

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 «Технология геологической разведки»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений Усть-Ленской зоны нефтегазоаккумуляции с привлечением результатов геофизических исследований поисково-разведочных скважин

УДК 553.98:550.832(571.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Бессмертная Анна -		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Лукин А.А.	к.г.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, 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

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	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
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	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
P11	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

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 «Технология геологической разведки»
 Специализация «Геофизические методы исследования скважин»
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

Ростовцев В.В.

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломной работы

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Бессмертной Анне -

Тема работы:

Анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений Усть-Ленской зоны нефтегазоаккумуляции с привлечением результатов геофизических исследований поисково-разведочных скважин

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 27-35/С от 27.01.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:

31 мая 2021 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Материалы производственной геофизической практики, пройденной в ООО НАЦ «Недра», включающие производственные отчеты и атласы, результаты геофизических исследований скважин, карты аномальных гравитационного и магнитного полей, геологические и структурные карты; а также опубликованная литература и научные статьи по теме работы
Перечень вопросов, подлежащих исследованию и разработке	<ol style="list-style-type: none"> 1. Анализ опубликованных данных по проблеме 2. Общие сведения об объекте исследования 3. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 4. Анализ проводимых геофизических исследований 5. Анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений Усть-Ленской зоны нефтегазоаккумуляции 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность

**Перечень
графического
материала**

1. Пояса нефтегазонакопления России и прилегающих стран СНГ
2. Сейсмогеологический разрез по региональному профилю МАГЭ РТ1133
3. Карта зон нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской провинции
4. Карта размещения нефтегазоносных провинций России и прилегающих стран СНГ
5. Изученность Сибирской платформы сейсмическими работами и бурением
6. Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла южной части Сибирской платформы
7. Карта нефтегазоносности крупных тектонических структур Сибирской платформы
8. Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов H_1 -Ф по одной из скважин Атовского нефтегазоконденсатного месторождения
9. Геолого-геофизическая характеристика галогенно-карбонатного разреза бельской свиты. Скважина Балаганкинская №37
10. Геолого-геофизическая характеристика карбонатного разреза собинской свиты. Скважина Абаканская №4
11. Геолого-геофизическая характеристика карбонатного разреза катангской свиты. Скважина Абаканская №4
12. Геолого-геофизическая характеристика терригенного разреза алешинской свиты. Скважина Абаканская №4
13. Геолого-геофизическая характеристика терригенного разреза чорской свиты. Скважина Балаганкинская №1
14. Карта аномалий поля силы тяжести Лаптевоморского шельфа и прилегающих территорий
15. Сейсмоплотностная модель строения земной коры Евразийского бассейна
16. Карта аномалий магнитного поля (нТл) Лаптевоморского шельфа и прилегающих территорий
17. Сводный литолого-стратиграфический разрез шельфа моря Лаптевых
18. Карта аномального магнитного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления
19. Карта аномального гравитационного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления
20. Карта аномального магнитного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, линейных структур и трансструктур, оказывающих влияние на рассматриваемые месторождения
21. Карта аномального гравитационного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, линейных структур и трансструктур, оказывающих влияние на рассматриваемые месторождения
22. Календарный план график проведения научного исследования в виде диаграммы Ганта
23. Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
По менеджменту	Доцент Дукарт С.А.
По социальной ответственности	Старший преподаватель Гуляев М.В.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Лукин А.А.	к.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Бессмертная Анна -		

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

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Бессмертной Анне -

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
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. рублей, в том числе затраты по оплате труда – не более 200 тыс. рублей.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премияльный коэффициент – 30%, доплаты и надбавки – 20%, районный коэффициент – 30%, коэффициент дополнительной заработной платы – 13%, накладные расходы – 16%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 28%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить потенциальных потребителей результата НИР, исследовать внутреннюю и внешнюю среду НИР.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование НИР: разработать структуру работ в рамках НИ, определить трудоемкость выполнения работ, составить график проведения научного исследования. Бюджет НИР: провести расчет материальных затрат, расчет затрат на амортизацию, расчет основной и дополнительной заработной плат, отчислений во внебюджетные фонды, накладных расходов. Сформировать бюджет НИР.
3. Определение финансовой и ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности научного исследования	Определить эффективность научного исследования.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Матрица SWOT
2. График проведения НИР
3. Бюджет НИР
4. Оценка ресурсной и финансовой эффективности НИР

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	Бессмертная Анна -		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Бессмертной Анне -

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

Тема ВКР:

Анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления с привлечением результатов геофизических исследований поисково-разведочных скважин	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объектом исследования выступают геолого-геофизические условия локализации месторождений углеводородов в пределах и окрестности Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления. Область применения: поиск и разведка месторождений углеводородов. Исследование проводилось в 20 корпусе НИ ТПУ, г. Томск, пр-т Ленина, дом 2, литер А, строение 5, аудитория №414.
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 аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ.
2. Производственная безопасность:	Проанализировать потенциально возможные вредные и опасные факторы проектируемой производственной среды. Разработать мероприятия по снижению воздействия вредных и опасных факторов: – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенный уровень шума; – Повышенный уровень электромагнитного излучения (ЭМИ); – Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении; – Поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность:	Провести анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу. Дать заключение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Провести анализ возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС) на месте проведения научного исследования. Разработать превентивные меры по предупреждению ЧС; действия при возникновении ЧС и меры по ликвидации ее последствий. Рассмотреть причины пожаровзрывоопасности, профилактические мероприятия по ее предупреждению, первичные средства пожаротушения.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Бессмертная Анна -		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 117 страниц, 23 рисунка, 26 таблиц, 70 источников.

Ключевые слова: рифтогенные структуры, Усть-Ленский полирифт, пояс нефтегазонакопления, море Лаптевых, Сибирская платформа, Лено-Тунгусская нефтегазоносная провинция, аномальное геофизическое поле, геофизические исследования скважин.

Объект исследования: геолого-геофизическая информация о месторождениях, локализованных в пределах и окрестности Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, контролируемого одноименным полирифтом.

Цель работы: выявить особенности строения и условия локализации Абаканского, Собинского, Атовского, Ковыктинского, Ярактинского, Талаканского и Чаяндинского месторождений углеводородов на основании результатов анализа геолого-геофизических данных.

Дипломная работа является результатом трехлетних исследований автором Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления. Она включает анализ рифтогенных структур шельфа моря Лаптевых, обоснование причин отсутствия на его территории выявленных месторождений углеводородов, анализ закономерностей отражения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления в региональных геофизических полях, анализ геолого-геофизического строения и условий локализации месторождений, контролируемых Усть-Ленским полирифтом, обоснование косвенных признаков нефтегазоносности зон, испытывающих влияние полирифта.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение» определен бюджет научно-исследовательской работы, который составил 378836 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены вопросы обеспечения безопасности научного сотрудника на рабочем месте.

ESSAY

The graduation work includes 117 pages, 23 figures, 26 tables, 70 sources.

Key words: rift structures, the Ust-Lensky polyrift, the oil and gas accumulation belt, the Laptev Sea, Siberian platform, the Lena-Tunguska petroleum province, anomalous geological field, geophysical well logging.

The object of study is geological and geophysical information about hydrocarbon deposits localized within boundaries of the Ust-Lensky oil and gas accumulation belt that controlled by the same-name polyrift.

The purpose of study is determining structural features and localization conditions of Abakanskoe, Sobinskoe, Atovskoe, Kovyktinskoe, Yaraktsinskoe, Talakanskoe and Chayandinskoe deposits.

The graduation work is a result of three-year research by the author of the Ust-Lensky oil and gas accumulation belt. The research includes analysis of the Laptev Sea shelf rift structures; reasons for the absence of identified hydrocarbon deposits on its territory; analysis of the Ust-Lensky polyrift reflection in regional geophysical fields; analysis of the geological and geophysical structure and localization conditions of deposits controlled by polyrift, substantiation of oil and gas occurrence signs of zones influenced by polyrift.

In the section “Financial management, resource efficiency, resource saving” the research budget was calculated. The budget amounted to 378,836 rubles.

In the section “Social responsibility”, the safety issues at the workplace are considered.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- АЗС – Ангарская зона складок;
- АК – акустический каротаж;
- АКШ – акустический каротаж широкополосный;
- БК – боковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- БМК – боковой микрокаротаж;
- ВАГТ – всесоюзный аэрогеологический трест;
- ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное
изопараметрическое зондирование;
- ВИЭР – высококонцентрированный инвертный эмульсионный раствор;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ВСЕГЕИ - всероссийский геологический институт;
- ГВК – газоводяной контакт;
- ГГК – гамма-гамма каротаж;
- ГГК-п – гамма-гамма каротаж плотностной;
- ГДК – гидродинамический каротаж;
- ГИС – геофизические методы исследования скважин;
- ГК – газовый конденсат;
- ГК – гамма-каротаж;
- ГКМ – газоконденсатное месторождение;
- ГНК – газонефтяной контакт;
- ГРР – геологоразведочные работы;
- ГТИ – геолого-технологические исследования;
- ГУ – государственный университет;
- ДС – диаметр скважины;
- ЗМС – зона малых скоростей;
- ЗНГ – зона нефтегазонакопления;
- ИБР – известково-битумный раствор;

ИК – индукционный каротаж;
КВ – кавернометрия;
КС – каротаж сопротивлений;
МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
НГК – нейтронный гамма-каротаж;
НГК – нефтегазоносный комплекс;
НГК – нефтегазоконденсат;
НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;
НГМТ – нефтегазоматеринская толща;
НГН – нефтегазонакопление;
НГО – нефтегазоносная область;
НГП – нефтегазоносная провинция;
ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;
ОПК – опробование пластов испытателем на кабеле;
ПГО – производственное геологическое объединение;
СГК – спектральный гамма-каротаж;
СКО – отбор образцов пород сверлящим кернаотборником;
СНГ – содружество независимых государств;
СНГР – самостоятельный нефтегазоносный регион;
СП – Сибирская платформа;
УВ – углеводороды;
УЭС – удельное-электрическое сопротивление;
ФГМ – физико-геологическая модель;
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ ПО ПРОБЛЕМЕ	16
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ	22
2.1 Географо-экономический очерк	22
2.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	24
3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	28
3.1 Литолого-стратиграфический разрез	28
3.2 Тектоника	33
3.3 Нефтегазоносность	36
3.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазоносных комплексов	40
3.5 Сейсмогеологическая характеристика	42
4. АНАЛИЗ ПРОВОДИМЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	45
5. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УСТЬ-ЛЕНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ	51
5.1 Априорная физико-геологическая модель объекта исследования	51
5.2 Обоснование актуальности, цели, задач и методики исследований	57
5.3 Результаты исследований	59
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	75
6.1 Оценка перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	75
6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	75
6.1.2 SWOT анализ	76
6.2 Планирование научного исследования	78
6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	78
6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования	79
6.3 Бюджет научного исследования	81
6.3.1 Расчет материальных затрат НИР	82
6.3.2 Расчет затрат на амортизацию	83

	13
6.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей НИР	84
6.3.4 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей НИР	86
6.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды	86
6.3.6 Расчет накладных расходов	87
6.3.7 Бюджет научно-исследовательской работы	88
6.4 Определение финансовой и ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности научного исследования	88
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	93
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	93
7.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны	95
7.2 Производственная безопасность	96
7.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	97
7.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	101
7.3 Экологическая безопасность	102
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	103
7.4.1 Анализ ЧС, которых могут возникнуть на рабочем месте	103
7.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	109

ВВЕДЕНИЕ

Согласно «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года», наряду с развитием традиционных центров нефтегазодобычи, идет освоение новых месторождений углеводородов в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне. В рамках стратегии, огромное внимание уделяется раскрытию нефтегазового потенциала Сибирской платформы, где уже открыто множество различных по запасам, в том числе уникальных месторождений углеводородов, а результаты геологоразведочных работ показывают, что в регионе имеются резервы их прироста.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы являются месторождения, локализованные в пределах и окрестности Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, контролируемого одноименным полирифтом.

Целью работы является выявление особенностей строения и условий локализации Абаканского, Собинского, Атовского, Ковыктинского, Ярактинского, Талаканского и Чайдинского месторождений углеводородов на основании результатов анализа геолого-геофизических данных о Усть-Ленской зоне нефтегазонакопления.

Перед исследованием стоят следующие задачи:

- Выявить соотношение Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления и рифтогенных структур шельфа моря Лаптевых;
- Определить закономерности отражения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления в региональных геофизических полях;
- Выявить особенности геолого-геофизического строения и условий локализации месторождений, контролируемых Усть-Ленским полирифтом;
- Сделать выводы о схожести и различиях строения месторождений, сформулировать модель генерации углеводородов на территории полирифта;
- Вывести косвенные признаки нефтегазоносности зон, испытывающих влияние полирифта.

Для анализа в работе используется следующая геолого-геофизическая информация: карты аномальных гравитационного и магнитного полей, геологические и структурные карты, результаты геофизических исследований на Абаканском газовом месторождении и на Атовском нефтегазоконденсатном месторождении, производственные отчеты и атласы, опубликованная литература и научные статьи по теме работы.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проводятся оценка перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, планирование и формирование бюджета исследования, определение его финансовой и ресурсной эффективности.

В разделе «Социальная ответственность» рассматриваются специальные правовые нормы трудового законодательства, проводится анализ вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды, дается заключение по обеспечению экологической безопасности, анализируются возможные чрезвычайные ситуации на месте проведения исследования.

1. АНАЛИЗ ОПУБЛИКОВАННЫХ ДАННЫХ ПО ПРОБЛЕМЕ

Исследование автором Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления берет свое начало с шельфа моря Лаптевых [68].

В условиях падающей добычи углеводородов на легкодоступных для освоения территориях, Арктический шельф стал рассматриваться многими авторами (Ампиров Ю.П., Гаврилов В.П., Заварзина Г.А., Виноградов В.А. и др.) как крупнейший источник восполнения сырьевой базы России. По данным [1], в шельфе Арктических морей содержится порядка 40% от мировых запасов углеводородов. Россия, при этом, обладает самой большой по протяженности шельфовой зоной, но ее геолого-геофизическая изученность на сегодняшний день остается крайне слабой [2].

Шельф моря Лаптевых для исследования был выбран по той причине, что, не смотря на прогнозируемую нефтегазоносность, в этой зоне отсутствуют выявленные месторождения и пробуренные скважины, в силу чего все прогнозы о перспективности этого района делаются только на основании геофизических исследований. Для района характерны повышенная сейсмическая активность в районе хребта Гаккеля и наблюдаемая с космоса дегазация из недр Земли. Изучение и систематизация геофизических, геодинамических и геологических особенностей шельфа моря Лаптевых, а также выявление возможных причин этих особенностей по мнению автора могут приблизить научное сообщество к решению проблем нефтегазоносности этой территории.

Базовыми материалами для исследования послужили труды Заварзиной Г.А., Гаврилова В.П., Аветисова Г.П., Мельникова Н.В., Кима Б.И., Милановского Е.Е., Ампилова Ю.П. и других ученых.

Аветисов Г.П. в своих трудах [3, 4] описывает сейсмичность Лаптевоморского шельфа. Согласно данным, приведенным в его статьях, от глубоководной части Арктического бассейна до шельфа моря Лаптевых протягивается линейная сейсмоактивная зона, являющаяся фрагментом глобального сейсмического пояса срединно-океанических хребтов,

трассирующего дивергентные границы двух крупных литосферных плит – Евразийской и Североамериканской. В глубоководной части Северного Ледовитого океана эта зона приурочена к гребню хребта Гаккеля.

Заварзина Г.А. в своей диссертации [5] на основании сеймостратиграфического и сейсмофациального анализа, а также с учетом гравиразведочных и магниторазведочных данных предлагает модель геологического строения западной части шельфа моря Лаптевых. Модель включает в себя стратиграфическую схему региона, структуру осадочного чехла, выделение зон, благоприятных для аккумуляции углеводородов, а также качественную оценку перспектив нефтегазоносности. В работе высказано предположение о том, что структура бассейна определена рифтогенной системой грабенов и горстов.

Под рифтом понимается крупная линейная тектоническая структура, образованная при горизонтальном растяжении, разрыве или расширении земной коры. Протяженность рифта составляет сотни и тысячи, а ширина – десятки и сотни километров. Под рифтогенной системой, в свою очередь, понимается тектоническая зона полосовидной формы, сопровождаемая линейными грабенами и разломами. Иначе говоря, рифтогенная система – это цепочка из нескольких рифтов.

Для рифтогенных систем характерен ряд особенностей [6]:

- Повышенные тепловые потоки;
- Повышенная сейсмичность;
- Интенсивные отрицательные гравитационные аномалии;
- Вздутие земной коры.

Рифтогенным системам в центральных частях океанов соответствуют срединно-океанические хребты, такие, как ранее упомянутый хребет Гаккеля. Благодаря исследованиям Аветисова Г.П. и Заварзиной Г.А. автором были сделаны выводы о влиянии хребта Гаккеля на условия формирования нефтегазоносных комплексов Лаптевоморского шельфа.

Срединно-океанические хребты подступая к материку не прекращают свое существование, а продолжают там в виде зон континентального рифтогенеза [7]. Хребет Гаккеля имеет торцевое сочленение с Лаптевоморской континентальной окраиной и вопрос о его материковом продолжении на сегодняшний день остается обсуждаемым.

Гаврилов В.П. в своих научных работах [1] вводит понятие «поясов нефтегазонакопления», при выделении которых руководствуется причинами их происхождения и развития. Таким образом, генетически связываются между собой процессы образования и накопления углеводородов в земной коре с геодинамической эволюцией литосферы.

Пояс нефтегазонакопления – «это ассоциация территориально близких нефтегазоносных бассейнов (провинций или областей), в пределах которых образование и накопление нефти и газа протекало под влиянием определяющего геодинамического режима недр» [1].

Гавриловым В.П. прогнозируется Лаптевский (Анабаро-Лаптевский) рифтогенный субпояс нефтегазонакопления внутриконтинентального типа (рис. 1). Этот пояс расположен на стыке Сибирского кратона и эпимезозойской Лаптевской плиты. Срединно-океанический хребет Гаккеля и рифтовая долина Северного Ледовитого океана, вторгающаяся в дельту реки Лена, являются его продолжением. Нефтегазоносность пояса подтверждается непромышленными залежами нефти, высвобождением метана из газогидратов, наблюдаемым из космоса, установленными аномальными зонами в донных осадках с высоким содержанием углеводородных газов.

По мнению ряда исследователей (Ким Б.И., Лазуркин Д.В., Конторович А.Э., Конторович В.А.), западная часть моря Лаптевых представляет собой северное продолжение Сибирской платформы [8, 9]. Эту теорию подтверждают сейсмические материалы (рис. 2). Это дает право полагать, что перспективы нефтегазоносности акватории связаны преимущественно с верхнепротерозойско-палеозойскими отложениями, а также обосновывает продолжение Лаптевского субпояса вглубь Сибирского кратона.

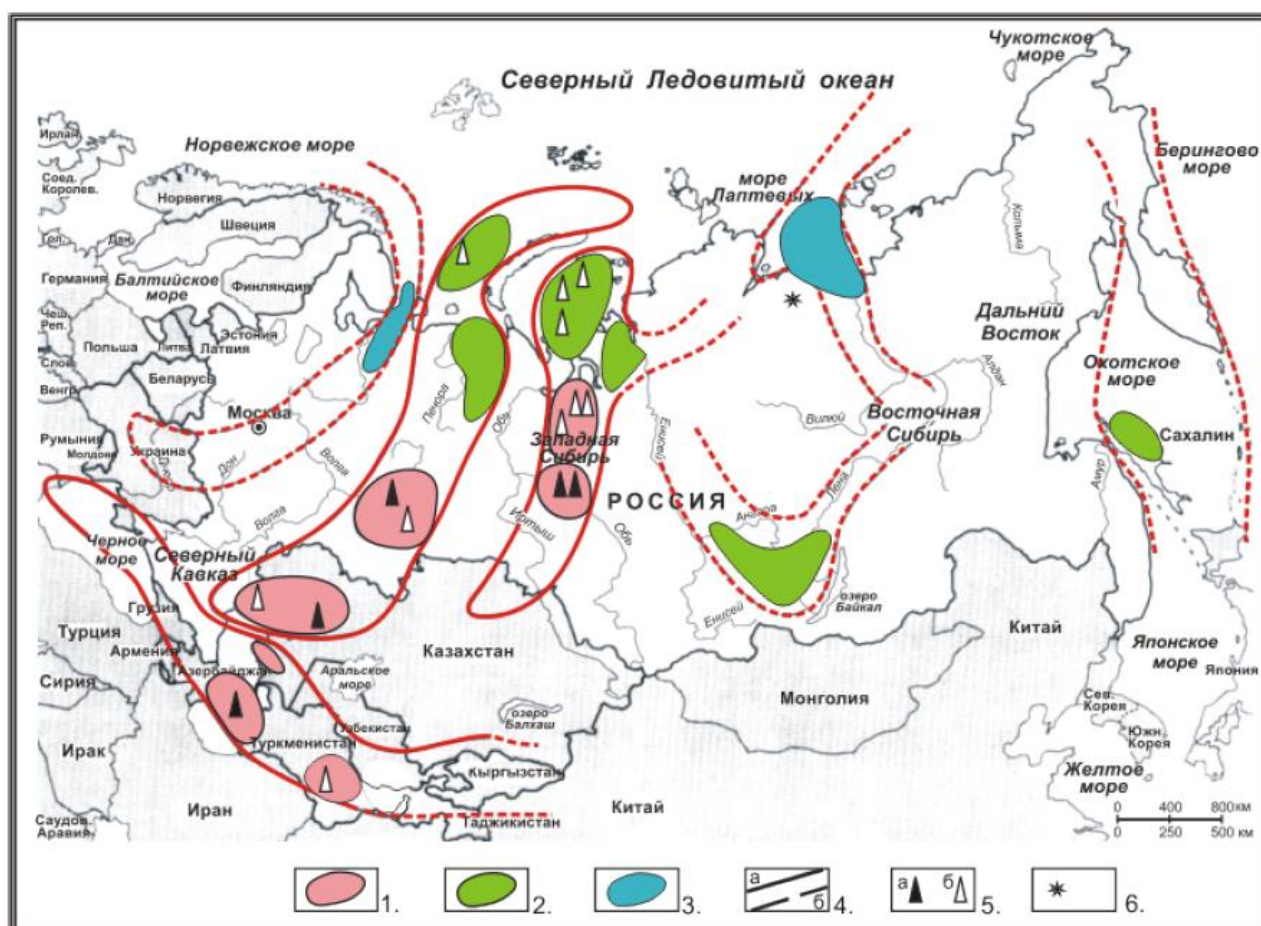


Рисунок 1 – Пояса нефтегазонакопления России и прилегающих стран СНГ (по В.П. Гаврилову). Условные обозначения: 1 – установленные и освоённые центры нефтегазонакопления; 2 – выявленные, но в полной мере не освоённые центры нефтегазонакопления; 3 – прогнозируемые центры нефтегазонакопления; 4а – контуры поясов нефтегазонакопления; 4б – контуры прогнозируемых поясов нефтегазонакопления; 5а – месторождения нефти; 5б – месторождения газа; 6 – Оленекское месторождение тяжелой нефти и битумов.

