

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность 21.05.03 Геофизические методы исследования скважин
Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
МОДЕЛИРОВАНИЕ ОЧАГОВ ГЕНЕРАЦИИ УВ ЮРСКО-МЕЛОВЫХ И ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОСАДОЧНЫХ БАССЕЙНОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ ГЕОТЕРМИИ ГЛУБОКИХ СКВАЖИН (НА УЧАСТКАХ ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ)

УДК 553.9:550.836(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Галиева Маргарита Фаритовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Исаев В.И.	д. г.-м. н., профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт С.А.	к. и. н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель ООД	Гуляев М.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	к. г.-м. н., доцент		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

В результате обучения по направлению «Технология геологической разведки», специальности «Геофизические методы исследования скважин» выпускник обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Выпускник должен уметь применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). В процессе научно-исследовательской деятельности выпускник должен уметь определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9). В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых (P11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление / специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки» /
«Геофизические методы исследования скважин»
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ Ростовцев В.В.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Галиевой Маргарите Фаритовне

Тема работы:

Моделирование очагов генерации УВ юрско-меловых и палеозойских осадочных бассейнов с использованием данных геотермии глубоких скважин (на участках Останинской группы месторождений Томской области)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в ФБУ ТФГИ по СФО в г. Томске, а также литература и научные статьи по теме работы.
---------------------------------	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Нефтегеологическая характеристика Останинской группы месторождений 2. Методика исследований 3. Исследования на Сельвейкинской площади 4. Исследования на Останинском месторождении 5. Исследования на Герасимовском месторождении 6. Общая оценка и выводы 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов Томской области 2. Положение месторождений углеводородов доюрского НГК Западно-Сибирской плиты на структурной карте по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений 3. Верхнее граничное условие параметрической модели – вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири 4. Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ 5. Обзорная схема территории исследований Останинской группы месторождений углеводородов Томской области (а) и схема Сельвейкинской площади (б) 6. Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Сельвейкинская 2 7. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Сельвейкинская 2 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В) 8. Палеореконструкции тектонической и термической истории в районе скважины Сельвейкинская 2 9. Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов (а) и схема Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (б) 10. Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Останинская 438 11. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В) 12. Палеореконструкции тектонической и термической истории в районе скважины Останинская 438 13. Останинская группа месторождений (а) и Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение (б)

	<p>14. Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Герасимовская 12</p> <p>15. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Герасимовская 12 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В)</p> <p>16. Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Герасимовская 12</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Дукарт С.А.
Социальная ответственность	Ст. преподаватель Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОГ	Исаев В.И.	д. г.-м. н., профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Галиева Маргарита Фаритовна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 117 страниц, 16 рисунков, 29 таблиц, 97 источников

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ЮРСКИЕ И ДОЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ, РЕЗЕРВУАРЫ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ВНУТРЕННЕГО ПАЛЕОЗОЯ, ТЕРМИЧЕСКАЯ ИСТОРИЯ, «СОВРЕМЕННЫЙ» ОСАДОЧНЫЙ БАССЕЙН, ПАЛЕОЗОЙСКИЕ «ПАЛЕОБАССЕЙНЫ», ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Объектами исследования являются юрские и доюрские нефтематеринские отложения и резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя. Цель – теоретическое обоснование и экспериментальное определение катагенетической (термической) истории нефтематеринских отложений для доюрских залежей углеводородов.

Применяется метод совместного палеотемпературного моделирования «современного» юрско-мелового осадочного бассейна и силурийского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов».

Результаты выполненного моделирования заключаются в определении источника углеводородов палеозойских залежей на примере Сельвейкинской площади глубокого бурения, Останинского и Герасимовского месторождений (юго-восток Западной Сибири). Установлено, что источником жидких углеводородов (нефть) скорее всего является нефтематеринская верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных углеводородов (газа и газоконденсата) являются породы доманикоидного типа палеозойского возраста. Этот вывод согласуется с материалами испытаний глубоких скважин и генетическим анализом проб палеозойской нефти.

Результаты исследования рекомендуется использовать для совершенствования стратегии прогнозирования и поисков залежей углеводородов в доюрском комплексе.

ESSAY

Graduation Thesis includes 117 pages, 16 figures, 29 tables, 97 references.

THE JURASSIC AND PRE-JURASSIC OIL-SOURCE ROCKS,
RESERVOIRS OF THE WEATHERING CRUST AND THE INNER
PALEOZOIC, THERMAL HISTORY, “PRESENT” SEDIMENTARY BASIN,
THE PALEOZOIC “PALEOBASINS”, SOUTHEASTERN OF WESTERN
SIBERIA

Research objects are the Jurassic and pre-Jurassic oil-source rocks and reservoirs of the weathering crust and the Inner Paleozoic. The main aim is theoretical justification and experimental reconstruction of catagenic (thermal) history of oil-source rocks for the pre-Jurassic hydrocarbon deposits.

Current work applies method of coupled paleotemperature modelling of the “present” Jurassic and Cretaceous sedimentary basin and the Silurian, the Lower and Middle Devonian, the Upper Devonian and Lower Carboniferous “paleobasins”.

The results of performed modelling involves identification the source of hydrocarbons for the Paleozoic deposits by a case study of the Selveikin area of deep drilling, the Ostanino and the Gerasimov fields (southeastern of Western Siberia). It was stated that an oil-source rock is the Upper Jurassic Bazhenov formation and a gas-source rock (for generating gas and condensate) is the Paleozoic domanic rocks. This conclusion accords with well tests and the Paleozoic oil genesis analysis data.

The results of the research are recommended to apply for enhancement of the pre-Jurassic hydrocarbons forecasting and prospecting strategy.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

ВНК – водонефтяной контакт;

ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;

ГИН РАН – Геологический институт Российской академии наук;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГФГ (ГЗГ) – главная фаза (зона) газообразования;

ГФН (ГЗН) – главная фаза (зона) нефтеобразования;

ЗАО – закрытое акционерное общество;

ИНГГ СО РАН – Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук;

КМПВ – корреляционный метод преломленных волн;

МОВ – метод отраженных волн;

МОГТ – метод общей глубинной точки;

МРОТ – минимальный размер оплаты труда;

НГГЗК – нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений;

НГК – нефтегазоносный комплекс;

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;

НИР – научно-исследовательская работа;

НК РФ – Налоговый кодекс Российской Федерации;

ОАО – открытое акционерное общество;

ОВ – органическое вещество;

ОСВ – отражательная способность витринита;

РОВ – рассеянное органическое вещество;

СФО – Сибирский федеральный округ;

ТГТ – Томский геофизический трест;

ТК РФ – Трудовой кодекс Российской Федерации;

ТриЗ – трудноизвлекаемые запасы нефти;

УВ – углеводороды;

ФБУ – федеральное бюджетное учреждение;

ФЗ – Федеральный закон;

ЦНС – центральная нервная система;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	16
1.1 Изученность.....	16
1.2 Стратиграфия, литология, палеогеография.....	20
1.3 Нефтегазоносные комплексы	24
1.4 Нефтематеринские формации.....	26
2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ.....	29
2.1 Математическая геотемпературная модель	29
2.2 Вековой ход температур.....	30
2.3 Определение теплового потока	30
2.4 Блок-схема моделирования.....	32
3 ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕЛЬВЕЙКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ.....	33
3.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация	33
3.2 Анализ результатов моделирования	39
3.3 Выводы.....	45
4 ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	46
4.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация	46
4.2 Анализ результатов моделирования	53
4.3 Выводы.....	58
5 ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	60
5.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация	60
5.2 Анализ результатов моделирования	66
5.3 Выводы.....	73
6 ОБЩАЯ ОЦЕНКА И ВЫВОДЫ	74
7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	76
7.1 Геолого-экономические аспекты поисков и освоения доюрского НГК..	76
7.2 SWOT-анализ научно-исследовательского проекта.....	77
7.3 Планирование научно-исследовательских работ	79

7.3.1	Определение трудоемкости выполнения работ	80
7.4	Бюджет научно-технического исследования	82
7.4.1	Основная заработная плата исполнителей	82
7.4.2	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	83
7.4.3	Расчет затрат на научные и производственные командировки	84
7.4.4	Накладные расходы	84
7.4.5	Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	85
7.5	Определение финансовой, социальной и экономической эффективности исследования	86
7.6	Общие выводы.....	88
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	90
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	90
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	91
8.2	Профессиональная социальная безопасность	92
8.2.1	Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	93
8.2.2	Обоснование мероприятий по защите исследователя от действий опасных и вредных факторов	98
8.3	Экологическая безопасность.....	98
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
8.4.1	Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	100
8.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	100
8.5	Общие выводы.....	102
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Общеизвестно, что Западная Сибирь является основной базой нефтедобычи России. Тем более существенна для нефтедобывающей отрасли проблема снижения добычи нефти в Западной Сибири [53, 54]. Одно из решений этой ключевой проблемы так же общеизвестно: необходимо активно вовлекать в разработку трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ) [55], в частности залежи в образованиях доюрского комплекса. Названные объекты являются инвестиционно привлекательными, поскольку локализованы на территориях нефтепромыслов с уже развитой инфраструктурой. Однако же реализация этой парадигмы осложнена необходимостью обновления фундаментальной теоретической базы и технологий поисков [56]. **Актуальность** дипломной работы определяется тем, что решение комплекса поставленных задач будет способствовать активизации вовлечения в разработку ТРИЗ Западной Сибири.

Степень разработанности темы. Существует много различных точек зрения, объясняющих образование углеводородов и формирование их залежей в породах фундамента. Так о природе «главного источника» палеозойской нефти высказываются и обосновываются две гипотезы. По первой концепции, на основе биомаркерного анализа нефтей, палеозойские отложения рассматриваются как нефтеаккумулирующий комплекс с собственными материнскими толщами, обуславливающими восходящую миграцию углеводородных флюидов [47]. По второй концепции, основанной на корреляции нефтей палеозойских залежей и битумоидов юрских материнских пород, осуществляется нисходящая межпластовая миграция УВ из юрских толщ в доюрские образования [42].

Вариантный выбор фактических материалов и различные методы их интерпретации привели к многообразию концепций о нефтегазоносности палеозойских отложений и, как следствие, к существенной неоднозначности стратегии поисков залежей в палеозойском комплексе. Следовательно,

эффективную методику поисково-разведочных работ в палеозойском фундаменте Западной Сибири еще предстоит создать.

В этом аспекте важно выполнять анализ условий формирования залежей не только в пределах современного осадочного бассейна, но и в истории развития «палеобассейна», который мог претерпеть значительные изменения на последующих этапах геологического развития [57]. Структура и условия формирования палеобассейна могли быть благоприятными для образования залежей нефти и газа, даже если этим не характеризуется современный осадочный бассейн. Причина связана с тем, что в течение длительного геологического времени палеобассейн мог разрушиться или же значительно сократиться в объеме.

Уже стало достаточно привычным и уверенно выполняемым моделирование «современных» (мезозойско-кайнозойских) осадочных бассейнов. В работах российских и зарубежных исследователей моделирование катагенетических очагов генерации нефти и газа обычно выполняется, начиная с 210 млн лет назад [21, 58].

Теперь же на основании вышесказанного становится очевидно, что выполнение моделирования в рамках «современного» осадочного бассейна для изучения нефтегазоносности фундамента, как перспективного объекта наращивания добычи, недостаточно: необходимо выполнять **совместное** моделирование «современного» осадочного бассейна и доюрского осадочного «палеобассейна». Такие работы более редки, поскольку при включении в историко-геологический анализ отложений «палеобассейнов» [59] восстановление истории генерационных и аккумуляционных процессов существенно осложняется.

В российской практике бассейнового моделирования известны геолого-геотермическая модель палеозойско-мезозойского осадочного чехла северо-восточной части Баренцевоморского шельфа, представленная лабораторией тепломассопереноса ГИН РАН [60], и геотермическая модель верхнепротерозойско-палеозойских комплексов Предьенисейского

осадочного бассейна, аффилированная лабораторией теоретических основ прогноза нефтегазоносности ИНГГ СО РАН [61].

В работах зарубежных исследователей примеры применения метода геотемпературного моделирования палеобассейнов находят отражение в [62, 63]. В работе [64] авторы восстанавливают термическую историю палеозойских (нижнедевонских) пород на территории Германии. Моделирование выполнялось для периода, начиная с 400 млн лет назад. В работе [65] проиллюстрирован пример сопряженного со структурными реконструкциями моделирования изменения тепловых потоков, начиная с ордовика. В публикации [66] применяются данные о поверхностных тепловых потоках для вычисления температур в нефтегазоперспективных объектах раннепалеозойского возраста, характеризующихся глубиной залегания 6–8 км.

В данной работе проведен анализ условий формирования залежей путем восстановления термической истории потенциально нефтематеринских как юрских, так и доюрских пород. Предмет анализа выбран в соответствии с концепцией о геотермическом режиме недр как о ведущем факторе реализации генерационного потенциала материнских отложений [59, 65, 66]. Причем для выяснения условий формирования и размещения скоплений УВ, а также для обоснованного прогноза нефтегазоносности недр, изучение геотемпературной истории продуцирующих толщ важнее, чем анализ современных температур [46]. Ключевым исследуемым геодинамическим параметром является глубинный тепловой поток, определяющий термическую историю потенциально материнских отложений, степень реализации генерационного потенциала органического вещества, сингенетичность очагов генерации УВ и аккумулирующих резервуаров [40].

Основная цель работы заключается в теоретическом обосновании и экспериментальном определении катагенетической истории юрских и доюрских отложений, обладающих нефтематеринским потенциалом, и их роли в формировании залежей в доюрских образованиях.

Объектами настоящего исследования являются доюрские отложения, вероятно обладающие нефтематеринским потенциалом, в числе которых палеозойские ларинская (S_{1lr}), мирная (D_1^3mr), чузикская (D_2cz), чагинская (D_3cg) и кехорегская (C_1kh) свиты, и юрские отложения: баженовская (J_3bg) и тюменская (J_{1-2tm}) свиты, а также резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя.

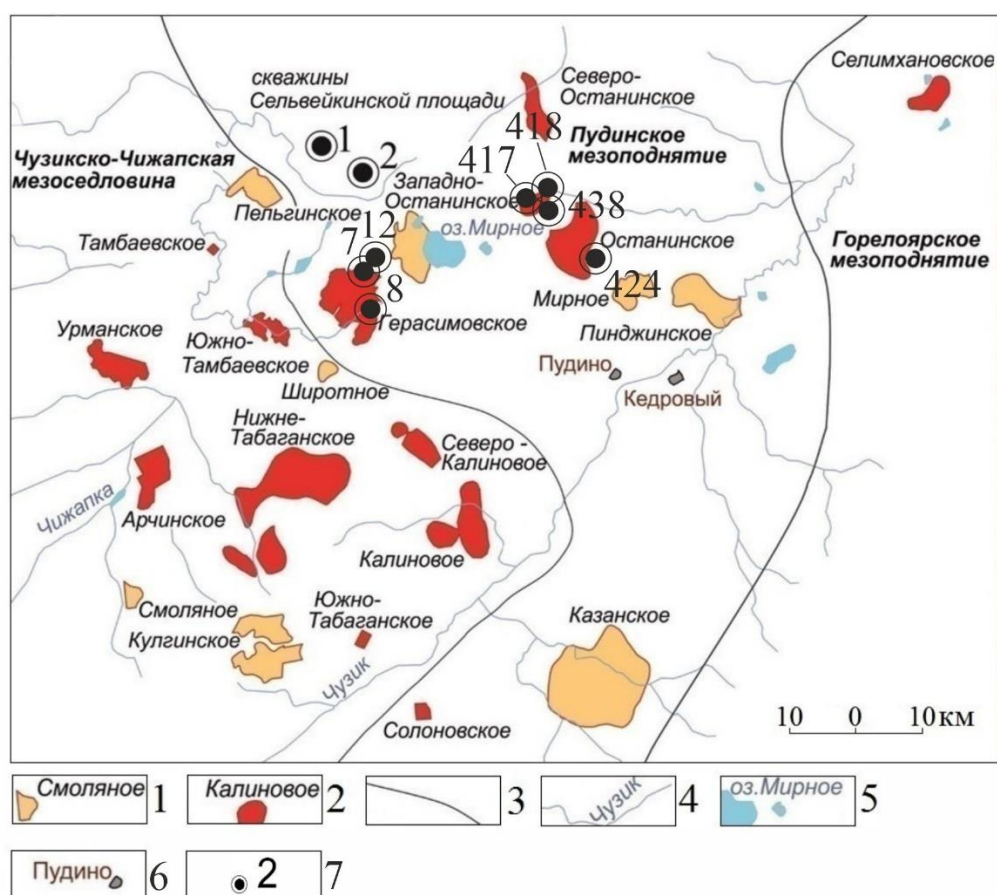
Научная новизна работы.

Выполненное исследование позволило **впервые** для условий Западной Сибири, на примере ее юго-востока, восстановить термическую историю, начиная с позднего силура, юрских и доюрских потенциально материнских отложений.

1 НЕФТЕГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОСТАНИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Изученность

Останинская группа месторождений административно приурочена к Парабельскому району Томской области. Схема размещения месторождений в пределах Останинской группы показана на рисунке 1, а положение Останинской группы показано на рисунке 2.

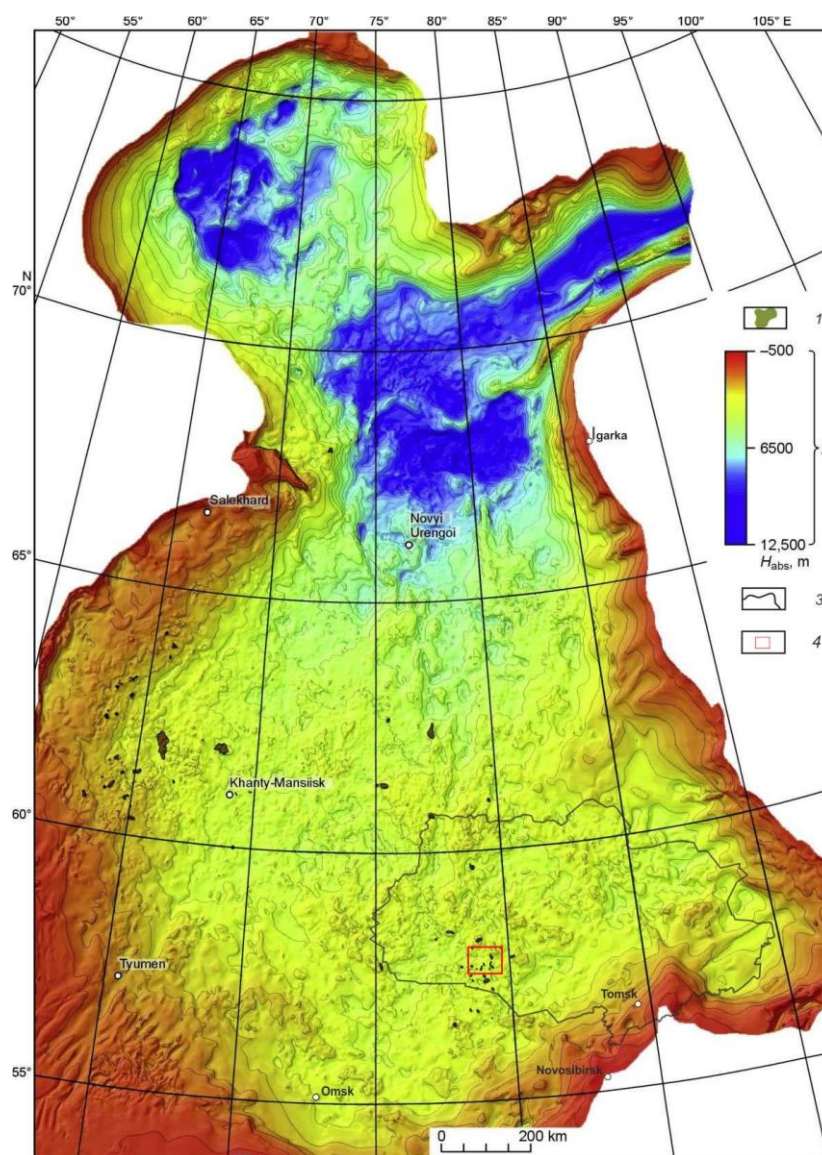


1-2 – месторождение и его название, с залежами: 1 – в юрских НГК, 2 – в юрских и доюрском НГК; 3 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла [20]; 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт; 7 – скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя и ее номер.

Рисунок 1 – Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов Томской области

Останинская группа месторождений характеризуется очень высокой плотностью сейсморазведочных работ – до 1.8 пог. км/км² [75, 76]. Вместе с тем реализованная сеть профилей отличается крайней нерегулярностью. Методика и техника полевых работ за период исследований претерпела существенные изменения, что проявилось в значительном различии информативности сейсмических данных разных лет.

Изученность глубоким бурением Останинской группы месторождений изменяется от 7,8 м/км² (1 скважина на 347 км²) до 47,3 м/км² (1 скважина на 67 км²) [77].



1 – месторождение; 2 – шкала глубин кровли доюрских образований; 3 – административная граница Томской области; 4 – район Останинской группы месторождений

Рисунок 2 – Положение месторождений углеводородов доюрского НГК Западно-Сибирской плиты на структурной карте по реперному сейсмическому горизонту, приуроченному к подошве юрских отложений (по [1])

В таблице 1 в хронологической последовательности отражены основные моменты истории геолого-геофизической изученности Останинской группы месторождений.

Таблица 1 – Геолого-геофизическая изученность района работ

Вид работ, масштаб съемки	Год проведения работ	Организация, проводившая работы, автор отчета	Основные геологические исследования
1	2	3	4
Геологическая съемка 1:1000000	1947г.	Западно-Сибирское геологическое управление	Установлено повсеместное развитие антропогенных, по руслам некоторых рек – неогеновых отложений
Аэромагнитная съемка 1:1000000	1949-1953гг.	Сибирский геофизический трест	Проведено районирование территории по характеру изменения аномалий магнитного поля
Аэромагнитная съемка 1:200000	1952-1956гг.	Васюганская аэромагнитная партия	Составлена структурно-тектоническая карта строения доюрского фундамента.
Площадные поисковые и детальные работы МОВ 1:100000	1967-1968гг.	СОКГЭ, с/п 22/67-68гг. Кривошеев Э.В., Страхова А.Н.	Детализированы и подготовлены к бурению Останинское, Западно-Останинское и Мирное локальные поднятия. Дана оценка перспективности Юбилейной, Останинской и Мирной структур.
Площадные поисковые и детальные работы МОВ, маршрутные работы МОГТ, 1:100000	1973-1974гг.	Томский геофизический трест (ТГТ) с/п 3/73-74гг.	Уточнено сочленение Останинской, Мирной и Юбилейной структур.
Площадные работы МОГТ, КМПВ 1:100000	1975-1976гг.	ТГТ, с/п 1,3/75-76гг. Свирщевская А.Г. и др.	Подтверждено наличие Сельвейкинского прогиба. Изучена дизъюнктивная тектоника Останинского поднятия.
Площадные работы МОГТ, КМПВ 1:100000	1977-1978гг.	ТГТ, с/п 1,3,6/77-78гг. Карапузов Н.И. и др.	Изучена поверхность доюрских образований на Сельвейкинской и Западно-Останинской площадях. Получены сведения о внутреннем строении доюрского фундамента.
Площадные поисковые, детальные и региональные работы МОГТ, КМПВ, 1:100000	1978-1979гг.	ТГТ, с/п 1,3,6,12/78-79гг. Карапузов Н.И. и др.	Изучена поверхность доюрских образований на Тамбаевской и Северо-Останинской площадях. Составлена прогнозная литолого-структурная карта поверхности доюрских образований.
Гравиметрическая съемка 1:50000	1979-1980гг.	ТГТ, г/ п 21/79-80гг. Богачев С.В. и др.	Получены дополнительные сведения о строении доюрских образований на Северо-Останинской площади. Подтверждено их блоковое строение.

