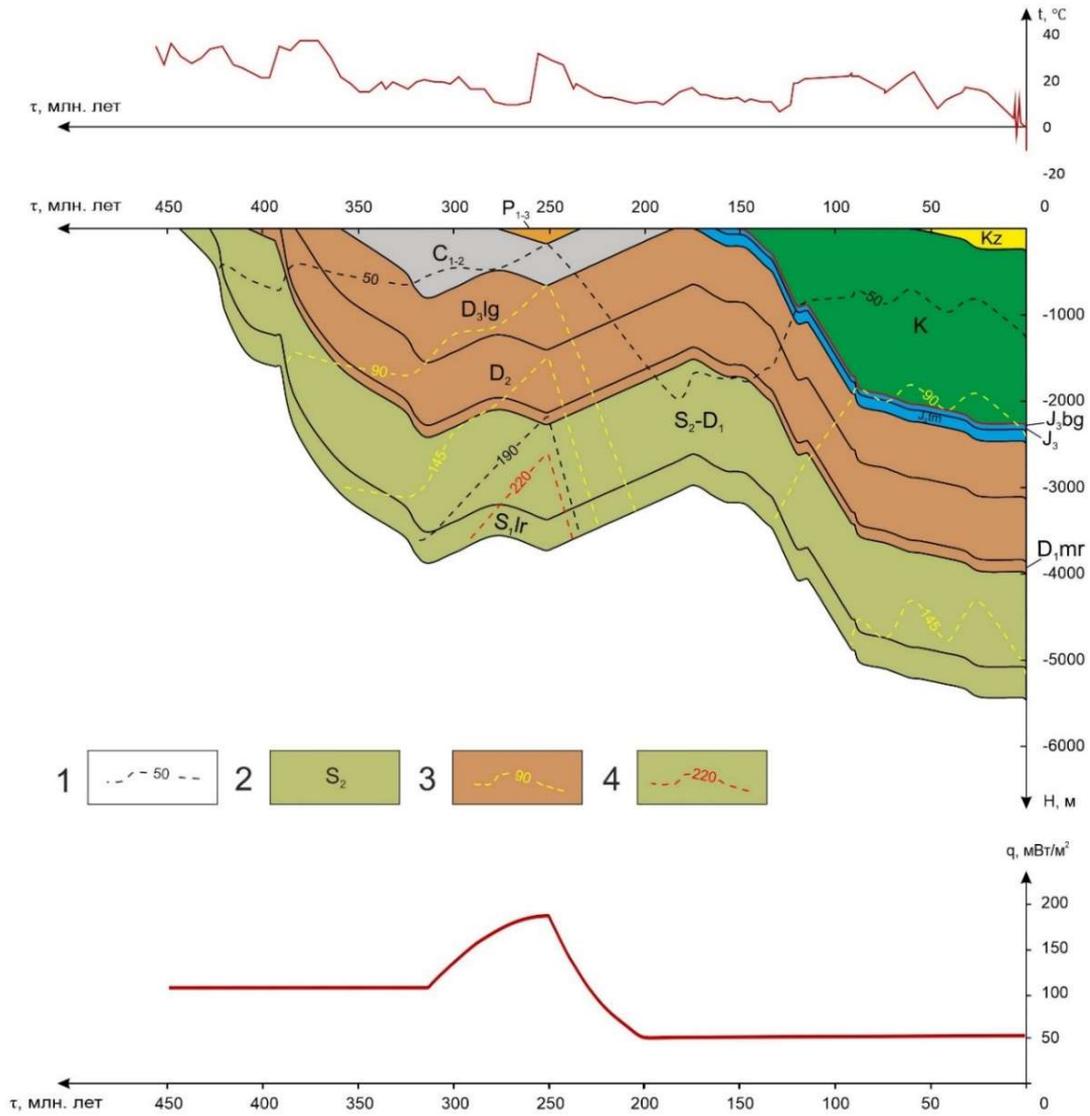


Рисунок 4 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Лугинецкая 170: 1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур ГФН; 4 – изотерма начала деструкции УВ. В верхней части рисунка приведен палеоклиматический график, в нижней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

В термической истории ларинской (S_{1lr}) свиты в районе скважины Лугинецкая 170 существовал длительный период, когда температуры значительно превышали 220 °С. Ларинская свита, по всей видимости, не может являться источником УВ, аккумулированных в ловушках доюрского НГК.

Мирная (D_{1mr}) 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.

Выводы, полученные в результате анализа термической истории отложений, вскрытых 11 скважинами, сводятся к следующему:

1. Благоприятные геотермические условия для генерации и сохранности углеводородов существовали как в юрских, так и в палеозойских потенциально нефтематеринских свитах.

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

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

4. 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*.

5 Генезис нефти и газа доюрских залежей

Комплексный анализ результатов палеотемпературного моделирования, пластовых испытаний и геохимических исследований рассмотрим на примере Лугинецкого месторождения. В разрезе скважины Лугинецкая 170 было выявлено существование очагов генерации нефти в баженовской, тюменской и лугинецкой свитах. Основной источник 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 M_1 в скважине Лугинецкая 180, имеет палеозойский морской генезис (Гончаров и др., 2012).

В результате пластовых испытаний палеозойских интервалов в изучаемой скважине были получены притоки воды. 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 M , M_1 сформировалась в гипсометрически более приподнятой зоне в районе скважины Лугинецкая 180. При испытании палеозойских интервалов этой скважины были получены притоки нефти (6 м³/сут) и газа (2,4 тыс. м³/сут). 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 (Гончаров и др., 2005): палеозойский газ был обнаружен в пласте $Ю_1$.

Результаты исследования позволили сделать некоторые выводы относительно генезиса нефти и газа доюрских залежей Ньюрольского палеозойского осадочного бассейна:

1. В палеозойских отложениях преимущественно происходило газообразование. Благоприятные условия для генерации и сохранности нефти существовали на локальных участках в верхней части палеозойского разреза.

2. 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.

3. 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*.

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.

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. Комплексный анализ результатов палеотемпературного моделирования позволил сделать выводы о генезисе нефти и газа доюрских залежей. 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.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях перечня ВАК, индексируемые Scopus и Web of Science

1. 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.
2. 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.
3. 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.
4. 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.

5. Тепловой поток и нефтегазоносность (полуостров Ямал, Томская область / В. И. Исаев, Г. А. Лобова, А. Н. Фомин, В. И. Булатов, С. Г. Кузьменков, **М. Ф. Галиева**, Д. С. Крутенко // Георесурсы. – 2019 – Т. 21 – №. 3. – С. 125–135.

Публикации в изданиях перечня ВАК

6. **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 27.05.2024).

7. **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.

8. **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: https://elibrary.ru/download/elibrary_46385407_98652474.pdf. (дата обращения 27.05.2024).

9. **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. – Текст электронный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. – № 3. – С. 1–16. – URL: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/9e2/26_2020.pdf. (дата обращения 27.05.2024).

Публикации в изданиях, индексируемых в базе данных Web of Science

10. Тепловой поток, термическая история материнской нижнеюрской тогурской свиты и нефтегазоносность палеозоя Колтогорского мезопргиба (южный сегмент Колтогорско-Уренгойского палеорифта) / Г. А. Лобова, Т. Е. Лунева, В. И. Исаев, А. Н. Фомин, Ю. В. Коржов, **М. Ф. Галиева**, Д. С. Крутенко // Геофизический журнал – 2019. – Т. 41. – № 5. – С. 128–155.