Одной из наиболее значимых структур Лаптевоморского шельфа, имеющих континентальное продолжение, является Усть-Ленский грабен (полирифт), сложенный мощным комплексом осадочных образований. Усть-Ленский грабен обладает очень значительной протяженностью при ширине около 30-40 км от устья Лены до материкового склона, где, предположительно, сливается с хребтом Гаккеля. Для грабена характерно приближенное положение мантии, что создает мощный прогрев чехла.

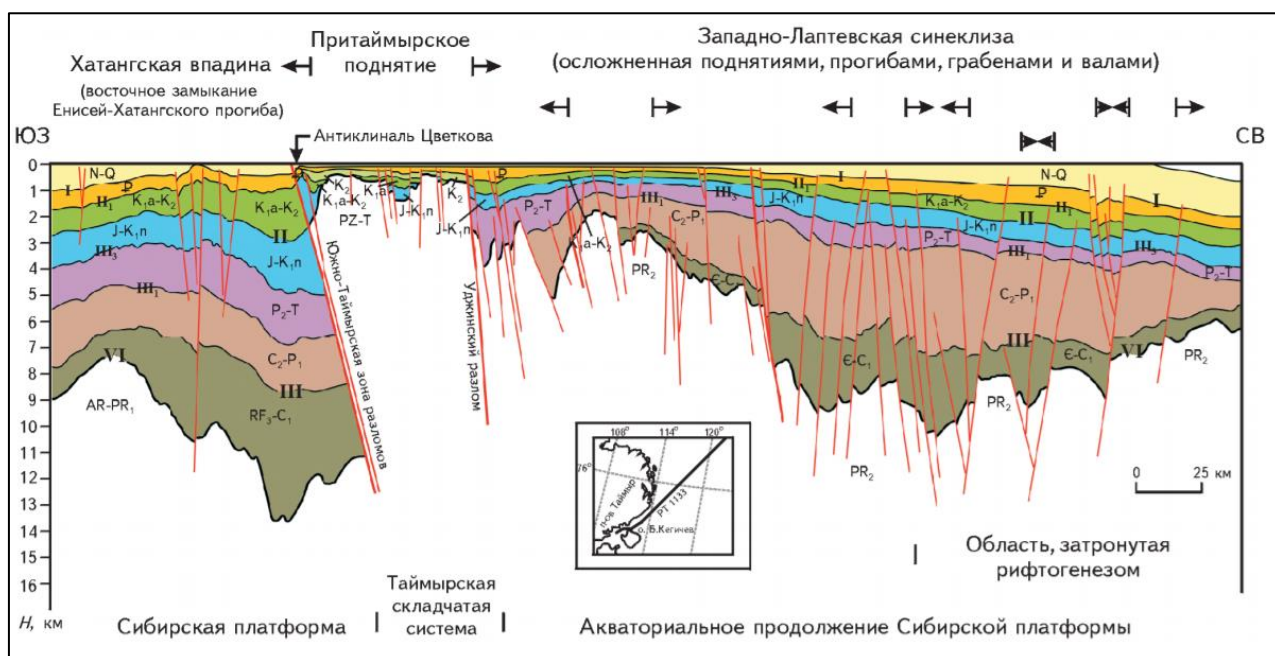


Рисунок 2 – Сейсмогеологический разрез по региональному профилю МАГЭ РТ1133 (по Б.И. Киму)

Таким образом, углубленное изучение тектонических структур Лаптевоморского шельфа и поясов нефтегазонакопления позволило расширить область научных интересов и обратить внимание на континентальное продолжение Лаптевского субпояса, формируемого вокруг Усть-Ленского полирифта – Усть-Ленский пояс нефтегазонакопления [69, 70].

Рифтогенная структура Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления благотворно влияет на формирование крупных зон нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, так как является областью повышенной проницаемости.

Зоны нефтегазонакопления Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции были детально рассмотрены Мельниковым Н.В. [10, 11]. Под зоной нефтегазонакопления понимается «группа месторождений, связанная общностью нефтегазоносных свит, сходством формы залегания слоев, приуроченностью к определенным крупным структурным или седиментационно-денудационным единицам». В пределах Лено-Тунгусской НПП есть намеченные зоны нефтегазонакопления, где размещены региональные

геологоразведочные работы на нефть и газ, а также выявленные и установленные зоны нефтегазонакопления, являющиеся территориями размещения поисковых и разведочных работ на углеводороды (рис. 3).

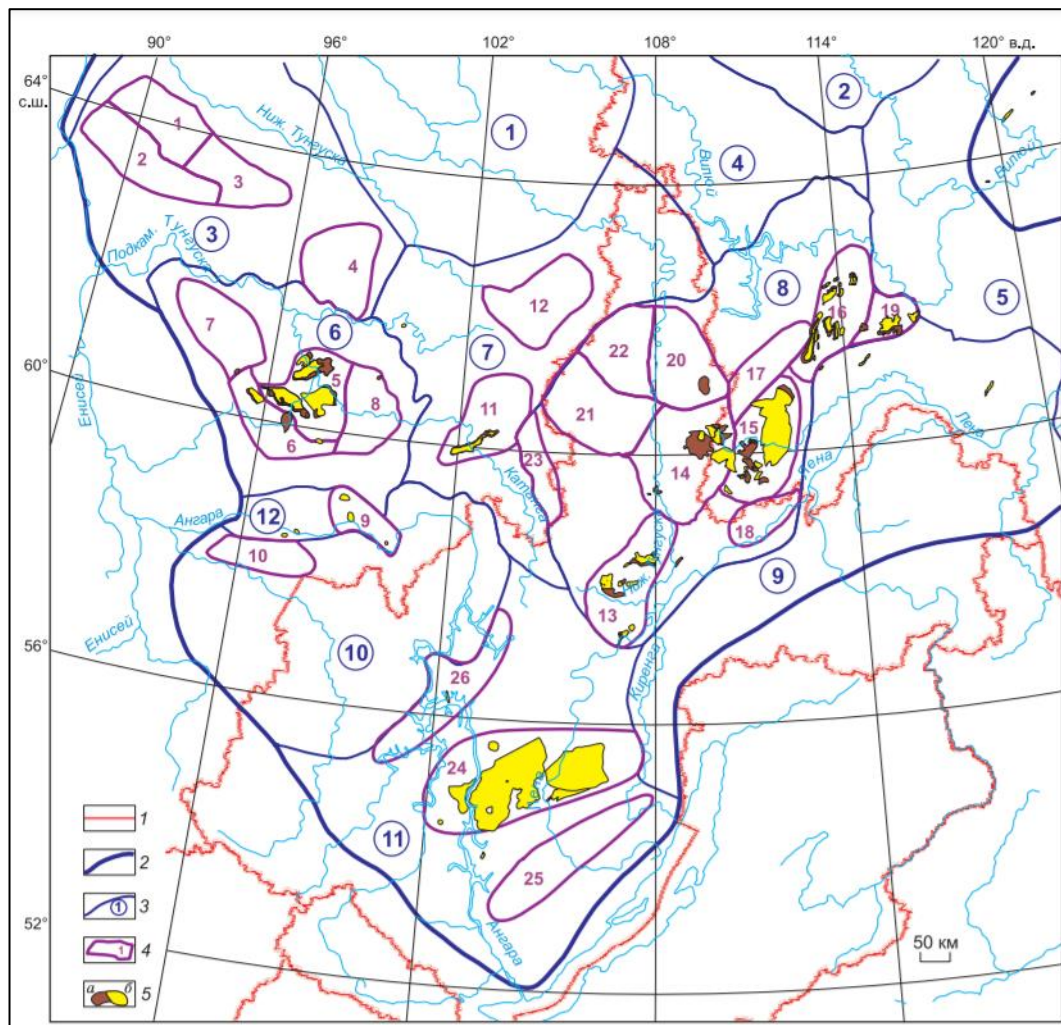


Рисунок 3 – Карта зон нефтегазонакопления в южной части Лено-Тунгусской провинции (по Н.В. Мельникову). Условные обозначения: 1-3 – границы: 1 – административные, 2 – Лено-Тунгусской провинции, 3 – нефтегазоносных областей; 4 – зоны нефтегазонакопления; 5 – месторождения: нефтяные (а), газовые (б).

Комплексное изучение месторождений Усть-Ленского рифтогенного пояса нефтегазонакопления позволит сформулировать модель генерации углеводородов на его территории и вывести косвенные признаки нефтегазоносности зон, испытывающих его влияние.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Географо-экономический очерк

Настоящая дипломная работа посвящена анализу геологической и геофизической информации о месторождениях углеводородов, расположенных в пределах и окрестности Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления (зоны полирифта), который берет свое начало у шельфа моря Лаптевых и протягивается до устья Лены. Основное внимание в работе оказывается его южной части – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рис. 4), которая, в свою очередь, охватывает большую часть Сибирской платформы.



Рисунок 4 – Карта размещения нефтегазоносных провинций России и прилегающих стран СНГ (по К.И. Багринцевой)

Административно Лено-Тунгусская НГП занимает территории центральных и северных районов Красноярского края, западных и северных частей Иркутской области, западной части Якутии. Ее площадь составляет 2800 тысяч км² [12]. В работе рассмотрены такие месторождения, как Ковыктинское, Ярактинское, Атовское (Иркутская область), Собинское, Абаканское (Красноярский край), Талаканское, Чаяндинское (Республика Саха).

Географически Лено-Тунгусская НГП расположена на территории Среднесибирского плоскогорья, которому присуще чередование широких плато и кряжей. Абсолютные высоты в пределах объекта исследования достигают отметок в 700-1000 метров в районе Ангарского кряжа, 400-600 метров в районах водоразделов Нижней Тунгуски, Ангары, Лены.

Большая часть провинции находится в зоне тайги и отличается заболоченностью. Растительность представлена хвойными лесами из кедра, лиственницы, пихты, сосны и ели. Залесенность территории составляет 90-95%.

Многолетняя мерзлота на территории Лено-Тунгусской НГП развита практически повсеместно. Количество льда от общего объема породы достигает 10-15%.

Климат на территории провинции резко континентальный с холодной продолжительной зимой и жарким летом. Самый холодный месяц – январь со средней температурой воздуха днем минус 18-23°С и ночью минус 30-35°С. Самый жаркий месяц – июль, температура воздуха в среднем составляет плюс 20-25°С. Продолжительность периода с отрицательными температурами составляет 180-200 дней, периода с устойчивыми морозами – 140-150 дней. Годовая сумма атмосферных осадков составляет 300-400 мм.

На юге провинции доступны такие пути сообщения, как железные дороги и реки, на севере – только реки. Немаловажным фактом является наличие на территории объекта исследования крупнейшего магистрального газопровода «Сила Сибири», протяженность которого в настоящее время составляет около 3000 километров [13].

2.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

В 1933 году студент Московского нефтяного института Василий Сенюков, проводя маршрутно-геологическую съемку в бассейне реки Толба – правого притока Лены, обнаружил обломки битуминозных доломитов. После, в 1935 году он выдвинул предположение о наличии нефтяных залежей в кембрийских отложениях Сибирской платформы и предложил начать разведку углеводородов в северном Прибайкалье, встретив поддержку таких ученых как И.М. Губкин и В.А. Обручев [14]. Так началась история освоения Восточной Сибири.

В период с 1947 по 1956 год силами ВСЕГЕИ, ВАГТ, Иркутского ГУ и Красноярского ГУ были проведены мелкомасштабные геологосъемочные работы, по результатам которых были составлены первые государственные геологические карты и отчеты о геоморфологии, стратиграфии, тектонике и полезных ископаемых Восточносибирского региона. Наряду с мелкомасштабными работами, в период с 1947 по 1980 год проводилось геологическое картирование среднего масштаба [62-64]. Благодаря этим работам был открыт ряд крупных месторождений углеводородов. К примеру, в 1962 году в 90 км от Усть-Кута было открыто Марковское НГКМ, в 1975 году – Братское ГКМ, а в 1977 году – Атовское НГКМ. На сегодняшний день более 70% Сибирской платформы покрыто геологосъемочными работами масштаба 1:1000000 и около 60% - масштаба 1:200000 [15]. Наименее изученной территорией остается северная часть Сибирской платформы.

С 1962 года на юге Сибирской платформы были начаты гравиметрические работы мелкого масштаба. Работы проводились Гравиметрической экспедицией №3 и ПГО «Иркутскгеофизика». По результатам интерпретации аномалий гравитационного поля были построены тектонические схемы, отражающие гетерогенное строение кристаллического фундамента региона [62]. Гравиметрическая съемка масштаба 1:200000 была начата одновременно с мелкомасштабной съемкой. К настоящему времени вся

территория Сибирской платформы покрыта гравиметрической съемкой масштаба 1:1000000 и только около 14% – среднего масштаба 1:200000 [15].

В 1960-х годах в районе Присаяно-Енисейской синеклизы были начаты структурные электроразведочные и сейсморазведочные работы с сопровождающим бурением с целью поисков нефти и газа. В дальнейшем они были смещены на север Иркутской области. Результатом этих работ стало выявление в восточной части Сибирской платформы более двух десятков проявлений углеводородов, в том числе 14 месторождений нефти и газа, часть из которых с богатыми промышленными запасами (Ковыктинское, Верхнечонское). В пределах таких крупных структур, как Присаяно-Енисейская синеклиза, Ангаро-Ленская ступень и Непско-Ботуобинская антеклиза, занимающих площадь более 500 тысяч км², методами электроразведки и сейсморазведки среднего масштаба покрыто более 60% территории [63].

В 1970-1978 годах на юге Сибирской платформы силами «Космоаэрогеологической экспедиции №3», ПГО «Красноярскгеология», ПГО «Аэрогеология» стало активно проводиться аэрофотогеологические и космофотогеологическое картирование с целью изучения структурно-тектонического строения регионов, выделения кольцевых структур и аномалий, выделения площадей развития траппового магматизма, установления площадей первоочередной значимости и выработки рекомендаций для дальнейших геологоразведочных работ на их территории. К 1990 году более 50% Лено-Тунгусской НГП было заснято крупномасштабной аэромагнитной съемкой. На сегодняшний день вся территория Сибирской платформы покрыта аэромагнитной съемкой среднего масштаба [15].

Из вышесказанного можно сделать следующий вывод. Несмотря на то, что перспективность региона выявлена и подтверждена много лет назад, его геолого-геофизическая изученность остается крайне неравномерной: наибольший объем геофизических, буровых и сейсмических работ проведен на юге Сибирской платформы (рис. 5). Далее рассмотрим более подробно изученность Лено-Тунгусской провинции.

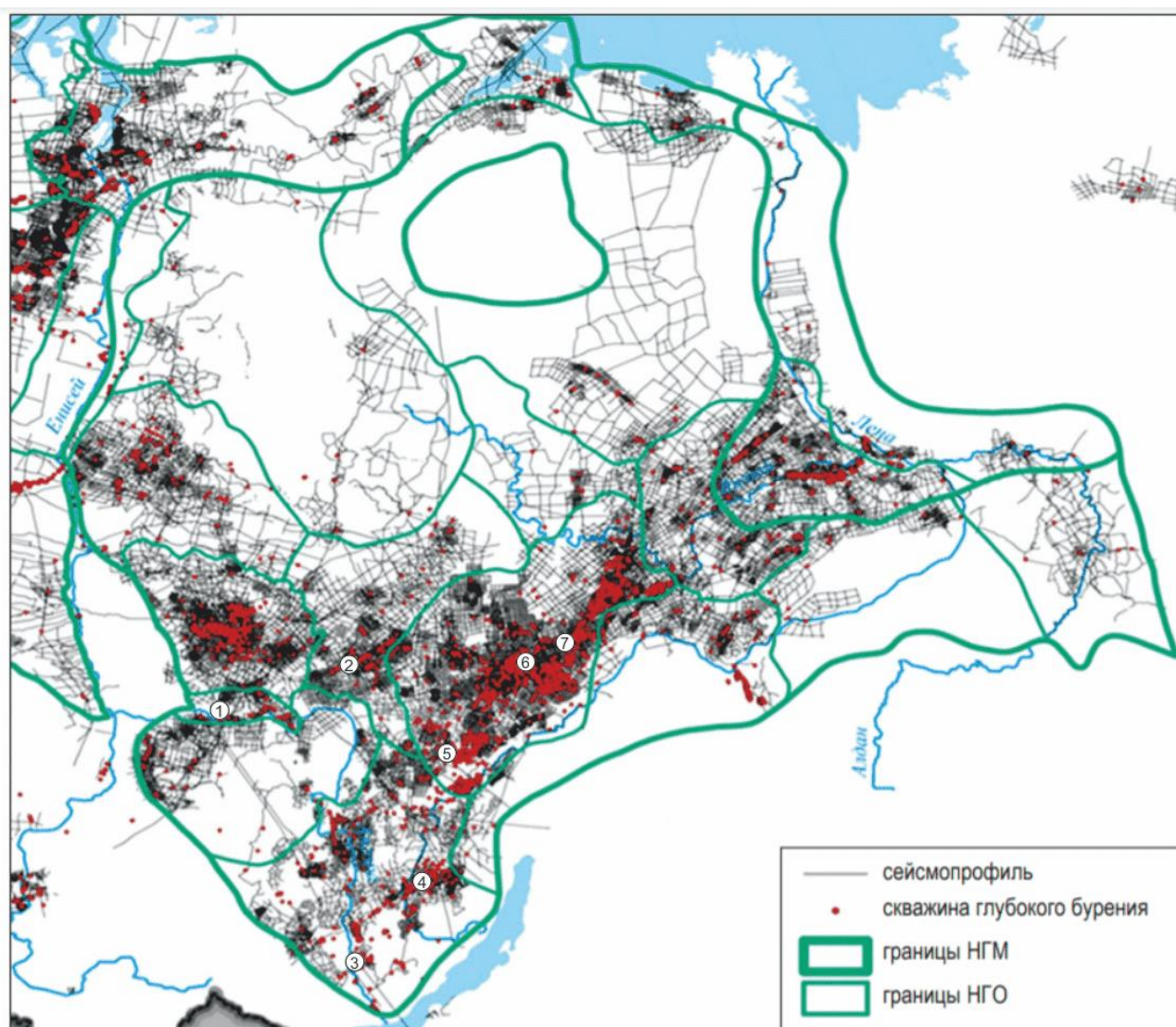


Рисунок 5 – Изученность Сибирской платформы сейсмическими работами и бурением (по В.С. Старосельцеву). Месторождения УВ: 1 – Абаканское, 2 – Собинское, 3 – Атовское, 4 – Ковыктинское, 5 – Ярактинское, 6 – Талаканское, 7 – Чаяндинское.

Все месторождения, рассматриваемые в дипломной работе, расположены на юге Лено-Тунгусской НПП. По данным [16], на 2019 год объем площадных сейсмических исследований методом общей глубинной точки в пределах провинции не превышает 100 тысяч километров. Количество опорных и параметрических скважин – 253 штуки, общий объем параметрического бурения – 620 тысяч метров. Количество поисковых и разведочных скважин в пределах провинции – более 1500 единиц, объем глубокого бурения – 3,6 млн метров.

На территории Лено-Тунгусской НГП выделяется пятнадцать нефтегазоносных областей и два самостоятельных нефтегазоносных региона. Месторождения, рассматриваемые в дипломной работе, относятся к следующим из них: Нижнеангарский СНГР (Абаканское ГМ), Катангская НГО (Собинское НГКМ), Ангаро-Ленская НГО (Атовское НГКМ, Ковыктинское КГМ), Непско-Ботуобинская НГО (Ярактинское НГКМ, Талаканское НГКМ, Чаяндинское НГКМ). Рассмотрим их изученность глубоким бурением и сейсморазведочными работами [63, 64].

Наиболее изученной сейсморазведкой и бурением является Непско-Ботуобинская НГО. На ее территории пробурено около 700 скважин, плотность бурения составляет $7,72 \text{ м/км}^2$. Подавляющий объем исследований смещен на восток области.

На территории Ангаро-Ленской НГО пробурено более 400 глубоких скважин, плотность бурения составляет $4,34 \text{ м/км}^2$. В пределах НГО отработано более 57 тысяч км сейсмических профилей. Средняя плотность изученности территории сейсморазведочными работами составляет $0,25 \text{ км/км}^2$. Наиболее исследованными являются центральные районы области.