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
Площадные работы МОГТ 1:100000 1:50000	1979- 1982гг.	ТГТ, с/п: 1/79-80, Белов Р.В 3/79-80, Посохова Р.Г. 6/81-82, Лахно Г.А. 1,3/81-82, Белов Р.В.	Получены дополнительные данные по геологическому строению платформенного чехла и поверхности доюрских образований. Выявлены, детализированы и переданы под бурение Селимхановское, Южно-Табаганское, Герасимовское, Южно-Тамбаевское, Широтное поднятия
Гравиметрическая съёмка 1:50000	1981- 1982гг.	ТГТ, г/п 21/81- 82гг. Богачев С.В. и др.	Уточнены сведения о геологическом строении доюрских образований на Останинской площади. Построена прогнозная структурно-литологическая схема м-ба 1:100000.
Региональный профиль МОГТ	1983- 1984	ОАО «Сибнефтегео- физика», Гайдебурова Е.А., Фирсова Т.К.	Уточнено геологическое строение доюрских образований и мезозойских отложений по профилю Урманская- Герасимовская- Останинская- Пинджинская структуры.
Детальные работы МОГТ 1:50000, 1:100000	1984- 1985гг.	ТГТ, с/п 1,3,12/84-85гг. Белов Р.В.	Выявлена Пельгинская структура.
Детализационные и опытно-методические работы МОГТ - КМПВ 1:50000	1987- 1988гг.	ТГТ, с/п 1,3/87- 88гг. Мельников В.П.	Комплексом работ МОГТ-КМПВ уточнено строение залежей УВ в верхней части палеозоя Северо-Останинского месторождения.
Сейсмокаротажные исследования скважин	1972- 1985гг.	с/п 19	Получены сведения о средних и интервальных скоростях разреза по скважинам Северо-Останинской 1, 6, 7, Западно-Останинской 443, 444 Герасимовской 1, 45, 10, Останинской 417 и 428.
Поисково- разведочное бурение		«Томскнефтегаз- геология»	Открыты Западно-Останинское, Южно-Табаганское нефтяные; Северо-Останинское, Мирное – газонефтяные; Герасимовское, Останинское – газоконденсатнефтяные месторождения. Получены притоки УВ на Широтной площади.
Площадные поисковые работы МОГТ 1:50000	1994- 1995	ТГТ, с/п 1,3/94- 95гг. Мельников В.П.	Уточнено строение верхнеюрских отложений и прикровельной части палеозоя., спрогнозированы поисковые объекты в НГГЗК, выявлены участки пластов с наилучшими коллекторскими свойствами. Даны рекомендации по бурению поисково-разведочных скважин.
Тематические работы 1:100000	1999	ТГТ, о-м/п 10/97-99 Михайлова Е.И.	В результате переинтерпретации сейсмических данных в объеме 10000 км уточнены структурные планы по горизонтам Ф2 и П ^а . В пределах Сельвейкинской, Северо-Останинской, Герасимовской и Останинской структур выявлены перспективные объекты на содержание углеводородов в НГГЗК и пласте Ю ₁ .
Площадные работы МОГТ 1:50000	2001- 2002	ОАО «Сибнефтегео- физика», с/п 14/01-02гг. Беспечный В.Н.	Уточнен структурный план и построена схема нефтегазонасыщенных коллекторов НГГЗК; в пластах Ю _{3.5} и Ю ₁ ³⁻⁴ детализированы контуры залежей и выявлены перспективные ловушки УВ; уточнены контуры литолого-тектонических экранов залежей в пласте Ю ₁ ¹⁻² Останинского, Мирного и Пинджинского месторождений

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4
«ПАРАДАЙМ Геофизикал» Семенцов В.Ф.	2005	НИР Масштаб 1:25000	Выполнена обработка и интерпретация данных МОГТ 3D на участке Тамбаевской, Южно- Тамбаевской и Широкой площадей.
Площадные работы МОГТ 1:50000	2005- 2006	ОАО «Сибнефтегео- физика», с/п 14/02-03гг. Моисеенко В.М.	В пределах южной части Останинского л.у. детализированы структурные планы по 9 стратиграфическим уровням и кровлям продуктивных пластов Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁵ , Ю ₃ , Ю ₅ . Выделены тектонические нарушения для осадочного чехла и фундамента. Для целевых НГК детализированы контуры распространения продуктивных коллекторов. Выделены 5 структурно-тектонических блоков с разными уровнями ГНК и ВНК.
Поисково- разведочное бурение	2006	ЗАО «Нефтепромбур- сервис»	Пробурено 4 разведочных скважины в южной части Останинского л.у.
Работы ВСП	2006	ЗАО «Томский геофизический трест», партия ВСП Баянов А.С.	Проведены сейсмические наблюдения методом ВСП в скважинах № 453 Останинская и Р-200 - Герасимовская.

1.2 Стратиграфия, литология, палеогеография

В геологическом строении изучаемой территории принимают участие образования доюрского фундамента и отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Образования доюрского фундамента представлены отложениями ордовика, силура, девона и карбона. Толщина отложений осадочного чехла изменяется от 2695 м (Останинское месторождение) до 2943 м (Герасимовское месторождение), образований коры выветривания от 0 м до 241 м (Сельвейкинская площадь), вскрытый разрез пород фундамента от 20 м до 376 м (Сельвейкинская площадь). Сводный литолого-стратиграфический разрез приведен в таблице 2.

Таблица 2 – Осадочный разрез Останинской группы месторождений, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Отложения	Время накопления			Мощность, м	Литологический состав (подготовили Галиева М.Ф., Лобова Г.А.)	Глубина палеоморя, м (подготовил Лобова Г.А.)
	Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет			
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	16-20	Пески, супеси, глины, суглинки [78]	0 [12]
Плиоценовые N ₂	4,71	1,64	3,07	1-35	-	-
Миоценовые N ₁	24	4,71	19,29	15-45	Чередование песков, глин, алевролитов [78]	0 [12]
Некрасовская серия P _{g3} pk Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	110-167		
Чеганская свита P _{g2-3} hq Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	30-45	Зеленые глины с мергелистыми, известковистыми и сидеритовыми конкрециями, в верхней части с прослоями песков и песчаников [78]	0 [12]
Люлинворская свита P _{g2} ll Эоцен	54,8	41,7	13,1	65-70	Зеленовато-и желтовато-серые алевритистые и опоковидные глины с прослоями опок [78]	0 [12]
Талицкая свита P _{g1} tl Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20-30	Темно-серые, слюдистые глины [78]	0 [12]
Ганькинская свита P _{g1} -K ₂ gn Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	72-110	Серые известковистые, алевритистые глины с зеленоватым оттенком [78]	25 [12]
Славгородская свита K ₂ sl Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40-60	Глины серые и зеленовато-серые, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников [78]	25-100 [11]
Ипатовская свита K ₂ ip Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	180-191	Зеленовато-серые песчаники и алевролиты с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин [78]	25-100 [11]
Кузнецовская свита K ₂ kz Турон	91,6	89,8	1,8	12-19	Преимущественно глинистые породы [78]	25-100 [11]
Покурская свита K ₁₋₂ pk Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	863-963	Чередование (снизу вверх) светло-серых песчаников в сложном сочетании с крупными пачками глин, глинистых алевролитов и уплотненными песками [78]	0-25 [11]
Алымская K _{1a1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-	0 [11]
Киялинская свита K ₁ kls Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	608-637	Пестроцветные глины с прослоями зеленовато-серых известковистых песчаников и алевролитов [78]	0-25 [11]
Тарская свита K ₁ tr Валанжин	136,1	132,4	3,7	70-104	Серые и светло-серые мелко- и среднезернистые песчаники [78]	25 [11]
Куломзинская свита K ₁ klm Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	194-255	Глины аргиллитоподобные темно-серые [78]	25 [11]
Баженовская свита J ₃ bg Титон	151,2	145,8	5,4	21-26	Черные, буровато-черные, битуминозные аргиллиты с прослоями глинистых известняков [78]	~ 100-200 [10]
Георгиевская свита J ₃ qr Кимеридж	156,6	151,2	5,4	1-4	Темно-серые аргиллитоподобные глины [78]	-
Наунакская свита J ₃ np Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	59-78	Неравномерное переслаивание буровато-серых песчаников, алевролитов и темно-серых с буроватым оттенком аргиллитоподобных глин с обильными растительными остатками, пиритом и встречающимися пластами углей [78]	0-25 [9]
Тюменская свита J ₁₋₂ tm Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	225-231	Серые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями углей [78]	0-25 [9]
Туринская серия Средний-верхний триас	213	208	5	0-33	Кремнисто-глинистые породы коры выветривания [2]	0 [8]
Размыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-1034-(-750)		0

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7
Елизаровская свита C ₂ elz Башкирский век	320,2	313,2	7	120-365	Известковые аргиллиты, мергели, алевролиты [3]	~ 200 [5]
Средневасюганская свита C _{1-2SV} Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	200-590	Аргиллиты, алевролиты, песчаники [3]	~ 200 [5]
Кехорегская свита C ₁ kh Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430	Темно-серые алевролиты, аргиллиты, прослои известняков: окремнение [3]	~ 200 [5]
Чагинская свита D _{2сg} Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480	Верхняя подсвита: кремни, радиоляриты, кремнеаргиллиты, кремнеизвестняки, окремненные аргиллиты (180 м) [4]	~ 1000 [7]
					Нижняя подсвита: черные, черно-коричневые, кремнистые известняки, аргиллиты (до 300 м) [4]	
Чузикская свита D _{2сz} Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	Верхняя подсвита: известняки глинистые с примесью кремнезема (70 м) [3]	~ 1000 [7]
					Нижняя подсвита: известняки темно-серые детритовые, глинистые (400 м) [3]	~ 500 [6]
Перерыв в осадконакоплении Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0		
Мирная толща D _{1mг} Эмс	407,6	393,3	14,3	400	Известняки темно-серые до черных глинистые, глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов [4]	~ 1000 [7]
Лесная свита D _{1ls} Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	Переслаивание глинистых известняков, аргиллитов [3]	~ 500 [6]
Майзасская свита S _{2mz} Пржидол	423	419,2	3,8	410	Известняки, голубоватые мергели, туфы, эффузивы [3]	50-150 [6]
Большеичская свита S _{2bl} Лудлов	427,4	423	4,4	209	Туфы витрокластические, андезиты, базальтовые порфириты [3]	50-150 [6]
Ларинская свита S _{1lг} Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников [3]	~500 [6]
Глубина реконструированного разреза				5596-6002		
Фактический забой скважины				2850-3298		

Примечания

1 Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений

2 Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений

Средне-, позднепалеозойское время формирования отложений на территории исследования соответствует миогеосинклинальным условиям. Согласно работе [5], накопление осадков в ларинское время происходит в морских условиях. Известняки и терригенные разности ларинской свиты накапливаются на границе шельфа и батиаля [6]. Максимально возможная глубина такого палеобассейна могла достигать порядка 500 м. Накопление вулканогенных разностей большеичской и майзасской свит идут, по [6], при глубинах моря от 50 до 150 м. Отрицательные тектонические движения в лохковско-пражское время приводят к углублению палеобассейна (до 500 м) и формированию разреза, сложенного переслаиванием глинистых известняков и

аргиллитов [6]. Черные известняки глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов мирной толщи формируются уже в глубоководном бассейне при глубинах порядка 1000 м [7]. В начале среднего девона формирование нижней пачки чузикских осадков идет при глубинах до 500 м [6], увеличиваясь до 1000 м при формировании верхней пачки [7]. Такие условия сохраняются и в чагинское время [7]. В каменноугольное время вплоть до башкирского века осадки формируются в мелководном море [5]. Затем, в завершающую тектоническую фазу герцинской складчатости, в континентальных условиях идет денудация отложений с размывом накопившейся толщи вплоть до чагинских отложений, по которым в среднем и позднем триасе образуется глинисто-кремнистая кора выветривания, отнесенная по [8] к тампейской серии.

Тюменская свита, по исследованиям [9], формируется в условиях прибрежно-континентального седиментогенеза с периодами ингрессий и режимом мелководно-морского, сильноопресненного бассейна глубиной до 25 м. Наунакские отложения формируются в схожих фациальных условиях. Глубина баженовского моря на территории исследования по данным [9, 10] достигала 100-200 м.

Установлено [11], что накопление нижней части раннемеловых отложений в объеме куломзинской и тарской свит происходило в условиях прибрежных равнин, временами заливавшихся мелководным морем глубиной порядка 25 м. Сохраняются такие условия и при накоплении нижней части киялинской свиты в готериве. В барреме условия накопления меняются на континентальные.

Кузнецовские глины накапливаются при глубине бассейна 25-100 м. Такой режим сохраняется вплоть до раннего палеоцена [12]. Начиная с талицкого и до настоящего времени на территории исследования сохраняется континентальный режим осадконакопления.

1.3 Нефтегазоносные комплексы

Останинская группа месторождений относится к Васюганской нефтегазоносной области, Пудинскому нефтегазоносному району. Залежи УВ связаны с доюрским, нижнеюрским, среднеюрским и верхнеюрским НГК (таблица 3).

Таблица 3 – Нефтегазоносность Останинской группы месторождений (по материалам Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО», 2018)

Месторождение	Нефтегазоносный комплекс	Притоки (пласт)		Тип флюида
		Промышленные	Непромышленные	
Мирное	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹⁻²	-	НГК
Рыбальное	Верхнеюрский	-	Ю ₀	Н
		Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	-	Н
Пинджинское	Палеозойский	-	М	Н
	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ²	-	Н
	Среднеюрский	-	Ю ₈	Г
Останинское	Доюрский	-	М	К
	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹ , Ю ₁ ² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	-	ГК
	Среднеюрский	Ю ₃ , Ю ₄	-	ГК
Северо-Останинское	Доюрский	М, М ₁	-	НГК
	Доюрский	М	-	НГК
Герасимовское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹⁻² , Ю ₁ ³ , Ю ₁ ⁴	-	ГК
		Ю ₂	-	ГК
	Среднеюрский	-	Ю ₇	Н
		-	Ю ₈	Н
		-	Ю ₉	Н
		Ю ₁₀	-	НГК
		Ю ₁₁	-	ГН
		Ю ₁₂	-	ГН
	Нижнеюрский	Ю ₁₄	-	ГН
		Ю ₁₅	-	ГН
Доюрский	М, М ₁	-	ГН	
Селимхановское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹⁻²	-	НГК
		Ю ₁ ³⁻⁴	-	ГН
	Среднеюрский	-	Ю ₂	Н
Доюрский	М	-	НГК	
Пельгинское	Верхнеюрский	Ю ₁ ¹	-	ГН
Тамбаевское	Среднеюрский	-	Ю ₆ , Ю ₇	ГН
	Доюрский	М	-	ГН
Южно-Тамбаевское	Нижнеюрский	-	Ю ₁₄	Н
	Доюрский	М, М ₁	-	ГН
Широтное	Среднеюрский	Ю ₁₃	-	НГК
		-	Ю ₁₀	Н
	Нижнеюрский	-	Ю ₁₅	ГН
		-	Ю ₁₆	Н
Доюрский	-	М	НГК	

Примечание – тип флюида: Г – газ, Н – нефть, ГК – газоконденсат, НГК – нефтегазоконденсат, ГН – газ и нефть.

На данной территории, одной из немногих в Томской области, доказана промышленная нефтегазоносность отложений средней юры и палеозоя (включая кору выветривания – пласт М и внутripалеозойские продуктивные горизонты – пласт М₁).

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

Коллекторские свойства палеозойских образований имеют вторичное происхождение [13], причем породы с повышенными емкостными свойствами приурочены к зонам разуплотнения пород, переработанных гидротермальными процессами [75]. Залежи нефти и газа приурочены в основном к органогенным известнякам или продуктам их вторичной переработки, а также к образованиям кор выветривания, развивающимся по терригенно-карбонатным породам и глинисто-кремнистым сланцам.

Нижнеюрский НГК слагает серия песчаных пластов Ю₁₄₋₁₆ тюменской свиты. С продуктивностью этого НГК связаны месторождения Широтное, Южно-Тамбаевское и Герасимовское, расположенные на юго-западе территории. Зона продуктивности нижнеюрского НГК территориально совпадает (за исключением Герасимовского месторождения) с распространением нефтематеринской тогурской свиты *J_{1tg}*.

Среднеюрский НГК связан с отложениями тюменской свиты и включает в себя продуктивные пласты Ю₂₋₁₃ [75, 76].

Верхнеюрский НГК связан с отложениями васюганской свиты и включает в себя продуктивные пласты Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³ и Ю₁⁴. Данный НГК содержит основной объем выявленных в пределах района работ запасов углеводородного сырья. В нем выявлены залежи нефти, газа и конденсата на Рыбальной, Герасимовской, Останинской, Северо-Останинской, Западно-Останинской, Мирной, Селимхановской, Пельгинской и Пинджинской площадях.

Пласты литологически не выдержаны по площади. Коллекторы пластов группы Ю₁ представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками с глинистым и карбонатным цементом. Флюидоупором для продуктивных пластов служат глинистые отложения георгиевской и баженовской свит. Выявленные залежи являются пластово-сводовыми с элементами тектонического и литологического экранирования.

Нижнемеловой НГК связан с песчаными отложениями киялинской, тарской и покурской свит. В изучаемом районе работ этот комплекс имеет подчиненное значение. Притоки воды с растворенным газом из пластов ПК₁₈₋₂₀, А₁₋₂, Б₁₋₂ получены на Мирном месторождении в скважинах 410, 411 и в скважине 421 Останинского месторождения (пласт Б₈) [75].

1.4 Нефтематеринские формации

Важнейшей региональной предпосылкой нефтегазоносности является наличие в разрезе отложений, обогащенных рассеянным органическим веществом (таблица 4).

Основной нефтепроизводящей свитой Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции является верхнеюрская морская баженовская свита (*J₃bg*) C_{орг} 5-12 % [14], а на территории Останинской группы C_{орг} 9-12 % [20]. Она определяет перспективность нефтегазоносности верхне-, средне-, нижнеюрского НГК, а также, возможно, доюрского НГК [93]. Свита сложена карбонатно-глинисто-кремнистыми черными битуминозными аргиллитами титонского возраста.

В юго-западной части территории (район месторождений Широтное, Тамбаевское и Южно-Тамбаевское) получила развитие тогурская свита (*J₁tg*), с которой связывают нефтегазоносность средне-, нижнеюрского и палеозойского НГК [15]. Свита представляет собой типичные озерные отложения с РОВ гумусового типа, показатель C_{орг} 1,50-5,00 % [16, 20].

Таблица 4 – Формации, обладающие нефтематеринским потенциалом на территории Останинской группы месторождений

Название	Индекс	Период накопления [3, 8], млн лет назад	Продолжительность накопления	Литология [3, 8, 78]
Баженовская свита	J ₃ bg	151,2-145,8	5,4	Черные, буровато-черные, битуминозные аргиллиты с прослоями глинистых известняков
Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	208-162,9	42,1	Серые песчаники, алевролиты и аргиллиты с прослоями углей
Тогурская свита	J ₁ tg	182,7-178,4	4,3	Аргиллиты темно-серые, зеленоватые с прослоями алевролита
Кехорегская свита	C ₁ kh	358,9-326,2	32,7	Темно-серые алевролиты, аргиллиты, прослой известняков: окремнение
Чагинская свита	D ₃ cg	382,7-358,9	23,8	Верхняя подсвита: кремни, радиоляриты, кремнеаргиллиты, кремнеизвестняки, окремненные аргиллиты
				Нижняя подсвита: черные, черно-коричневые, кремнистые известняки, аргиллиты
Чузикская свита	D ₂ cz	390,5-382,7	7,8	Верхняя подсвита: известняки глинистые с примесью кремнезема
				Нижняя подсвита: известняки темно-серые детритовые, глинистые
Мирная свита	D ₁ ³ mr	407,6-393,3	14,3	Известняки темно-серые до черных глинистые, глинисто-кремнистые с прослоями известковых аргиллитов
Ларинская свита	S ₁ lr	443,4-427,4	16	Известняки доломитизированные с линзами аргиллитов, песчаников

В качестве нефтематеринской свиты для залежей доюрского, ниже-, средне-, верхнеюрского НГК рассматривают континентальные аргиллиты тюменской свиты ($J_{1-2}tm$) [17]. Концентрация $C_{орг}$ в них составляет от десятых долей до 2%.

Непосредственно палеозойские отложения стали рассматриваться как потенциально нефтематеринские в 1970-х гг., когда был получен приток нефти из палеозойских коллекторов на Малоичской площади [17]. Высокий генерационный потенциал обусловлен присутствием в разрезе палеозоя высокоуглеродистых пород – пород доманикоидного типа. Согласно [18, 19], породы доманикоидного типа 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), из которых на изучаемой территории

интерес представляет только последняя. Вместе с тем, породы подобного типа выявлены на локальных участках развития ларинской (S_1lr), мирной (D_1^3mr) и чузикской (D_2cz) и кехорегской (C_1kh) свит.

Чагинская свита (D_3cg) 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 [19].

2 МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

2.1 Математическая геотемпературная модель

Метод основан на численном решении уравнения теплопроводности горизонтально-слоистого твердого тела с подвижной верхней границей. В математическую модель непосредственно включены климатический вековой ход температур на земной поверхности, как краевое условие, и палеотемпературы из определений отражательной способности витринита, как «наблюденные».

Палеоструктурные и палеотемпературные реконструкции реализуются посредством компьютерного комплекса 1D моделирования TermoDialog [21]. В отличие от известных систем бассейнового моделирования (например, ГАЛА, Temis, PetroMod), используемая нами модель снимает необходимость выполнения на завершающем этапе калибровок по ОСВ [22].

При решении обратной задачи геотермии верхняя граница осадочной толщи представляет собой поверхность осадконакопления. Аппарат используемого комплекса моделирования располагает возможностью изменения скорости осадконакопления в модели – она может задаваться нулевой и отрицательной, что позволяет учитывать перерывы осадконакопления и денудацию.

Основным критерием корректности результатов моделирования выступает оптимальная согласованность («невязка») максимума расчетных геотемператур с «наблюденными» температурами «максимального палеотермометра» – с температурами, определенными по ОСВ. В той же степени важна оптимальность «невязки» расчетных геотемператур и с «наблюденными» пластовыми температурами. Оптимальная «невязка», это средняя квадратичная разность расчетных и наблюдаемых значений, равная погрешности наблюдений [23]. В нашем случае погрешность наблюдений порядка ± 2 °С [24].

2.2 Вековой ход температур

Верхнее граничное условие модели задается температурой поверхности осадконакопления в виде кусочно-линейной функции «местного» векового хода температур на поверхности Земли. С конца триасового-начала юрского времени (210-0 млн лет назад) «местный» вековой ход для юго-востока Западной Сибири построен на основе обобщения экспериментальных определений и палеоклиматических реконструкций [25, 26].

Для составления модели «палеобассейнов» верхнее граничное условие модели – «местный» вековой ход температур на поверхности Земли – дополняется палеоклиматическими реконструкциями [27], основанными на совмещении анализа литологических и палеонтологических индикаторов климата, а также изотопного анализа кислорода, начиная с позднего ордовика (449,1-0 млн. лет назад) (рисунок 3).

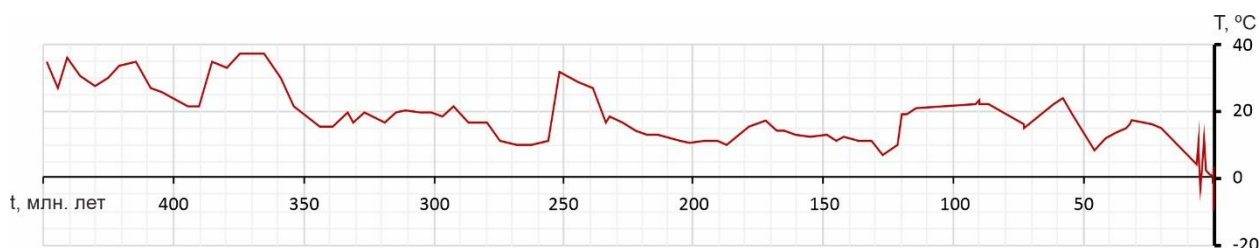


Рисунок 3 – Верхнее граничное условие параметрической модели – вековой ход температур земной поверхности на юго-востоке Западной Сибири

2.3 Определение теплового потока

Плотность теплового потока рассчитывается в два этапа. Двухэтапность выполняемых расчетов глубинного теплового потока связана с его квазистационарностью, начиная с юрского времени, в условиях Западной Сибири [28, 29].

На первом этапе моделирования находится однозначное решение обратной задачи геотермии – определяется плотность глубинного теплового потока из основания осадочного разреза, характеризующуюся

квазипостоянным значением с юрского и до настоящего времени. Решение выполняется в рамках параметрического описания седиментационной истории и истории теплофизических свойств только осадочной толщи, начиная с юрского времени.

Для определения теплового потока из основания осадочного разреза используются в качестве «наблюденных» измерения пластовых температур, полученные при испытаниях скважин и геотемпературы, пересчитанные [30] из определений ОСВ. Замеры пластовых температур, как и отбор образцов для определения ОСВ преимущественно приурочены к юрским отложениям.

Параметризация осадочного разреза скважин принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой скважины.

Для задания теплопроводности пород используются петрофизические зависимости теплопроводности осадков от их литологии и плотности [31]. Так по плотности пород в интервале $(2,02-2,67)$ г/см³ определена их теплопроводность – $(1,27-1,82)$ Вт/м·град. Коэффициенты температуропроводности $(6,5-9,0) \cdot 10^{-7}$ м²/с, плотности тепловыделения радиоактивных источников $(1,1-1,4) \cdot 10^{-6}$ Вт/м³ также определены согласно литологии стратиграфических комплексов.

Определение теплового потока доюрского времени сопряжено с известными трудностями в силу неопределенности характера изменений тепловых потоков. Тепловой поток в доюрское время значительно превышал современный тепловой поток, и резкое его снижение связано с окончанием герцинского времени [32].

На втором этапе моделирования стратиграфическая разбивка дополняется реконструкцией стратиграфического разреза, не вскрытого скважиной. Реконструкция осадконакопления выполняется с начала силурийского и до конца триасового периодов. Мощности стратиграфических подразделений учитываются в соответствии с [3].

На основании этих сведений тепловой поток определяется путем решения обратной задачи геотермии с использованием измерений ОСВ

палеозойских отложений. Резкое снижение значения теплового потока в триасе, ознаменовавшем окончание герцинского времени [33], описано с помощью математической функции, обладающей максимальной скоростью уменьшения значения, уравнением дуги – четверти окружности. В результате получаем значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории разреза, начиная с силура.

2.4 Блок-схема моделирования

Этапы моделирования, входные параметры модели и выходные данные последовательно изображены в виде блок-схемы на рисунке 4.

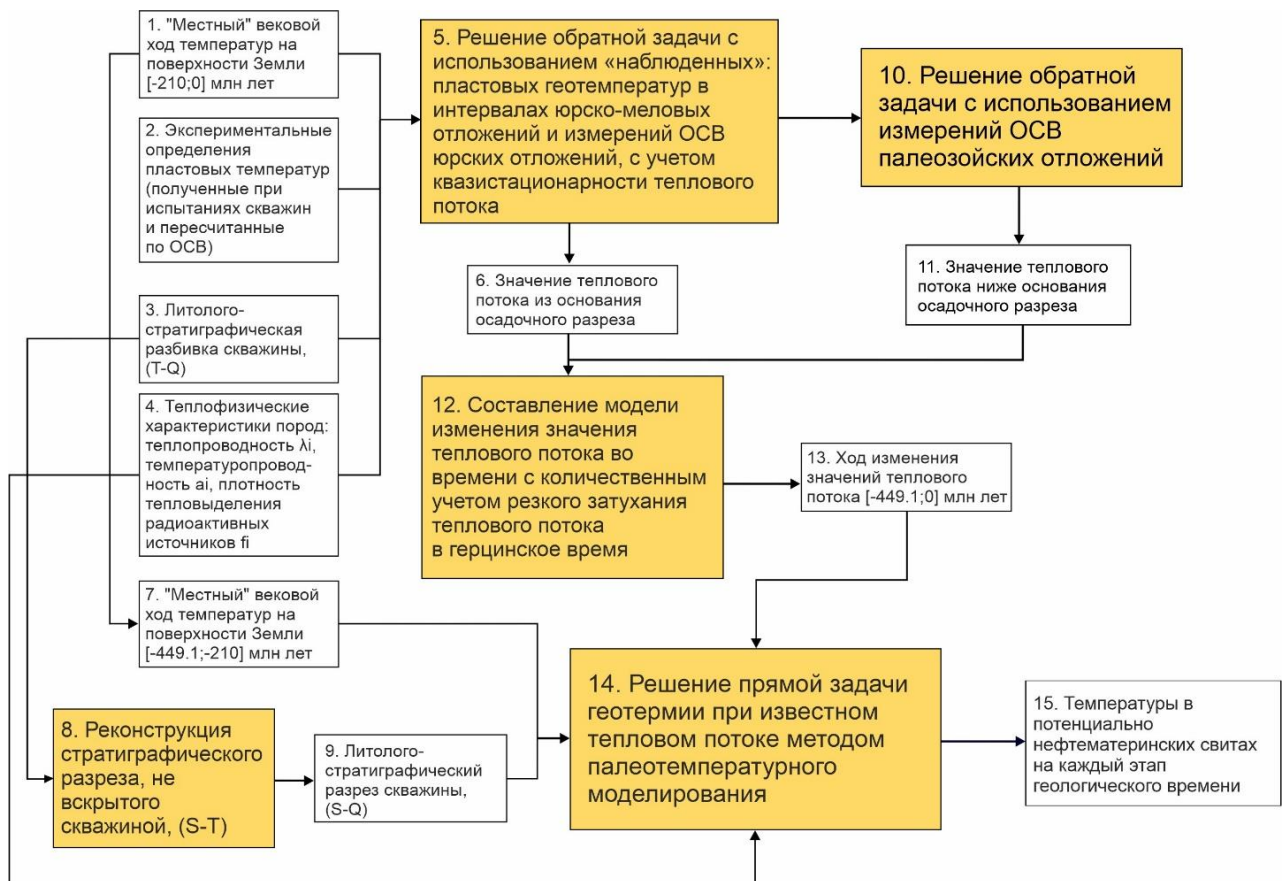


Рисунок 4 – Блок-схема этапов восстановления термической истории потенциально нефтематеринских юрских и доюрских толщ

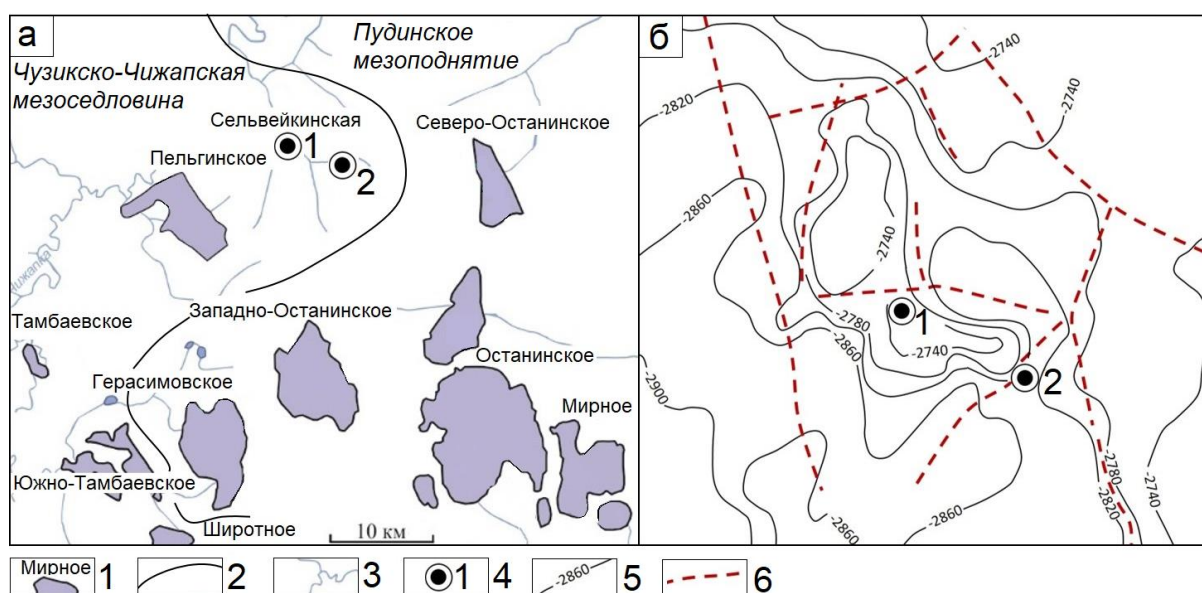
3 ИССЛЕДОВАНИЯ НА СЕЛЬВЕЙКИНСКОЙ ПЛОЩАДИ

3.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация

Сельвейкинское локальное поднятие в тектоническом плане приурочено [34] к зоне сочленения Пудинского мезоподнятия и Чузикско-Чижапской мезоседловины (рисунок 5а). По отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований) поднятие представляет собой сложную по форме брахиантиклинальную складку с изогнутой (в плане) осью северо-северо-западного направления (рисунок 5б). В пределах оконтуривающей сейсмоизогипсы (-2780 м) размеры поднятия составляют 14х3,5 км. Амплитуда достигает 90 м. Поднятие осложнено двумя куполами, оконтуривающимися по сейсмоизогипсе -2740 м. По горизонту Π^a (подошва баженовской свиты) Сельвейкинское поднятие имеет меньшие размеры (9х3 км) и меньшую амплитуду (65 м) и представляет собой простую по форме брахискладку северо-западного простирания.

Глубокое поисковое бурение двух скважин на Сельвейкинской площади вскрыло образования доюрского фундамента (рисунок 5б).

Скважина 1, расположенная в пределах юго-восточного купола, пробурена до глубины 3187 м с забоем в палеозойских отложениях. По скважине керн отбирался в баженовской J_3bg , васюганской J_3vs , тюменской J_1tm свитах и в отложениях палеозоя.



1 – месторождение УВ; 2 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла; 3 – речная сеть; 4 – скважина, вскрывшая доюрский фундамент, и ее номер; 5 – сейсмоизогиפה отражающего горизонта Φ_2 (кровля доюрских отложений); 6 – тектоническое нарушение

Рисунок 5 – Обзорная схема территории исследований Останинской группы месторождений углеводородов Томской области (а) и схема Сельвейкинской площади (б)

Доюрские образования вскрыты на глубине 2822 м. В их кровле залегает кора выветривания (интервал 2822-2860 м), представленная брекчированными глинистыми породами, песчаниками белыми и серыми, выветрелыми, перемятыми.

Ниже разрез сложен известняками темно-серыми, черными, неравномерно глинистыми, участками комковатыми, с многочисленными неориентированными трещинами, залеченные кальцитом. В известняках встречаются прослойки черных аргиллитов и серых, голубовато-серых песчаников, плотных, крепких.

Признаков нефтегазоносности в доюрских образованиях по керну не отмечается. В отложениях васюганской и тюменской свит по керновым данным признаков УВ также не встречено.

В процессе бурения с помощью испытателя пластов опробовано 4 объекта в отложениях палеозоя и низах тюменской свиты. Все объекты оказались по результатам опробования «сухими» (таблица 5).

Таблица 5 – Результаты опробования скважин, вскрывших доюрские отложения (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Сельвейкинская 1			
Тюменская J _{3tm} + Кора выветривания	2793-2846	«Сухо»	-
Кора выветривания (пласт М) + Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	2846-2886	«Сухо»	-
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	2876-2957	«Сухо»	-
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	2974-3045	«Сухо»	-
Скважина Сельвейкинская 2			
Васюганская J _{3vs} (Ю1)	2605-2631	«Сухо»	
Кора выветривания (пласт М)	2902-2905	Разгазированная пластовая вода, свободный газ	3,4
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	2925-2932	Разгазированная пластовая вода	22,7
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	2940-2950	Разгазированная пластовая вода	11,2
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	3010-3020	Пластовая вода	6,7
Чагинская D _{3cg} (пласт М ₁)	3088-3100	Пластовая вода (практически «сухо»)	0,3

Скважина 2, расположенная на юго-восточной переклинали поднятия, пробурена до глубины 3298 м. По скважине производился отбор керна из отложений баженовской, васюганской, тюменской свит и палеозоя.

Отложения васюганской (наунакской J_{3nn}) свиты представлены песчаниками серыми, светло-серыми, мелко- и среднезернистыми, среднесцементированными, слюдистыми, с включениями обугленных растительных остатков, участками слоистые за счет наличия тонких пропластков аргиллитов и алевролитов. В интервале 2595,5-2602,5 м поднято 0,8 м песчаника с запахом нефти.

Кора выветривания вскрыта в интервале 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 окремнелые, светло-бурые, брекчированные, тонкослоистые. По многочисленным трещинам отмечаются тектонические подвижки с амплитудой перемещения до 2-3 см, а также кварцевые и кальцитовые жилки.

В процессе бурения скважины было опробовано 6 интервалов: один в пределах горизонта Ю1 и пять – в палеозое (таблица 5). По скважине 2 Сельвейкинской площади установлены газопроявления в выветрелых породах (пласт М).

Выбор скважины Сельвейкинская 2 для выполнения палеотемпературного моделирования, обусловлен наличием определений геотемператур (по ОСВ) и притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов М (кора выветривания) и М₁ (кровля коренного палеозоя) – таблица 5.

Сельвейкинская площадь интересна тем, что характеризуется [94] минимальными значениями плотности современного теплового потока (40-41 мВт/м²) на фоне высоких значений Пельгинского (45-50 мВт/м²), Герасимовского (49-52 мВт/м²), Западно-Останинского (51 мВт/м²), Останинского (52-54 мВт/м²) и Северо-Останинского (54-58 мВт/м²) месторождений.

Параметризация осадочного разреза скважины Сельвейкинская 2 принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Стратиграфическая разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, включая силурийские отложения, не вскрытые скважиной (таблица 6).

Согласно [3, 35] на территории исследований получил развитие депрессионный тип разреза. В разрезе присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века [36]. Второй перерыв начался в среднекаменноугольном отделе. Он занял более продолжительное время (100,2 млн лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_{2elz} , средневасюганской C_{1-2sv} и кехорегской C_{1kh} свит. Девонские отложения перекрыты корой выветривания.

Таблица 6 – Осадочный разрез скважины Сельвейкинская 2, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 8	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0
	Плиоценовые N ₂	4,71	1,64	3,07	1	20
	Миоценовые N ₁	24	4,71	19,29	15	21
	Некрасовская серия Pg _{3nk} Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	167	36
	Чеганская свита Pg _{2,3hq} Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	45	203
	Люлинворская свита Pg _{2ll} Эоцен	54,8	41,7	13,1	65	248
	Талицкая свита Pg _{1tl} Палеоцен	61,7	54,8	6,9	110	313
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	30	423
	Славгородская свита K _{2sl} Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40	453
	Ипатовская свита K _{2ip} Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	190	493
	Кузнецовская свита K _{2kz} Турон	91,6	89,8	1,8	19	683
	Покурская свита K _{1,2pk} Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	963	702
	Алымская K _{1a1,2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	608	1665
	Тарская свита K _{1tr} Валанжин	136,1	132,4	3,7	70	2273
	Куломзинская свита K _{1klm} Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	228	2343
J _{3bg}	Баженовская свита J _{3bg} Титон	151,2	145,8	5,4	26	2571
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	79	2598
J _{1-2tm}	Тюменская свита J _{1-2tm} Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	225	2676
T	Туринская серия T Средний-верхний триас	213	208	5	21	2901
-	Разрыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} Башкирский век	320,2	313,2	7	120	-
	Средневасюганская свита C _{1-2sv} Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	7	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*	2922
D _{2cz}	Чузикская свита D _{2cz} Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3402
-	Перерыв в осадконакоплении Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D _{1mg}	Мирная толща D _{1mg} Эмс	407,6	393,3	14,3	400	3872
S ₂ -D ₁	Лесная свита D _{1ls} Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4272
	Майзасская свита S _{2mz} Пржидол	423	419,2	3,8	410	4752
	Большешейская свита S _{2bl} Лудлов	427,4	423	4,4	209	5162
S _{1lr}	Ларинская свита S _{1lr} Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5371
Глубина реконструированного разреза		5731				
Фактический забой скважины		3298				

Примечания

1 Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений

2 Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений

3 *показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 376 м)

В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рисунок 4, блоки 5 и 10) получили значение на ключевые моменты геодинамической истории доюрского разреза (рисунок 6, таблица 7).

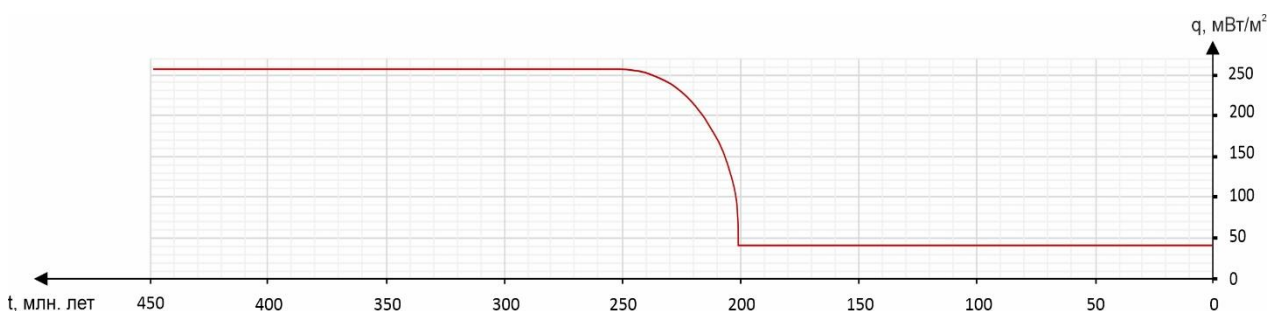


Рисунок 6 – Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Сельвейкинская 2

При решении обратных задач геотермии, как на первом, так и на втором шаге, «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ± 2 °С (таблица 7, рисунок 7), т. е соответствует оптимальной.

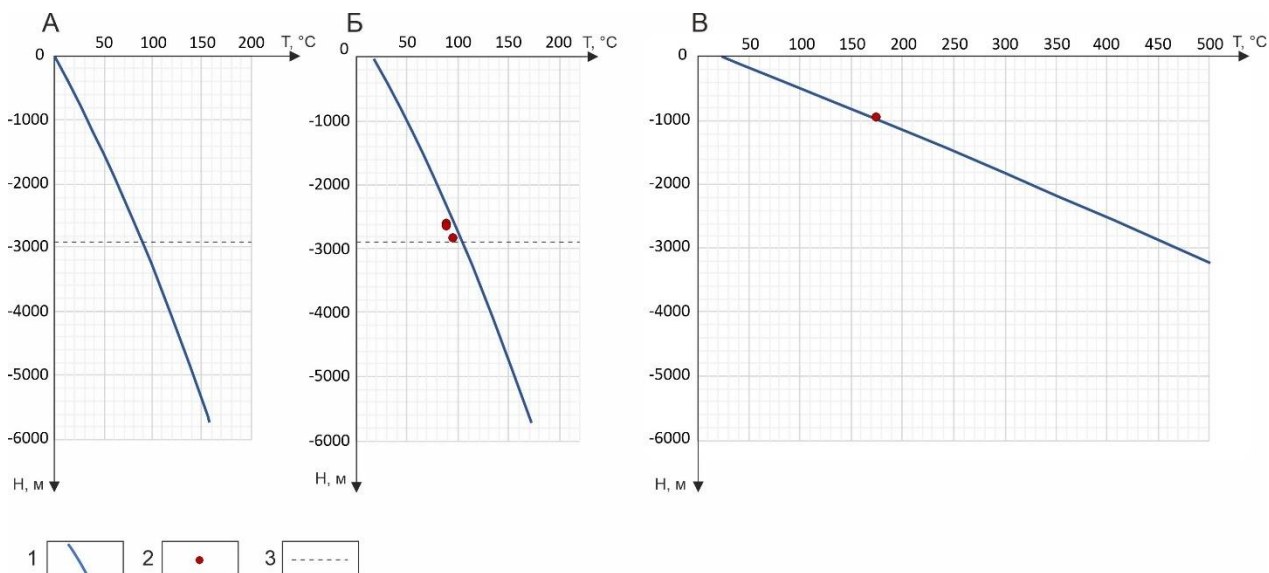
Таблица 7 – Сопоставление измеренных и расчетных геотемператур в скважине Сельвейкинская 2

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °С				Расчитанный тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
J _{3np} /2579	-	89	89	0	41 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J _{3vs} /2623	-	89	90	+1	
J _{1tm} /2808	-	96	95	-1	
D _{3cg} /3106	-	175	175	0	258 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Примечания

1 Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск)

2 Для перехода от ОСВ (R_{vt}^0) к соответствующей геотемпературе используется [30] диаграмма “Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона” [37]



1–2 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные по ОСВ); 3 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза.

Рисунок 7 – Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Сельвейкинская 2 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В)

3.2 Анализ результатов моделирования

Восстановление седиментационной (структурно-тектонической) и термической истории путем решения прямых задач геотермии с известным тепловым потоком выполнялось для всех четырех вышеперечисленных палеозойских потенциально нефтематеринских свит, а также для юрских – баженовской и тюменской свит (таблица 8, рисунок 8).

Ключевыми факторами, определяющими реализацию генерационных возможностей формации, являются продолжительность и температурный режим главной фазы нефтеобразования (ГФН), главной зоны

нефтеобразования (ГЗН), так называемое «нефтяное окно» – 90-130°C. Значительную роль в формировании залежей УВ играет и главная фаза газообразования (ГФГ), которая характеризуется наибольшей интенсивностью образования УВ газов, преимущественно метана и газоконденсата, более 190°C – разрушительные для УВ температуры [38, 39].

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Резервуар коры выветривания (горизонт М) сформировался в период 213-208 млн лет назад и существует до нашего времени (в скважине 2 вскрытая мощность 21 м). Геотемпературы горизонта М не превышали 110 °С. Принимаем концепцию, что резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400-500 м, вскрытая мощность 376 м) генетически обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания [13], а тектонический фактор выступает в качестве катализатора процессов формирования вторичной пористости [41]. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213-208 млн лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 115 °С.

Вместе с тем принимаются концепции преимущественно вертикальной межпластовой миграции УВ [42, 43], включая миграцию вниз по разрезу. Анализ периодов «работы» очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (таблица 8, рисунок 8) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

Таблица 8 – Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Сельвейкинская 2

Время, млн лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J ₃ bg)		Тюменская (J ₁₋₂ tm)		Чагинская (D ₃ cg)		Чузикская (D ₂ cz)		Мирная (D ₁ mr)		Ларинская (S ₁ lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	41	80	2571	86	2676	96	2922	108	3402	119	3872	154	5371
1,64	1	41	82	2551	88	2656	98	2902	110	3382	121	3852	156	5351
4,71	3	41	84	2550	90	2655	100	2901	113	3381	123	3851	158	5350
24	16	41	96	2535	101	2640	112	2886	124	3366	134	3836	169	5335
32,3	16	41	90	2368	95	2473	105	2719	117	3199	128	3669	163	5168
41,7	12	41	84	2323	89	2428	99	2674	111	3154	122	3624	156	5123
54,8	19	41	89	2258	95	2363	105	2609	117	3089	128	3559	163	5058
61,7	22	41	88	2148	94	2253	104	2499	116	2979	126	3449	161	4948
73,2	16	41	81	2118	87	2223	97	2469	109	2949	120	3419	155	4918
86,5	22	41	85	2078	91	2183	101	2429	113	2909	123	3379	158	4878
89,8	22	41	79	1888	85	1993	95	2239	107	2719	118	3189	153	4688
91,6	22	41	76	1869	82	1974	92	2220	104	2700	114	3170	149	4669
114,1	21	41	47	907	53	1012	63	1258	75	1738	86	2208	120	3707
116,3	18	41	46	906	52	1011	62	1257	74	1737	84	2207	119	3706
120,2	19	41	45	905	50	1010	61	1256	73	1736	83	2206	118	3705
132,4	19	41	28	298	33	403	43	649	55	1129	66	1599	101	3098
136,1	19	41	26	228	32	333	42	579	54	1059	64	1529	99	3028
145,8	19	41	19	0	25	105	35	351	47	831	58	1301	93	2800
151,2	19	41	-	-	24	79	34	325	47	805	57	1275	92	2774
156,6	19	41	-	-	24	78	34	324	47	804	57	1274	92	2773
162,9	19	41	-	-	22	0	32	246	44	726	55	1196	90	2695
208	19	151	-	-	-	-	43	21	86	501	122	971	246	2470
213	14	175	-	-	-	-	41	0	92	480	136	950	285	2449
265,1	10	258	-	-	-	-	115	430	187	910	251	1380	464	2879
303,7	20	258	-	-	-	-	156	630	228	1110	292	1580	506	3079
313,2	20	258	-	-	-	-	175	750	246	1230	310	1700	524	3199
318,2	18	258	-	-	-	-	154	630	225	1110	289	1580	503	3079
320	17	258	-	-	-	-	150	609	222	1089	285	1559	499	3058
322	18	258	-	-	-	-	148	585	219	1065	283	1535	496	3034
330	17	258	-	-	-	-	132	490	205	970	267	1440	481	2939
331	17	258	-	-	-	-	130	479	201	959	265	1429	479	2928
335,1	19	258	-	-	-	-	124	430	195	910	258	1380	472	2879
336	18	258	-	-	-	-	120	414	192	894	255	1364	469	2863
337	17	258	-	-	-	-	118	396	189	876	252	1346	465	2845
340	16	258	-	-	-	-	107	341	179	821	242	1291	456	2790
341	16	258	-	-	-	-	104	323	176	803	239	1273	453	2772

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
347	18	258	-	-	-	-	90	215	161	695	225	1165	437	2664
358,9	30	258	-	-	-	-	67	0	140	480	202	950	416	2449
362	33	258	-	-	-	-	66	0	132	417	196	887	410	2386
363	34	258	-	-	-	-	65	0	130	397	194	867	408	2366
364	36	258	-	-	-	-	65	0	128	377	192	847	406	2346
365	37	258	-	-	-	-	64	0	126	357	190	827	404	2326
370	37	258	-	-	-	-	57	0	111	256	175	726	389	2225
376	36	258	-	-	-	-	47	0	92	135	156	605	368	2104
377	35	258	-	-	-	-	45	0	88	115	150	585	364	2084
382,7	34	258	-	-	-	-	-	-	69	0	132	470	345	1969
383	34	258	-	-	-	-	-	-	68	0	129	452	342	1951
386	33	258	-	-	-	-	-	-	54	0	101	271	314	1770
387	31	258	-	-	-	-	-	-	47	0	90	211	303	1710
390,5	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	265	1499
391,9	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	50	0	264	1500
393,3	22	258	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	264	1499
407,6	27	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	212	1099
411	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	194	958
411,6	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	190	933
412	30	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189	917
419,2	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148	619
420,3	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	131	500
421	34	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119	425
422	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	317
422,8	32	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	231
423	33	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87	209
427,4	29	258	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55	0