Территория Катангской НГО изучена бурением в меньшей степени. В пределах области пробурено около 70 глубоких скважин, изученность территории составляет $1,5 \text{ м/км}^2$.

Самым малоизученным является Нижнеангарский СНГР. На его территории пробурено около 20 скважин.

Подводя итог, можно сказать, что несмотря на то, Лено-Тунгусская провинция является наиболее изученной частью Сибирской платформы, ее ресурсный потенциал не раскрыт в полной мере. Даже на территориях наиболее изученных нефтегазоносных областей, таких как Непско-Ботуобинская и Ангаро-Ленская, остаются неисследованными огромное количество перспективных площадей. В силу этого факта остается актуальным анализ имеющихся геолого-геофизических данных об открытых месторождениях для прогнозирования новых нефтегазоносных районов по принципу аналогии.

3. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1 Литолого-стратиграфический разрез

В строении Сибирской платформы выделяются архейско-протерозойский складчатый кристаллический фундамент и залегающий на нем осадочный рифейско-фанерозойский чехол. На юге Лено-Тунгусской НГП фундамент выступает на поверхность лишь в районе Шарыжалгайского горста, являющегося краевым юго-западным поднятием Сибирской платформы. На остальной территории фундамент перекрыт осадочными отложениями, мощность которых варьируется от 2,5-3 до 10-12 км [62].

Ниже приводится характеристика основных стратиграфических подразделений района исследований, согласно официальной стратиграфической схемы, принятой межведомственным стратиграфическим комитетом России.

Рифейский комплекс. Рифейские отложения образуют два структурных яруса осадочного чехла: верхний и нижний [17].

Нижний ярус на территории объекта исследований представлен средне- и верхнерифейскими породами *седановской свиты* (RF_{2-3sd}), сопоставимой с камовской серией. Свита сложена серыми и красноватыми доломитами.

Верхний ярус представлен верхнерифейскими отложениями – аргиллитами зеленоватого цвета с прослоями алевролитов и песчаников *тулунской* (RF_{3tl}) и *тыптинской* (RF_{3tp}) свит, которые на юге Ангаро-Ленской ступени замещаются *олхинской* (RF_{3ol}) свитой, содержащей в своей средней части карбонаты. Мощность верхнерифейских отложений варьируется от 2000 метров до полного их отсутствия.

Венд-фанерозойский комплекс. Комплекс разделен на четыре структурных яруса: венд-силурийский, нижнекаменноугольный, среднекаменноугольно-пермский и триасовый. В разрезе южной части Сибирской платформы встречается только самый нижний – венд-силурийский.

Венд-силурийский ярус залегает на подстилающих отложениях рифея с резкими угловыми несогласиями. Структурный ярус включает отложения вендской, венд-нижнекембрийской и кембрийской систем [17].

К отложениям *вендской системы* относятся породы *мотской серии*, сложенной трансгрессивными осадками мелководного моря и разделенной на *непский (Vnp)*, *тирский (Vtr)*, и *даниловский (V-Є₁dn)* стратиграфические горизонты. Непский горизонт преимущественно терригенный, тирский – терригенно-сульфатно-карбонатный и даниловский – сульфатно-карбонатный. Непский и тирский горизонт объединяет *чорская свита (Včr)*.

Отложения непского горизонта *нижнечорской подсвиты (Včr₁)* представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Породы серые, темно- и зеленовато-серые. В нижней части подсвиты выделены базальный и боханский продуктивные горизонты, представленные кварц-полевошпатовыми песчаниками. В средней части подсвиты выделен шамановский пласт-коллектор, представленный кварцевыми среднезернистыми песчаниками. На территории Катангской седловины подсвиту замещает *ванаварская свита (Vvn)*, а в пределах Ангарской зоны складок – *алешинская (Val)* и *чистяковская (Včs) свиты*.

Отложения тирского горизонта *верхнечорской подсвиты (Včr₂)* представлены ритмичным переслаиванием песчаных и аргиллитовых пород коричневатого-красного цвета в нижней части и переслаиванием доломитов, глинистых доломитов, ангидрито-доломитов серой и темно-серой окраски в верхней части. В подошве подсвиты залегает парфёновский продуктивный горизонт, представленный кварцевыми, в основном мелкозернистыми песчаниками; а в кровле – ербогачонский продуктивный горизонт, представленный карбонатами. Аналогом подсвиты в пределах Катангской седловины является *оскобинская свита (Vos)*, а в пределах АЗС – *мошаковская (Vmš)* и *редколесная (Vrl) свиты*.

К *венд-нижнекембрийским* нерасчлененным отложениям относится верхняя часть даниловского горизонта мотской серии. Он включает в себя

отложения катангской, собинской и тэтэрской свит. Граница между вендской и кембрийской системами условно проводится по подошве тэтэрской свиты.

Отложения *катангской* (*Vkt*) и *собинской* (*Vsb*) свит, представляющие собой ритмичное переслаивание доломитов, глинистых доломитов и ангидрито-доломитов серого цвета, несогласно перекрывают породы верхнечорской подсвиты. В подошве катангской свиты выделяется преобразенский продуктивный горизонт, сложенный доломитами и глинистыми доломитами. В объеме *тэтэрской свиты* (*V-Є_{1tt}*) выделен усть-кутский продуктивный горизонт, представленный двумя пластами доломитов, серых, коричневатого- и тёмно-серых, участками окремнённых.

Нижний отдел кембрийской системы представлен сульфатно-карбонатной толщей, включающей в себя отложения усольской, бельской, булайской и ангарской свит.

Усольская свита (*Є_{1us}*) литологически сложена переслаиванием каменных солей, доломитов, ангидрито-доломитов, известняков, ангидритов серого, тёмно-серого цвета. *Нижнеусольская подсвита* (*Є_{1us1}*) согласно перекрывает отложения тэтэрской свиты и представлена доломитами с прослоями каменной соли. В *среднеусольской подсвите* (*Є_{1us2}*) выделяется осинский пласт-коллектор доломитов и доломито-ангидритов. В *верхнеусольской подсвите* (*Є_{1us3}*) выделяется балыхтинский продуктивный горизонт, сложенный трещиноватыми доломитами, тёмно-коричневатого-серыми, участками окремнёнными, с прослоями глинистых доломито-ангидритов. Мощность усольской свиты изменчива за счёт пластичных деформаций солей.

Отложения *бельской свиты* (*Є_{1bs}*) залегают согласно на породах усольской. По литологическим признакам свита подразделяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Ввиду однотонности состава нижняя и средняя подсвиты объединены. *Нижне-среднебельская подсвита* (*Є_{1bs1+2}*) сложена известняками, доломитизированными известняками, доломитами серыми, массивными, местами кавернозными с включениями гипса и ангидрита. В нижней части встречаются тонкие прослои каменной соли. В кровле

выделяется атовский продуктивный горизонт, состоящий из трещиноватых и кавернозных доломитов и известняков. К подошве подсвиты приурочен христофоровский продуктивный горизонт доломитов с прослоями известняков, доломито-ангидритов и глинистых доломитов. *Верхнебельская подсвита* (Є_{1bs3}) представлена переслаиванием каменных солей, грязно-серых, прозрачных, светло-розовых с доломитами, ангидрито-доломитами, известняками мелкозернистыми.

Булайская свита (Є_{1bl}) сложена доломитами мелкокристаллическими, массивными, плотными. В нижней части отмечаются прослои доломито-ангидритов, аргиллитов. В средней части свиты выделяется биркинский продуктивный горизонт.

Ангарская свита (Є_{1an}) делится на нижнеангарскую и верхнеангарскую подсвиты. *Нижнеангарская подсвита* (Є_{1an1}) сложена доломитами, глинистыми доломитами, доломитизированными мергелями с прослоями каменных солей, с включениями ангидритов. В верхней половине подсвиты выделяется бильчирский пласт-коллектор, состоящий из четырёх пластов массивных доломитов серых, известковистых разделенных прослоями каменных солей. *Верхнеангарская подсвита* (Є_{1an2}) сложена переслаиванием серых, темно- и коричневато-серых каменных солей, доломитов, доломито-аргиллитов и глинистых доломитов.

К нерасчлененным **нижним-средним отделам кембрия** относится *литвинцевская свита* (Є_{1-2lt}). В ее нижней части преобладают доломиты серые, коричневато-серые, иногда кавернозные, массивные с подчиненными прослоями каменных солей, глинистых доломитов, ангидритов, ангидрито-доломитов. Верхняя часть свиты представлена толщей каменных солей, доломитов, с прослоями известняков, глинистых доломитов и кварцевых карбонатных песчаников.

Нерасчлененным **средним-верхним отделам кембрия** соответствует *верхоленская свита* (Є_{2-3vl}), которая состоит из красноцветной толщи чередующихся между собой пластов песчаников, мергелей, алевролитов.

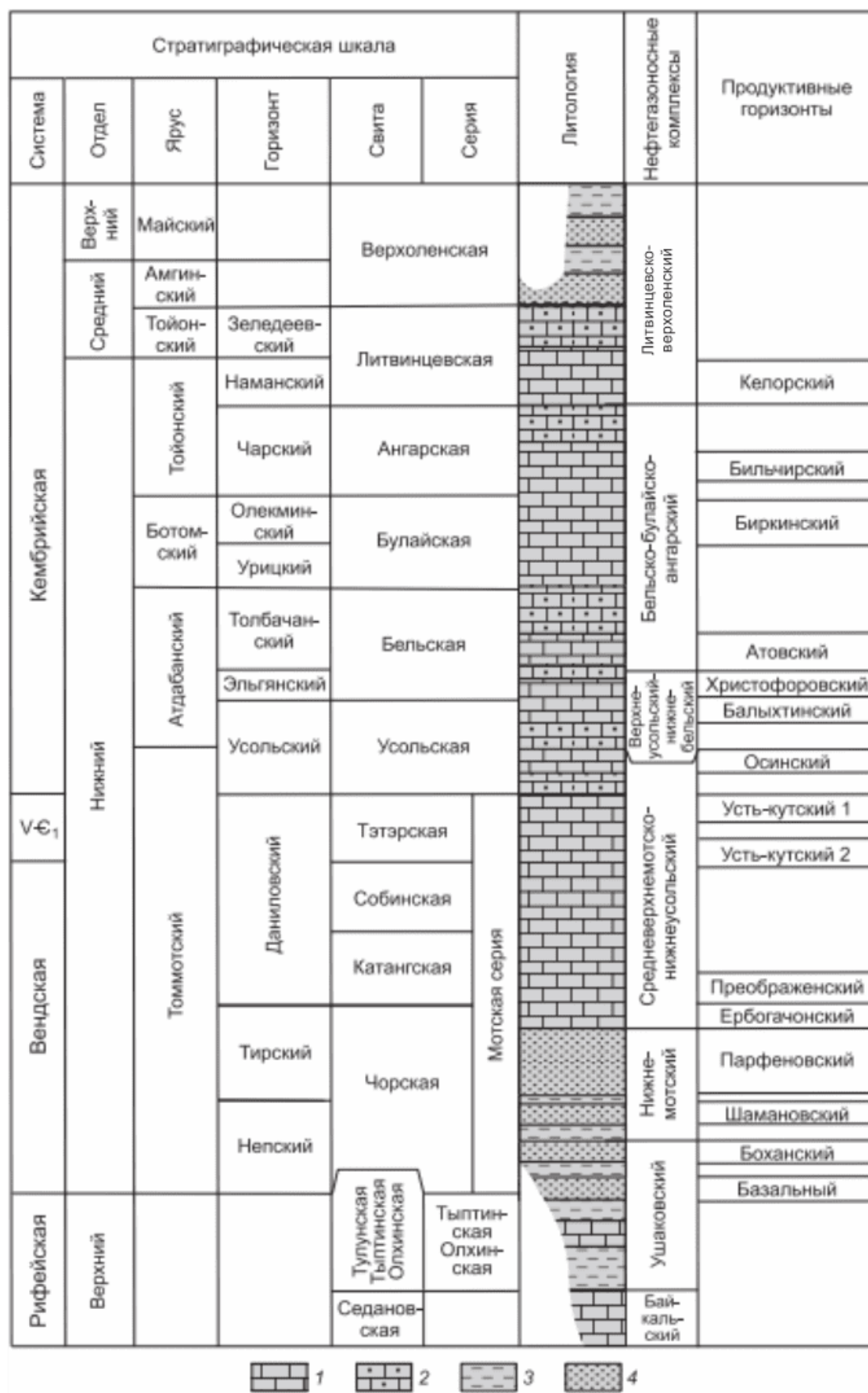


Рисунок 6 – Сводный литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла южной части Сибирской платформы. Условные обозначения: 1 – карбонатные, 2 – карбонатно-галитовые, 3 – аргиллитовые, 4 – песчаные породы.

3.2 Тектоника

В дипломной работе рассматриваются месторождения южной части Сибирской платформы, которые в тектоническом плане размещаются в пределах двух надпорядковых структур – Ангаро-Ленской ступени и Непско-Ботуобинской антеклизы, и двух структур I порядка – Ангарской зоны складок и Катангской седловины. Рассмотрим тектоническое строение Сибирского кратона в целом и вышеперечисленных тектонических структур в отдельности.

Сибирская древняя платформа представляет собой крупный участок земной коры, сложившийся уже к началу палеозоя, с относительно устойчивой консолидированной складчатостью, метаморфизмом и интрузиями. В фундаменте кратона преобладают образования архея и раннего-среднего протерозоя, представленные глубоко метаморфизованными гнейсами, кристаллическими сланцами и гранитами. В течение «доплитного» этапа развития платформа прошла стадию кратонизации и авлакогенную стадию [62].

Переход к плитной стадии совершился на Сибирской платформе в венде. Он выразился в замещении авлакогенов прогибами, с расширением последних до размеров синеклиз; затоплении морем промежуточных поднятий и их превращении в антеклизы; и в образовании сплошного платформенного чехла.

Сибирский кратон характеризуется сложным геологическим строением, которое связано широким с распространением разрывных нарушений, наличием траптовых интрузий и выраженной литолого-фациальной неоднородностью нижнепалеозойских, вендских и рифейских отложений [18, 19].

Ангаро-Ленская ступень, расположенная в самой южной части кратона, имеет неправильную угловато-извилистую форму и является промежуточной структурой между Присяно-Енисейской синеклизой на северо-западе, Катангской седловиной на севере, Непско-Ботуобинской антеклизой на северо-востоке, Предпатомским региональным прогибом на востоке и горными обрамлениями Байкальской складчатой области на юго-востоке и юго-западе. Ее площадь составляет около 225 тысяч км².

Ангаро-Ленская ступень представляет собой моноклираль со слабым погружением в северо-западном направлении. На фоне этой моноклинали вдоль правобережья реки Ангары выделяется целый ряд антиклинальных складок субмеридионального простираения, которые образуют зону Верхнеангарских дислокаций. В пределах Ангаро-Ленской ступени выделяются две структуры I порядка (Братский и Ковыктинский выступы), одна структура II порядка (Верхнеангарский структурный мыс) и ряд структур III порядка. В пределах Ковыктинского выступа расположено Ковыктинское месторождение, в пределах Верхнеангарского структурного мыса – Атовское месторождение.

Непско-Ботуобинская антеклиза расположена в юго-восточной части Сибирской платформы, ее площадь составляет около 235 тысяч км². На северо-востоке структура граничит с Ыгыаттинской впадиной, на юго-востоке с Предпатомским региональным прогибом, на юго-западе она переходит в Ангаро-Ленскую ступень, а на севере отделяется от Байкитской антеклизы Катангской седловиной.

Границы антеклизы имеют пликративно-дизъюнктивный характер. Наиболее нарушенной является граница на востоке, где наблюдается сложная система грабенов и горстов с высокими амплитудами смещения. Непско-Ботуобинская антеклиза осложнена двумя положительными структурами I порядка (Непский свод и Мирнинский выступ) и тремя положительными структурами II порядка (Умоткинский и Алтыбский структурный мысы и Усть-Кутское куполовидное поднятие). В пределах Непского свода расположены Талаканское и Чаяндинское месторождения углеводородов, в пределах Усть-Кутского куполовидного поднятия – Ярактинское месторождение.

Катангская седловина, как структура I порядка, выделена на юге Сибирской платформы. Ее площадь достигает 13 тысяч км². На севере она граничит с Курейской синеклизой, на востоке с Непско-Ботуобинской антеклизой, на юге с Ангаро-Ленской ступенью, а на западе с Присяно-Енисейской синеклизой, Ангарской зоной складок и Байкитской антеклизой.

Седловина осложнена положительной структурой II порядка – Собинско-Тэтэрским выступом, на котором локализовано Собинское месторождение.

Ангарская зона складок с юга ограничена Саяно-Енисейской синеклизой, с севера Байкитской антеклизой, а с востока – Катангской седловиной. Площадь структуры не превышает 10 тысяч км². В пределах АЗС выделяются локальные структуры III порядка, среди которых Абаканское куполовидное поднятие, на котором локализовано Абаканское месторождение.

Рассмотренные тектонические структуры являются самыми высококачественными по количеству углеводородов на юге Лено-Тунгусской провинции – в среднем 100 тысяч тонн/км² (рис. 7).

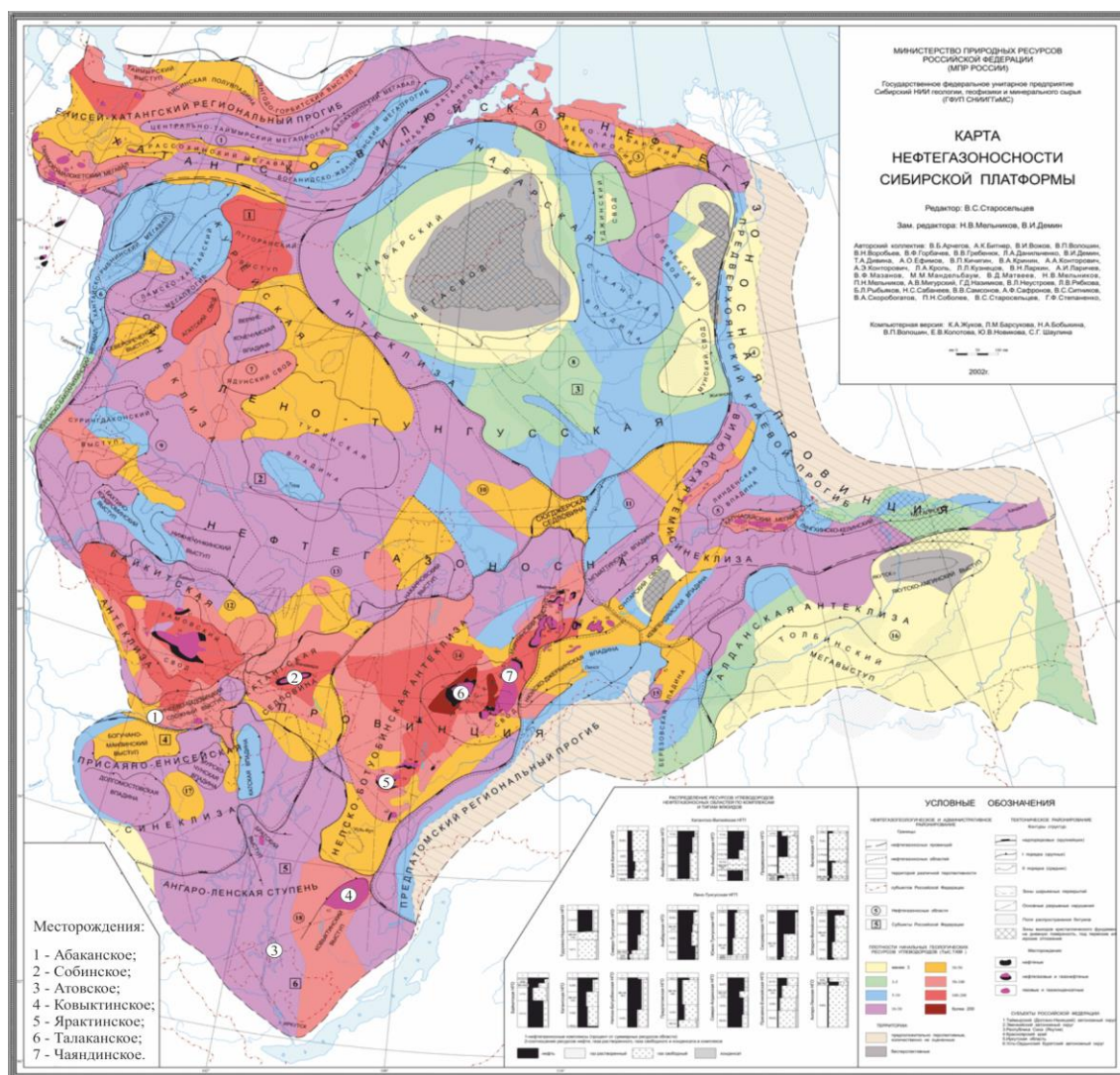


Рисунок 7 – Карта нефтегазоносности крупных тектонических структур Сибирской платформы (по В.С. Старосельцеву)

3.3 Нефтегазоносность

В настоящее время на юге Лено-Тунгусской НПП открыто более 80 месторождений углеводородов, содержащих около 330 залежей газа и около 250 залежей нефти. В пределах Ангаро-Ленской, Непско-Ботуобинской, Катангской и Байкитской НГО по данным [20] сосредоточено три четверти всех нефтегазоносных ресурсов провинции. Ангарская зона складок ранее была частью Байкитской НГО и только в 2010 году [21] выделена в Нижнеангарский СНГР. Рассмотрим основные критерии, оказавшие влияние на столь высокий ресурсный потенциал исследуемой части Сибирской платформы.