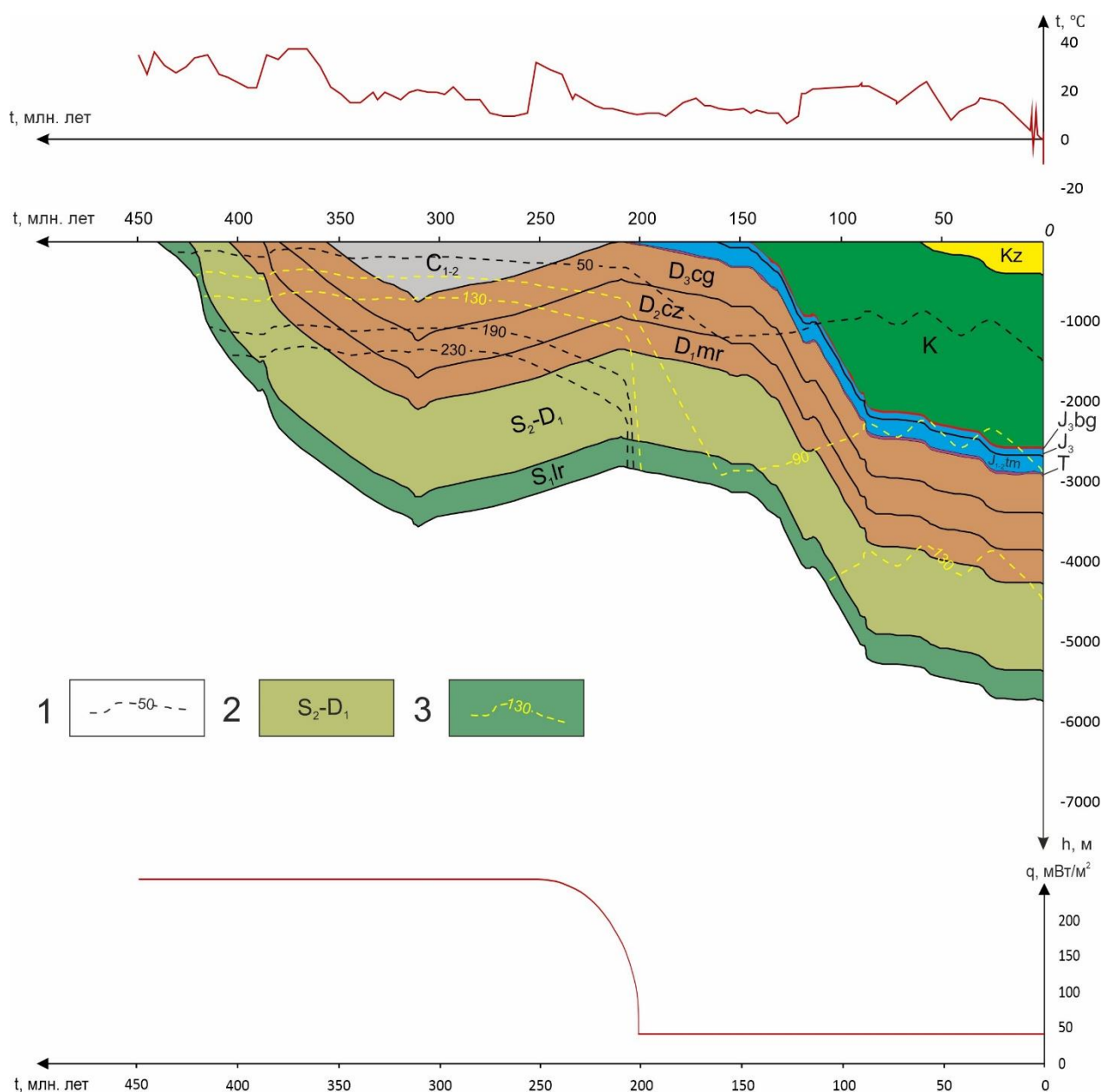
Примечания

1 Светло-синей заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), желтой заливкой – нижняя (главная) фаза газообразования (НФГ, ГФГ), темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум.

2 Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений.

3 Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ.

4 Красной заливкой обозначено время геотемпературы в чагинской свите (313,2 млн лет назад), соответствующей определению ОСВ (175 °С).



1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования (ГФН). В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [25, 27], в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени

Рисунок 8 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Сельвейкинская 2

Ларинская свита (S_{1lr}) находилась в ГФН недолго, 2,5 млн лет, (422,8-420,3) млн. лет назад, в ГФГ– 9,3 млн лет, (420,3-411) млн лет назад. Вероятно, нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 420,3 млн лет назад, а газовый потенциал – 411 млн лет назад. 411 млн лет назад свита вошла в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190 °С, и находилась в

ней почти 250 млн лет, (411-162,9) млн лет. Совершенно очевидно, что ларинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Мирная свита (D_{1mr}) находилась в ГФН сравнительно недолго, 4,3 млн лет, (387-382,7) млн лет назад, в ГФГ – 18,7 млн лет, (382,7-364) млн лет назад. Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 382,7 млн лет назад, газовый потенциал – 364 млн лет назад. 364 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 213 млн лет назад, более 150 млн лет. Очевидно, что мирнинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Чузикская свита (D_{2cz}) находилась в ГФН 14 млн лет, (376-362) млн лет назад, в ГФГ – 26 млн лет, (362-336) млн лет назад. 336 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 265,1 млн лет назад, почти 71 млн лет. Очевидно, что чузикские УВ не могли заполнять резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213-208 млн лет назад.

Чагинская свита (D_{3cg}) находилась в ГФН на протяжении 17 млн лет, уже (347-330) млн лет назад, в ГФГ – 64,9 млн лет, (330-265,1) млн лет назад. Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 330 млн лет назад, газовый потенциал – 265,1 млн лет назад. Свита не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам. Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность чагинского газа в резервуарах коры выветривания и палеозоя. Такой прогноз подтверждается разбуриванием пластов М и М₁, где при испытаниях зафиксированы газопроявления.

Тюменская свита (J_{1-2tm}) находилась в низкотемпературной ГФН, на протяжении 81,8 млн лет, (86,5-4,7) млн лет назад. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя в течении почти 82 млн лет. Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

Баженовская свита (*J₃bg*) находилась в низкотемпературной ГФН на протяжении 27,6 млн лет, (32,3-4,7) млн лет назад. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и коренного палеозоя.

3.3 Выводы

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются источники тюменской и баженовской нефти, а также источник чагинского газа. Однако результаты испытаний резервуаров коры и палеозоя показывают, что углеводороды залежей представлены газом. Поэтому, с наибольшей вероятностью резервуары коры и палеозоя являются аккумуляторами именно палеозойского, чагинского газа [95].

В итоге, можно констатировать, что в условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади, источником УВ для резервуаров коры и палеозоя являются, скорее всего, породы доманикоидного типа чагинской свиты (*D₃cg*), как прогнозировалось ранее [44]. Это подтверждено выполненным в настоящей работе совместным моделированием катагенетических очагов генерации УВ «современного» осадочного бассейна и «палеобассейнов».

4 ИССЛЕДОВАНИЯ НА ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Останинское месторождение (таблица 3), в отличие от Сельвейкинской площади, имеет промышленные залежи УВ в доюрских пластах М (кора выветривания) и M_1 (кровля коренного палеозоя). Останинское месторождение интересно тем, что характеризуется [94] существенно более высокими значениями плотности современного теплового потока (52-54 мВт/м²) по сравнению с Сельвейкинской площадью (40-41 мВт/м²). В то же время, на Останинском месторождении для палеозойских образований (D_3-C_1) по ОСВ установлена градация катагенеза MK_2 , ($R_{vt}^0=1,05-1,17$), что соответствует палеотемпературам 155-160 °С. Это ощутимо меньше, на 15-20 °С, чем палеотемпературы по ОСВ палеозойских образований в разрезе Сельвейкинской площади – 175 °С.

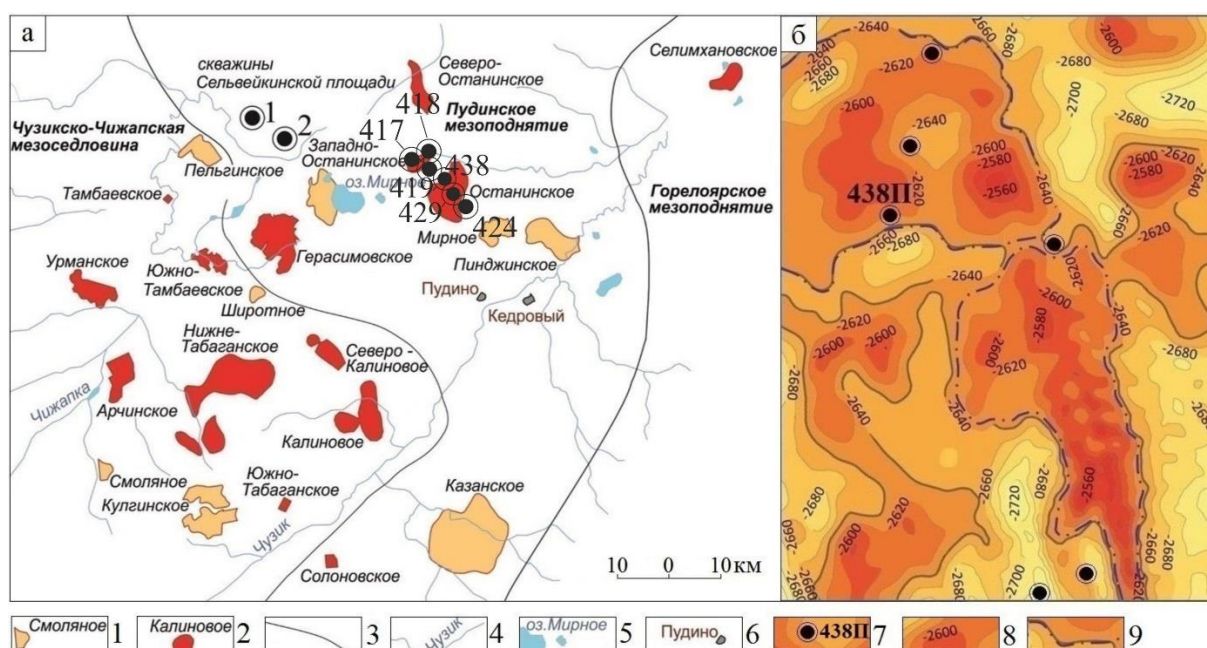
4.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация

Геология Останинского месторождения представлена образованиями доюрского фундамента и отложениями мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. По тектоническому районированию фундамента площадь месторождения входит в состав южной части Нижневартовской антиклинорной зоны инверсионного типа, сложенной геосинклинальной карбонатно-глинисто-сланцевой формацией. Особенности тектонического развития территории в позднем палеозое и раннем мезозое обусловили блоковое строение фундамента. По тектоническому районированию платформенного чехла Останинская структура IV порядка приурочена к центральной части тектонической структуры II порядка – Пудинскому мезоподнятию (рисунок 9а).

Нефтегазоносность месторождения приурочена к известнякам палеозойского фундамента (пласт M_1), отложениям коры выветривания (пласт М), песчаным коллекторам тюменской (пласты Ю₃, Ю₄) и васюганской (пласты

Ю₁⁴, Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹) свит. Нефтеносными являются пласты Ю₁¹, М и М₁, газоносными – Ю₁³, Ю₁⁴, Ю₃, Ю₄, М.

Пласты Ю₁–Ю₄ васюганской и тюменской свит месторождения сложены породами прибрежно-морских и континентальных фаций. По данным литолого-петрографических исследований коллекторы продуктивных пластов представлены средне-, мелкозернистыми песчаниками, переходящие местами в крупнозернистые алевролиты.



1-2 – месторождение УВ, с залежами в нефтегазоносных комплексах: 1 – юрских, 2 – юрских и доюрском; 3 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла [20]; 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт; 7 – скважина, вскрывшая образования коренного палеозоя (пласт М₁), и ее номер; 8 – сейсмоизогибса отражающего горизонта Ф₂ (подшва осадочного чехла); 9 – контур ВНК по пласту М (кора выветривания)

Рисунок 9 – Схема размещения Останинской группы месторождений углеводородов (а) и схема Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (б)

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 коренного фундамента (пласт М₁) на месторождении представлены карбонатными породами – известняками.

Глубокое поисковое бурение 12 скважин на Останинском месторождении вскрыло образования доюрского фундамента (рисунок 9б). Пласт М был опробован в 11 скважинах, пласт М₁ – в 6 скважинах (таблица 9). В скважине 438Р из доюрского горизонта М, интервал (2750-2755), получен приток безводной нефти, дебит 60 м³/сут. Небольшая залежь нефти пласта М₁ выделена по результатам испытаний скважины 418П.

Таблица 9 – Результаты опробования скважин, вскрывших образования коренного палеозоя (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут – жидкий флюид; тыс. м ³ /сут – газ
Скважина Останинская 417П			
Пласт Ю ₁ ¹	2470-2474	Пластовая вода с пленкой нефти	0,3
Кора выветривания (пласт М)	2731-2774	Пластовая вода	228,8
Кора выветривания (пласт М) + Палеозой (пласт М ₁)	2759-2892	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2775-2787	Газ; пластовая вода	0,5; 155,5
Палеозой (пласт М ₁)	2949-3027	Практически «сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	3020-3111	Пластовая вода	408,2
Палеозой (пласт М ₁)	3021-3030	Газ; пластовая вода	0,1; 48,4
Скважина Останинская 418П			
Пласт Ю ₁ ¹	2482-2489	Нефть	0,6
Кора выветривания (пласт М)	2765-2785	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2790-2876	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2834-2838	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2821-2838	Нефть; пластовая вода	0,02; 0,23
Палеозой (пласт М ₁)	2802-2813	Нефть	0,6
Скважина Останинская 419П			
Пласт Ю ₁ ¹	2426-2468	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2703-2766	«Сухо»	-
Палеозой (пласт М ₁)	2753-2857	Пластовая вода	26,8
Палеозой (пласт М ₁)	2998-3102	Пластовая вода	28,0
Скважина Останинская 424Р			
Пласт Ю ₁ ¹	2512-2519	Пластовая вода	11,0
Пласт Ю ₁ ²	2537-2546	Пластовая вода	6,5
Пласт Ю ₃	2640-2651	«сухо»	-

Продолжение таблицы 9

Пласт Ю ₄	2672-2687	Газ; пластовая вода	0,005; 0,3
Кора выветривания (пласт М)	2881-2883	Пластовая вода	0,1
Палеозой (пласт М ₁)	2881-2925	Газ; пластовая вода	0,02; 0,1
Скважина Останинская 429Р			
Пласт Ю ₁ ¹ + Пласт Ю ₁ ²	2477-2502	Газ; конденсат	363,6; 101,0
Пласт Ю ₁ ²	2496-2502	Газ; конденсат	136,7
Пласт Ю ₄	2620-2629	Пластовая вода	5,5
Кора выветривания (пласт М)	2868-2894	Пластовая вода	2,6
Кора выветривания (пласт М)	2768-2776	Пластовая вода	1,7
Палеозой (пласт М ₁)	2914-2946	Пластовая вода	1,2
Скважина Останинская 438Р			
Тарская К _{1tr}	2130-2143	Пластовая вода	6,0
Баженовская J _{3bg} + Наунакская J _{3np}	2448-2456	Газ; конденсат	0,02; 0,004
Наунакская J _{3np}	2508-2516	Газ; конденсат; пластовая вода;	40,0; 30,7; 18,1
Тюменская J _{1-2tm}	2567-2571	Пластовая вода	0,7
Кора выветривания (пласт М)	2750-2755	Безводная нефть; газ	60,0; 1,5
Палеозой (пласт М ₁)	2773-2781	Пластовая вода	207,3

Выбор скважины Останинская 438 для выполнения палеотемпературного моделирования обусловлен наличием измеренных геотемператур как в юрских интервалах разреза (пластовые температуры), так и в доюрских образованиях (данные ОСВ), а также притоков в скважину флюида из доюрских горизонтов. Скважина вскрыла кору выветривания мощностью 33 м на глубине 2754 м, образования коренного палеозоя – с проходкой 63 м.

Параметризация осадочного разреза скважины Останинская 438Р принимается в соответствии с литолого-стратиграфической разбивкой (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»). Стратиграфическая разбивка дополнена реконструкцией стратиграфического разреза, включая силурийские отложения, не вскрытые скважиной (таблица 10).

Таблица 10 – Осадочный разрез скважины Останинская 438, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 12	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
1	2	3	4	5	6	7
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	20	0
	Плиоценовые N ₂	4,71	1,64	3,07	0	-
	Миоценовые N ₁	24	4,71	19,29	25	20
	Некрасовская серия Pg _{3nk} Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	124	46
	Чеганская свита Pg _{2.3hq} Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	30	170
	Люлинворская свита Pg _{2ll} Эоцен	54,8	41,7	13,1	70	200
	Талицкая свита Pg _{1tl} Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	270
K	Ганькинская свита Pg _{1-K2gn} Маастрихт-даний	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} Апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	863	627
	Алымская свита K _{1a1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Киялинская свита K _{1kls} Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	637	1490
	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	22
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	2449
J _{1-2tm}	Тюменская свита J _{1-2tm} Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	228	2526
T	Туринская серия T Средний-верхний триас	213	208	5	33	2754
-	Разрыв каменноугольных отложений	313,2	213	100,2	-750	-
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} Башкирский век	320,2	313,2	7	120	-
	Средневазюганская свита C _{1-2sv} Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	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	3267
-	Перерыв в осадконакоплении Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-
D _{1mr}	Мирная толща D _{1mr} Эмс	407,6	393,3	14,3	400	3737
S _{2-D1}	Лесная свита D _{1ls} Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4137
	Майзасская свита S _{2mz} Пржидол	423	419,2	3,8	410	4617

Продолжение таблицы 10

1	2	3	4	5	6	7
S ₂ -D ₁	Большеейская свита S ₂ bl Лудлов	427,4	423	4,4	209	5027
S ₁ lg	Ларинская свита S ₁ lg Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5236
Глубина реконструированного разреза, м				5596		
Фактический забой скважины, м				2850		

Примечания

1 Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений

2 Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений

3 *показана мощность чагинской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 63 м)

В разрезе присутствуют два перерыва в осадконакоплении. Первый, непродолжительный по времени, перерыв соответствует первой половине эйфельского века [36]. Второй перерыв начался в среднекаменноугольном отделе. Он занял более продолжительное время (100,2 млн лет) и сопровождался размывом каменноугольных отложений – елизаровской C_{2elz} , средневасюганской C_{1-2sv} и кехорегской C_{1kh} свит. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скважины 438Р отложения среднего-позднего девона, а, точнее, чагинской свиты фаменского яруса позднего девона [2], возраст которых подтверждается по комплексу остракод [78].

В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рисунок 4, блоки схемы 5 и 10) получили значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории доюрского разреза (рисунок 10, таблица 11).

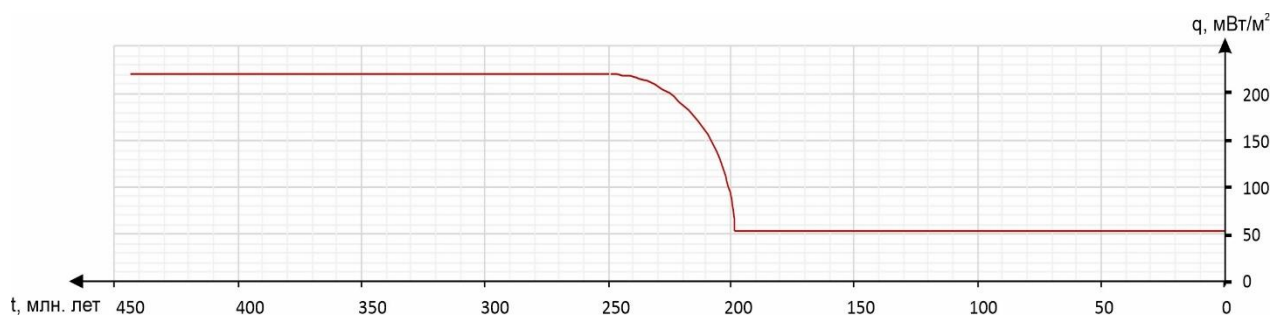


Рисунок 10 – Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Останинская 438

При решении обратных задач геотермии, как на первом, так и на втором шаге, «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ± 2 °С (таблица 11, рисунок 11), т. е соответствует оптимальной.

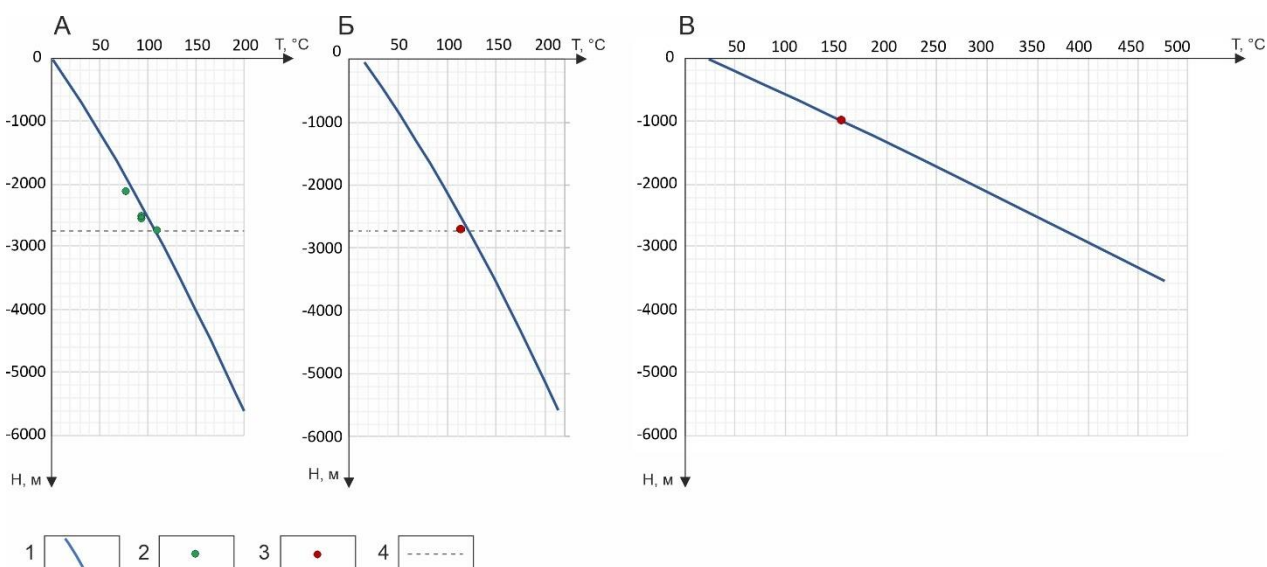
Таблица 11 – Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р

Приуроченность/глубина, м	Температура, °С				Рассчитанный тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика
	Пластовая	По ОСВ	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
К ₁ kl/2119	77	-	79	+2	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J ₃ nn /2512	94	-	92	-2	
J ₁₋₂ tm /2570	94	-	94	0	
J ₁₋₂ tm /2704	-	115	115	0	
D ₃ cg/2844	-	155	155	0	223 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Примечания

1 Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск)

2 Для перехода от ОСВ (R_{vt}^0) к соответствующей геотемпературе используется [30] диаграмма “Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона” [37]



1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и

начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза.

Рисунок 11 – Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Останинская 438Р для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В)

4.2 Анализ результатов моделирования

В формировании нефтегазоносности доюрского фундамента участвуют два резервуара: коры выветривания и коренного палеозоя. Резервуар коры выветривания (горизонт М) сформировался в период 213-208 млн лет назад и существует до нашего времени (в скважине 438 вскрытая мощность 33 м). Геотемпературы горизонта М не превышали 120 °С. Принимаем концепцию, что резервуар верхней части коренного палеозоя (мощностью до 400-500 м, вскрытая мощность 63 м) генетически обусловлен преимущественно эпигенетическими процессами в коре выветривания. Этот резервуар (вторичные коллекторы) сформировался не раньше 213-208 млн лет назад и существует до нашего времени, его геотемпература не превышала 130 °С.

Анализ периодов «работы» очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из перечисленных выше потенциально материнских свит (таблица 12, рисунок 12) позволяет сделать вывод о возможности аккумуляции и сохранности залежей УВ в резервуарах коры выветривания и коренного палеозоя.