Степень перспективности любого нефтегазоносного объекта определяется следующими параметрами:

- Литология и мощность коллектора – чем выше пористость или трещиноватость коллектора и чем больше его мощность, тем большей перспективностью он обладает;
- Литология и мощность покрышки – чем больше плотность пород, слагающих покрышку, и чем больше их мощность, тем выше степень перспективности объекта;
- Расстояние до нефтегазоматеринской толщи – чем ближе коллектор расположен к НГМТ, тем больше перспективность объекта.

Осадочный чехол южной части Сибирской платформы обладает всеми параметрами, которые определяют высокие перспективы его нефтегазоносности.

В первую очередь, в разрезе широко развиты нефтегазоматеринские толщи, датируемые рифеем и концом раннего – началом среднего кембрия. Рифейская НГМТ, представленная карбонатными, сильно смятыми и осложненными многочисленными разрывами породами, обогащена углеводородом на 5-10%, а ее мощность в разрезе достигает 100-700 метров. Ранне-среднекембрийская НГМТ представлена битуминозными аргиллитами и содержит в себе от 18 до 22% органического углерода. Ее мощность составляет 70-200 метров [22].

Во-вторых, повсеместно на территории объекта исследования развиты сульфатно-галогенные отложения кембрия. Эти отложения выполняют роль регионального флюидоупора. Их мощность достигает 800 метров на территории Ангаро-Ленской ступени, что значительно препятствует миграции углеводородов из продуктивных толщ.

Основная причина образования столь мощных соленосных отложений – пониженные пластовые температуры и давления, так как при снижении термобарических параметров растворимость солей понижается. В свою очередь, причиной распространения пониженных пластовых давлений на юге Лено-Тунгусской провинции могут быть неоднократные региональные подъемы Сибирской платформы на этапе ее формирования, а пониженных температур – холодный палеоклимат, характеризующийся наличием ледников и толщи мерзлых пород [23].

В-третьих, на юге Лено-Тунгусской провинции нефтегазоносные комплексы развиты во всех древних осадочных образованиях. Для рифея характерен карбонатный НГК, для венда – терригенный, а для нижнего кембрия – галогенно-карбонатный.

На генерацию углеводородов в данном регионе огромное влияние оказал Усть-Ленский полирифт, так как является зоной повышенной проницаемости флюидов. В пределах его влияния локализованы уникальные по запасам углеводородов месторождения Ковыктинское и Чаяндинское.

Помимо полирифта на формирование углеводородов повлиял трапповый магматизм, распространенный на юге Сибирской платформы [20, 22]. Влияние траппов выразилось в ускоренном прогибании структур под воздействием огромной массы внедрившейся магмы, в термическом воздействии на вмещающие породы, в формировании новых путей миграции флюидов. Помимо вышеперечисленных эффектов, трапповый магматизм сильнее всего сказался на усложнении структурного плана юга Сибирской платформы. Как следствие, наиболее распространенными типами ловушек на этой территории являются литологически и тектонически экранированные.

В таблице 1 приводятся основные параметры рассматриваемых в дипломной работе НГО, оказывающие влияние на их нефтегазоносность.

Таблица 1 – Параметры исследуемых НГО, оказывающие влияние на их нефтегазоносность [20, 21]

Территория	Ангаро-Ленская НГО	Непско-Ботуобинская НГО	Катангская НГО	Нижнеангарский СНГР
Возраст нефтегазоносных комплексов	R, V, ϵ_1	V, ϵ_1	V	V
Максимальная мощность осадочного чехла, км	4	3	5	5
Мощность солей, м	600-800	250-500	200-500	200-500
Близость к Усть-Ленскому полирифту	в пределах	в пределах	в окрестности	в окрестности
Насыщенность траппами, %	0-5	5-10	0-15	5-20
Оценка геологических ресурсов УВ, млн т	4050	12060	4400	1200
Оценка извлекаемых ресурсов УВ, млн т	3800	5820	2370	1050

По данным таблицы 1 можно сделать следующие выводы:

– На юге Сибирской платформы продуктивны все древние отложения осадочного чехла, на юго-востоке – вендские и нижнекембрийские, на юго-западе – только вендские;

– Мощность соленосных отложений на территории каждой упомянутой НГО достаточна для предотвращения миграции углеводородов в верхлежащие литологические разности и их последующего рассеивания;

– НГО, расположенные в пределах Усть-Ленского полирифта, характеризуются как самые высокоресурсные на юге Лено-Тунгусской НГП.

В таблице 2 приведены основные параметры исследуемых в дипломной работе месторождений углеводородов, характеризующие их нефтегазоносность.

Таблица 2 – Основные параметры рассматриваемых месторождений, характеризующие их нефтегазоносность

Месторож-ние	Преобладающий тип ловушек	Фазовый состав	Основные продуктивные горизонты / свиты / толщи	Извлекаемые запасы		
				Газа, млрд. м ³	Кон-та, млн. тонн	Нефти, млн. тонн
Абаканское	Пластовые, сводовые	Г	чистяковская, мошаконская, редколесная, катангская	59,708	-	-
Собинское	Пластовые, сводовые	НГК	ванаварская	158,2	9,811	11,25
Атовское	Пластовые, литологически и тектонически экранированные	НГК	атовский, осинский, парфеновский	30,3	1,88	6,045
Ковыктинское	Пластовые, литологически и тектонически экранированные	ГК	парфеновский	2700	90,6	-
Ярактинское	Пластовые, литологически ограниченные и стратиграфич. экранированные	НГК	ярактинский	39,061	4,013	11,471
Талаканское	Пластовые, литологически замкнутые	НГК	осинский, хамактинский	43,533	0,375	105,45
Чаяктинское	Пластовые, литологически замкнутые	НГК	ботуобктинский, хамактинский, талахский	1240	61,6	

Опираясь на данные, представленные в таблице 2, можно сделать общий вывод о нефтегазоносности описываемых в работе месторождений. Все месторождения характеризуются многопластовостью. Те, что находятся в южной и юго-восточной части СП имеют в своем составе литологически ограниченные, литологически замкнутые, стратиграфически экранированные залежи, что связано с особенностями тектонического строения региона. Все месторождения обладают промышленной нефтегазоносностью.

3.4 Петрофизические свойства и фильтрационно-емкостные характеристики нефтегазоносных комплексов

В разрезе осадочного чехла южной части Сибирской платформы выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: байкальский, ушаковский, нижнемотский, средневерхнемотско-нижнеусольский, верхнеусольско-нижнебельский, бельско-булайско-ангарский, литвинцевско-верхоленский [24, 25] (рис. 6). В таблице 3 приведены их фильтрационно-емкостные характеристики.

Таблица 3 – ФЕС нефтегазоносных комплексов

Нефтегазоносный комплекс	Входящие в комплекс пласты-коллекторы	Тип коллектора	$h_{пл}$, м	$K_{п}$, %	$K_{пр}$, мД	$K_{гл}$, %
Байкальский	-	-	-	-	-	-
Ушаковский	Базальный	Поровый	0-10	до 15	10-60	1-5
	Боханский		0-15	5-8	10-40	1-5
Нижнемотский	Шамановский		0-12	8-12	10-100	5-7
	Парфеновский		5-10	10-18	10-200	10-15
Средневерхнемотский-нижнеусольский	Ербогачонский	Порово-трещинный	0-20	10-12	10-150	-
	Преображенский		12-20	0,1-14	0-17	-
	Усть-Кутский		50-60	2-19	0,1-1,5	
	Осинский		10-240	5-17	0,1-15	-
Верхнеусольско-нижнебельский	Балыхтинский	Трещинный	3-30	8-11	1,5-7	
	Христофоровский	Трещинно-каверно-поровый	40-90	2-21	0-220	-
Бельско-булайско-ангарский	Атовский	Трещинно-поровый	160-200	0,5-18	10-83	-
	Биркинский		70-120	0,05-0,7	0,6	-
	Бильчирский	Трещинно-каверно-поровый	110-120	0,1-9	0,1-1,5	-
Литвинцевско-верхоленский	Келорский	Трещинно-каверновый	до 300	5-25	-	-

По данным источников [24-27], месторождения юга Сибирской платформы отличаются неоднородностью литологического состава и частым замещением проницаемых пластов слабопроницаемыми или непроницаемыми как по вертикали, так и по латерали. Важная роль в формировании фильтрационно-емкостных свойств принадлежит трещиноватости и вторичным процессам выщелачивания.

Рассмотрим также геоэлектрическую характеристику осадочного чехла южной части Сибирской платформы. В разрезе чехла выделяется подсолевой, солевой и надсолевой комплексы.

Отложения подсолевого комплекса представлены нерасчлененными венд-нижнекембрийскими осадками. Они характеризуются пониженным удельным электрическим сопротивлением – от 20 до 150 Ом·м. Отложения солевого комплекса образуют литологические разности среднего и нижнего кембрия, их УЭС варьируется в широких пределах – от 45 до 500 Ом·м. Надсолевой комплекс сложен отложениями среднего и верхнего кембрия. Значения УЭС для него варьируются в еще более широких пределах – от 30 до 2000 Ом·м. Пониженные значения сопротивлений связаны с присутствием водонасыщенных пластов-коллекторов, таких как келорский. Повышенные УЭС в верхней части разреза связаны с наличием трапповых интрузий. Геоэлектрическая модель осадочного чехла юга Сибирской платформы приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Типичная геоэлектрическая модель разреза осадочного чехла юга Сибирской платформы [28]

Фундамент / свита / подсвита	Продуктивные горизонты	ρ , Ом·м
Фундамент	-	2000
Чорская	Базальный, боханский, шамановский, парфеновский, ербогачонский	20
Катангская, собинская	Преображенский	45
Тэтэрская, усольская	Усть-кутский, осинский	60
Усольская	Балыхтинский	150

Продолжение таблицы 4

Нижнебельская	Христофоровский	80
Средне- и верхнебельская, булайская	Атовский, биркинский	100
Ангарская	Бильчирский	320
Литвинцевская	Келорский	120
Верхоленская	-	80

3.5 Сейсмогеологическая характеристика

Осадочный чехол на юге Лено-Гунгусской провинции качественно дифференцируется по скоростям распространения сейсмических волн, благодаря чему возможно формирование опорных отражающих горизонтов. Наиболее сильная дифференциация наблюдается на границах терригенных и осадочных пород [29].

Наличие трапповых интрузий существенно осложняет волновую картину. Зачастую их присутствие влияет на определение истинных мощностей свит, затрудняет фазовую корреляцию горизонтов, а их наличие в верхней части разреза приводит к хаотичному рисунку волнового поля [30, 31].

В таблице 5 приведены сведения о пластовых скоростях, характерных для территории исследования, которые получены на основании обобщения результатов сейморазведочных работ и сейсмокаротажных исследований на Атовской и прилегающих к ней площадях.

Таблица 5 – Сведения о пластовых скоростях V_p , м/с [65]

Площадь Свита	Атовская	Балыхтинская	Балаганкинская	Христофоровская
Мотская серия	5950	5950	5400	6150
Усольская	4800	4950	4870	4850
Нижне- среднебельская	5900	5570	6190	6400
Верхнебельская	5900	5570	4945	4450
Булайская	5900	5570	6750	6650
Нижнеангарская	5000	5570	5950	5050

Продолжение таблицы 5

Верхнеангарская	5000	5570	4690	5050
Литвинцевская	5000	5200	5175	5050
Верхоленская	3700	4000	-	3900

Различные пластовые скорости (табл. 5) в пределах одних и тех же стратиграфических единиц на разных площадях могут быть обусловлены различным литологическим составом пород, глубиной их залегания, различной степенью засоления разреза. Зона малых скоростей почти повсеместно имеет незначительную мощность и проявляется, главным образом, в речных долинах и на склонах водоразделов, где достигает мощности до 40 метров. Скорость в ЗМС изменяется от 350 до 2500 м/с.

Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов в районе следующая: H_1 – кровля литвинцевской свиты, H_2 – верхнеангарская подсвита, H_3 – кровля нижнеангарской подсвиты, H_4 – кровля булайской свиты, K – верхнебельская подсвита, K_2 – кровля ниже-среднебельской подсвиты, $У$ – кровля усольской свиты, A – кровля осинского горизонта усольской свиты, B – кровля мотской свиты, M_1 – кровля среднемотской подсвиты, M_2 – кровля парфеновского горизонта, M_S – пласт аргиллитов, лежащий в 15-18 метрах выше шамановского горизонта, M_B – подошва боханского пласта, Φ – фундамент.

Для всего района исследования характерна выразительная и устойчивая форма записи опорных отражающих горизонтов A и B . Достаточно уверенно прослеживаются также горизонты H_1 , H_3 , H_4 и K_2 . Отражения M_2 и комплекс отражений от терригенных отложений нижнемотской подсвиты и фундамента по качеству различны, менее интенсивные по амплитуде.

На рисунке 8 приведена стратиграфическая привязка отражающих горизонтов H_1 - Φ по одной из скважин Атовского нефтегазоконденсатного месторождения [65].

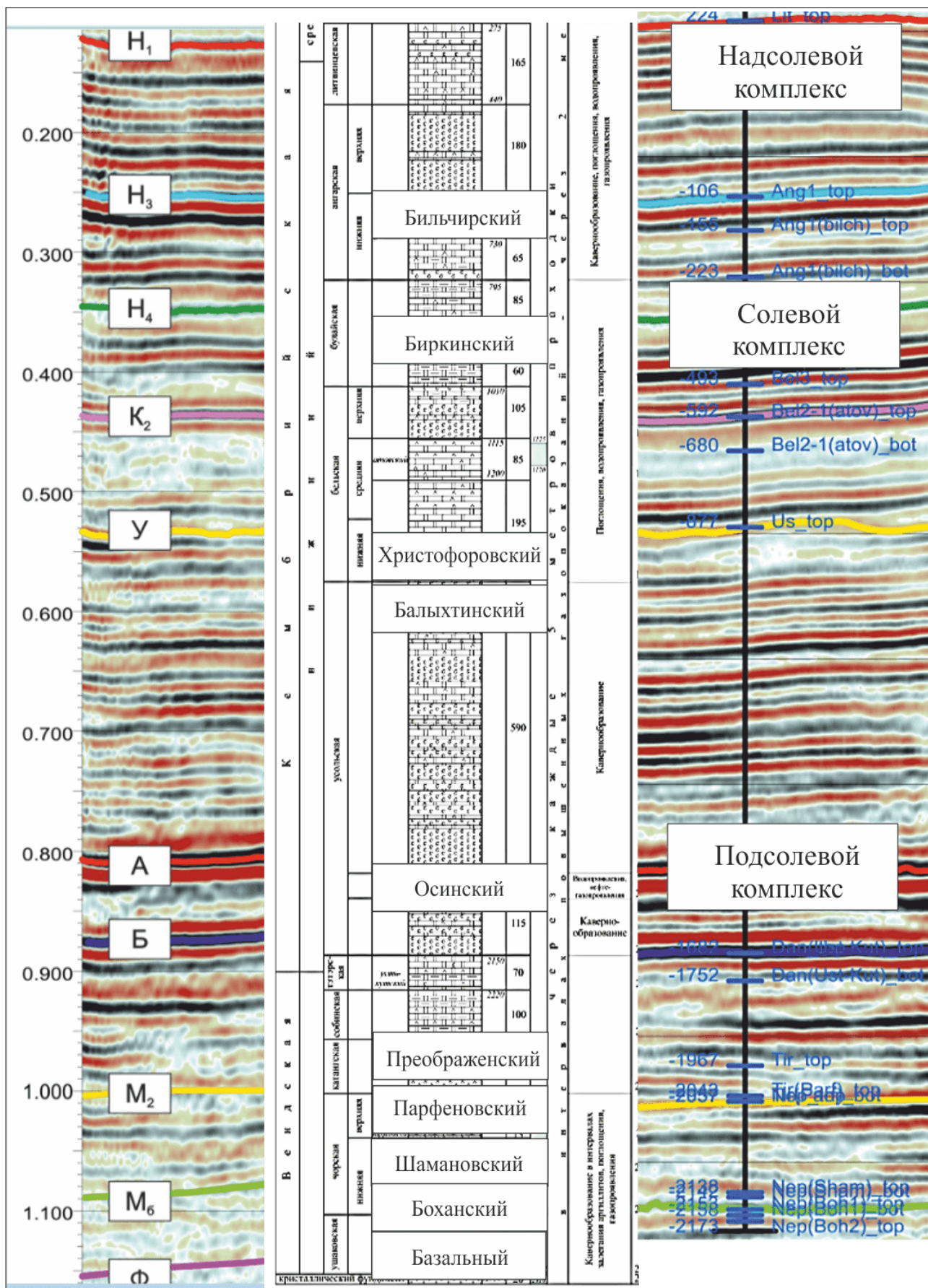


Рисунок 8 – Стратиграфическая привязка отражающих горизонтов Н₁-Ф по одной из скважин Атовского нефтегазоконденсатного месторождения

4. АНАЛИЗ ПРОВОДИМЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В данном разделе дипломной работы рассмотрены основные методы геофизических исследований, проводимые в поисковых и разведочных скважинах месторождений углеводородов южной части Сибирской платформы с целью решения геологических задач.

Геофизические исследования в поисковых и разведочных скважинах проводятся для:

- Литологического и стратиграфического расчленения и корреляции разрезов пробуренных скважин;
- Выделения в разрезах скважин коллекторов и определения характера их насыщения;
- Определения положений флюидных контактов (ГНК, ВНК, ГВК), эффективных толщин, фильтрационно-емкостных свойств;
- Определения пластовых давлений и температур, выявления неоднородности пластов;
- Прогноза потенциальных дебитов.

Геофизические исследования в процессе испытаний поисковых и разведочных скважин проводятся для:

- Привязки интервалов перфорации к разрезу по глубине;
- Локализации приточных прослоев, определения их суммарной толщины, оценки типов и объемов флюидов, поступающих из отдельных прослоев;
- Исследования качества разобшения продуктивных и водонасыщенных пластов при многокомпонентном притоке.

Регламентируемый оптимально-минимальный комплекс ГИС для решения геологических задач, рекомендуемый к применению на территории Восточной Сибири действующими инструктивными документами, приведен в таблице 6 [32].

Таблица 6 – Оптимальные комплексы ГИС для решения геологических задач в карбонатных и терригенных отложениях Восточной Сибири

Задача	Терригенный разрез		Карбонатный разрез	
	Соленый раствор	ВИЭР, ИБР	Соленый раствор	ВИЭР, ИБР
Литологическое расчленение разреза и корреляция	КС КВ ГК-НГК НГК-ННКТ*	КВ ГК-НГК НГК-ННКТ*	КС КВ ГК-НГК НГК-ННКТ*	КВ ГК-НГК НГК-ННКТ*
Выделение коллекторов	КВ БК-БМК БКЗ АК ГК-НГК ГГК-АК ГДК, ОПК СКО	КВ ИК АК ГК-НГК ГГК-АК ГДК, ОПК СКО	КВ БК-МБК АК ГК-НГК ГГК-АК ГДК, ОПК СКО	КВ АК ГК-НГК ГГК-АК ГДК, ОПК СКО
Определение пористости	МБК АК	АК	МБК АК	АК
Оценка характера насыщения / Определение положения флюидных контактов	БК-БМК БКЗ ИК ОПК ГН-НГК ГДК	ИК ОПК ГН-НГК ГДК	БК-МБК ОПК ГН-НГК ГДК	ИК ОПК ГН-НГК ГДК

Рассмотрим комплексы ГИС, используемые в поисковых и разведочных скважинах на Атовской и на Абаканской площадях и оценим их на соответствие нормативным требованиям.

Скважины Атовского НГКМ относятся к старому фонду, комплекс ГИС в них был проведен в 1960-х годах. Измерения в скважинах проводились в соответствии с действующими на тот период времени техническими инструкциям. Состав и объемы методов ГИС определялись геологическими задачами, стоящими перед поисково-разведочным бурением, а также техническими условиями проводки скважины.

Выполненный комплекс ГИС включал следующие виды каротажа: кавернометрию (КВ), каротаж сопротивлений (КС), боковой каротаж (БК),

микробочковой каротаж (БМК), индукционный каротаж (ИК), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), плотностной каротаж (ГГК-п), акустический каротаж (АК) [65].

Атовское месторождение – типичный пример месторождения юга Сибирской платформы, так как его нефтегазоносные комплексы представлены осадками всех типов: терригенными, карбонатными и галогенными. Перечисленных методов ГИС может быть достаточно, если НГК представлены только осадочными породами. В данных же условиях, очень затруднительно достоверное определение подсчетных параметров (пористости, проницаемости и др.) в карбонатных и галогенных комплексах. Помимо представленных методов, необходимо проведение СКО, ГДК и ОПК для их точного подсчета.

Скважины Абаканского ГМ пробурены в 2010 году, комплекс ГИС в них проведен сравнительно недавно. Измерения в скважинах проводились в соответствии с действующей на сегодняшний день «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» [32]. Помимо оптимально-минимального комплекса на этой площади также проводились детальные исследования в продуктивных и перспективных на нефть и газ интервалах разреза.

Обязательный комплекс геофизических исследований включал следующие виды каротажа: газовый каротаж и ГТИ, кавернометрию (КВ), боковой каротаж (БК), боковой микрокаротаж (БМК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), резистивиметрию, гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (АК) с регистрацией кинематических и динамических характеристик, плотностной каротаж (ГГК-п), инклинометрию, термометрию. Дополнительный комплекс ГИС включал спектрометрию (СГК), акустический каротаж широкополосный (АКШ), гидродинамический каротаж (ГДК), опробование пластов приборами на кабеле (ОПК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) [66].

Несмотря на то, что промышленные притоки газа на Абаканском месторождении получены только из терригенных отложений венда,

проведенного геофизического комплекса вполне достаточно для выделения перспективных интервалов в нижнекембрийском галогенно-карбонатном разрезе и определения их фильтрационно-емкостных свойств.

Ниже приведено краткое описание ранее упоминающихся методов геофизических исследований.

ГТИ скважины – геофизические исследования, предназначенные для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза и достижения высоких технико-экономических показателей.

ГТИ проводятся непосредственно в процессе бурения скважины. Они решают комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе бурящейся скважины перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, изучение их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения, оптимизацию отбора керна, экспрессное опробование и изучение методами ГИС выделенных объектов, обеспечение безаварийной проводки скважин и оптимизацию режима бурения.

Газовый картаж – метод ГТИ, основанный на измерении покомпонентного содержания газа, поступающего в промывочную жидкость при бурении, и определения интервалов газопроявлений.

Методы кажущегося сопротивления (КС) – основаны на изучении распределения искусственного стационарного и квазистационарного электрических полей в горных породах. В группу методов КС входят такие методы как: метод обычных зондов КС, метод специальных зондов КС, БКЗ, резистивиметрия, МКЗ.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – сущность метода состоит в измерении ρ_k однотипными зондами разной длины: 1) А0.4М0.1N; 2) А1.0М0.1N; 3) А2.0М0.5N; 4) А4.0М0.5N; 5) А8.0М1.0N, что позволяет надежно определить УЭС и параметры зоны проникновения в достаточно мощных пластах.

Боковой картаж (БК) – исследования проводятся фокусированными зондами с целью уменьшения шунтирующего влияния скважины. Метод

применяется для определения УЭС, для изучения маломощных пластов-коллекторов, для уточнения $h_{эф}$.

Боковой микрокаротаж (БМК) – основан на измерении УЭС прискважинной зоны, электроды располагаются на внутренней стороне башмака. Используются зонды с фокусировкой тока. Отсутствует влияние глинистой корки на УЭС. Метод позволяет провести расчленение разреза с высокой точностью, определить УЭС промытой зоны, определить эффективную толщину пласта.

Гамма-каротаж (ГК) – метод основывается на измерении естественного гамма-излучения пород в стволе скважины, которое возникает из-за содержания в горной породе определенного количества радиоактивных элементов. Наибольший вклад в радиоактивность пород вносят следующие элементы: уран U_{92}^{238} , образующийся из него радий Ra_{88}^{226} , а также торий Th_{90}^{232} и калий K_{19}^{40} . Метод позволяет проводить литологическое расчленение разреза, качественную и количественную оценку глинистости, в комплексе с другими методами оценку открытой пористости, осуществлять привязку по глубине.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК) – основан на регистрации искусственно вызванного гамма-излучения, которое возникает при поглощении тепловых нейтронов ядрами химических элементов. Основное влияние на показания оказывает водородосодержание. Метод позволяет определить интервалы коллекторов, пористость, насыщение, перемещение уровней ВНК, ГВК, ГНК.

Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-п) – основан на измерении интенсивности гамма-излучения, рассеянного пороодообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма-квантов. Эффективен при оценке пористости пород, которая основана на связи плотности с коэффициентом пористости.

Акустический каротаж (АК) – позволяет исследовать кинематические и динамические характеристики упругих волн, возбуждаемых импульсным источником. Регистрируются скорость S и P и их интервальное время. Метод

позволяет определить скорости упругих волн в горных породах, определить тип и величину коэффициента пористости, в комплексе с другими методами помогает определить насыщение коллекторов.

Акустический каротаж широкополосный (АКШ) – в процессе каротажа проводятся многократные акустические исследования, в результате которых составляются фоновые и контрольные измерения. Метод позволяет провести количественную оценку свойств горных пород, оценку пористости, определить положение флюидных контактов.

Спектрометрический гамма-каротаж (СГК) – в процессе каротажа регистрируется гамма-излучение радиоактивных элементов в скважине и анализируется его энергетический спектр. Метод применяется для детальной стратиграфической корреляции, оценки глинистости, определения минерального состава глин.

Опробование пластов (метод ГДК и ОПК) – применяется в необсаженных скважинах на всех этапах и стадиях. Под ОПК подразумевается одноразовый отбор пробы из пласта с ее герметизацией и доставкой на поверхность, под ГДК – многократный в пределах одного спуска отбор ограниченных по объему проб из различных участков разреза с целью определения пластового давления и проницаемости пород. Метод применяется для выделения коллекторов, установления граничных значений ФЕС, определения пластового давления, фильтрационных характеристик коллекторов, уточнения положения флюидных контактов, построения профиля притока и др.

Резистивиметрия – метод, позволяющий определять УЭС, заполняющей скважинное пространство промывочной жидкости.

Кавернометрия – метод, позволяющий определять диаметр скважины и рассчитать аномальные отклонения от номинального диаметра. Применяется для контроля технического состояния ствола скважины.

Инклинометрия – определяет азимут и зенитный угол по профилю скважины. Используется для определения пространственного положения скважины.

5. АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УСТЬ-ЛЕНСКОЙ ЗОНЫ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

5.1 Априорная физико-геологическая модель объекта исследования

Понятие физико-геологической модели включает в себя совокупность всех имеющихся об объекте сведений, способствующих решению поставленных перед исследованием задач, и основывается на анализе каротажных диаграмм.

Главная цель дипломной работы – это анализ всех имеющихся геолого-геофизических данных о месторождениях, локализованных в пределах Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления. Анализ геологической информации был проведен в третьей главе. Одним из критериев оценки выступали литотипы коллекторов, флюидоупоров, нефтегазоматеринских толщ. На основе каротажных диаграмм, записанных в скважинах Атовского и Абаканского месторождений, составлена ФГМ (табл. 7), дающая полное представление о том, как эти литологические разности отражаются в геофизических полях. Текстовое описание ФГМ представлено ниже.

Породы, слагающие галогенно-карбонатный разрез, по ГИС характеризуются следующим образом:

- Для *каменной соли* характерны увеличение диаметра скважины более чем на 30% относительно номинального диаметра, очень высокие показания по НГК – 9-10 у.е., низкие значения по ГК – 0,5-2 мкР/ч, высокие значения интервального времени (около 220 мкс/м), низкие УЭС;
- *Ангидрит* интерпретируется по высоким показаниям НГК, достигающим 9 у.е., низкой радиоактивности, соответствующей 0,5-1 мкР/ч, пониженному относительно каменной соли интервальному времени пробега волны (150-165 мкс/м), высокой плотности по данным ГГК-п, высоким УЭС;
- *Калийные соли*, в основном представленные сильвином, определяются по высоким показаниям ГК и НГК.

На рисунке 9 представлен фрагмент каротажной диаграммы, записанной на территории Атовского месторождения в скважине Балаганкинская №37 в интервале бельской свиты. Галогенные разности слагают верхнебельскую подсвиту, в колонке литологии они выделены голубым цветом. Породы четко дифференцируются на фоне карбонатных разностей по данным КС, ГГК-п, АК, НГК и кавернометрии.

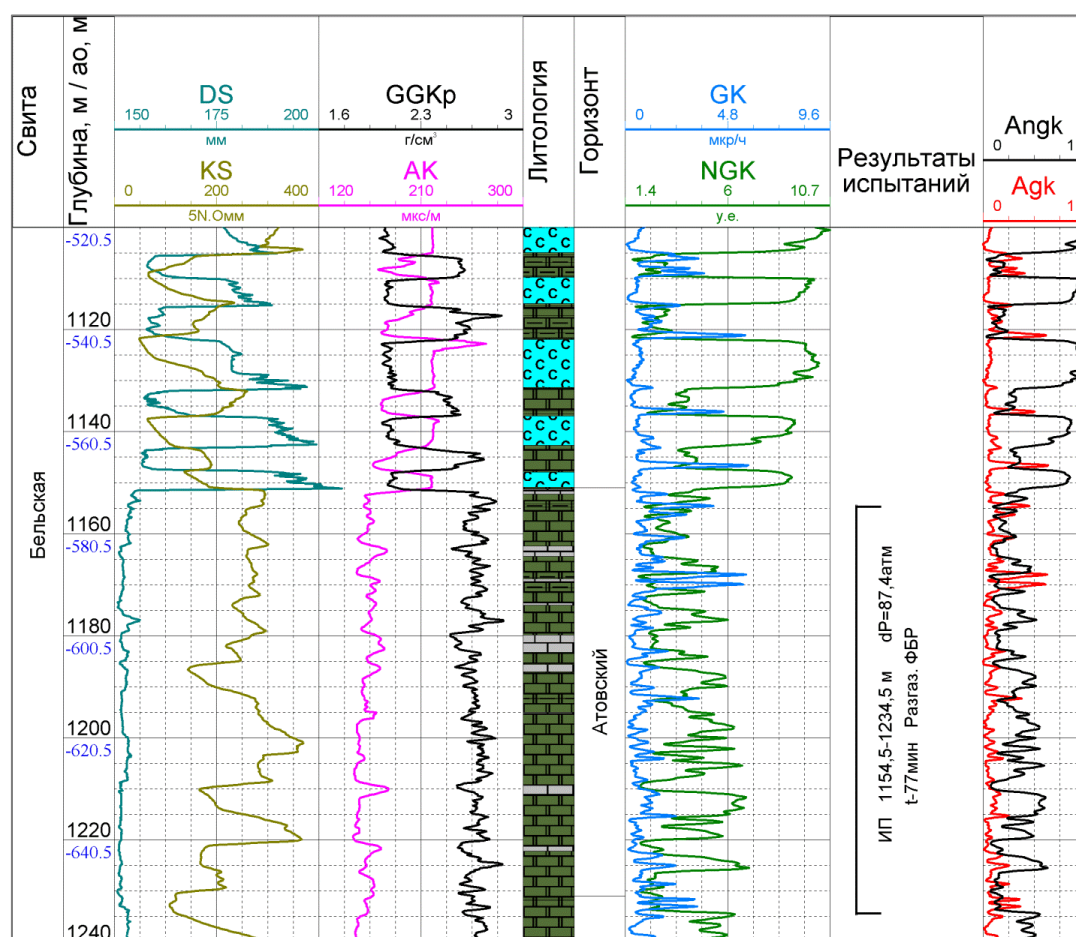


Рисунок 9 – Геолого-геофизическая характеристика галогенно-карбонатного разреза бельской свиты. Скважина Балаганкинская №37

Породы, слагающие карбонатный разрез, по ГИС интерпретируются следующим образом:

– Для *мергелей* характерны высокие показания гамма-каротажа (8-10 мкР/ч) и пониженные значения нейтронного каротажа (2-2,5 у.е.). По данным акустического метода наблюдаются повышенные значения времени

пробега продольной волны – около 190 мкс/м. Напротив пород отмечаются пониженные УЭС. Также они характеризуются средней плотностью;

– *Доломитам* соответствуют значения естественной радиоактивности 2-2,5 мкР/ч и значения по НГК – 3-3,5 у.е. По данным акустического метода наблюдаются высокие скорости распространения волн, по данным плотностного каротажа порода не отличается от мергелей;

– *Окремненные доломиты* выделяются в разрезе по средним значениям естественной радиоактивности (около 4 мкР/ч), повышенным относительно других карбонатных разностей значениям нейтронного метода (4-5 у.е.), низкому интервальному времени, равному 140 мкс/м, высокой плотности по данным ГГК-п, и очень высоким УЭС, достигающих 1000 Ом·м;

– *Доломит глинисто-ангидритистый* интерпретируется по увеличению показаний ГК за счет появления глинистой фракции до 4-5 мкР/ч, по высокой степени поглощения тепловых нейтронов (до 5 у.е.), по высокой скорости распространения волн, по повышенной плотности;

– *Доломит известковистый* характеризуются по очень низкой в сравнении с другими карбонатными породами естественной радиоактивности, составляющей 1,5-2 мкР/ч, по средним значениям нейтронного метода – 3-3,5 у.е., по высокой скорости продольных волн, повышенной плотности. Значения сопротивления для него изменяются в широких пределах, достигая 1000 Ом·м. Известковистые доломиты выступают коллекторами с хорошо развитой трещиноватостью;

– Для *глинистого известняка* характерны низкие показания по ГК (около 2 мкР/ч), повышенные значения НГК (4-5 у.е.), среднее интервальное время прохождения волн – 165 мкс/м, средняя плотность, низкое УЭС.

На рисунках 10, 11 представлены фрагменты каротажных диаграмм, записанных на территории Абаканского месторождения в скважине Абаканская №3 в интервале собинской и катангской свит, которые полностью сложены карбонатными разностями.

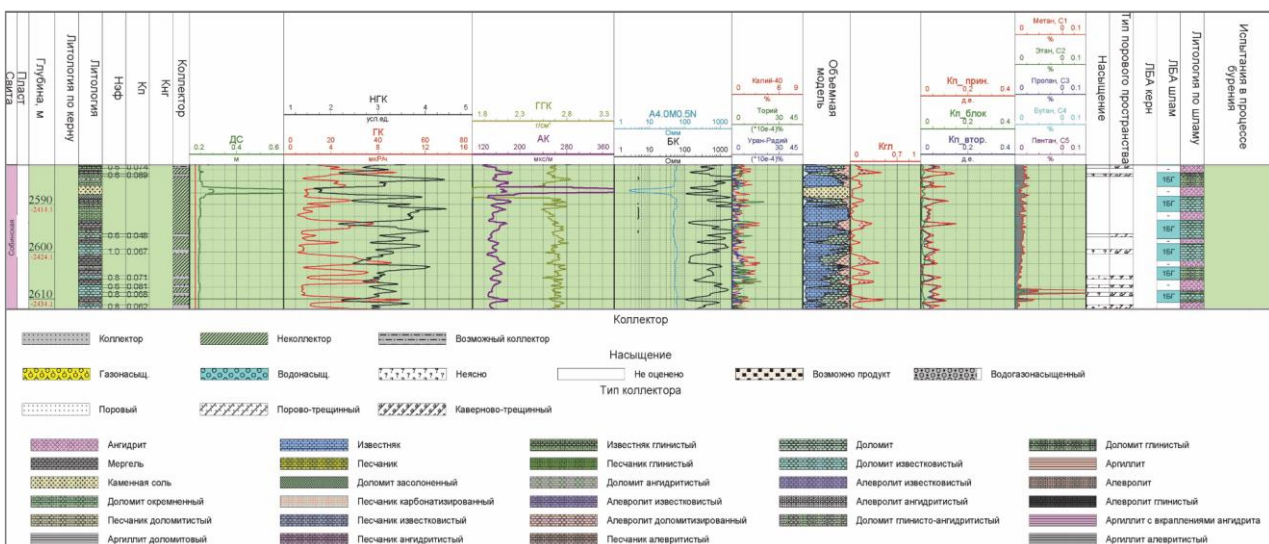


Рисунок 10 – Геолого-геофизическая характеристика карбонатного разреза собинской свиты. Скважина Абаканская №4

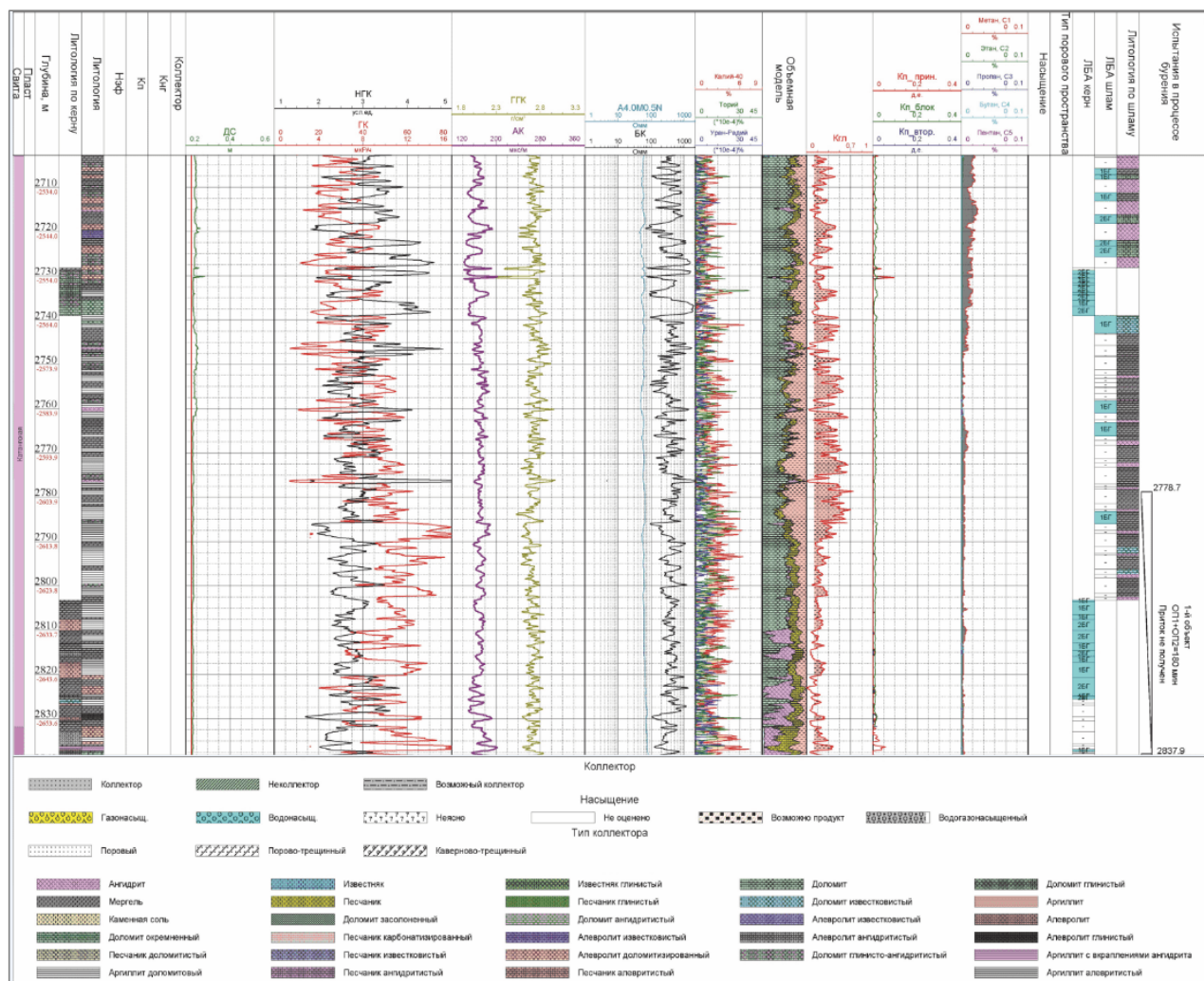


Рисунок 11 – Геолого-геофизическая характеристика карбонатного разреза катангской свиты. Скважина Абаканская №4

Породы, слагающие терригенный разрез, имеют следующую геофизическую характеристику:

– *Песчаники* характеризуются значениями УЭС от 5 до 10 Ом·м, значениями естественной радиоактивности от 3 до 6 мкР/ч, по нейтронному каротажу им соответствуют средние значения – 2,5-3 у.е. По акустическому каротажу значения интервального времени пробега продольной волны меняются в пределах 200-220 мкс/м. По данным кавернометрии наблюдается глинистая корка, соответственно ДС сужен относительно номинального;

– Напротив *аргиллитов* наблюдаются очень высокие показания по ГК, достигающие отметки 20 мкР/ч, а по НГК – низкие, не превышающие отметки в 2 у.е. Скорость распространения продольной волны ниже, чем в песчаниках, плотность по данным ГТК-п высокая, УЭС изменяется в пределах 20-30 Ом·м;

– *Аргиллит доломитовый* в разрезе выделяется по высокой радиоактивности, значения которой лежат в пределах 10-16 мкР/ч. Степень поглощения тепловых нейтронов в этих породах выше, по сравнению с аргиллитами без примесей (около 2,5 у.е.). Интервальное время не превышает отметки 170 мкс/м. Порода характеризуется высокими УЭС;

– *Аргиллит с вкраплениями ангидрита* выделяется по показаниям ГК 18-20 мкР/ч. Скорость распространения волн низкая, плотность понижена в сравнении чистым аргиллитом, значения УЭС изменяются от 70 до 90 Ом·м;

– *Алевролиты* по данным ГК имеют промежуточные значения между песчаниками и чистыми аргиллитами (9-10 мкР/ч) по данным гамма-каротажа, и низкие значения по НГК. Для них характерно высокое интервальное время, средние значения по данным плотностного каротажа, низкое УЭС.

На рисунке 12 изображен фрагмент каротажной диаграммы, записанной в скважине Абаканская №3 в интервале аleshинской свиты, являющейся аналогом нижнечорской подсвиты. На рисунке 13 – фрагмент диаграммы, записанной в скважине Балаганкинская №1 Атовского месторождения в интервале чорской свиты.