Таблица 12 – Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Останинская 438

Время, млн. лет назад	Климатический вековой ход температур, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Геотемпературы свиты, °С											
			Баженовская (J ₃ bg)		Тюменская (J _{1,2} tm)		Чагинская (D ₃ cg)		Чузикская (D ₂ cz)		Мирная (D ₁ mr)		Ларинская (S ₁ lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
0	0	54	97	2427	104	2526	118	2787	134	3267	148	3737	194	5236
1,64	1	54	99	2407	106	2506	120	2767	136	3247	150	3717	196	5216
4,71	3	54	101	2406	108	2505	122	2766	138	3246	152	3716	198	5215
24	16	54	112	2381	119	2480	133	2741	149	3221	162	3691	208	5190
32,3	16	54	106	2257	113	2356	127	2617	143	3097	157	3567	203	5066
41,7	12	54	100	2227	107	2326	121	2587	137	3067	151	3537	196	5036
54,8	19	54	105	2157	113	2256	126	2517	142	2997	156	3467	202	4966
61,7	22	54	107	2137	114	2236	128	2497	143	2977	157	3447	203	4946
73,2	16	54	98	2065	105	2164	118	2425	135	2905	149	3375	194	4874
86,5	22	54	100	2005	107	2104	121	2365	137	2845	150	3315	196	4814
89,8	22	54	93	1814	100	1913	114	2174	130	2654	144	3124	190	4623
91,6	22	54	89	1800	96	1899	110	2160	126	2640	140	3110	186	4609
114,1	21	54	56	937	63	1036	77	1297	93	1777	107	2247	153	3746
116,3	18	54	55	936	62	1035	76	1296	91	1776	105	2246	151	3745
120,2	19	54	53	935	61	1034	74	1295	90	1775	104	2245	150	3744
132,4	19	54	30	298	37	397	51	658	67	1138	81	1608	127	3107
136,1	19	54	26	194	34	293	47	554	63	1034	77	1504	123	3003
145,8	19	54	19	0	27	99	40	360	56	840	70	1310	116	2809
151,2	19	54	-	-	26	77	40	338	55	818	69	1288	115	2787
156,6	19	54	-	-	26	76	40	337	55	817	69	1287	115	2786
162,9	19	54	-	-	23	0	37	261	53	741	66	1211	112	2710
208	19	139	-	-	-	-	42	33	81	513	115	983	229	2482
213	14	158	-	-	-	-	38	0	84	480	123	950	257	2449
265,1	10	223	-	-	-	-	101	430	163	910	218	1380	403	2879
303,7	20	223	-	-	-	-	138	630	200	1110	255	1580	441	3079
313,2	20	223	-	-	-	-	155	750	216	1230	271	1700	456	3199
318,2	18	223	-	-	-	-	136	630	197	1110	252	1580	437	3079
322	18	223	-	-	-	-	131	585	192	1065	248	1535	431	3034
323	19	223	-	-	-	-	128	573	191	1053	245	1523	430	3022
324	19	223	-	-	-	-	127	561	190	1041	244	1511	429	3010
326	19	223	-	-	-	-	126	538	187	1018	242	1488	427	2987
335,1	19	223	-	-	-	-	110	430	171	910	226	1380	411	2879
339	16	223	-	-	-	-	97	360	159	840	214	1310	399	2809
343	16	223	-	-	-	-	88	287	149	767	205	1237	390	2736
347	19	223	-	-	-	-	80	215	142	695	197	1165	381	2664
350	19	223	-	-	-	-	74	161	137	641	191	1111	376	2610

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
351	20	223	-	-	-	-	72	143	135	623	189	1093	374	2592
353	22	223	-	-	-	-	69	107	130	587	186	1057	371	2556
358,9	30	223	-	-	-	-	62	0	125	480	179	950	364	2449
371	37	223	-	-	-	-	53	0	98	236	154	706	337	2205
377	35	223	-	-	-	-	43	0	81	115	135	585	320	2084
378	35	223	-	-	-	-	41	0	77	95	131	565	316	2064
379	34	223	-	-	-	-	39	0	74	74	128	545	313	2044
380	33	223	-	-	-	-	37	0	70	54	124	524	309	2023
382,7	34	223	-	-	-	-	-	-	65	0	118	470	303	1969
385	35	223	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	286	1830
386	35	223	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	276	1770
387	28	223	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	266	1710
390,5	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499
391,9	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1500
393,3	22	223	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	232	1499
400	24	223	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	210	1312
405	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	195	1172
406	26	223	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	191	1144
407	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	189	1116
407,6	27	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	187	1099
413	35	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	164	876
419,2	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132	619
420	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121	533
421	34	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	94	317
423	33	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	223	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

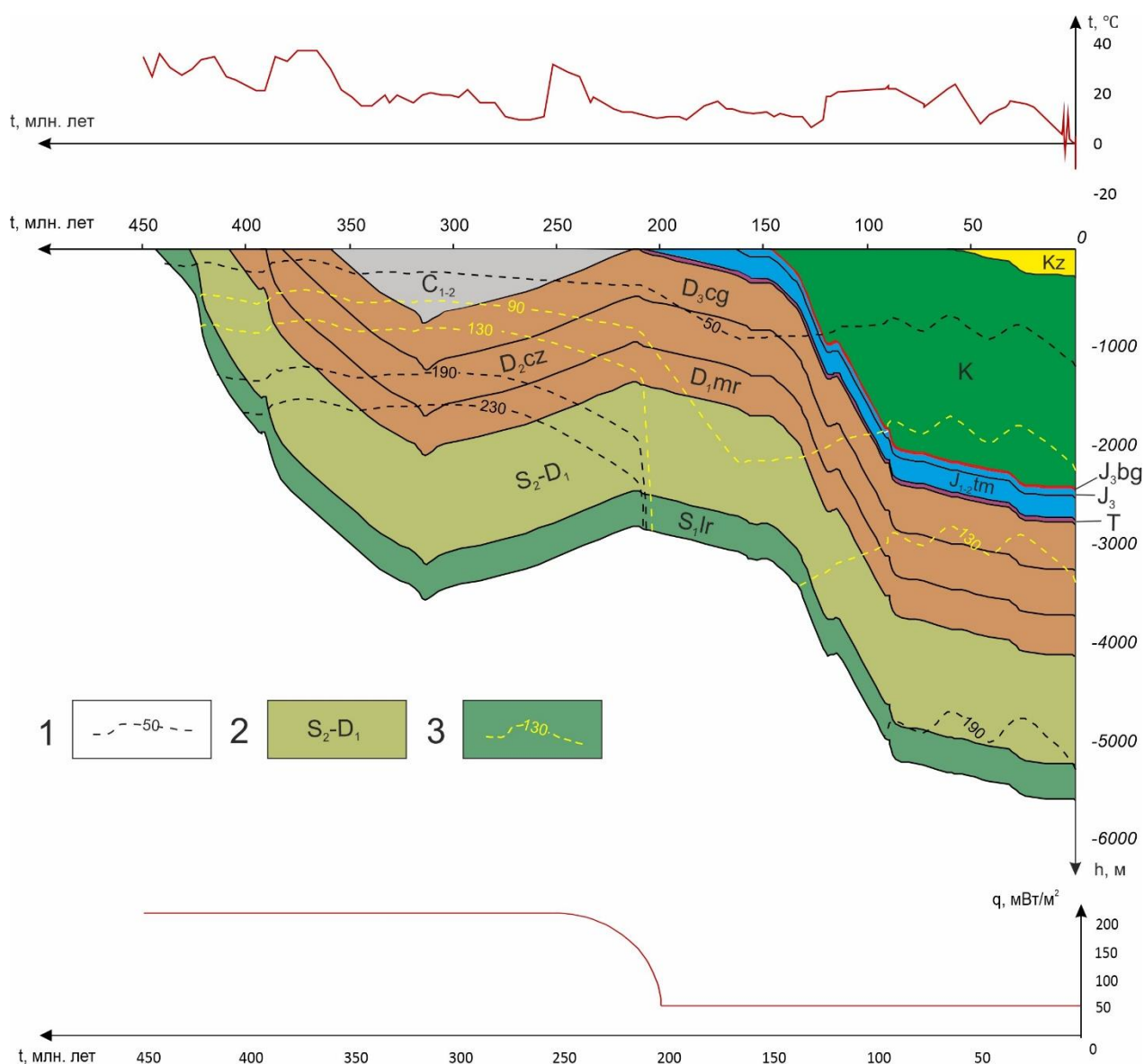
Примечания

1 Бледно-синей заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), желтой заливкой – главной фазы газообразования (ГФГ), темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум

2 Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений

3 Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ

4 Красной заливкой обозначено время температуры в чагинской свите 313,2 млн лет назад, соответствующей определению ОСВ (155 °С).



1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования (ГФН). В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [25, 27], в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени

Рисунок 12 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Останинская 438

Ларинская свита (S_{1lr}) находилась в ГФН сравнительно недолго, 3 млн лет, (422-419,2) млн. лет назад, в ГФГ– 13 млн лет, (419,2-406) млн лет назад. С большой вероятностью нефтяной потенциал ларинского источника исчерпан 419,2 млн лет назад, газовый потенциал – 406 млн лет назад. 406 млн лет назад свита вошла в зону деструктивных для УВ геотемператур, превышающих 190 °С, и находилась в этой зоне дважды: (406-162,9) млн лет назад и с 89,8 млн лет

назад по настоящее время. Совершенно очевидно, что ларинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Мирная свита (D_{1mr}) находилась в ГФН 8 млн лет, (386-378) млн лет назад, в ГФГ – 28 млн лет, (378-350) млн лет назад. Нефтяной потенциал мирнинского источника с большой вероятностью исчерпан 378 млн лет назад, газовый потенциал – 350 млн лет назад. 350 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 213 млн лет назад, 37 млн лет. Очевидно, что мирнинские УВ не могли аккумулироваться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Чузикская свита (D_{2cz}) находилась в ГФН 20 млн лет, (371-351) млн лет назад, в ГФГ – 27 млн лет, (351-324) млн лет назад. 324 млн лет назад свита вошла в зону деструкции УВ, и находилась в этой зоне до 265 млн лет назад, 59 млн лет. Очевидно, что чузикские УВ не могли заполнять и сохраняться в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя, которые сформировались не раньше 213-208 млн лет назад.

Чагинская свита (D_{3cg}) находилась в ГФН на протяжении 17 млн лет, уже (339-322) млн лет назад, в ГФГ – 57 млн лет, (322-265,1) млн лет назад. Нефтяной потенциал чагинского источника с большой вероятностью исчерпан 322 млн лет назад, газовый потенциал – 265 млн лет назад. Свита не подвергалась деструктивным для УВ геотемпературам. Учитывая последовательность генерации и миграции жидких УВ и газов, следует ожидать аккумуляцию и частичную сохранность чагинского газа в резервуарах коры выветривания и палеозоя. Такой прогноз в некоторой степени подтверждается разбуриванием пластов М и М₁ (в таблице 9 скважины 417П, 424Р, 438), где при испытаниях зафиксированы незначительные газопроявления.

Тюменская свита (J_{1-2tm}) находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН на протяжении последних 92 млн лет, (91,6-0) млн лет назад. Тюменский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и коренного палеозоя в течении последних 92 млн лет.

Геотемпературы резервуаров благоприятны для сохранности тюменской нефти.

Баженовская свита (*J₃bg*) также до сих пор находится в высокотемпературной и продолжительной ГФН, на протяжении последних 90 млн лет, (89,8-0) млн лет назад. Все это время баженовский источник может заполнять нефтью резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя.

4.3 Выводы

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются тюменский и баженовский источники нефти и чагинский источник газа. Однако генетические анализы нефтей из резервуаров коры и палеозоя показывают, что эти нефти генерированы сапропелевым ОВ. Поэтому нефти резервуаров коры выветривания и палеозоя могут быть, с наибольшей вероятностью, именно баженовскими.

Роль чагинского источника газа для пластов М и М₁, вероятно, крайне незначительная. Если оценивать эту роль (долю) на примере залежи, вскрытой скважиной 438Р, то она составляет $1,5/(60,0+1,5)=0,02$, т.е. порядка 2%. Эта оценка совпадает с генетической оценкой (2%) относительного вклада палеозойских материнских/отдающих пород в формирование залежей доюрского НГК Рогожниковской группы месторождений Красноленинского свода [45].

Подытоживая, можно констатировать, что в условиях геолого-геофизического разреза Останинского месторождения, основным («главным») источником УВ для резервуаров коры и палеозоя является, скорее всего, юрская «баженовская нефть» [96]. Этот итог исследований не согласуется с предпочтенной гипотезой о «девонском источнике» нефтей – породах доманикоидного типа чагинской свиты [44], а является дополнительным

аргументом в пользу гипотезы о юрском «баженовском источнике» палеозойской нефти [93].

Одно из гипотетических допущений о юрском источнике «палеозойской» нефти, высказанное по результатам генетических (биомаркерных) анализов нефтей [44], подтверждается выполненным в настоящей работе совместным моделированием катагенетических очагов генерации УВ осадочных бассейнов: «современного» юрско-мелового и силурийского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов».

5 ИССЛЕДОВАНИЯ НА ГЕРАСИМОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

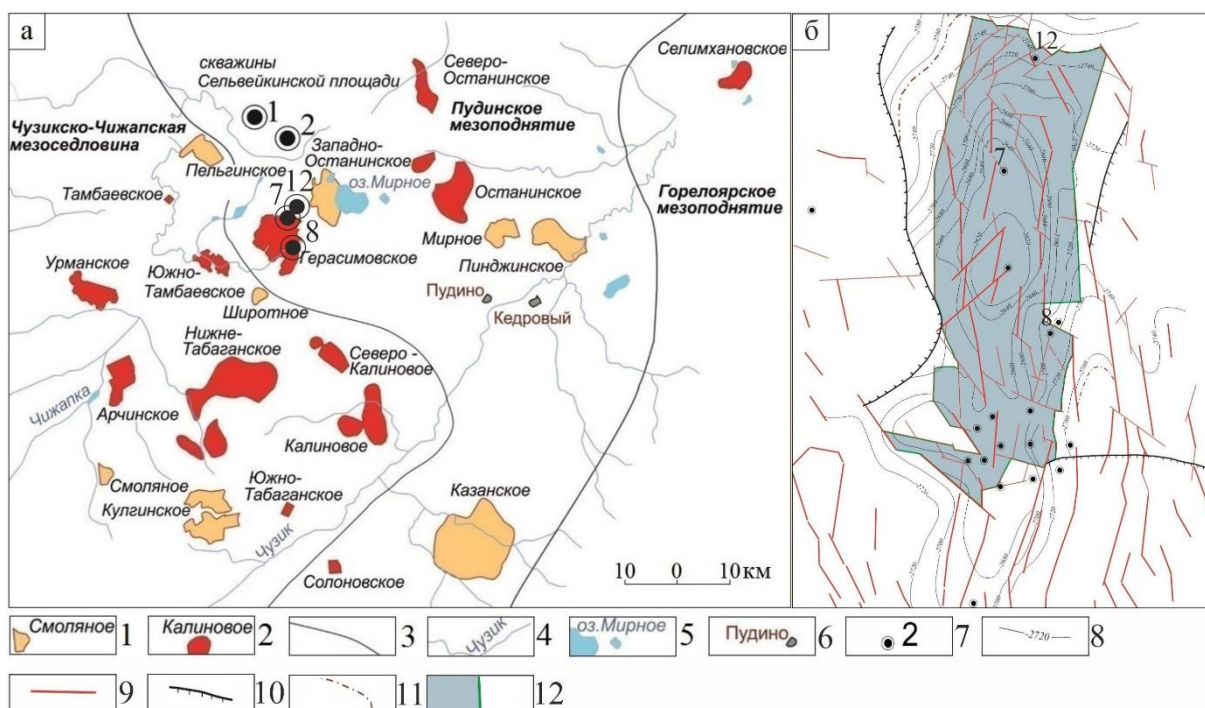
В отличие от Сельвейкинской площади и Останинского месторождения, на которых вскрытая кровля палеозоя представлена девонскими отложениями (D_3), на Герасимовском месторождении кровля палеозоя сложена образованиями карбона (C_1). На Герасимовском месторождении для вскрытых палеозойских образований по ОСВ установлена степень катагенеза $R_{vt}^0=1,17$.

5.1 Характеристика объекта исследования и его параметризация

Согласно [46], площадь Герасимовского месторождения расположена на границе внутригеосинклинального Межовского срединного массива и Васюган-Пудинского антиклинория и приурочена к восточной части наложенной Нюрольской впадины, сложенной карбонатными, терригенно-карбонатными и терригенными толщами. По [20], Герасимовская структура находится в зоне сочленения Чузикско-Чижапской мезоседловины и Пудинского мезоподнятия, осложняя его юго-западный склон (рисунок 13а). Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение относится к многопластовым, со сложным геологическим строением.

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с резервуарами доюрского (пласты M , M_1), нижнеюрского (пласт $Ю_{15}$), среднеюрского (пласты $Ю_{14}$, $Ю_{12}$, $Ю_{11}$, $Ю_{10}$, $Ю_2$) и верхнеюрского (пласты $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$) НГК. Фазовое состояние залежей следующее: пласты M_1 , $Ю_{15}$, $Ю_{14}$, $Ю_{12}$, $Ю_{11}$ – нефтегазовые, M и $Ю_{10}$ – нефтегазоконденсатные, $Ю_2$, $Ю_1^{1-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$ – газоконденсатные.

Пласты группы Ю (наунакская, тюменская свиты) – средне-, мелкозернистые песчаники, реже – крупнозернистые алевролиты.



1-2 – месторождение УВ, с залежами в нефтегазоносных комплексах: 1 – юрских, 2 – юрских и доюрском; 3 – контур тектонического элемента II-го порядка платформенного чехла [20]; 4 – речная сеть; 5 – озеро; 6 – населенный пункт; 7 – скважина глубокого бурения и ее номер; 8 – сейсмоизоги́пса отражающего горизонта Φ_2 (подошва осадочного чехла); 9 – тектоническое нарушение; 10 – граница коллектора коренного палеозоя (пласт М); 11 – контур ВНК пласта М; 12 – контур запасов категории С1

Рисунок 13 – Останинская группа месторождений (а) и Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение (б)

Резервуар выветрелого палеозоя – пласт М представлен кавернозно-трещиноватыми кремнистыми, реже глинисто-кремнистыми породами с органическим детритом. Отмечается значительное изменение качества коллекторов в резервуаре по латерали, вплоть до полного их уплотнения.

Резервуар коренного палеозоя – пласт M_1 , выполнен, в основном, известняками органическими кремнистыми с прослоями мергелей и аргиллитов. В скважине Герасимовская 12 вскрыты нижнекарбоновые черные известковистые силициты.

Глубокое поисковое бурение на 17 скважинах Герасимовского месторождения вскрыли образования доюрского фундамента (рисунок 13б). Пласт М является основным промышленным нефтяным объектом (таблица 13). В скважине Герасимовская 8 из доюрского горизонта М (интервал 2854-2861

м) зафиксирован приток безводной нефти, дебит 127 м³/сут. Приток нефти дебитом 8 м³/сут получен из пласта М1 (интервал 2867-2879 м) в скважине Герасимовская 12. Приток газа дебитом 5,5 тыс. м³/сут получен из интервала 2746-2758 м (М₁+М) в скважине Герасимовская 7. Непромышленные притоки нефти получены из пласта Ю₇ в скважина Герасимовская 12 и газоконденсатной смеси в скважине Герасимовская 7.

Таблица 13 – Результаты опробования скважин, вскрывших образования коренного палеозоя (материалы Томского филиала ФБУ «Территориальный фонд геологической информации по СФО»)

Свита (горизонт, пласт)	Интервал, м	Тип флюида	Дебит, м ³ /сут
Скважина Герасимовская 7			
Выветрелый палеозой (пласт М) + Кехорегская свита (С ₁ kh (пласт М ₁))	2746-2758	нефть, газ	20; 5,5 тыс. м ³ /сут
Выветрелый палеозой (пласт М)	2746-2754	нефть, газ	8,2; 2,1 тыс. м ³ /сут
Тюменская свита (J ₁₋₂ tm (пласт Ю ₇))	2704-2712	газоконденсатная смесь (конденсат+газ)	16 тыс. м ³ /сут
Тюменская свита (J ₁₋₂ tm (пласт Ю ₂))	2562-2568	конденсат, газ	1,2; 10,8 тыс. м ³ /сут
Скважина Герасимовская 12			
Кехорегская свита (С ₁ kh (пласт М ₁))	2902-2917	пластовая вода с малым количеством растворенного газа	1,1
Кехорегская свита (С ₁ kh (пласт М ₁))	2867-2879	нефть, вода, газ	8; 3,5; 0,5 тыс. м ³ /сут
Выветрелый палеозой (пласт М)	2847-2860	нефть	3,5
Тюменская свита (J ₁₋₂ tm) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2838-2859	нефть 90%, вода 10%	13
Тюменская свита (J ₁₋₂ tm (пласт Ю ₇))	2770-2780	нефть	0,4
Наунакская свита (J ₃ nn)	2565-2570	практически «сухой»	-
Скважина Герасимовская 8			
Выветрелый палеозой (пласт М)	2854-2861	нефть	127
Выветрелый палеозой (пласт М)	2865-2870, 2854-2861	нефть	80
Тюменская свита (J ₁₋₂ tm) + Выветрелый палеозой (пласт М)	2828-2847	нефть	47

Выбор скважины Герасимовская 12 для выполнения палеотектонических и палеотемпературных реконструкций предопределен обеспеченностью измеренными геотемпературами как в юрских интервалах разреза, так и в доюрских образованиях, а также наличием притоков из доюрских пластов. Скважина вскрыла выветрелую часть фундамента мощностью 57 м на глубине 2842 м, образования коренного палеозоя – с проходкой 111 м.

Литолого-стратиграфическая разбивка («дело скважины») послужила основой параметризации вскрытого мезозойско-кайнозойского разреза скважины 12. Реконструкция мощностей не вскрытого силурийско-каменноугольного стратиграфического разреза выполнена с учетом [35] (таблица 14).

Таблица 14 – Осадочный разрез скважины Герасимовская 12, выполненный на основании литолого-стратиграфической разбивки и реконструкции стратиграфического разреза

Индекс отложений на рис. 16	Отложения	Время накопления			Мощность, м	Кровля свиты, м
		Начало, млн лет назад	Окончание, млн лет назад	Продолжительность, млн лет		
1	2	3	4	5	6	7
Kz	Четвертичные отложения Q	1,64	0	1,64	16	0
	Плиоценовые N ₂	4,71	1,64	3,07	35	16
	Миоценовые N ₁	24	4,71	19,29	45	51
	Некрасовская серия Pg _{ank} Средний-верхний олигоцен	32,3	24	8,3	110	96
	Чеганская свита Pg _{2-3hq} Верхний эоцен-олигоцен	41,7	32,3	9,4	35	206
	Люлинворская свита Pg _{2ll} Эоцен	54,8	41,7	13,1	65	241
	Талицкая свита Pg _{tl} Палеоцен	61,7	54,8	6,9	20	306
K	Ганькинская свита Pg ₁ -K _{2gn} Маастрихт-даний	73,2	61,7	11,5	110	326
	Славгородская свита K _{2sl} Верхний сантон-кампан	86,5	73,2	13,3	40	436
	Ипатовская свита K _{2ip} Коньяк-нижний сантон	89,8	86,5	3,3	180	476
	Кузнецовская свита K _{2kz} Турон	91,6	89,8	1,8	12	656
	Покурская свита K _{1-2pk} Верхний апт-альб-сеноман	114,1	91,6	22,5	881	668
	Алымская K _{1a1-2} Апт	120,2	114,1	6,1	0	-
	Княлинская свита K _{1kls} Готерив-баррем	132,4	120,2	12,2	627	1549
	Тарская свита K _{1tr} Валанжин	136,1	132,4	3,7	96	2176
	Куломзинская свита K _{1klm} Берриас-валанжин	145,8	136,1	9,7	255	2272
	J _{3bg}	Баженовская свита J _{3bg} Титон	151,2	145,8	5,4	21
J ₃	Георгиевская свита J _{3qr} Кимеридж	156,6	151,2	5,4	4	2548

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7	
J ₃	Наунакская свита J _{3np} Келловей-оксфорд	162,9	156,6	6,3	59	2552	
J _{1-2tm}	Тюменская свита J _{1-2tm} Нижняя-средняя юра	208	162,9	45,1	231	2611	
-	Размыв каменноугольных отложений	313,2	208	105,2	-1034	-	
C ₁₋₂	Елизаровская свита C _{2elz} Башкирский век	320,2	313,2	7	365	-	
	Среднеvasюганская свита C _{1-2sv} Верхний серпухов-башкирский век	326,2	320,2	6	590	-	
C _{1kh}	Кехорегская свита C _{1kh} Турне-средний серпухов	358,9	326,2	32,7	430*	2842	
D _{3cg}	Чагинская свита D _{3cg} Фран-фамен	382,7	358,9	23,8	480	3193	
D _{2cz}	Чузикская свита D _{2cz} Верхний эйфель-живет	390,5	382,7	7,8	470	3673	
-	Перерыв в осадконакоплении Нижний эйфель	393,3	390,5	2,8	0	-	
D _{1mr}	Мирная толща D _{1mr} Эмс	407,6	393,3	14,3	400	4143	
S ₂ -D ₁	Лесная свита D _{1ls} Лохков-прага	419,2	407,6	11,6	480	4543	
	Майзаская свита S _{2mz} Пржидол	423	419,2	3,8	410	5023	
	Большееичская свита S _{2bl} Лудлов	427,4	423	4,4	209	5433	
S _{1lr}	Ларинская свита S _{1lr} Лландовер-венлок	443,4	427,4	16	360	5642	
Глубина реконструированного разреза, м						6002	
Фактический забой скважины, м						3010	

Примечания

1 Серой заливкой в таблице выделены размыв каменноугольных и перерыв осадконакопления среднедевонских отложений

2 Зеленой заливкой выделены мощности отложений, вскрытых бурением, желтой заливкой – реконструированные мощности отложений

3 *показана мощность кехорегской свиты, которая частично вскрыта бурением (вскрытая мощность составляет 168 м)

В палеозойском разрезе учтены перерывы в осадконакоплении [36]. Первый (первая половина эйфельского века) – непродолжительный, порядка 3 млн лет. Второй (с началом в среднекаменноугольную эпоху) – более продолжительный, порядка 105 млн лет. Во второй перерыв размывались каменноугольные отложения – елизаровская C_{2elz}, среднеvasюганская C_{1-2sv} и частично кехорегская C_{1kh} свиты. О перерыве в осадконакоплении и размыве отложений свидетельствуют вскрытые на забое скважины 12 визейские отложения раннего карбона, возраст которых подтверждается по комплексу фораминифер. Таким образом, толщина размывших палеозойских отложений составляет не менее 1000 м.