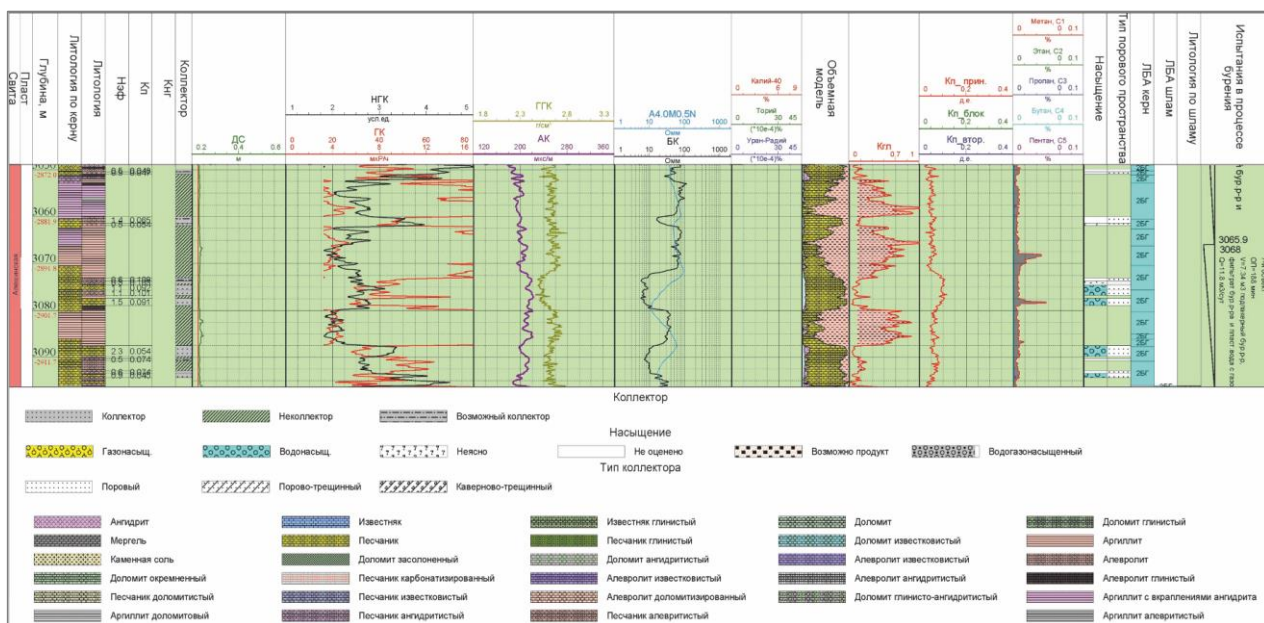


Рисунок 12 – Геолого-геофизическая характеристика терригенного разреза алешинской свиты. Скважина Абаканская №4

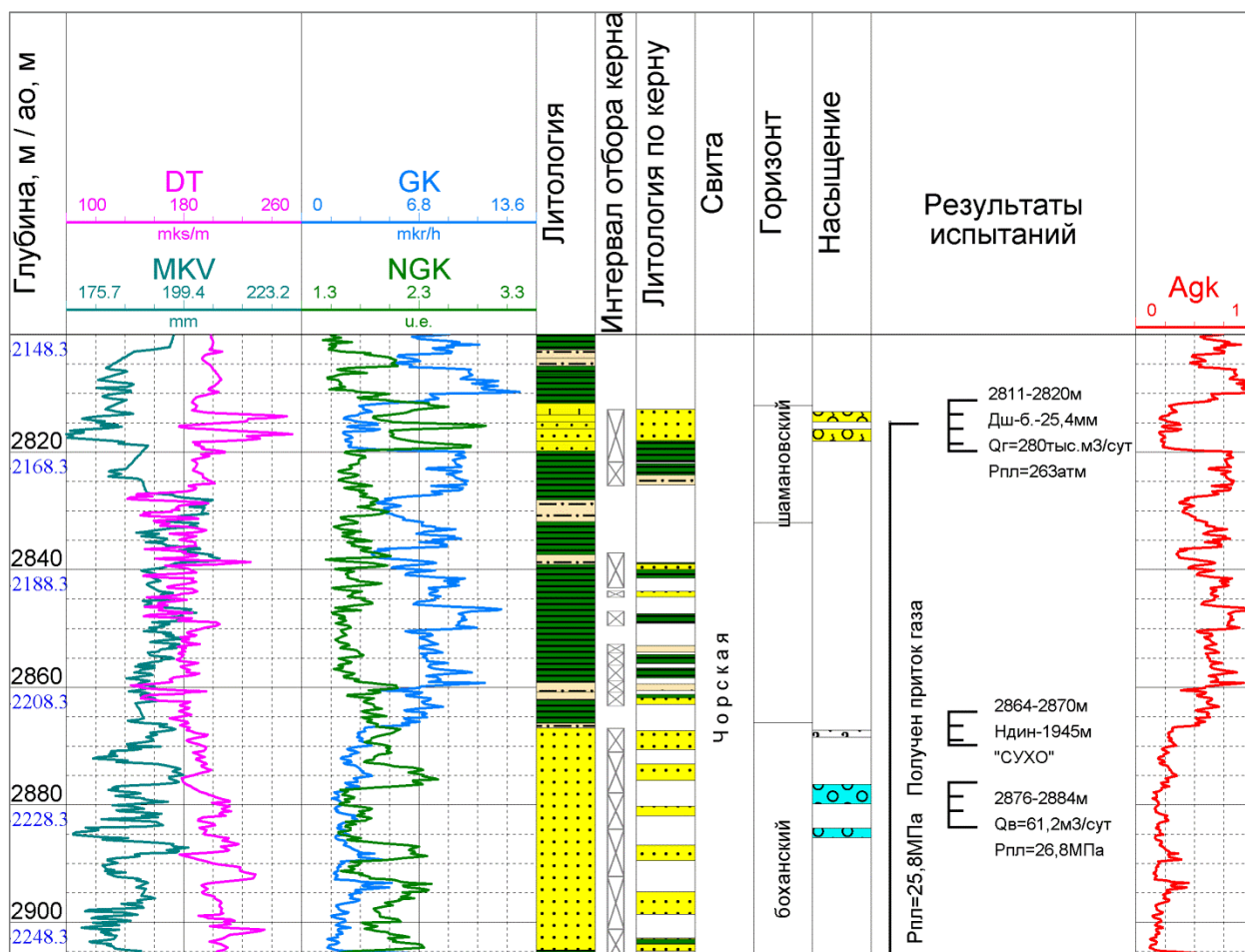


Рисунок 13 – Геолого-геофизическая характеристика терригенного разреза чорской свиты. Скважина Балаганкинская №1

Таблица 7 – Физико-геологическая модель разреза осадочного чехла южной части Сибирской платформы

Тип разреза	Литологическая разность	Показания на каротажных диаграммах					
		ГК, мкР/ч	НГК, у.е.	АК, мкс/м	ДС	ГГК- п, г/см ³	БКЗ, Ом·м
Галогенно-карбонатный	Каменная соль	0,5-2	9-10	220	$d \gg d_n$	1,8	10-100
	Ангидрит	0,5-1	7-9	150-165	$d > d_n$	3	до 1000
Карбонатный	Мергель	8-10	2-2,5	190	$d = d_n$	2,6	50-100
	Доломит	2-2,5	3-3,5	135-140	$d = d_n$	2,6	50-100
	Окремненный доломит	4	4-5	130	$d = d_n$	2,8	до 1000
	Глинисто-ангидритистый доломит	4-5	5	120	$d = d_n$	2,7	70-900
	Известковистый доломит	1,5-2	3-3,5	130	$d = d_n$	2,7	до 1000
	Глинистый известняк	2	4-5	165	$d = d_n$	2,65	50-105
Терригенный	Песчаник	3-6	1,5-2,5	200-220	$d < d_n$	2,5	5-10
	Аргиллит	13-20	1,5-2	220-230	$d = d_n$	2,7	20-30
	Доломитовый аргиллит	10-16	2-2,5	170	$d = d_n$	2,65	50-70
	Аргиллит с вкраплениями ангидрита	18-20	2,7-3	210	$d = d_n$	2,55	70-90
	Алевролит	9-10	2,5	230	$d = d_n$	2,65	10-15

5.2 Обоснование актуальности, цели, задач и методики исследований

В виду истощения минерально-сырьевой базы России, в настоящее время огромное внимание уделяется раскрытию нефтегазового потенциала Сибирской платформы, где уже открыто множество различных по запасам, в том числе уникальных месторождений углеводородов, а результаты геологоразведочных работ показывают, что в регионе имеются резервы их прироста. Перспективными объектами поисков углеводородов являются зоны, подверженные процессам рифтогенеза, так как рифты являются наиболее

эффективными литосферными флюидопроводниками [33]. В настоящей дипломной работе рассматривается Усть-Ленская зона нефтегазонакопления, которая контролируется Усть-Ленским полирифтом и протягивается от шельфа моря Лаптевых, где полирифт фактически стыкуется с южным выклиниванием хребта Гаккеля – срединно-океаническим хребтом Северного Ледовитого океана, до устья реки Лена. В соответствии с рифтогенной природой пояса и наличием в зоне его влияния крупных месторождений углеводородов, есть все основания прогнозировать его высокоресурсность.

Так как полирифт берет свое начало в арктической зоне, первоначально в работе рассматриваются структуры, оказывающие влияние на геолого-геофизические особенности шельфа моря Лаптевых и делается предположение о возможности существования на этой территории устойчивых нефтегазоносных комплексов [68].

Далее автором работы рассматриваются закономерности отражения Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления в региональных геофизических полях в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Результаты исследования подтверждают рифтогенную природу исследуемой зоны и, таким образом, косвенно указывают на ее высокий ресурсный потенциал [69].

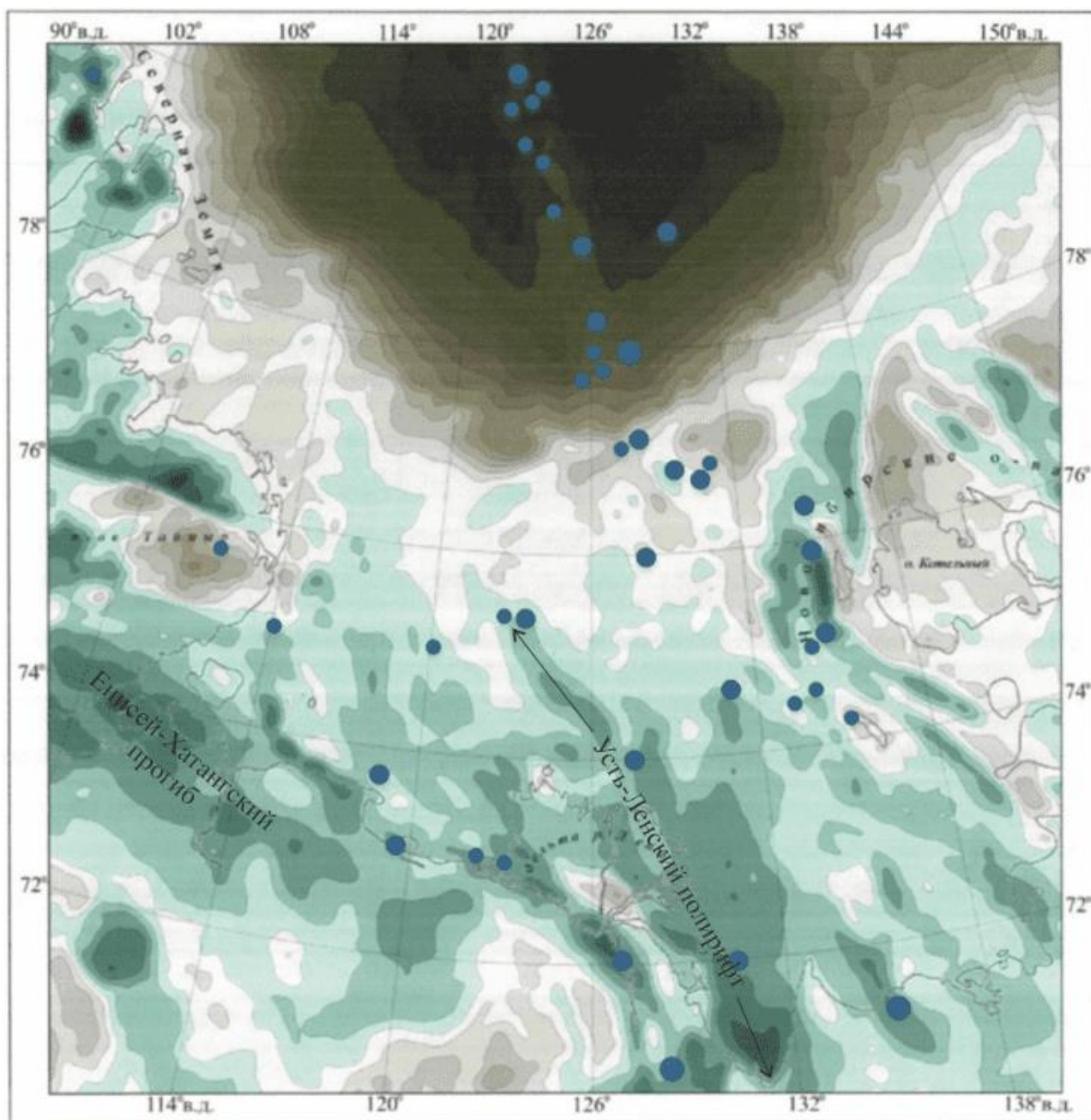
Заключительным и самым главным этапом исследования выступает анализ геолого-геофизического строения и условий локализации месторождений Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления [70]. Для анализа используются данные по таким месторождениям, как Ковыктинское, Атовское, Ярактинское, Талаканское и Чаяндинское, которые локализованы в пределах полирифта, и таким, как Абаканское и Собинское, которые находятся в его окрестности. Результаты исследования позволяют определить геолого-геофизические факторы, оказывающие влияние на формирование месторождений углеводородов в зоне исследования. Кроме того, выявленные и обоснованные в работе геофизические признаки месторождений, испытывающих влияние полирифта, могут использоваться при прогнозировании и поисках новых.

5.3 Результаты исследований

В шельфе арктических морей содержится огромное количество углеводородов, однако до сих пор данная территория характеризуется очень слабой геолого-геофизической изученностью. Данное утверждение в полной мере справедливо для моря Лаптевых, в котором, в отличие от шельфа Баренцева и Карского морей, нет пробуренных скважин, нет выявленных месторождений углеводородов. Все прогнозы о нефтегазоносности этой территории выполнены по результатам геофизических наблюдений, имеющих, в основном, региональный характер.

Для выявления причин гравитационных, магнитных и сейсмических аномалий Лаптевоморского региона использовались материалы работ Гаврилова В.П., Заварзиной Г.А., Мельникова Н.В., Ампилова Ю.П., Аветисова Г.П. и других ученых.

На карту аномалий поля силы тяжести исследуемого региона (рис. 14) в процессе работы были нанесены условные положения Усть-Ленского полирифта и Енисей-Хатангского прогиба, а также эпицентры землетрясений магнитудой больше четырех. Положению обоих рифтов соответствуют вытянутые в северо-западном направлении отрицательные аномалии. Основной и достаточно интенсивной аномалией в Лаптевоморском шельфе выделяется южная часть Евразийского бассейна, срединной структурой которого является срединно-океанический хребет Гаккеля. Сам бассейн создает положительную аномалию силы тяжести, что объясняется тонкой кристаллической корой и близким расположением верхних слоев мантии. Хребет Гаккеля на фоне бассейна имеет относительно отрицательную аномалию из-за близости астеносферного слоя, плотность которого меньше плотности мантии (рис. 15). Отмечается также то, что большинство крупных землетрясений приходится именно на хребет Гаккеля. Переходная часть гравитационной аномалии связана с континентальным склоном. Бровка континентального склона – это северная граница шельфа моря Лаптевых.



редукция Буге, плотность промежуточного слоя $2,67 \text{ г/см}^3$

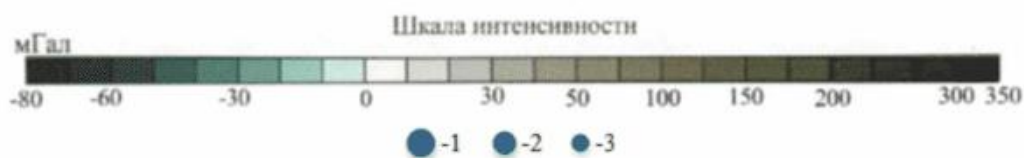


Рисунок 14 – Карта аномалий поля силы тяжести Лаптевоморского шельфа и прилегающих территорий (по ВНИИОкеангеология, А.А. Черных, А.В. Зайончеку с добавлениями автора). Условные обозначения: 1-3 – эпицентры очагов землетрясений магнитудами 6 единиц, 5 единиц и 4 единицы соответственно.

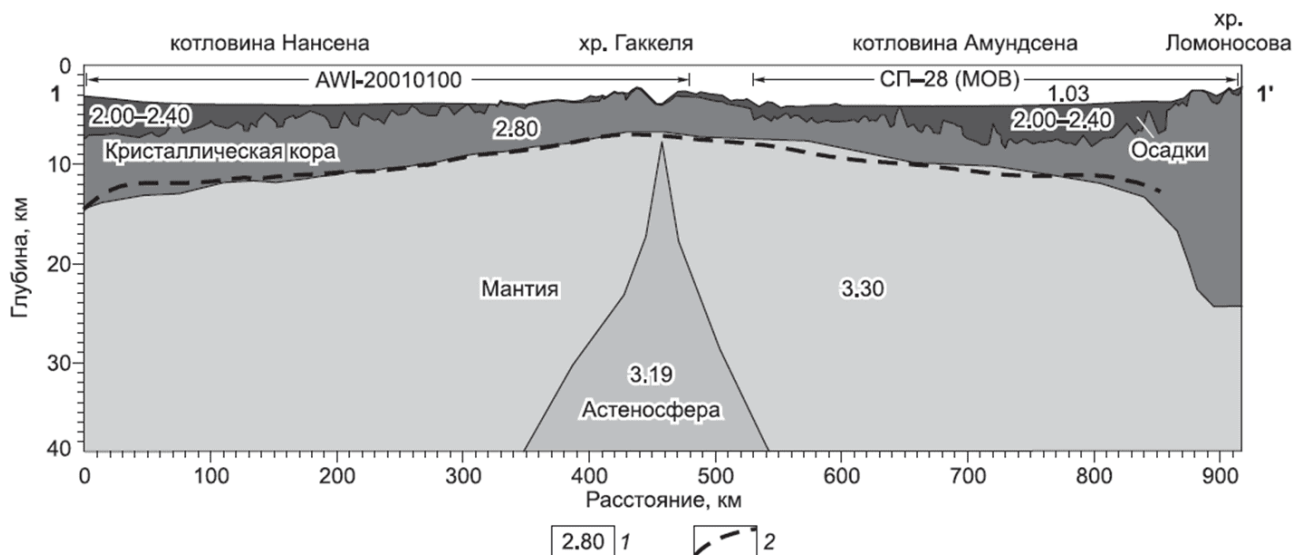


Рисунок 15 – Сейсмоплотностная модель строения земной коры Евразийского бассейна. Условные обозначения: 1 – плотность пород (г/см^3), 2 – граница Моховичича.

На карту аномалий магнитного поля (рис. 16) также были нанесены положения эпицентров очагов крупных землетрясений и рифтогенных структур. Условно была проведена граница Лаптевоморского шельфа, соответствующая границе положительной гравитационной аномалии, создаваемой Евразийским бассейном. Было выявлено, что в магнитном поле срединно-океанический хребет Гаккеля выделяется классическим образом – центральная отрицательная аномалия с двух сторон обрамлена положительными. Наличие в пределах и около гравитационной аномалии интенсивных отрицательных аномалий магнитного поля, скорее всего, соответствует окраинно-континентальным рифтам [1]. Окраинно-континентальные рифты также называют подвижными геосинклинальными поясами. Они представляют собой сложное сочетание островных дуг и глубоководных желобов. Окраинно-континентальные рифты являются благоприятной территорией для высокой современной тектонической активности, контрастности движений, сейсмичности и вулканизма [34]. Рифтовые зоны выделяются на магнитной карте различными по величине, но сохраняющими свое линейное простирание аномалиями.

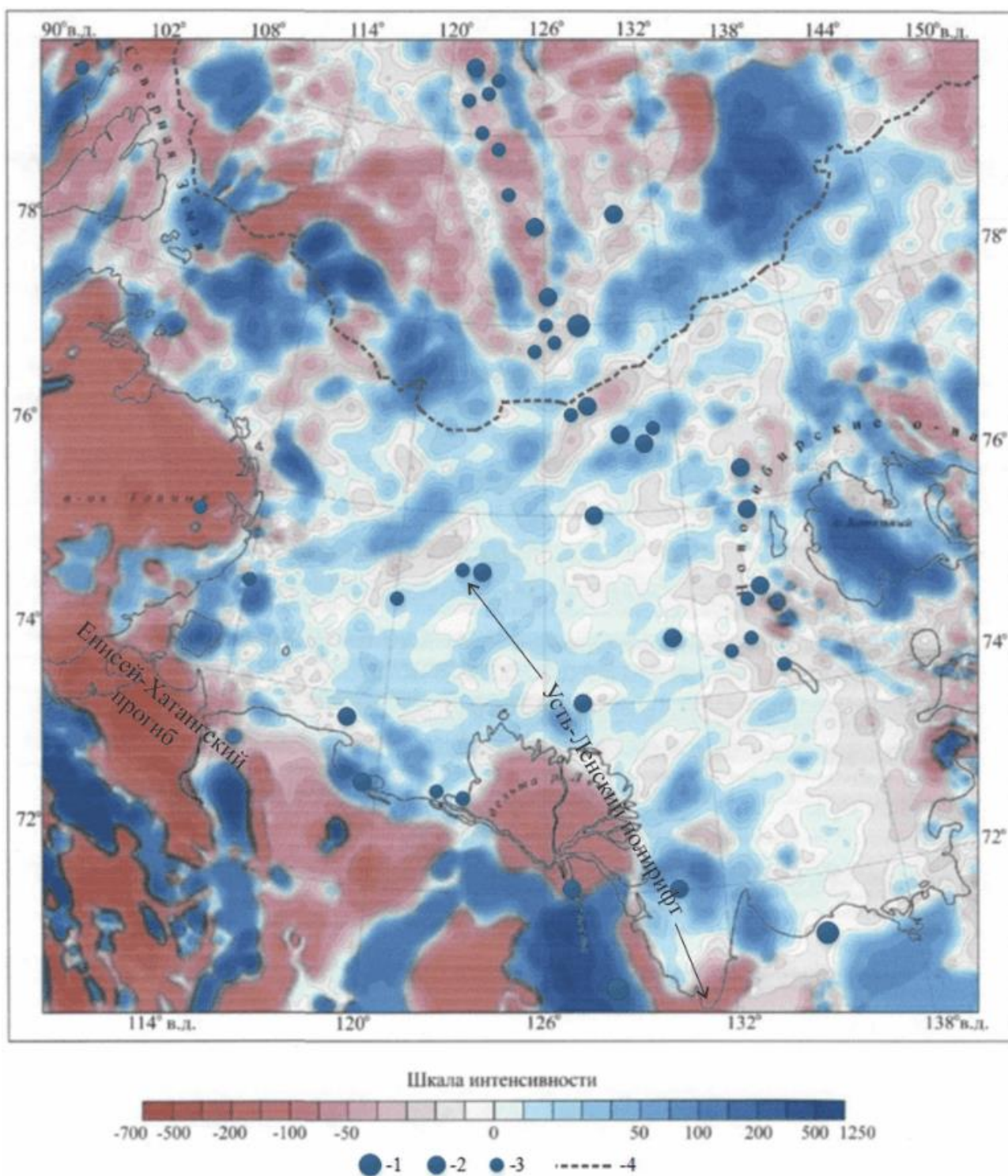


Рисунок 16 – Карта аномалий магнитного поля (нТл) Лаптевоморского шельфа и прилегающих территорий (по ВНИИОкеангеология, А.А. Черных, А.В. Зайончеку с добавлениями автора). Условные обозначения: 1-3 – эпицентры очагов землетрясений магнитудами 6 единиц, 5 единиц и 4 единицы соответственно, 4 – граница положительной гравитационной аномалии, создаваемой Евразийским бассейном.

Рифтовая зона хребта Гаккеля является границей двух крупных литосферных плит – Евразийской и Североамериканской. С этой структурой связаны некоторые геолого-геофизические особенности шельфа моря Лаптевых:

- Существенное сокращение площади шельфа;
- Некоторая «скрытость, сглаженность» аномалий потенциальных полей от глубинных структур;
- Повышенная сейсмическая активность, в том числе рассеянной и неустановленной природы;
- Повышенные тепловые потоки;
- Выбросы в воздух метана, фиксируемые на космических снимках.

Повышенная сейсмическая активность является одним из основных отличий Лаптевоморского шельфа от западных арктических шельфов России. Однако, то, что рифтовая зона хребта Гаккеля расположена на границе двух литосферных плит, т.е. в зоне высокой тектонической активности, и является следствием повышенной сейсмичности.

В ходе исследования также были проанализированы сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2D, описанные в [5]. По результатам их интерпретации, литолого-стратиграфический разрез шельфа моря Лаптевых (рис. 17) включает кристаллический фундамент (PZ-MZ) и осадочный чехол (нижний мел-плиоцен), то есть, сокращен в сравнении с шельфами западных арктических морей. Литологические разности, слагающие нижние отделы мела, по своей сути являются нефтегазоматеринскими, поэтому мы можем предположить наличие здесь коллекторов.

Структура потенциальных полей шельфа очень сложная. Она отражает линейный характер тектонических нарушений различных направлений, с преобладанием северо-восточных и северо-западных. Судя по магнитным аномалиям, северо-западные более поздние. Это наиболее хорошо прослеживается в центральных и восточных частях шельфа. С нарушениями северо-западного направления вероятно связано удаление береговой линии в

самой юго-восточной части карты (рис. 16). Заварзина Г.А. в своей диссертации высказывает предположение о рифтогенном генезисе и разном возрасте разрывных нарушений шельфа моря Лаптевых.

Эра-тема	Система	Отдел	Литологическая колонка	Мощность, км	Отр. горизонт	Перспективные нефтегазоносные комплексы		
КАЙНОЗОЙСКАЯ	НЕОГЕНОВАЯ Q	до моря				средне-миоцен-плейстоценовый		
		плиоцен		0,3-0,8	L5		зональные и локальные покрывки	
		миоцен		от 0,15 до 2	L4		возможный коллектор	
		олигоцен		от 0,15 до 1,5	L3		зональные и локальные покрывки	
		эоцен		от 0,5-1 до 2,5-3,5	L2		возможный коллектор	
	ПАЛЕОГЕНОВАЯ	палеоцен				L1	палеоцен (?) -среднемиоценовый	возможная региональная глинистая покрывка и генерирующая толща
		верхний				L1		возможный коллектор
		нижний				L1		возможный коллектор
						L1		возможная генерирующая газ толща
						L1		
МЕЗОЗОЙСКАЯ	МЕЛОВАЯ					аптско-верхнемеловой (?) - палеоценовый		
PZ-MZ			складчатое основание		A			

Рисунок 17 – Сводный литолого-стратиграфический разрез шельфа моря Лаптевых (по Г.А. Заварзиной)

Рифтогенная структура территории исследования, ее закономерное отражение в геофизических полях, а также наличие в разрезе возможных нефтегазоматеринских толщ и коллекторов по данным сейсморазведки объясняет, почему многие исследователи относят Лаптевоморский шельф к

потенциально перспективным регионам. Однако, тот факт, что структура шельфа осложнена молодой (ранний кайнозой) блоковой структурой в виде хребта Гаккеля, формирование которой еще не окончено и продолжается в настоящее время, так как сопровождается высокой сейсмической активностью, подвергает сомнению возможность сохранения на территории шельфа углеводородов.

В соответствии с концепцией Гаврилова В.П. [1], в сложившихся условиях для оценки перспективности Арктического шельфа необходимо оперировать крупными единицами – поясами нефтегазонакопления, причиной происхождения и развития которых является геодинамический режим недр. Для шельфа моря Лаптевых прогнозируется Лаптевский рифтогенный внутриконтинентальный субпояс мезозойско-кайнозойского возраста (рис. 1), который относится к потенциальным высокоресурсным нефтегазоносным бассейнам и контролируется Усть-Ленским полирифтом, протягивающимся от озера Байкал до рифта хребта Гаккеля. В пределах Усть-Ленского полирифта размещены крупнейшие месторождения углеводородов, среди которых Ковыктинское и Чаяндинское. Высокая ресурсность пояса в пределах континента позволяет это же отнести к его Лаптевоморской части. Подтверждение данной теории возможно только при переходе от регионального этапа исследований к поисковому с последующим бурением скважин.

Реальность существования Лаптевско-Усть-Ленского рифтогенного пояса нефтегазонакопления подтверждается его закономерным отражением на карте региональных магнитных аномалий (рис. 18). Пояс включает в себя Лаптевоморский бассейн и бассейны южной части Лено-Тунгусской НГП. В отличие от Лаптевоморского, бассейны южной части Лено-Тунгусской провинции исследованы детальной сейсморазведкой и бурением, благодаря чему можно делать выводы о нефтегазоносности близлежащих к ним территорий по имеющейся в наличии геолого-геофизической информации. В силу вышеизложенных фактов, дальнейшие исследования направлены непосредственно на анализ информации о месторождениях углеводородов,

локализованных внутри Сибирской платформы, а именно Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции.

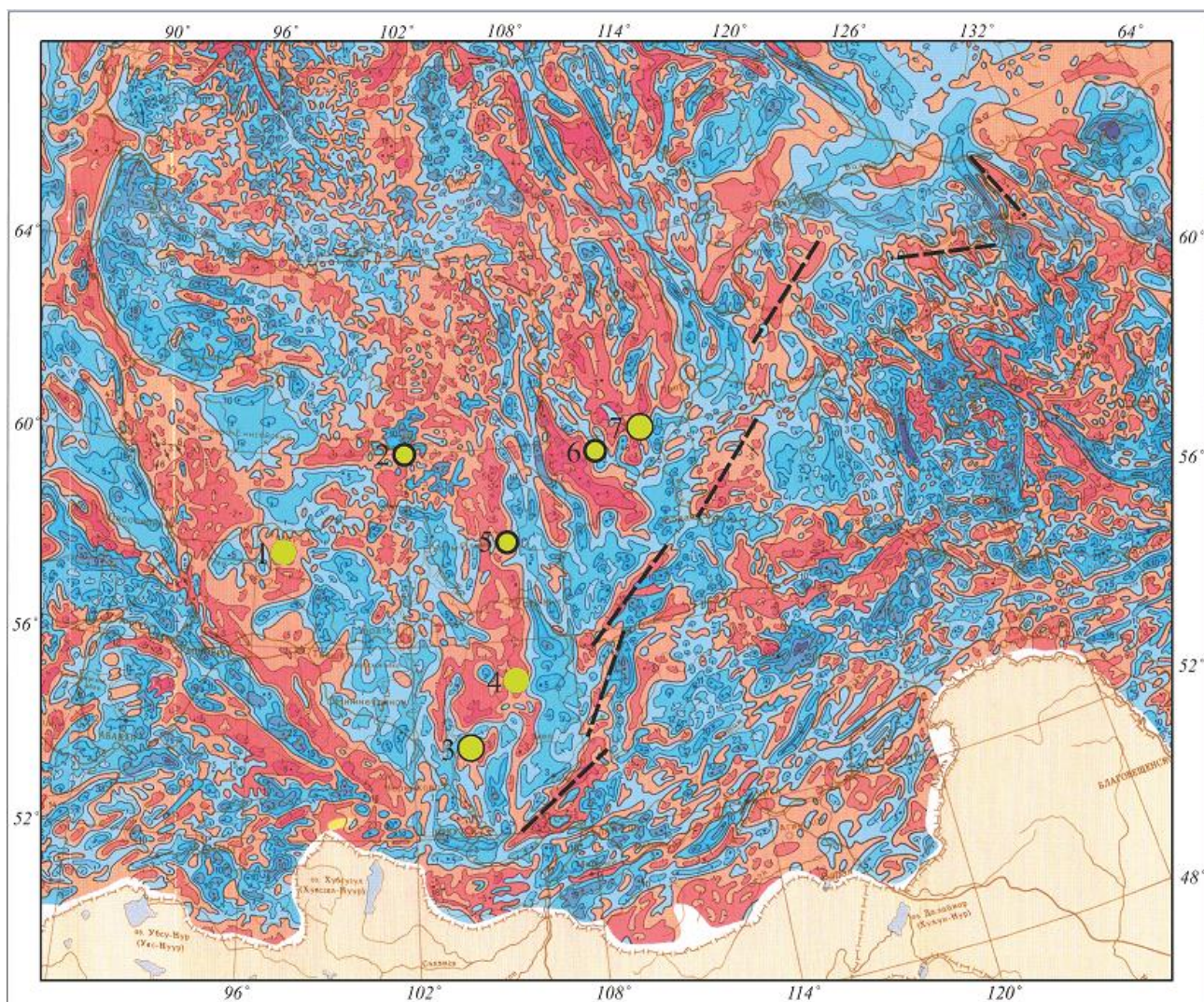


Рисунок 18 – Карта аномального магнитного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления. Изолинии $(\Delta T)_a$ в мЭ. Месторождения УВ: 1 – Абаканское, 2 – Собинское, 3 – Атовское, 4 – Ковыктинское, 5 – Ярактинское, 6 – Талаканское, 7 – Чаяндинское.

В соответствии с [10], Усть-Ленский пояс включает в себя пять зон нефтегазонакопления (НГН). Это Ярактинская, Верхнечонская, Талакано-Чаяндинская, Ботубобинская зоны НГН в пределах Непско-Ботубобинской нефтегазовой области (НГО) и Ангаро-Ковыктинская зона НГН в пределах

Ангаро-Ленской НГО (рис. 3). Они характеризуются преимущественно вендским возрастом нефтегазоносных комплексов, разнообразием ловушек и фазового состава залежей, контролируются тектоническими структурами (Непский свод, Ковыктинский выступ в пределах Непско-Ботуобинской антиклизы и Ангаро-Ленской ступени соответственно). Здесь локализованы уникальные по запасам газовые месторождения, Ковыктинское и Чайндинское, занимающие в мировом рейтинге соответственно 25 и 40 место, а также крупное Талаканское нефтяное месторождение.

Отдельные фрагменты полирифта контролируют размещение вышеназванных зон НГН и месторождений (рис. 18). Судя по магнитному полю, «полирифтность» пояса, равно как и резкое изменение его простирания, связано с процессами, результатом которых стали линейные положительные магнитные аномалии субмеридиального и северо-западного простирания. Самая значительная аномалия протягивается от широты 52° (Ангаро-Ленская ступень, Ковыктинское месторождение) до широты 63° , где она выклинивается вблизи Туринской мегавпадины с трапповым базальтоидным магматизмом триасового возраста. Положение Чайндинского месторождения находится на южном выклинивании субмедианальной положительной аномалии (рис. 18), юго-западная граница Талакано-Чайндинской зоны НГН ограничивается межрегиональной структурой северо-западного направления, затухающей также в направлении к Туринской мегавпадине.

Усть-Ленский пояс НГН закономерно располагается также относительно гравитационных аномалий (рис. 19), в первую очередь, интенсивной отрицательной аномалии (северное окончание планетарной), отражающей обрамляющие платформу складчатые области. В пределах платформы следует обратить внимание на субмеридианальную гравитационную аномалию, в створе которой находятся Ковыктинское и Ярактинское месторождение, и которая соответствует положительной и сопряженной с ней отрицательной магнитной аномалии (рис. 18). Субмеридианальное простирание геофизических аномалий рифтогенной структуры, контроль ими месторождений углеводородов, а также

отображение в расположении речной сети (рис. 19) роднит эти геофизические аномалии с магнитными аномалиями (триасовый базальтовый магматизм) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

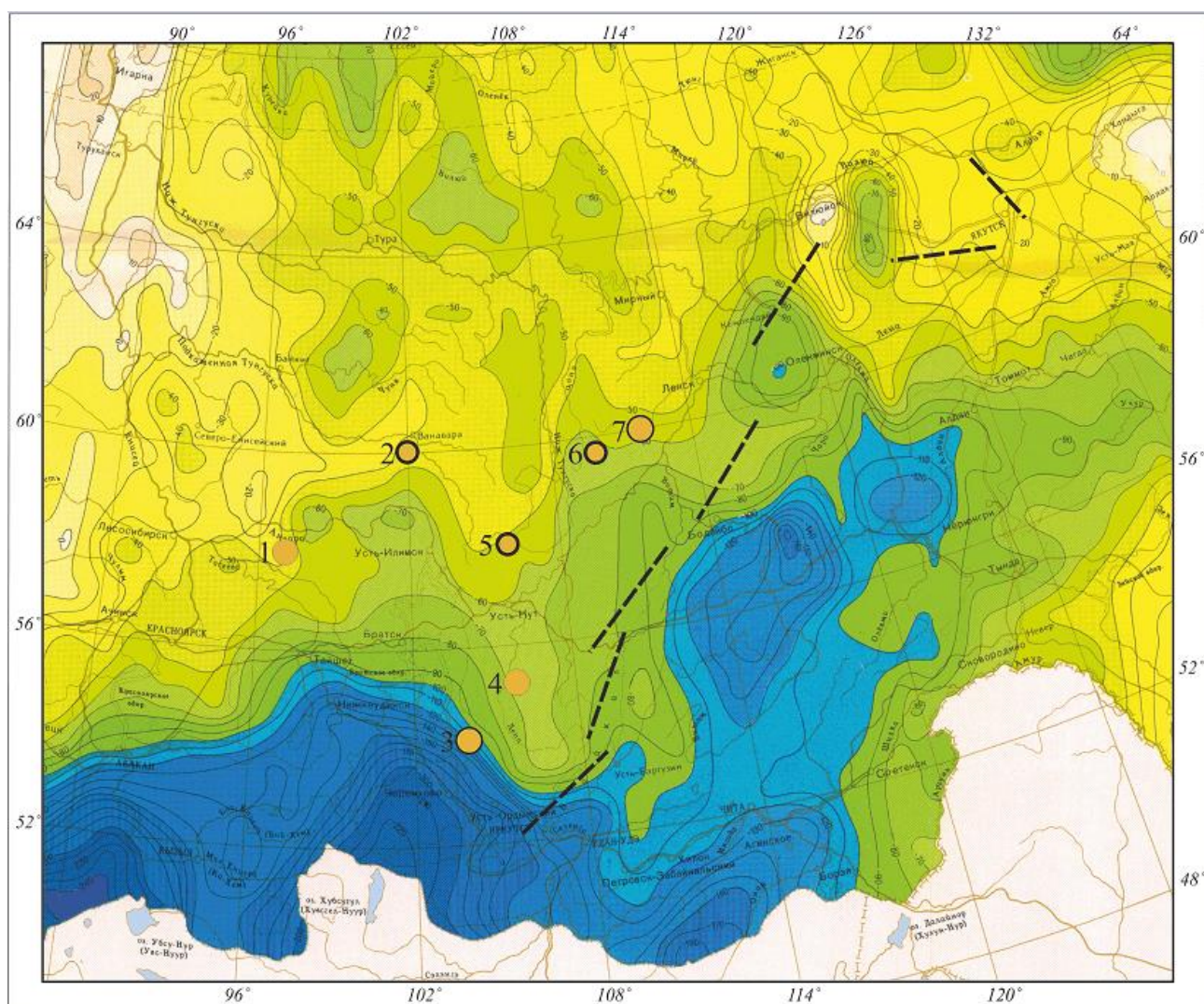


Рисунок 19 – Карта аномального гравитационного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазоаккумуляции. Редукция Буге. Изолинии в мГл. Месторождения УВ: 1 – Абаканское, 2 – Собинское, 3 – Атовское, 4 – Ковыктинское, 5 – Ярактинское, 6 – Талаканское, 7 – Чайандинское.

Определив геолого-геофизические закономерности Усть-Ленского пояса нефтегазоаккумуляции (полирифта) в пределах Лено-Тунгусской НГП, была поставлена цель выявить геолого-геофизические особенности месторождений,

локализованных в его пределах и окрестности. Для детального анализа привлекались материалы производственных отчетов, каротажные диаграммы и материалы работ вышеупомянутых авторов.

Было выявлено, что помимо Усть-Ленского полирифта, месторождения контролируются различными линейными структурами и трансструктурами более мелкого масштаба. Большинство из них было нанесено на карты аномальных магнитного и гравитационного полей (рис. 20, 21). Признаки сравнения месторождений детально описаны в третьей главе и в сжатой форме приведены в таблице 8. Результаты исследования месторождений кратко описаны ниже.

Таблица 8 – Изученные месторождения и основные признаки их сравнения

Месторождение	Нефтегазоносная область / район	Продуктивные горизонты		Фазовый состав	Преоблад. по количеству флюид
		Возраст	Литология		
Абаканское	Нижнеангарский	Венд	Терригенный, карбонатный	Г	газ
Собинское	Катангская	Венд	Терригенный	НГК	газ
Атовское	Ангаро-Ленская	Нижний кембрий	Галогенно-карбонатный	НГК	газ
		Венд	Терригенный		
		Рифей	Карбонатный		
Ковыктинское	Ангаро-Ленская	Нижний кембрий	Галогенно-карбонатный	ГК	газ
		Венд	Терригенный		
		Рифей	Карбонатный		
Ярактинское	Непско-Ботуобинская	Нижний кембрий	Терригенный	НГК	газ
		Венд			
Талаканское	Непско-Ботуобинская	Нижний кембрий	Карбонатный	НГК	нефть
		Венд	Терригенный		
Чаяндинское	Непско-Ботуобинская	Нижний кембрий	Карбонатный	НГК	газ
		Венд	Терригенный		

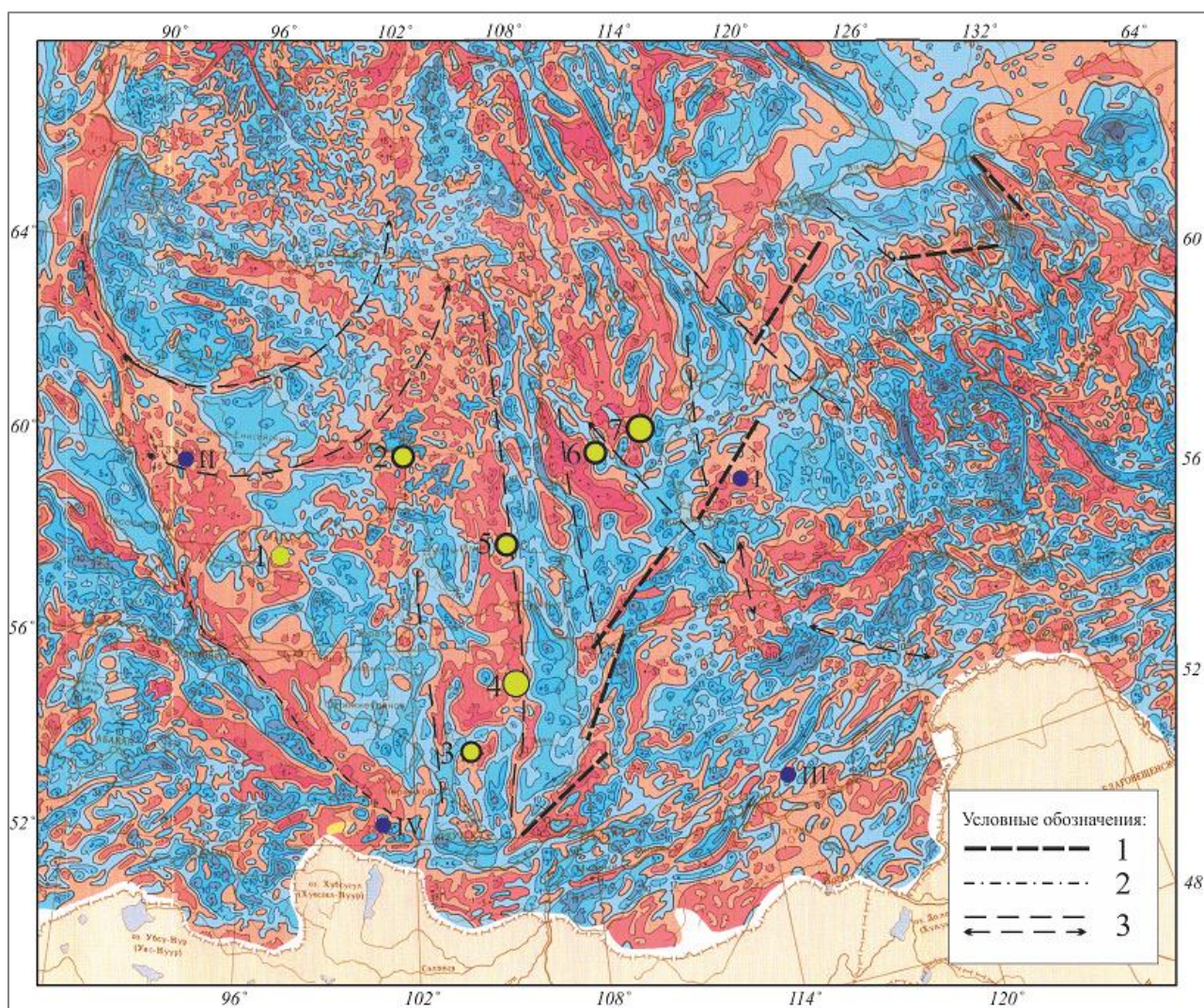


Рисунок 20 – Карта аномального магнитного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, линейных структур и трансструктур, оказывающих влияние на рассматриваемые месторождения. Изолинии $(\Delta T)_a$ в мЭ. Условные обозначения: 1 – структуры полирифта, 2 – западная граница Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 3 – линейные структуры и трансструктуры. Месторождения УВ: 1 – Абаканское, 2 – Собинское, 3 – Атовское, 4 – Ковыктинское, 5 – Ярактинское, 6 – Талаканское, 7 – Чайядинское. Месторождения золота: I – Сухой лог, II – Олимпиада, III – Дарасун, IV – Зун-Холба.