В результате двухэтапного расчета плотности теплового потока (рисунок 4, блоки схемы 5 и 10) получили значение теплового потока на ключевые моменты геодинамической истории доюрского разреза (рисунок 14, таблица 15).

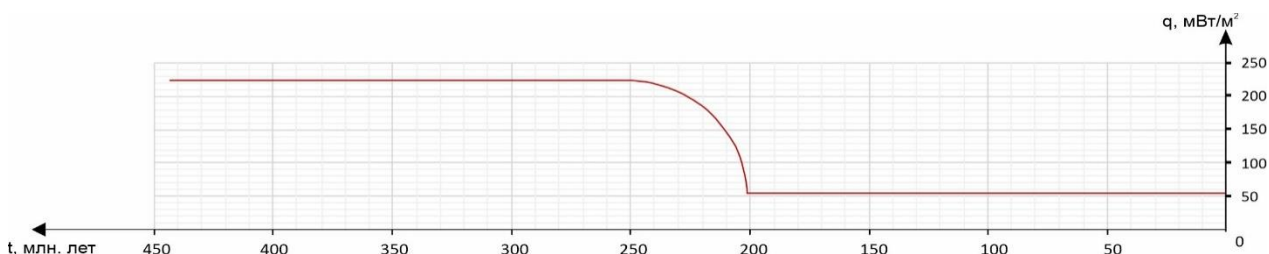


Рисунок 14 – Нижнее граничное условие параметрической модели – динамика глубинного теплового потока в районе скважины Герасимовская 12

При решении обратных задач геотермии, как на первом, так и на втором шаге, «невязка» расчетных и измеренных (наблюденных) геотемператур не превысила ± 2 °С (таблица 15, рисунок 15), т. е соответствует оптимальной.

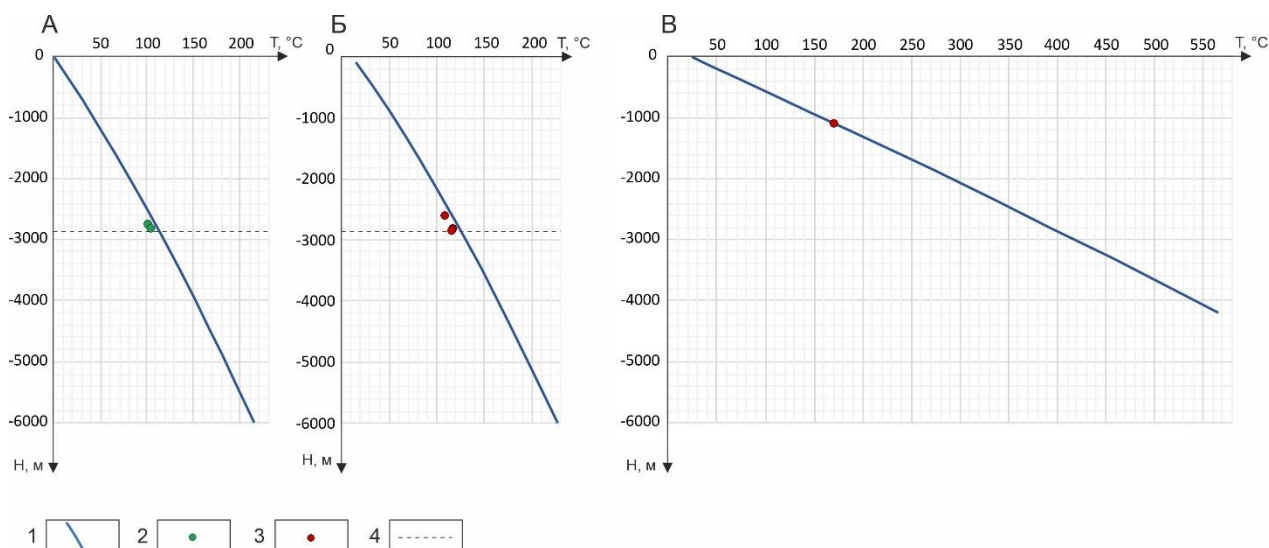
Таблица 15 – Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Герасимовская 12

Приуроченность/ глубина, м	Температура, °С				Тепловой поток, мВт/м ² /динамическая характеристика
	Пластовая измеренная	По ОСВ* (R_{vt}^0)	Модельная (расчётная)	Разница расчётной и измеренной	
J _{3nn} /2586	-	109 (0,72)	109	0	54 /квазистационарный, начиная с юры, до современного
J _{1-2tm} /2750	100	-	101	+1	
J _{1-2tm} /2797	-	117 (0,78)	116	-1	
J _{1-2tm} /2821	-	117 (0,78)	117	0	
J _{1-2tm} /2825	103	-	103	0	
J _{1-2tm} /2838	-	116 (0,77)	117	+1	
C _{1kh} /2908	-	170 (1,17)	170	0	224 /квазистационарный, начиная с силура, до резкого снижения в триасе

Примечания

1 Значения ОСВ определены в Лаборатории геохимии нефти и газа Института нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН (г. Новосибирск)

2 Для перехода от ОСВ (R_{vt}^0) к соответствующей геотемпературе используется [30] диаграмма “Линии значений отражательной способности витринита, нанесенные на измененную схему Коннона” [37]



1–3 – геотемпературы (1 – расчетные; 2 – измеренные пластовые; 3 – измеренные по ОСВ); 4 – положение подошвы осадочного чехла. 24 млн лет назад – время максимальной мощности юрско-палеогеновых отложений и начала резкого спада климатических температур в конце олигоцена. 313 млн лет назад – время максимальной мощности палеозойского разреза.

Рисунок 15 – Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважине Герасимовская 12 для современного разреза (А), на время максимального прогрева осадочного чехла в конце палеогена – 24 млн лет назад (Б), на время максимального прогрева палеозойского разреза – 313 млн лет назад (В)

5.2 Анализ результатов моделирования

Доюрский НГК представлен двумя резервуарами: выветрелого (горизонт М) и коренного (M_1) палеозоя. Триасовая кора выветривания, вероятно играющая ключевую роль в генезисе резервуаров, формировалась в период 213-208 млн лет назад, однако была подвергнута денудационным процессам и не сохранилась. То есть принимаем концепцию, согласно которой резервуары палеозоя генетически обусловлены преимущественно эпигенетическими метеорными и гидротермальными процессами в коре выветривания [13]. Эти резервуары, представленные вторичными коллекторами, сформировались не ранее 213-208 млн лет назад, их геотемпературы не превышали 130 $^\circ\text{C}$. В тоже время, принимаем концепцию вертикальной межпластовой миграции углеводородов [42, 47], включая миграцию как вверх, так и вниз по разрезу.

Последовательно анализируя периоды «работы» катагенетических очагов генерации нефти (ГФН), газа и газоконденсата (ГФГ) в каждой из семи фанерозойских потенциально материнских свит (рисунок 16, таблица 16) и сопоставляя эти периоды со временем формирования палеозойских резервуаров, сделаем оценку возможности аккумуляции и сохранности углеводородов в виде залежей палеозойских пластов.

Таблица 16 – Расчетные геотемпературы потенциально материнских свит в разрезе скважины Герасимовская 12

Время, млн. лет назад	«Местный» вековой ход, °С	Тепловой поток, мВт/м ²	Геотемпературы свиты, °С													
			Баженовская (J ₃ bg)		Тюменская (J ₁₋₂ tm)		Кехорегская (C ₁ kh)		Чагинская (D ₃ cg)		Чузиковская (D ₂ cz)		Мирная (D ₁ mr)		Ларинская (S ₁ lr)	
			Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м	Геотемпературы	Глубина кровли свиты, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	0	54	102	2527	109	2611	119	2763	133	3193	149	3673	163	4143	209	5642
1,64	1	54	103	2511	110	2595	120	2747	135	3177	151	3657	165	4127	211	5626
4,7	3	54	104	2476	111	2560	122	2712	136	3142	152	3622	166	4092	212	5591
24,0	16	54	114	2431	121	2515	131	2667	146	3097	161	3577	175	4047	221	5546
32,3	16	54	109	2321	116	2405	126	2557	140	2987	156	3467	170	3937	216	5436
41,7	12	54	103	2286	110	2370	120	2522	134	2952	150	3432	164	3902	209	5401
54,8	19	54	108	2221	115	2305	125	2457	140	2887	156	3367	170	3837	216	5336
61,7	22	54	109	2201	116	2285	126	2437	141	2867	156	3347	170	3817	216	5316
73,2	16	54	99	2091	106	2175	116	2327	131	2757	146	3237	160	3707	206	5206
86,5	22	54	102	2051	109	2135	119	2287	133	2717	149	3197	163	3667	209	5166
89,8	22	54	95	1871	102	1955	112	2107	127	2537	143	3017	157	3487	203	4986
91,6	22	54	92	1859	98	1943	109	2095	123	2525	139	3005	153	3475	198	4974
95,0	22	54	86	1726	93	1810	104	2042	118	2393	134	2873	147	3343	193	4842
110,0	21	54	64	1139	70	1223	81	1455	95	1806	111	2286	125	2756	170	4255
114,1	21	54	57	979	64	1063	75	1215	89	1645	105	2125	119	2595	165	4094
116,3	18	54	56	978	63	1062	73	1214	88	1644	104	2124	118	2594	163	4093
120,2	19	54	54	977	61	1061	71	1213	85	1643	101	2123	114	2593	159	4092
132,4	12	54	25	351	32	435	42	587	57	1017	72	1497	86	1967	132	3466
136,1	12	54	22	255	28	339	39	491	53	921	69	1401	83	1871	129	3370
145,8	13	54	13	0	20	84	30	236	45	666	60	1146	74	1616	120	3115
151,2	14	54	-	-	20	63	30	215	45	645	61	1125	75	1595	120	3094
156,6	13	54	-	-	19	59	30	211	44	641	60	1121	74	1591	120	3090
162,9	14	54	-	-	19	0	30	152	45	582	61	1062	74	1532	120	3031
208,0	13	138	-	-	-	-	28	79	63	351	102	831	135	1301	249	2800
213,0	14	156	-	-	-	-	32	79	72	351	118	831	157	1301	290	2800

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
265,1	10	224	-	-	-	-	40	0	102	430	164	910	220	1380	406	2879
300,7	20	224	-	-	-	-	129	590	192	1020	255	1500	310	1970	496	3469
300,9	20	224	-	-	-	-	130	596	193	1026	256	1506	311	1976	496	3475
305,0	20	224	-	-	-	-	147	716	210	1146	272	1626	328	2096	513	3595
310,0	21	224	-	-	-	-	169	862	231	1292	294	1772	349	2242	535	3741
313,2	20	224	-	-	-	-	179	955	240	1385	303	1865	359	2335	543	3834
315,0	20	224	-	-	-	-	166	861	227	1291	290	1771	344	2241	530	3740
319,7	18	224	-	-	-	-	130	616	192	1046	253	1526	309	1996	494	3495
319,8	18	224	-	-	-	-	129	611	190	1041	253	1521	307	1991	493	3490
320,2	18	224	-	-	-	-	125	590	187	1020	250	1500	304	1970	489	3469
323,0	19	224	-	-	-	-	90	315	151	745	213	1225	267	1695	453	3194
324,7	19	224	-	-	-	-	68	148	130	578	190	1058	247	1528	432	3027
326,0	20	224	-	-	-	-	51	20	113	450	175	930	230	1400	416	2899
326,2	20	224	-	-	-	-	50	0	111	430	173	910	229	1380	415	2879
335,0	18	224	-	-	-	-	41	0	94	314	157	794	211	1264	397	2763
336,5	17	224	-	-	-	-	38	0	90	295	153	775	207	1245	393	2744
339,0	16	224	-	-	-	-	34	0	84	262	147	742	202	1212	388	2711
343,0	16	224	-	-	-	-	30	0	77	209	139	689	195	1159	381	2658
346,5	17	224	-	-	-	-	28	0	72	163	135	643	190	1113	375	2612
347,0	17	224	-	-	-	-	29	0	72	156	134	636	190	1106	376	2605
350,0	19	224	-	-	-	-	28	0	69	117	130	597	186	1067	372	2566
351,0	20	224	-	-	-	-	27	0	66	104	130	584	184	1054	370	2553
353,0	21	224	-	-	-	-	27	0	65	78	127	558	182	1028	368	2527
358,9	30	224	-	-	-	-	-	-	62	0	126	480	180	950	366	2449
371,0	37	224	-	-	-	-	-	-	53	0	99	236	154	706	339	2205
374,3	37	224	-	-	-	-	-	-	48	0	90	169	145	639	331	2138
377,0	35	224	-	-	-	-	-	-	44	0	81	115	135	585	321	2084
378,0	35	224	-	-	-	-	-	-	41	0	78	95	132	565	318	2064
378,5	34	224	-	-	-	-	-	-	40	0	76	85	130	555	316	2054
379,0	34	224	-	-	-	-	-	-	39	0	74	75	128	545	314	2044
380,0	33	224	-	-	-	-	-	-	37	0	71	54	125	524	311	2023
382,7	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	65	0	119	470	304	1969
385,0	35	224	-	-	-	-	-	-	-	-	57	0	102	331	287	1830
386,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0	92	271	278	1770
386,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	49	0	90	259	276	1758
387,0	32	224	-	-	-	-	-	-	-	-	45	0	82	211	268	1710
390,5	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
391,9	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	1	233	1500
393,3	22	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47	0	233	1499
400,0	24	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38	0	211	1312
405,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31	0	196	1172
406,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29	0	192	1144
407,0	26	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	0	190	1116

Продолжение таблицы 16

407,6	27	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	188	1099
413,0	31	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	165	876
419,2	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133	619
419,4	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	130	597
420,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	122	533
421,0	34	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108	425
422,0	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95	317
422,3	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	90	285
423	33	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	209
427,4	29	224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51	0

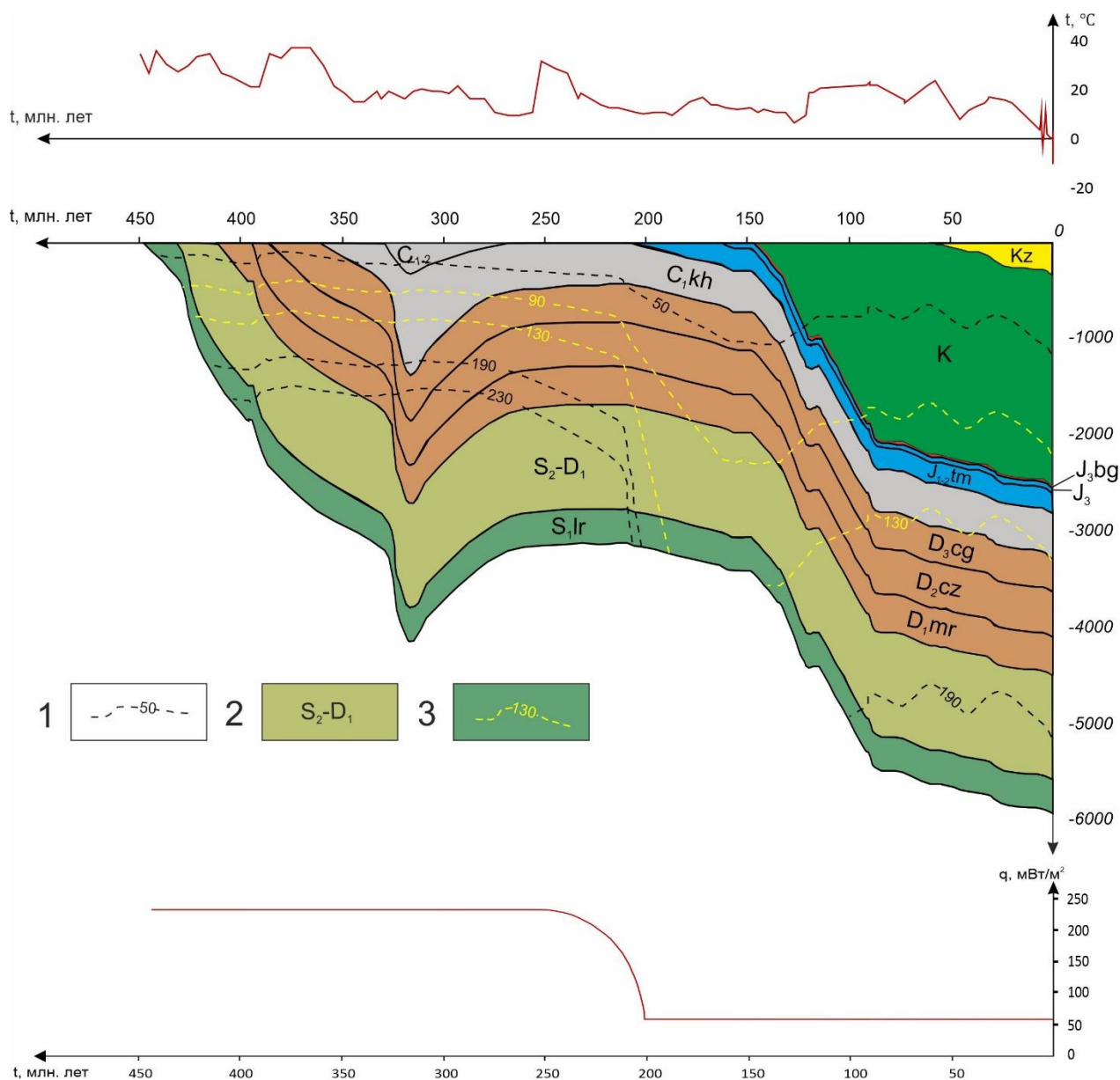
Примечания

1 Бледно-синей заливкой показаны температуры главной фазы нефтеобразования (ГФН), желтой заливкой – главной фазы газообразования (ГФГ), темно-желтой заливкой – палеотемпературный максимум

2 Зеленой заливкой обозначены времена размыва каменноугольных и перерыва осадконакопления среднедевонских отложений

3 Светло-фиолетовой заливкой выделены температуры, превышающие температуру начала деструкции УВ

4 Красной заливкой обозначено время (313,2 млн лет назад) геотемпературы в центре кехорегской свиты (179 °С), соответствующее определению ОСВ в кровле кехорегской свиты – $R_{\text{VI}}^0 = 1,17$ (170 °С).



1 – изотермы; 2 – стратиграфическая приуроченность отложений; 3 – изотермы граничных температур главной фазы нефтеобразования (ГФН). В верхней части рисунка приведен график палеоклиматического векового хода температур на земной поверхности [25, 27], в нижней – график изменения расчетной плотности теплового потока во времени

Рисунок 16 – Палеорекострукции тектонической и термической истории в районе скважины Герасимовская 12

Нужно отметить (таблица 16), что максимальный прогрев палеозойского разреза наблюдается к началу размыва каменноугольных отложений, 313 млн лет назад. В это время разрез характеризуется максимальной мощностью в доюрское время. Геотемпературы в наиболее погруженной ларинской свите

достигают 540°C, а, соответственно, выше по разрезу: в мирной – 360°C, в чузикской – 300°C, в чагинской – 240°C, в кехорегской – 180°C.

Ларинская свита (S_{lr}) вошла в ГЗН 422 млн лет назад, но ненадолго – на 3 млн лет, в ГЗГ – 419 млн лет назад на 12 млн лет. Таким образом, нефтяной потенциал ларинского источника реализован 419 млн лет назад, газовый потенциал реализован 407 млн лет назад. С этого времени свита вошла в зону геотемператур, превышающих 190°C, т. е. деструктивных для углеводородов. В зону деструктивных геотемператур ларинская свита погружалась дважды: (407-163) млн лет назад и (95,0-0) млн лет назад. Таким образом, УВ ларинской свиты подвергались действию разрушительных геотемператур в общей сложности 339 млн лет, в том числе 244 млн лет до формирования коллекторов палеозойских резервуаров. Вполне ясно, что УВ ларинского источника не могли аккумулироваться в этих резервуарах.

Мирная свита (D_{mr}) вошла в ГЗН 386 млн лет назад на 8 млн лет, в ГЗГ – 378 млн лет назад на весьма продолжительное время – 31 млн лет. Нефтяной потенциал мирного источника реализован 378 млн лет назад, газовый потенциал реализован 347 млн лет назад. На этом временном этапе свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для углеводородов. В зоне деструктивных геотемператур мирная свита находилась 134 млн лет (347-213), то есть еще до формирования коллекторов палеозойских резервуаров. Ясно, что УВ мирного источника не могли аккумулироваться в резервуарах палеозоя.

Чузикская свита (D_{cz}) вошла в ГЗН 374 млн лет назад на значительный интервал геологического времени – 23 млн лет, в ГЗГ – 351 млн лет назад на продолжительное время – 26 млн лет. Весьма вероятно, что нефтяной потенциал чузикского источника полностью реализован 351 млн лет назад, а газовый потенциал – 325 млн лет назад. С этого времени свита вошла в зону геотемператур, деструктивных для углеводородов. Свита находилась в этой зоне не менее 60 млн лет, т. е. до 324 млн лет назад. Вполне ясно, что углеводороды чузикского источника не могли питать залежи палеозойских горизонтов.

Чагинская свита (D_3cg) вошла в ГЗН 336 млн лет назад – на 12 млн лет, в ГЗГ – 325 млн лет назад на 5 млн лет. Вероятно, что нефтяной потенциал чагинского источника реализован 325 млн лет назад, а газовый потенциал – 320 млн лет назад. Начиная с 320 млн лет назад чагинская свита находится в зоне деструктивных геотемператур, т.е. порядка 7 млн лет до начала формирования коллекторов палеозойских горизонтов. Учитывая историю деструктивных геотемператур, маловероятно, что углеводороды чагинского источника могли питать залежи палеозойских горизонтов.

Кехорегская свита (C_1kh) вошла в ГЗН 323 млн лет назад, но ненадолго – на 3 млн лет, в ГЗГ – первый раз 320 млн лет назад на весьма продолжительное время – 19 млн лет, и второй раз 24 млн лет назад еще на 20 млн лет. За свою историю палеозойская кехорегская свита не погружалась в зону деструктивных геотемператур. Если учесть последовательность фаз генерации и эмиграции жидких и газообразных углеводородов, а также временной период формирования палеозойских коллекторов, то можно с большой вероятностью ожидать аккумуляцию кехорегского газа в резервуарах палеозоя. Такой прогноз подтверждается результатами опробования скважин 7 и 12 (таблица 13): в интервалах палеозойских горизонтов, наряду с притоками нефти, получены притоки газа.

Тюменская свита (J_{1-2tm}) находится в ГЗН с 95 млн лет назад по настоящее время. Свита за свою историю не входила в зону деструктивных геотемператур. Следовательно, тюменская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 95 млн лет назад и по настоящее время, а геотемпературы резервуаров палеозоя вполне благоприятны для сохранности нефти тюменского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается результатами опробования – в интервалах палеозойских горизонтов, как и в пластах тюменской свиты, получены притоки нефти (таблица 13, скважины 8 и 12).

Баженовская свита (J_3bg) находится в ГЗН уже без малого 92 млн лет. Свита за свою историю не испытывала воздействия деструктивных

температур. Баженовская нефть может аккумулироваться в палеозойских резервуарах с 92 млн лет назад и по настоящее время, а температурная история резервуаров палеозоя благоприятна для сохранности нефти баженовского источника. Такой предварительный прогноз подтверждается результатами опробования – в интервалах палеозойских горизонтов получены притоки жидких углеводородов (таблица 13).

5.3 Выводы

Таким образом, сингенетичными (по времени генерации, аккумуляции и сохранности) для резервуаров коры выветривания и палеозоя являются тюменский и баженовский источники нефти и кехорегский источник газа.

Основываясь на данных генетических анализов нефти из резервуаров палеозоя [18, 47, 48], возможность аккумуляции тюменской нефти в палеозое исключается, поскольку палеозойские нефти генерированы сапропелевым ОВ. Поэтому нефти резервуаров палеозоя могут быть, скорее всего, именно баженовскими.

Вместе с тем, источником газа резервуаров палеозоя скорее всего является «кехорегский» – породы доманикоидного типа кехорегской свиты. В отличие от Останинского месторождения, где вклад доюрского источника газа (чагинский источник) в газонефтяные залежи, составил всего 2% [96], то доля кехорегского газа Герасимовского месторождения в газонефтяных залежах палеозоя может составлять порядка 20% (пример – скважина Герасимовская 7).

Подводя итог исследованиям в районе Герасимовского месторождения, на котором вскрытая кровля палеозоя представлена отложениями нижнего карбона, можно заключить, что основным («главным») источником углеводородов доюрских залежей является юрская «баженовская нефть». Наряду с этим, и роль каменноугольного кехорегского источника газа для палеозойских горизонтов весьма значительна.

6 ОБЩАЯ ОЦЕНКА И ВЫВОДЫ

В условиях геолого-геофизического разреза Сельвейкинской площади, источником УВ для резервуаров коры и палеозоя являются, скорее всего, породы доманикоидного типа чагинской свиты (D_{3cg}).

Для Останинского и Герасимовского месторождений, напротив, основным («главным») источником углеводородов для доюрских залежей является, скорее всего, юрская «баженовская нефть». При этом роль палеозойского источника газа: чагинского и кехорегского соответственно для Останинского и Герасимовского месторождений – оценивается по-разному. Вклад чагинского источника газа в формирование залежи оценивается как незначительный и составляет порядка 2 %, а вклад кехорегского источника – как значительный и составляет порядка 20 %.

В заключение следует констатировать, что результаты палетемпературных исследований разрезов Сельвейкинской площади [95], Останинского месторождения [96], а также Герасимовского месторождения показывают, что альтернативные концепции «главного источника» палеозойских залежей УВ не являются взаимоисключающими. Представляется, что для палеозойских залежей источником жидких углеводородов (нефть), скорее всего, является верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных углеводородов (газа и газоконденсата) являются палеозойские породы доманикоидного типа.

Результаты исследований также дают возможность отказаться от ортодоксально альтернативного рассмотрения двух основных концепций межпластовой вертикальной миграции углеводородов. Первая концепция сводится к восходящей миграции УВ-флюидов, вторая – декларирует нисходящую направленность вертикальной межпластовой миграции углеводородов из юрских свит в доюрский комплекс. Было показано, что обе концепции применимы при описании процесса формирования залежей углеводородов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Галиевой Маргарите Фаритовне

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет проекта – не более 400 тыс. руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение интегрального показателя эффективности до и после внедрения технологии увеличилось на 2,14 единиц
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Районный коэффициент – 1,3 Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 0,30 Коэффициент накладных расходов – 0,06

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Геолого-экономические аспекты поисков и освоения доюрского НГК	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования
2. SWOT-анализ научно-исследовательского проекта	Оценка конкурентных и коммерческих преимуществ проекта
3. Планирование научных исследований	Оценка временных затрат и трудоемкости каждого этапа научного исследования
4. Бюджет научно-технического исследования	Расчет финансовых затрат на осуществление научно-исследовательского проекта
5. Определение финансовой, социально, экономической эффективности исследования	Оценка соответствия затрат и результатов проекта интересам и целям участников

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Галиева Маргарита Фаритовна		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данном разделе будет предложена оценка коммерческой ценности разработки для формирования представления о состоянии и перспективах проводимого научного исследования – будет обоснована его коммерческая привлекательность.

7.1 Геолого-экономические аспекты поисков и освоения доюрского НГК

Проблема извлечения палеозойской нефти остается острой. До сих пор нет четких методик поиска и разработки палеозойских залежей, много сложностей с определением физико-химических характеристик пласта, с анализом керна и геофизических данных довольно много [49].

В настоящее время на территории Западно-Сибирской провинции в палеозойских отложениях открыто более 50 месторождений нефти и газа, непромышленные притоки нефти и нефтепроявления зафиксированы более, чем на 100 площадях [50]. Перспективность разработки таких месторождений высокая: Чкаловское месторождение «Томскнефти» эксплуатируется уже не одно десятилетие. С 2005 года «Газпромнефть-Восток» разрабатывает Урманское месторождение, где основная часть запасов связана с палеозоем. Эксплуатационный фонд актива включает 53 скважины, которые к настоящему времени в общей сложности дали свыше 2 млн тонн нефти [49].

Оценка ресурсной базы палеозойских (доюрских) пород в целом для Западной Сибири и отдельных ее регионов весьма противоречива. Эти цифры колеблются от оптимистических (десятки миллиардов тонн) до чрезвычайно пессимистических (тысячи тонн) [51]. По некоторым данным [49], извлекаемые ресурсы углеводородов палеозойского типа в Западной Сибири составляют 780

млн тонн. Даже если эта цифра сильно завышена и будет уменьшена вдвое, ресурсная база по палеозою остается мощной. По подсчетам В.А. Конторовича: «На протяжении 40 лет в регионе со среднегодовой добычей в 10 млн тонн можно будет добывать палеозойскую нефть». Он также отметил, что в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции доля палеозойской нефти составляет 5–10% [49].

7.2 SWOT-анализ научно-исследовательского проекта

Таблица 17 – SWOT-анализ научно-исследовательского проекта

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Оригинальность и новизна методики С2. Отсутствие необходимости в специализированном дорогостоящем оборудовании С3. Отсутствие необходимости в проведении исследований in situ С4. Экологичность С5. Эффективность методики С6. Экономичность	Сл1. Отсутствие достоверных данных о геологической истории и динамике теплового потока ниже основания осадочного разреза Сл2. Большие временные затраты Сл3. Трудоемкость Сл4. Неудобство представления информации на выходе, получаемой посредством ПО (в т. ч. в графическом и табличном виде)
Возможности: В1. Появление дополнительного спроса на новые технологии В2. Появление новейших сведений о динамике теплового потока в доюрское время В3. Усовершенствование используемого ПО В4. Повышение цены сбыта нефти В5. Сокращение объема традиционных запасов нефти	При появлении дополнительного спроса на новые технологии будут раскрыты все сильные стороны разрабатываемого проекта. Появление новейших сведений о динамике теплового потока и усовершенствование ПО позволит увеличить эффективность разрабатываемой методики. Повышение цены сбыта нефти создаст благоприятные условия для увеличения объема	Появление дополнительного спроса на разработку может вызвать сложности ввиду больших временных затрат, несовершенства используемого ПО и высокой трудоемкости работ. Однако сложности, связанные с трудоемкостью и временными затратами, могут быть частично решены путем появления сведений о динамике теплового потока в доюрское время, а также

<p>В6. Увеличение объема инвестиций в НИОКР</p>	<p>инвестиций в НИОКР: при этом оригинальность и новизна разработки будет высоко оценена. Сокращение объема традиционных запасов нефти приведет к активизации внедрения в разработку трудноизвлекаемых ресурсов, которые требуют новых, оригинальных высокоэффективных подходов – спрос на разработку будет расти.</p>	<p>усовершенствованием используемого ПО. Усовершенствование ПО позволит в результате получать информацию в более доступном для анализа виде, что будет способствовать повышению эффективности. Повышение цены сбыта нефти, равно как и увеличение объема инвестиций может способствовать совершенствованию имеющегося ПО. Сокращение объема традиционных запасов нефти на слабые стороны разработки не влияет</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии У2. Падение цены сбыта нефти У3. Появление на рынке похожей технологии с более высокой точностью</p>	<p>При отсутствии спроса на новые технологии проект будет ориентирован на малые и средние предприятия, только входящие на нефтегазодобывающий рынок, для которых экономичность и эффективность будут определяющими факторами при выборе технологии поисков. При падении цены сбыта нефти разработка будет привлекать заказчиков своей эффективностью и экономичностью, отсутствием необходимости в дорогостоящем оборудовании и проведении исследований in situ. При появлении на рынке похожей технологии с более высокой точностью разработанная технология будет привлекать экономичностью и экологичностью.</p>	<p>Слабые стороны проекта никак не отразятся на его развитии при отсутствии спроса на новые технологии. Падение цены сбыта нефти не позволит привлечь дополнительные инвестиции для обновления и усовершенствования используемого ПО. Появление на рынке похожей технологии с более высокой точностью заставят в срочном порядке дорабатывать технологию: находить более достоверные данные о геологической истории и динамике теплового потока ниже основания осадочного разреза.</p>

7.3 Планирование научно-исследовательских работ

Данное научное исследование выполняется научной группой, состоящей из 2 человек: руководителя проекта и инженера. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Подбор и обоснование скважины для моделирования	1	Выбор месторождения, представляющего наибольший интерес.	Руководитель проекта
	2	Подбор скважины, удовлетворяющей необходимым условиям: наличие геотемператур как в юрской, так и в доюрской части разреза; наличие притоков из доюрских пластов. Обоснование выбора.	Инженер
Подготовка данных к моделированию	3	Сбор информации о геологическом строении месторождения, данных экспериментальных исследований и теплофизических характеристик	Инженер
	4	Составление модели изменения теплового потока	Инженер
Теоретические исследования	5	Расчет геотемператур в нефтематеринских отложениях	Инженер
Обработка полученной информации	6	Составление рисунков, графиков, таблиц	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка корректности полученных результатов	Руководитель проекта, инженер
	8	Сопоставление экспериментальных данных с полученными результатами	Руководитель проекта, инженер
	9	Сопоставление результатов моделирования в скважине с результатами моделирования в других скважинах	Руководитель проекта, инженер
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	Руководитель проекта, инженер

7.3.1 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем и носит вероятностный характер, поскольку зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого значения трудоемкости используется формула:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где $t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность i -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу, чел.

В таблице 19 приведены сведения о продолжительности выполнения каждого вида работ и суммарная продолжительность работы над одной скважиной.

Таким образом, работа над одной скважиной, включая подготовку пояснительной записки, занимает около 1,5 мес. Трудоемкость работы в целом оценивается как высокая.

Таблица 19 – Перечень этапов, работ и их трудоемкость

Основные этапы	№ работ	Содержание работ	Продолж-ть работ, раб. дн.	Продолж-ть этапа работ, раб. дн.
Подбор и обоснование скважины для моделирования	1	Выбор месторождения, представляющего наибольший интерес.	5,2	8
	2	Подбор скважины, удовлетворяющей необходимым условиям: наличие геотемператур как в юрской, так и в доюрской части разреза; наличие притоков из доюрских пластов. Обоснование выбора.	3,2	
Подготовка данных к моделированию	3	Сбор информации о геологическом строении месторождения, данных экспериментальных исследований и теплофизических характеристик	5,8	9
	4	Составление модели изменения теплового потока	3,2	
Теоретические исследования	5	Расчет геотемператур в нефтематеринских отложениях	5,2	5
Обработка полученной информации	6	Составление рисунков, графиков, таблиц	5,8	6
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка корректности полученных результатов	2,3	7
	8	Сопоставление экспериментальных данных с полученными результатами	2,3	
	9	Сопоставление результатов моделирования в скважине с результатами моделирования в других скважинах	2,3	
Оформление отчета по НИР	10	Составление пояснительной записки	8,4	8
ИТОГО, раб. дн.				44

7.4 Бюджет научно-технического исследования

Поскольку проект не предусматривает затраты на материалы и на специальное оборудование для научных работ, то основной бюджет складывается из заработной платы исполнителей и затраты на научные командировки.

7.4.1 Основная заработная плата исполнителей

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) инженера рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (таблица 19);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

Где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (таблица 20).

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,35 (в диапазоне 0,2-0,5);

k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 20 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	128	128
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	237	237

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1 разряда (МРОТ) $T_{с1} = 12792$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организаций тарифной сетке.

Расчет основной заработной платы приводится в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_t	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_r , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Инженер	9	2,22	28398	0,3	0,35	1,3	60913	2673	39	104 247
Руководитель	17	4,20	53726	0,3	0,35	1,3	115243	5057	20	101 140
Итого $Z_{осн}$										205 387

7.4.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Статья расходов включает обязательные отчисления по установленным законодательством РФ нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot Z_{\text{осн}}$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Согласно подпункту 1 пункта 1 статьи 419 НК РФ установлен размер страховых взносов равный 30 %.

Таким образом, отчисления по суммарной основной заработной плате инженера и руководителя составляет 61 616 руб.

7.4.3 Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей связаны участием в научных конференциях, выступлениями с докладами на научных семинарах и пр. По плану выполнения проекта по завершении одного цикла проекта (исследование по одной скважине) один из исполнителей имеет возможность выступить с докладом на конференции, в том числе организованных в иных городах России. Расчет расходов на командировки приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Наименование статьи расходов	Сумма затрат, руб.
1. Затраты на транспорт (Томск-Место назначения-Томск)	До 30000
2. Проживание (стоимость за неделю)	До 28000
3. Суточные на неделю	14000
Итого, руб	72000

7.4.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование

материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии и пр. Их величина составляет:

$$Z_{\text{накл}} = \text{сумма расходов} \cdot k_{\text{нр}}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов принимаем в размере 6 % [52].

7.4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная сумма расходов и затрат является основой для формирования бюджета научно-исследовательского проекта. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 23.

Таблица 23 – Расчет бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей проекта	205 387	Пункт 7.5.1
2. Отчисления во внебюджетные фонды	61 616	Пункт 7.5.2
3. Затраты на научные и производственные командировки	72 000	Пункт 7.5.3
4. Накладные расходы	20 340	6 % от суммы ст 1-3
5. Бюджет затрат НИИ	359 343	Сумма ст. 1-4

Таким образом, 57 % бюджета затрат научно-исследовательского проекта составляет основная заработная плата исполнителей. Бюджет проекта предполагает значительные траты на командировочные расходы (20 %).

7.5 Определение финансовой, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность научного исследования показывает соответствие затрат и результатов проекта интересам и целям участников, а также интересам государства и населения.

Геологоразведочные работы в доюрском комплексе обычно имеют крайне низкую успешность [67] ввиду недостаточной изученности и, как следствие, отсутствия утвержденной результативной методики поисков [51]. Низкая степень изученности палеозоя обусловлена высокой дороговизной и большими временными затратами на бурение [68]. Поэтому для экономически эффективного освоения палеозойских ресурсов УВ необходимы достоверные инструменты прогноза перспективных объектов в палеозое. По предварительным оценкам экспертов [68], разработка и применение технологии поиска залежей в доюрском комплексе позволит в несколько раз повысить успешность поисково-разведочного бурения.

Поскольку оценить финансовую эффективность в денежном эквиваленте не представляется возможным, то воспользовались интегральным показателем эффективности внедрения технологии (I_i). I_i определяется по формуле:

$$I_i = \sum a_i \cdot b_i$$

где a_i – весовой коэффициент критерия;

b_i – бальная оценка критерия, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Критерии для расчета интегрального показателя эффективности приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет интегрального показателя эффективности

Критерии	Весовой коэффициент a_i	b_i до внедрения технологии	b_i после внедрения технологии
1. Достоверность прогноза продуктивных объектов в доюрском основании	0,25	1	4
2. Экологичность	0,11	2	3
3. Временные затраты на поиск продуктивных объектов	0,17	2	4
4. Успешность геологоразведочных работ	0,25	2	4
5. Материалоемкость	0,11	2	4
6. Энергосбережение	0,11	2	4
ИТОГО	1	-	-

Примечание – преимущества, открываемые внедрением технологии, по критериям экологичность, временные затраты, материалоемкость и энергосбережение обусловлены повышением успешности геологоразведочных работ – снижением количества «сухих» скважин.

I_p до внедрения технологии

$$= 0,25 \cdot 1 + 0,11 \cdot 2 + 0,17 \cdot 2 + 0,25 \cdot 2 + 0,11 \cdot 2 + 0,11 \cdot 2$$

$$= 1,75$$

I_p после внедрения технологии

$$= 0,25 \cdot 4 + 0,11 \cdot 3 + 0,17 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,11 \cdot 4 + 0,11 \cdot 4$$

$$= 3,89$$

После внедрения разрабатываемой технологии интегральный показатель увеличился в 2,22 раза или на 55 %. Данный результат говорит о значительном росте эффективности после внедрения разрабатываемой методики благодаря повышению достоверности прогноза продуктивных объектов в доюрском основании и, как следствие, повышению коэффициента успешности геологоразведочных работ.

7.6 Общие выводы

В данном разделе была обоснована необходимость внедрения результативной технологии поисков доюрских залежей УВ и рассмотрены финансово-экономические аспекты особенностей внедрения предлагаемой технологии моделирования. Была дана оценка коммерческого потенциала разработки, сформирован бюджет затрат и определена эффективность исследования.

Коммерческий потенциал научного исследования обоснован выводами, полученными в результате проведения SWOT-анализа. Были рассмотрены слабые и сильные стороны проекта, возможности и угрозы для его развития.

Вместе с тем было проведено планирование научно-исследовательских работ с учетом трудоемкости каждого этапа. Поскольку исследование одной скважины занимает порядка 1,5 месяцев, то трудоемкость технологии оценена как высокая. С учётом продолжительности работ сформирован бюджет затрат научного исследования, размер которого составил 359 343 руб.

Расчет эффективности выполнялся при помощи интегрального показателя, который показал рост 55%, после реализации нашего проекта, что свидетельствует о его коммерческой привлекательности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Галиевой Маргарите Фаритовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Моделирование очагов генерации УВ юрско-меловых и палеозойских осадочных бассейнов с использованием данных геотермии глубоких скважин (на участках Останинской группы месторождений Томской области)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектами исследования являются доюрские и юрские нефтематеринские отложения и резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя. В рамках дипломной работы решается научная задача моделирования силурийских и девонских катагенетических очагов генерации углеводородов и оценки их роли в формировании палеозойских залежей нефти юго-востока Западной Сибири.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны в 416 аудитории учебного корпуса № 20 Томского политехнического университета.
2. Производственная безопасность	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: – Неудовлетворительный микроклимат; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Нервно-психические перегрузки; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень напряженности электростатического и электромагнитного полей; – Поражение электрическим током. Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда
3. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. Решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожароопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Галиева Маргарита Фаритовна		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Объектами исследования являются доюрские и юрские отложения, обладающие нефтематеринским потенциалом, и резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя. В рамках дипломной работы решается научная задача моделирования катагенетических очагов генерации углеводородов и оценки их роли в формировании палеозойских залежей нефти юго-востока Западной Сибири. Моделирование выполняется с использованием программного комплекса одномерного бассейнового моделирования и реализуется на одном из компьютеров в 416 аудитории 20 корпуса Томского политехнического университета.

Результаты, получаемые с помощью моделирования, формируют теоретическую базу стратегии поисков, обеспечивающей эффективность прогнозирования и поисков залежей нефти в палеозойском комплексе. Выводы, полученные в ходе данного исследования, позволят повысить успешность проведения геологоразведочных работ в доюрском комплексе, что в конечном счете должно привести к сокращению затрачиваемых энергетических и финансовых ресурсов.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Конституция Российской Федерации [79] устанавливает право каждого гражданина на труд в условиях, отвечающих требованиям безопасности и гигиены, на вознаграждение за труд без какой бы то ни было дискриминации и не ниже установленного Федеральным законом [80] минимального размера оплаты труда, а также право на защиту от безработицы.

Право на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда закреплено в ст. 219 ТК РФ [69]. Соблюдение прав работников на рабочие места, соответствующие государственным нормативным требованиям охраны труда, проверяется в ходе проведения специальной оценки условий труда. Правовые и организационные основы и порядок проведения этой процедуры закреплены в Федеральном законе РФ «О специальной оценке условий труда» [81].

В главе 1 настоящего Федерального закона утверждены права и обязанности работника в связи с проведением специальной оценки условий труда. Работник вправе присутствовать при проведении специальной оценки условий труда на его рабочем месте, а также обязан ознакомиться с результатами проведенной на его рабочем месте специальной оценки условий труда и в случае несогласия – обжаловать результаты.

В соответствии со ст. 91 ТК РФ [69], нормальная продолжительность рабочего времени не может превышать 40 часов в неделю.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Компоновка рабочей зоны продиктована спецификой работ. Проектируемое моделирование полностью производится с использованием компьютера. До 1 января 2021 года условия работы за компьютером были регламентированы документом СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» [70]. Однако сейчас он утратил силу.

Соблюдение норм охраны труда при работе за компьютером регламентирует СП 2.2.3670-20 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда» [82], в частности, раздел XXII «Требования к организации работ с персональными электронными вычислительными машинами и копировально-множительной техникой».

В соответствии с настоящим документом [82], площадь на одно постоянное рабочее место пользователей персональных компьютеров на базе плоских дискретных экранов (жидкокристаллических, плазменных) должна составлять не менее 4,5 м². Оснащение светопроницаемых конструкций и оконных проёмов должно позволять регулировать параметры световой среды в помещении. Персональные компьютеры следует размещать таким образом, чтобы показатели освещенности не превышали установленных гигиенических нормативов утвержденных в соответствии с п. 2 ст. 38 Федерального закона от 30.03.1999 N 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения».

Работы выполняются в положении сидя. Согласно [82], на рабочем месте, предназначенном для работы в положении сидя, рабочие столы должны иметь пространство для размещения ног высотой не менее 600 мм, глубиной – не менее 450 мм на уровне колен и 600 мм на уровне стоп, шириной не менее 500 мм. В соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ [83] оптимальное положение работающего достигается регулированием высоты рабочей поверхности, сиденья и пространства для ног.

8.2 Профессиональная социальная безопасность

В данной главе рассмотрены вредные и опасные факторы для камеральных работ, которые представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы по [71]	Опасные	Вредные	Нормативные документы
1. Отклонение показателей микроклимата в помещении		+	СанПиН 2.2.4.548-96 [72] СП 60.13330.2016 [73]
2. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [74] СП 52.13330.2016 [84]
3. Нервно-психические перегрузки		+	-
4. Повышенный уровень шума		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [85] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [86] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [87]
5. Повышенный уровень напряженности электростатического и электромагнитного полей		+	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ [88]
6. Электрический ток	+		ГОСТ 12.1.038-82 [89] ГОСТ 12.1.019-2017 [90]

8.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

1. Отклонение показателей микроклимата в помещении.

Под микроклиматом понимают комплекс физических параметров воздуха, оказывающих влияние на тепловое состояние организма, среди которых температура, влажность и скорость движения воздуха.

Таблица 26 – Оптимальные нормы микроклимата

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1

Примечание – проектируемые работы относятся к категории Ia – работы, производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

Неблагоприятный микроклимат оказывает значительное влияние на самочувствие и функциональную деятельность человека. В целях недопущения

негативного воздействия микроклимата на здоровье и работоспособность человека были составлены Санитарные правила СанПиН 2.2.4.548-96 [72]. Настоящие правила регламентируют оптимальные и допустимые параметры микроклимата в рабочих помещениях (таблица 26).

Несоблюдение оптимальных параметров микроклимата на рабочем месте приводит к ухудшению здоровья человека, возникновению общих или локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности человека.

2. Недостаточная освещенность рабочей зоны.

Длительная работа за компьютером вызывает напряжение зрительных анализаторов. Недостаточная освещенность рабочей зоны значительно усугубляет это негативное воздействие. Длительная работа за компьютером при недостаточной освещенности повышает утомляемость работника, снижает внимательность, ухудшает зрительные функции, уменьшает производительность труда и способствует развитию близорукости. Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном освещении.

Нормирование освещенности производится согласно нормативным документам [74, 84], в которых регламентируются требования к качеству освещения в рабочих помещениях.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [74] устанавливает, что освещенность в аудиториях высших учебных заведений, оборудованных компьютерами, должна составлять 300 лк. При этом коэффициент пульсации света должен составлять не более 10 %.

В аудитории 416, в которой выполняются исследования, комбинированное освещение: естественное и искусственное. В результате специальной оценки условий труда было выявлено, что освещенность рабочей зоны составляет 313 лк и находится в пределах нормы.

3. Нервно-психические перегрузки.

Информационная нагрузка вызывает умственное перенапряжение и перенапряжение анализаторов. Вместе с тем нервно-психические перегрузки вызывает монотонность труда и эмоциональные перегрузки [71]. Все это приводит к временному снижению эффективности труда, состоянию утомления и раздражительности.

4. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Повышенный уровень шума оказывает вредное влияние на организм человека. В зависимости от уровня шума при длительном воздействии приводят к заболеваниям нервной системы и к снижению слуха, вплоть до глухоты. В целях недопущения негативного влияния шума на организм человека были разработаны санитарные нормы [87].

В аудитории 416, 20 корпуса ТПУ источником шума являются компьютеры. Предельно допустимые параметры шума с учетом специфики планируемых работ приведен в таблице 27, согласно [87].

Таблица 27 – Предельно допустимые параметры шума

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука (дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Творческая деятельность, руководящая работа с повышенными требованиями, научная деятельность, конструирование, программирование, преподавание и обучение, врачебная деятельность. Рабочие места в помещениях дирекции, расчетчиков, программистов, в лабораториях для теоретических работ и обработки данных, приема больных в здравпунктах	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

5. Повышенный уровень напряженности электростатического и электромагнитного полей.

При работе в помещении с большим количеством компьютеров возникает вредное воздействие на человека напряженности электромагнитного и электростатического полей, напряженности электрического поля. Воздействие вышеперечисленных факторов негативно сказывается на ЦНС человека, сердечно-сосудистую систему, анализаторы. Возникают жалобы на раздражительность, головную боль, нарушение сна, снижение аппетита.

Предельно допустимые параметры электромагнитного и электростатического полей регламентируются [88] (таблица 28).

Таблица 28 – Предельно допустимые параметры электромагнитного поля на рабочем месте

Предельно допустимое значение параметра	Предельные значения в диапазонах частот, МГц		
	от 0,06 до 3	св. 3 до 30	св. 30 до 300
Напряженность электрического поля, В/м	500	300	80
Напряженность магнитного поля, А/м	50	-	-
Энергетическая нагрузка в течение рабочего дня, (В/м) ² ·ч	20000	7000	800
Энергетическая нагрузка в течение рабочего дня, (А/м) ² ·ч	200	-	-

Уровни электромагнитного и электростатического полей в аудитории 416, 20 корпуса ТПУ не должны превышать нормативных значений, описанных в [88].

6. Электрический ток.

Опасными факторами при работе за компьютером являются перепады напряжения, высокое напряжение и вероятность замыкания человеком электрической цепи. Источником электрического тока в помещении является электрическая сеть.

Причинами поражения электрическим током могут быть повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям и др.

Электрический ток оказывает на человеческий организм термическое, электролитное и биологическое воздействия. Электрический ток может привести к следующим эффектам на организм человека: поражение электрическим током (возможно с летальным исходом), пребывание в шоковом состоянии, психические и эмоциональные расстройства.

В документе ГОСТ 12.1.038-82 [89] регламентируются предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов (таблица 29).

Таблица 29 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме бытовых электроустановок

Продолжительность воздействия, с	Предельно допустимое значение напряжения прикосновения, В
До 0,1	500
0,2	400
0,5	200
0,7	130
1,0	100
Св. 1,0 до 5,0	65

По опасности поражения электрическим током аудитория 416 с компьютерами, в которой проводятся исследования, относятся к классу без повышенной опасности, т.к. в данных помещениях преобладают следующие условия: относительная влажность составляет 50-60%; температура воздуха в помещениях не превышает 35 °С.

8.2.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действий опасных и вредных факторов

Предлагается ряд мероприятий для снижения влияния выявленных опасных и вредных факторов на работников.

Для обеспечения благоприятного микроклимата помещений предлагается ежедневно проводить влажную уборку и регулярное проветривание, что способствует удалению пыли и выравниванию влажности. Поддержание оптимальной температуры достигается в холодное время года – отоплением, а в теплое – кондиционированием. При этом немаловажная роль отводится вентиляции, которая способствует дополнительному регулированию температуры и влажности воздуха.

Для поддержания необходимого уровня освещенности в помещениях следует проводить чистку окон не реже двух раз в год. Регулирование яркости света осуществлять с помощью жалюзи.

Для снижения риска возникновения у работающих симптомов нервно-психической перегрузки рекомендуется соблюдать режим труда и отдыха – устраивать перерывы для физической разминки и отдыха.

Для ликвидации травматизма, связанного с электрическим током необходимы систематический контроль состояния электропроводов и кабелей и соблюдение инструкций по обслуживанию и эксплуатации вычислительной техники.

8.3 Экологическая безопасность

Согласно ФЗ «Об охране окружающей среды» из-за поисков и разведки нефтегазовых месторождений может происходить негативное воздействие на окружающую среду.

Большое воздействие на окружающую среду оказывает процесс бурения. Рассмотрим основные аспекты влияния бурения на литосферу, атмосферу и гидросферу.

Влияние на литосферу

При бурении скважин значительные площади земель оказываются в зоне подработки и теряют свою первоначальную ценность. Вместе с тем, негативное воздействие может быть оказано со стороны используемой скважинной жидкости, в нее могут добавляться различные химические присадки для улучшения процесса бурения.

Предупредить загрязнение почв можно путем биологической рекультивации нарушенных земель, утилизации технических отходов на специальных полигонах и хранении горюче-смазочных материалов в емкостях с надежной гидроизоляцией.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферного воздуха являются выбросы автотранспорта, отработанные выхлопные газы которых содержат в своем составе окись углерода, окислы азота, углеводороды и другие вредные вещества.

Самым важным мероприятием по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха является контроль на дымность выхлопных газов автотранспорта.

Влияние на гидросферу

К основным источникам загрязнения водоемов относят неочищенные промышленные стоки – загрязненная углеводородами скважинная жидкость.

Негативное воздействие этих факторов ликвидируется путем сбора и утилизации загрязненных вод на специальных полигонах.

Проектируемая в дипломной работе методика позволит повысить успешность бурения и, как следствие, сократить число пробуренных «вслепую» непродуктивных скважин. В этом контексте негативное

воздействие на окружающую среду в результате бурения скважин будет сокращаться.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Специфика выполнения исследования, изложенного в настоящей дипломной работе, подразумевает работу в помещении с использованием компьютера, поэтому вероятность возникновения ЧС природного, биологического и экологического характера крайне низка. Возможными ЧС при выполнении исследования признаны ЧС техногенного (пожар) и социального (теракт) характера. Однако наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет подробно рассмотрены аспекты пожарной безопасности.

Причинами возникновения пожара в аудитории, оборудованной компьютерами, могут быть:

- неисправность электрических сетей и электрооборудования;
- неправильная эксплуатация электрооборудования;
- разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов.

8.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

При появлении возгорания в помещении человек подвергается воздействию высоких температур и задымленности, что чревато тяжелыми последствиями для организма человека. Поэтому так важно не допустить

возникновения пожароопасной ситуации. В этих целях был разработан комплекс мероприятий по предотвращению данного вида ЧС.

Рабочее помещение должно соответствовать требованиям пожарной безопасности по ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ [91] и иметь средства пожаротушения по ГОСТ 12.4.009-83 [92].

Работы ведутся при строгом соблюдении правил пожарной безопасности.

В помещении запрещается курить и пользоваться открытым огнем (свечи, лампы). Запрещается работать за компьютером мокрыми руками или употреблять пищу на рабочем месте. Вокруг стола не должно быть свисающих проводов, пользователь не должен с ними контактировать. Необходимо внимательно следить за целостностью изоляции проводов, корпуса розетки и штепсельной вилки – нельзя начинать работу на технике с видимым повреждением. Не допускается работа при повышенной влажности в помещении, а также при наличии рядом открытых источников влажности (мокрый пол). При неполадках в электроснабжении устройства, его необходимо сразу отключить от сети.

Предотвращение возгораний от разрядов атмосферного электричества достигается при помощи устройства молниезащиты здания [91].

Все работники проходят первичный и вторичный противопожарные инструктажи. За каждой аудиторией закреплен ответственный за пожарную безопасность.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны:

- не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности;
- обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения;
- при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара в рабочей аудитории имеется огнетушитель.

8.5 Общие выводы

В данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности исследователя при работе в аудитории 416 20 корпуса ТПУ.

Были приведены правовые нормы трудового законодательства, а также эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны исследователя.

Из числа вредных и опасных факторов, характерных для проектируемой рабочей среды, были выявлены: неблагоприятный микроклимат, недостаточная освещенность помещения, нервно-психические перегрузки и электрический ток. В результате анализа вредных и опасных факторов выявили источник возникновения фактора, его воздействие на организм человека и обосновали мероприятия по снижению этого воздействия на исследователя. В результате проведенного анализа материалов специальной оценки условий труда выявлено, что показатели вредных факторов в аудитории 416 соответствуют нормативным величинам.

При оценке экологической безопасности выявили, что результаты применения разрабатываемой методики на практике позволит снизить уровень негативного влияния поисково-разведочного процесса на окружающую среду путем сокращения числа скважин, пробуренных «вслепую».

Пожар – наиболее вероятная чрезвычайная ситуация, которая может возникнуть при выполнении исследования на рабочем месте. Были проанализированы причины возможных возгораний, описаны меры, предупреждающие их возникновение, а также меры по ликвидации их последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом проведенной работы является цифровое моделирование и целевой анализ динамики катагенетических очагов генерации углеводородов материнских юрских и доюрских толщ, в контексте вероятного «источника нефти» доюрских нефтегазоносных комплексов.

В ходе исследования была применена новая методика моделирования катагенетических очагов генерации УВ осадочных бассейнов, в которой выполняется совместное моделирование «современного» юрско-мелового и палеозойских «палеобассейнов» [95, 96, 97].

На примере Останинского и Герасимовского месторождений и Сельвейкинской площади глубокого бурения установлено, что источником углеводородов палеозойских залежей могут служить как очаги генерации в юрских отложениях, так и очаги генерации собственно палеозойских образований, то есть альтернативные концепции «главного источника» палеозойских залежей УВ не являются взаимоисключающими. При этом источником жидких углеводородов (нефть) скорее всего является нефтематеринская верхнеюрская баженовская свита, а источником газообразных углеводородов (газа и газоконденсата) являются палеозойские породы доманикоидного типа. Этот вывод по результатам исследований вполне согласуется с материалами испытаний глубоких скважин и генетическим анализом проб палеозойской нефти.

Вместе с этим результаты исследований на Останинской группе месторождений являются иллюстрацией назревающей необходимости отказа от безальтернативного рассмотрения двух существующих концепций межпластовой вертикальной миграции углеводородов (восходящей и нисходящей), формирующих залежи не только в палеозое, но и в юре.

Данный результат хоть и является первым опытом выполнения совместного моделирования катагенетических очагов генерации углеводородов осадочных бассейнов – «современного» юрско-мелового и

силурийского, нижне-среднедевонского, верхнедевонско-нижнекаменноугольного «палеобассейнов», однако уже продемонстрировал высокую эффективность для определения «источника» углеводородов, формирующих залежи в резервуарах коры выветривания и внутреннего палеозоя.

Результаты, получаемые с помощью совместного моделирования современных осадочных бассейнов и «палеобассейнов», формируют теоретическую базу стратегии поисков, обеспечивающей эффективность прогнозирования и поисков залежей «палеозойской» нефти в доюрском комплексе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров (мл.) И.И. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2011. – №8. – С. 1001-1012.
2. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузикско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т.48. – №5. – С. 538-547.
3. Решения совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / Под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск, 1999. – 80 с.
4. Макаренко С.Н., Савина Н.И., Родыгин С.А. Стратиграфия девонских отложений центральной части Западной Сибири // Верхний Палеозой России: Стратиграфия и палеография. Материалы Всероссийской конференции. – 2007. – С. 197-201.
5. Исаев Г.Д. Геологическая, палеонтологическая модели палеозоя Западно-Сибирской плиты и перспективы его нефтегазоносности // Георесурсы. – 2012. – № 6(48). – С. 24-30.
6. Подобина В.М., Родыгин С.А. Историческая геология: Учебное пособие. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. – 264.
7. Уилсон Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. – М.: Недра, 1986. – 464 с.
8. 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.

9. 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.

10. Баженовский горизонт Сибири (титон-нижний берриас): тектонические и гидродинамические условия осадконакопления) / А.Н. Стафеев, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Р.М. Гиляев, Е.С. Шелков, А.А. Книппер // Георесурсы. – 2019. – Т.21. – № 2. – С. 117-128.

11. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде / А.Э. Конторович, С.В. Ершов, В.А. Казаненков, Ю.Н. Кародин, 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.

12. Рычкова И.В. Стратиграфия и палеогеография верхнего мела-среднего палеогена юго-востока Западной Сибири: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – Томск, 2006. – 22 с.

13. Белозеров В.Б., Гарсия Бальса А.С. Перспективы поиска залежей нефти в отложениях девона юго-восточной части Западно-Сибирской плиты // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 6. – С. 128-139.

14. 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.

15. Лобова Г.А. Нефтегазоносность Усть-Тымской мегавпадины // Геофизический журнал. – 2013. – № 35. – № 4. – С. 28-39.

16. 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.

17. Бордюг Е.В. Генетические типы нефтей продуктивных отложений юго-восточной части Западной Сибири: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. – М., 2012. – 26 с.

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

19. Запивалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – №341. – С. 226-232.

20. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.

21. 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.

22. Heat flow evolution, subsidence and erosion in Upper Silesian Coal Basin, Czech Republic / E. Geršlová, M. Goldbach, M. Geršl, P. Skupien // International Journal of Coal Geology. – 2016. – V. 154–155. – P. 30-42.

23. Strakhov V.N., Golizdra G.Ya., Starostenko V.I. Theory and practice of interpreting potential fields: Evolution in the 20th century // Izvestiya, Physics of the Solid Earth. – 2000. – V.36. – № 9. – P. 742-762.

24. Mesozoic-Cenozoic Climate and Neotectonic Events as Factors in Reconstructing the Thermal History of the Source-Rock Bazhenov Formation, Arctic Region, West Siberia, by the Example of the Yamal Peninsula. Izvestiya / V.I. Isaev, A.A. Iskorkina, G.A. Lobova, V.I. Starostenko, S.A. Tikhotskii, A.N. Fomin // Physics of the Solid Earth. – 2018. – V. 54. – № 2. – P. 310-329.

25. 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.
26. Iskorkina A., Isaev V., Terre D. Assessment of Mesozoic-Kainozoic climate impact on oil-source rock potential (West Siberia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – № 27. URL: <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/27/1/012023/pdf> (дата обращения 04.05.2021).
27. Scotese C. A new global temperature curve for the Phanerozoic // GSA Annual Meeting Denver, Colorado, Abstracts with Programs. – 2016. – V. 48. – №. 7. – P. 74-31.
28. 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.
29. Курчиков А.Р. Геотермический режим углеводородных скоплений Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2001. – Т. 42. – №11-12. – С. 1846-1853.
30. Isaev V.I., Fomin A.N. Loci of Generation of Bazhenov- and Togur-Type Oils in the Southern Nyurol'ka Megadepression // Russian Geology and Geophysics. – 2006. – V. 47. – No 6. – P. 734-745.
31. 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.
32. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР. – М.: Недра, 1986. – 222 с.
33. Геология нефти и газа Западной Сибири / А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов, В.С. Сурков, А.А. Трофимук, Ю.Г. Эрвье. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

34. Конторович В.А. Сейсмогеологические критерии нефтегазоносности зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири (на примере Чузыкско-Чижапской зоны нефтегазонакопления) // Геология и геофизика. – 2007. – Т.48. – №5. – С. 538-547.
35. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири в 9 кн. Кн. 5: Палеозой Западной Сибири. / Российская академия наук. Сибирское отделение; Институт геологии нефти и газа; Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья; под ред. А. Э. Конторовича. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2001. – 163 с.
36. Исаев Г.Д. Региональные стратиграфические подразделения палеозоя Западно-Сибирской плиты (по данным исследования табулятоморфных кораллов) // Вестник ТГУ. – 2012. – № 355. – С.161-168.
37. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 704 с.
38. Неручев С.Г., Рогозина Е.А., Капченко Л.Н. Главная фаза газообразования – один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества // Геология и геофизика. – 1973. – № 10. – С. 14-16.
39. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) / Л.М. Бурштейн, Л.В. Жидкова, А.Э. Конторович, В.Н. Меленевский // Геология и геофизика. – 1997. – № 6. – С. 1070-1078.
40. Исаев В.И. Палеотемпературное моделирование осадочного разреза и нефтегазообразование // Тихоокеанская геология. – 2004. – Т. 23. – № 5. – С. 101-115.
41. Нгуен Х.Б., Исаев В.И. Коллекторы нефти кристаллического фундамента месторождения Белый Тигр // Геофизический журнал. – 2017. – Т. 39. – № 6. – С. 3-19.
42. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов)

/ Ю.В. Коржов, В.И. Исаев, М.Я. Кузина, Г.А. Лобова // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т. 323. – № 1. – С. 51-56.

43. Мельник И.А., Недоливко Н.М., Зимина С.В. Вторичные карбонаты юрских песчаных отложений как показатели продуктивности палеозоя // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – Т. 331. – № 3. – С. 32-38.

44. 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(61). – С. 63-76.

45. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири / В.И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов, М.Я. Кузина, Л.К. Кудряшова, О.Г. Сунгурова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.

46. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М.: Недра, 1981. – 143 с.

47. 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. – V. 39. – № 8. – P. 1176-1184.

48. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 7. – С. 843-853.

49. Северин П. Проблема с историей // Сибирская нефть. – 2012. – №94. – С. 30-33.

50. Разномасштабные геологические модели, сейсмогеологические критерии прогноза и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / В.А. Конторович, Л.М. Калинина, А.Ю. Калинин, М.В. Соловьев, К.И. Канакова // Геоевразия 2018. Современные методы изучения и освоения

недр Евразии: Труды Международной геолого-геофизической конференции. – М.: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. – С. 221-224.

51. Запивалов Н.П. Палеозойская нефть Западной Сибири – большие перспективы // Природные ресурсы Горного Алтая. Геология, геофизика, гидрогеология, геоэкология, минеральные и водные ресурсы. – 2004. – № 2. URL: <http://altay-geojournals.ru/wp-content/uploads/2015/02/2-8.pdf> (дата обращения 04.05.2021).

52. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

53. Развитие нефтегазового комплекса Югры, трудноизвлекаемые запасы / С.Г. Кузьменков, В.И. Исаев, В.И. Булатов, Р.Ш. Аюпов, Н.О. Игенбаева, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 103-113.

54. Hard-to-recover Reserves of Yugra Oil (West Siberia) / V.I. Isaev, S.G. Kuzmenkov, R.Sh. Ayupov, Yu.A. Kuzmin, G.A. Lobova, P.A. Stulov // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 1. – С. 33-43.

55. Идентификация трудноизвлекаемых запасов нефти Югры / С.Г. Кузьменков, Ю.А. Кузьмин, П.А. Стулов, Р.Ш. Аюпов, В.И. Булатов, Н.О. Игенбаева, В.И. Исаев, Г.А. Лобова // Геофизический журнал. – 2019. – Т. 41. – № 4. – С. 114-124.

56. Конторович А.Э. Проблемы реиндустриализации нефтегазового комплекса России // Нефтяное хозяйство. – 2016. – №3. – С.14-15.

57. Эволюция обстановок осадконакопления Баренцево-Северо-Карского палеобассейна в фанерозое / В.А. Басов, Л.В. Василенко, К.Г. Вискунова, Е.А. Кораго, М.В. Корчинская, Н.В. Куприянова, Л.Г. Повышева, Э.Н. Преображенская, Т.М. Пчелина, Н.М. Столбов, Е.Б. Суворова, О.И.

Супруненко, В.В. Сулова, Н.В. Устинов, В.И. Устрицкий, Л.А. Фефилова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т.4. – № 1. – С.1-44. URL: http://www.ngtp.ru/upload/iblock/682/3_2009.pdf (дата обращения 04.05.2021).

58. Handhal A.M., Al-Shahwan M.F., Chafeet H.A. Interpretation of hydrocarbon generation, migration and thermal history of Mesopotamian basin Southern Iraq based 1D Petromod software // Iraqi Geological Journal. – 2020. – V. 53. – № 1B. – P. 29–56.

59. Палеобассейны – новая концепция моделирования истории геологического развития и нефтегазоносности регионов / А.В. Ступакова, А.А. Пашали, В.В. Волянская, А.А. Сулова, А.П. Завьялова // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 2. – С. 4-12.

60. 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.

61. Филиппов Ю.Ф., Бурштейн Л.М. История генерации нафтидов в Предьенисейском осадочном бассейне // Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология: Сборник материалов. В 4 т. Т. 1. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2017. – С. 166-170.

62. 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. – V. 349. – № 1-4. – P. 221-249.

63. Heat flow evolution, subsidence and erosion in the Rheno-Hercynian orogenic wedge of central Europe / R. Littke, C. Bükер, M. Hertle, H. Karg, V. Stroetmann-Heinen, O. Oncken // Geological Society Special Publication. – 2000. – V. 179. – P. 231-255.

64. 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. – V. 89. – P. 41-50.

65. 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. – V. 37. – № 1. – P. 52-66.

66. 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. – V. 83. – P. 1-14.

67. Бембель С.Р. Проблемы разведки и моделирования нефтяных залежей в доюрских образованиях Западной Сибири (Российская Федерация) // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 12. – С. 90-94.

68. Алексеев А. Фундаментальный ресурс // *Сибирская нефть*. – 2017. – № 139. – С. 29-33.

69. Трудовой кодекс Российской Федерации. Текст с изменениями и дополнениями на 24 июня 2018 года. – М.: Эксмо, 2018. – 336 с.

70. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 54 с.

71. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2016. – 10 с.

72. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормативы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 2001. – 20 с.

73. СП 60.13330.2016. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: Санитарные правила. – М.: Стандартинформ, 2016. – 95 с.

74. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий: Санитарные правила и нормативы. – М.: Федеральный центр госсанэпиднадзора Минздрава России, 2003. – 35 с.

Фондовая:

75. Моисеенко В.М. Отчет о результатах работ сейсморазведочной партии № 10/05-06, проведенных в пределах Останинского лицензионного участка № 53 в Парабельском районе Томской области. Договор № 10П-С/2006 от 01.09.2005 г. с ОАО «Томскгазпром». – Новосибирск, 2007 г.

76. Кулагин С.И. 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. Договор с ОАО «Томскнефть» ВНК № 10/1-С/2007. – Новосибирск, 2007 г.

77. Отчет по договору № ИЦЮ-0140/2000 от 03.07.2000 г. «Научное обобщение геолого-геофизических материалов и разработка концепции геолого-разведочных работ в зоне деятельности ОАО «Томскнефть» в Томской области» / 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 г.

78. Дела скважин, пробуренных на Герасимовской, Останинской и Сельвейкинской площадях. Томский филиал ФГУ «ТФГИ по СФО».

Электронные ресурсы:

79. Конституция Российской Федерации [Электронный ресурс]: принята всенародным голосованием 12.12.1993 с изменениями, одобренными в ходе общероссийского голосования 01.07.2020 // СПС «Консультант плюс». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28399/ (дата обращения 04.05.2021).

80. Федеральный закон Российской Федерации от 19.06.2000 N 82-ФЗ «О минимальном размере оплаты труда» (ред. от 29.12.2020) [Электронный ресурс] // СПС «Консультант плюс». URL:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_27572/ (дата обращения 04.05.2021).

81. Федеральный закон Российской Федерации от 28.12.2013 N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда» (ред. от 01.05.2016) [Электронный ресурс] // СПС «Консультант плюс». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/ (дата обращения 04.05.2021).

82. СП 2.2.3670-20. Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда: Санитарные правила [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/573230583> (дата обращения 04.05.2021).

83. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913> (дата обращения 04.05.2021).

84. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение: Санитарные правила [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/456054197> (дата обращения 04.05.2021).

85. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200118606> (дата обращения 04.05.2021).

86. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения 04.05.2021).

87. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/901703278> (дата обращения 04.05.2021).

88. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200272> (дата обращения 04.05.2021).

89. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200313> (дата обращения 04.05.2021).

90. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200161238> (дата обращения 04.05.2021).

91. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/9051953> (дата обращения 04.05.2021).

92. ГОСТ 12.4.009-83 ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание [Электронный ресурс] // Электронный фонд нормативно-технической и нормативно-правовой информации Консорциума «Кодекс». URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003611> (дата обращения 04.05.2021).

Работы автора:

93. Галиева М.Ф., Крутенко Д.С. Геолого-геофизические аргументы гипотезы «баженковского источника» доюрских залежей нефти Останинской группы месторождений (Томская область) // Мат. 2-й Всеросс. науч. конф.: Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2019. – С. 22-25.

94. 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.

95. Галиева М.Ф., Алеева А.О., Исаев В.И. Очаги генерации углеводородов и их аккумуляция в доюрском разрезе Сельвейкинской площади глубокого бурения (Томская область) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15. - №.3 – С. 1-16. URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/26_2020.html (дата обращения 04.05.2021).

96. 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.

97. 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.