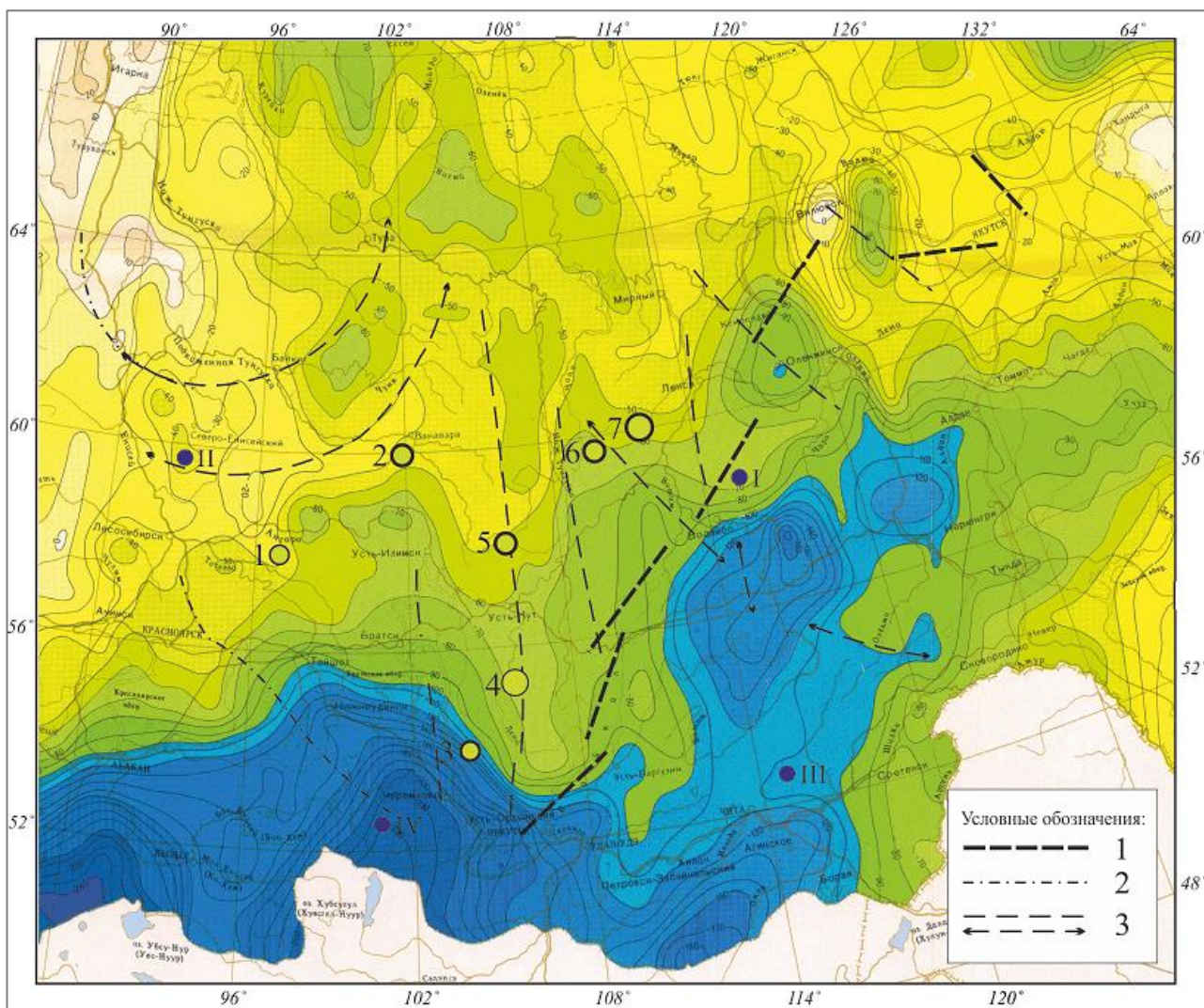


Рисунок 21 – Карта аномального гравитационного поля района Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции с указанием положения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления, линейных структур и трансструктур, оказывающих влияние на рассматриваемые месторождения. Редукция Буге. Изолинии в мГл. Условные обозначения: 1 – структуры полирифта, 2 – западная граница Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, 3 – линейные структуры и трансструктуры. Месторождения УВ: 1 – Абаканское, 2 – Собинское, 3 – Атовское, 4 – Ковыктинское, 5 – Ярактинское, 6 – Талаканское, 7 – Чайндинское. Месторождения золота: I – Сухой лог, II – Олимпиада, III – Дарасун, IV – Зун-Холба.

Для месторождений, локализованных на территории Ангаро-Ленской НГО, к числу которых относятся уникальное Ковыктинское и крупное Атовское, характерно наличие солевого комплекса. Благодаря этой особенности на территории развиты, помимо карбонатных и терригенных, также галогенно-карбонатные коллектора. Возраст заложения соответствует нижнему кембрию, венду и рифею.

Для Абаканского и Собинского месторождений, локализованных на удалении от Усть-Ленского полирифта в пределах Нижнеангарского района и Катангской нефтегазоносной области, возраст продуктивных интервалов соответствует венду, литология представлена терригенными образованиями, также присутствуют карбонаты.

На месторождениях Непско-Ботуобинской НГО – Ярактинском, Талаканском и Чаяндинском, продуктивными являются нижний кембрий и венд, разрез терригенный и карбонатный.

Для всех перечисленных месторождений, кроме Талаканского, характерно преобладание газовой составляющей в общем объеме запасов.

Все изученные месторождения, в том числе и те, что не связаны с Усть-Ленским полирифтом, закономерно располагаются относительно масштабной интенсивной отрицательной гравитационной аномалии (рис. 21). Эта аномалия является северным окончанием планетарной гравитационной аномалии и в южной своей части соответствует складчатому обрамлению Восточно-Сибирской платформы. Закономерно относительно этой аномалии размещены также месторождения золота. Входящие в пятерку самых крупных месторождений России относительно низкотемпературные стратиформные месторождения Сухой лог и Олимпиада локализованы на удалении от аномалии, а гидротермальные жильные месторождения Дарасун и Зун-Холба, являющиеся более высокотемпературными, наоборот, в ее пределах. Скорее всего, эта гравитационная аномалия фиксирует область с повышенной температурой среды, в том числе и для месторождений углеводородов.

Месторождения размещаются на примерно одинаковом расстоянии от границы планетарной аномалии по изолинии минус 100 мГл (рис. 21). Исключение составляют два месторождения – Ковыктинское и Атовское, локализованные соответственно в пределах и в окрестности субмеридианальной северо-северо-западной положительной гравитационной аномалии. Наличие солевых проявлений в перекрывающем нижнекембрийском горизонте на этих месторождениях определяется их малой удаленностью от планетарной аномалии. Наблюдающееся засоление коллекторов на Ярактинском месторождении также может быть связано с расположением в створе аномалии, равно как и на Ковыктинском месторождении.

Месторождения с богатыми извлекаемыми запасами контролируются наиболее ярко выраженными в магнитном поле протяженными трансструктурами и их пересечениями. Примером могут служить месторождения Чаяндинское и Талаканское, которые контролируются, помимо полирифта, пересечением двух протяженных трансструктур – северо-западной и субширотной. Чаяндинское и Талаканское месторождения отличаются также пониженными пластовыми давлениями.

Фазовая специализация месторождений определяется расположением в соответствующей части рифтогенной структуры: в центральной части рифта с отрицательными аномалиями магнитного поля – газовые месторождения, в периферийной части с положительными магнитными аномалиями – нефтяные месторождения. Это положение следует из опыта Западносибирской провинции и проявляется в районе Уст-Ленского полирифта. Наиболее выразительный пример рядом расположенных месторождений: Чаяндинское месторождение (преимущественно газовое) локализовано в отрицательной части рифтовой зоны, а Талаканское (преимущественно нефтяное) – в положительной. Усиление доли нефти в разрезе в связи с положительными аномалиями рифтогенной природы видны также в парах Абаканское и Собинское, Ковыктинское и Ярактинское, а также Ковыктинское и Атовское. Правда, в последнем случае Атовское

месторождение заходит в пределы отрицательной гравитационной аномалии, что может привести к увеличению температуры среды.

Проведенные исследования показывают высокую информативность гравитационных и магнитных съемок мелких масштабов в оценке нефтегазоносности Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции, а выявленные геофизические признаки месторождений могут быть использованы при переоценке известных месторождений и поисках новых.

Подводя итоги, можно сказать следующее. В пределах Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления, контролируемой одноименным полирифтом, при поиске новых месторождений углеводородов необходимо учитывать следующие факторы:

- Близость к полирифту. Полирифт является зоной повышенной проницаемости, следовательно, месторождения, локализованные в его пределах, являются наиболее крупными по сравнению с теми, что локализованы в окрестности;

- Наличие выраженных в магнитном поле линейных структур и трансструктур, а также их пересечений;

- Положение в магнитном поле. Для месторождений, локализованных в пределах отрицательных магнитных аномалий, характерна газовая специализация, а для тех, что находятся в пределах положительных – нефтяная;

- Положение относительно планетарной отрицательной гравитационной аномалии. Являясь областью с повышенной температурой среды, она может влиять на фазовый состав залежей или же оказывать более пагубное воздействие в виде разрушения углеводородов: все описываемые в работе месторождения локализованы к северу от полирифта, в южной части, где распространена аномалия, месторождений не выявлено.

- Наличие вблизи выявленных месторождений углеводородов, их принадлежность к установленным по Мельников Н.В. зонам нефтегазонакопления.

6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является определение перспективности научного исследования, оценка его эффективности, состояния внутренней и внешней среды, определение материальных и временных затрат на реализацию исследования, разработка механизма управления.

6.1 Оценка перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

6.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В настоящей дипломной работе проводится анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений углеводородов в пределах южной части Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Целью исследования является выявление особенностей строения и условий локализации месторождений углеводородов в пределах рассматриваемых территорий.

Дипломная работа представляет собой научное исследование поискового, теоретического и аналитического характера и выполнена с целью расширения, углубления и систематизации знаний в сфере поиска и разведки месторождений углеводородов. По результатам исследования сделаны выводы о схожести и различиях строения месторождений, сформулирована модель генерации углеводородов на территории Усть-Ленского полирифта, выведены косвенные признаки нефтегазоносности зон, испытывающих его влияние. Выявленные признаки могут быть использованы при поиске новых месторождений УВ.

С точки зрения исполнителей, результаты, представленные в данной работе, могут использоваться для прогнозирования нефтегазоносности

малоизученных территорий в пределах Восточной Сибири. К малоизученным с геологической и геофизической точек зрения относятся территории, где проведена только региональная мелкомасштабная съемка. Как следствие, данное исследование в совокупности с другими методами может косвенно способствовать увеличению сырьевой базы Восточной Сибири. Аналогичные исследования могут быть проведены на других территориях.

Научно-исследовательская работа проводилась группой квалифицированных работников, состоящей из двух человек – руководителя и студента, получающего специальность по направлению «Технология геологической разведки».

Коммерческим потенциалом данное исследование не обладает, так как не является технической разработкой. Результаты научно-исследовательской работы обладают теоретической значимостью.

6.1.2 SWOT анализ

SWOT анализ проводится для исследования внутренней и внешней среды НИР. Он помогает определить сильные и слабые стороны работы, а также выявить возможности и угрозы, стоящие на пути ее реализации. Матрица SWOT представлена в таблице 9.

Таблица 9 – SWOT анализ научно-исследовательской работы

	Сильные стороны НИР:	Слабые стороны НИР:
	С1. Актуальность поиска и разведки месторождений углеводородов на малоизученных территориях Восточной Сибири в целях пополнения ресурсной базы страны.	Сл1. Прогноз наличия новых нефтегазоносных территорий строится на аналогиях с открытыми месторождениями и не подкреплён подтвержденными данными (к примеру, данными об испытании скважин на этих территориях).

Продолжение таблицы 9

	С2. Наличие большого объема геофизических данных о месторождениях Усть-Ленского полирифта и прилегающих территорий для выполнения качественного сравнительного анализа.	Сл2. Применимость исследования только на ранних стадиях геологоразведки (региональное геологическое изучение недр и прогнозирование полезных ископаемых).
	С3. Масштабность объекта исследования: Усть-Ленский полирифт протягивается от шельфа моря Лаптевых до устья Лены и оказывает влияние на большое количество месторождений Восточной Сибири.	Сл3. Необходимость принятия не всегда качественной информации, (результаты геофизических, керновых, петрофизических и других исследований), предоставленной недропользователем, за априорную.
	С4. Результаты исследования позволяют прогнозировать не только сам факт наличия месторождения, но и его фазовый состав (нефть, газ, конденсат).	Сл4. Необходимость наличия труднодоступной фондовой информации об открытых месторождениях для качественного выполнения исследования.
Возможности НИР:		
В1. Публикации результатов исследования в тематических журналах.	Исследование обладает актуальностью. Публикации его результатов в научных журналах и выступления на конференциях позволят получить огласку в профессиональных кругах, привлечь финансирование и внедрить работу в производство: применить теорию на практике.	Некоторая информация, описанная в НИР, представляет собой коммерческую тайну. В силу этого факта, не вся информация, содержащаяся в работе, может публиковаться в статьях, в результате чего может казаться недостаточной.
В2. Возможность представлять результаты исследования на международных конференциях в силу его актуальности.		
В3. Нетрудоемкая адаптация научного исследования под иностранные языки.		
Угрозы НИР:		
У1. Нехватка финансирования на дальнейшие исследования.	Нехватка финансирования НИР не позволяет вывести ее на новый уровень и опробовать на практике, не смотря на простоту и качество результатов.	Труднодоступность новой информации для дальнейшего развития исследования тормозит его на прежнем уровне.
У2. Отсутствие достаточного количества информации для дальнейших исследований.		

6.2 Планирование научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научного исследования.

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

В данном подразделе составлен перечень этапов и работ в рамках НИР, а также проведено распределение исполнителей по видам работ (табл. 10). Руководителем НИР выступает Лукин А., доцент отделения геологии, специалистом (основным исполнителем НИР) – Бессмертная А., студент отделения геологии.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка задания на проведение НИР	1	Составление и утверждение задания на проведение НИР	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Специалист
	3	Подбор и изучение материалов по тематике исследования	Специалист Руководитель
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа объекта исследования	Специалист
	6	Разработка методики научного исследования	Специалист
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка эффективности полученных результатов	Специалист
Оформление отчета по научно-исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Специалист

6.2.2 Разработка графика проведения научного исследования

График проведения научного исследования представим в форме диаграммы Ганта – горизонтального ленточного графика, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ.

Продолжительность каждой работы зависит от ее трудоемкости. Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется формула (1):

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.; t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.; t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.

С учетом ожидаемой трудоемкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_{pi} по формуле (2):

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где: T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.; $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы, чел.-дн.; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для удобства построения графика длительность каждого этапа работ из рабочих дней переводится в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться формулой (3):

$$T_{ki} = T_{pi} \times k_{кал}, \quad (3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях; $k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности $k_{\text{кал}}$ определяется по формуле (4):

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})}, \quad (4)$$

где: $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности, $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней ($T_{\text{кал}} = 365$); $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней ($T_{\text{вых}} = 104$); $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней ($T_{\text{пр}} = 14$). Значения в скобках приведены для 2021 года.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - (104 + 14)} = 1,48.$$

Используя вышеприведенные формулы определили временные показатели проведения научного исследования, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

№ раб	Исполнители	Продолжительность работ				
		t_{min} , чел. дн.	t_{max} , чел. дн.	$t_{\text{ож}}$, чел. дн.	T_{pi} , раб. дни	T_{ki} , кал. дни
1	Лукин А.	2	3	2	2	4
2	Бессмертная А.	4	4	4	4	6
3	Лукин А. Бессмертная А.	14	20	16	8	12
4	Лукин А.	2	3	2	2	4
5	Бессмертная А.	20	26	22	22	33
6	Бессмертная А.	18	22	20	20	29
7	Бессмертная А.	6	7	6	6	9
8	Бессмертная А.	13	17	15	15	23
Итого						120

Как видно из таблицы 11, календарный план научного исследования включает в себя восемь этапов. В связи с большим коэффициентом календарности $k_{\text{кал}}$, количество календарных дней, выделенных для НИР, в значительной степени превалирует над количеством рабочих дней. В целом, продолжительность работ в календарных днях можно оценить в четыре месяца. Для иллюстрации календарного плана приводим диаграмму Ганта, представленную на рисунке 22.

6.3.1 Расчет материальных затрат НИР

Материальные затраты включают в себя затраты на приобретение оборудования, программного обеспечения, канцелярских принадлежностей, и других товаров и услуг от сторонних организаций, необходимых для реализации научного исследования.

Средства, необходимые для проведения научно-исследовательской работы, и их первоначальная стоимость приведены в таблице 12. Первоначальная стоимость $C_{п}$ определена по формуле (5):

$$C_{п} = Ц + ТЗР, \quad (5)$$

где $C_{п}$ – первоначальная стоимость, руб., Ц – цена средства (оборудования, ПО, товара, услуги), руб., ТЗР – транспортно-заготовительный расход (в расчетах принимается равным 4%), руб.

Таблица 12 – Материальные затраты НИР

№ п/п	Наименование	Цена, руб.	ТЗР 4%, руб.	Кол-во	Первоначальная стоимость, руб.
Оборудование и ПО, принадлежащее НИ ТПУ (нет личных материальных затрат)					
1	Системный блок Acer Aspire XC-330 DT.BD2ER.001	20000	800	1	20800
2	Монитор Acer 23.8" K242HYLBBD [UM.QX2EE.B05]	8000	320	1	8320
3	Проводная мышь Acer OMW020	500	20	1	520
4	Клавиатура Logitech K120 USB 920-002522	500	20	1	520
5	Лазерный принтер HP LASERJET PRO M15W	7000	280	1	7280
6	OS Windows 10 Professional	15000	600	1	15600
7	Microsoft Office для дома и учебы 2019	3000	120	1	3120
8	CorelDRAW Graphics Suite 2021	27000	1080	1	28080
Средства, приобретенные на личные материальные затраты					
10	Упаковка бумаги А4	330	13	1	343
11	Ручка шариковая	50	2	2	52
12	Карандаш	30	1	1	31
Итого					84718

6.3.2 Расчет затрат на амортизацию

Под амортизацией подразумевается постепенное снижение ценности имущества вследствие его изнашивания.

Расчет ежемесячных амортизационных отчислений производим для находящегося в пользовании оборудования и программного обеспечения линейным способом по формуле (6):

$$A_{\text{мес}} = \frac{C_{\text{п}} \times N_{\text{А}}}{12}, \quad (6)$$

где $A_{\text{мес}}$ – сумма амортизации в месяц, руб., $C_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость оборудования или ПО, руб., $N_{\text{А}}$ – норма амортизации, о. е.

Норма амортизации рассчитывается по формуле (7):

$$N_{\text{А}} = \frac{1}{\text{СПИ}}, \quad (7)$$

где $N_{\text{А}}$ – норма амортизации, о. е., СПИ – срок полезного использования оборудования или ПО, годы. СПИ определяется в соответствии с [35].

В таблице 13 приведены затраты на амортизацию в период использования оборудования и ПО для выполнения НИР. В главе 6.2.2 было установлено, что продолжительность работ составляет четыре месяца.

Таблица 13 – Затраты на амортизацию оборудования и ПО

№ п/п	Наименование	Первоначальная стоимость, руб.	СПИ, годы	$N_{\text{А}}$, о. е.	$A_{\text{мес}}$, руб.	$A_{4\text{мес}}$, руб.
1	Системный блок Acer Aspire XC-330 DT.BD2ER.001	20800	3	0,333	577,2	2308,8
2	Монитор Acer 23.8" K242HYLBBD [UM.QX2EE.B05]	8320	3	0,333	230,9	923,5
3	Проводная мышь Acer OMW020	520	3	0,333	14,4	57,7
4	Клавиатура Logitech K120 USB 920-002522	520	3	0,333	14,4	57,7
5	Лазерный принтер HP LASERJET PRO M15W	7280	3	0,333	202	808

Продолжение таблицы 13

6	OS Windows 10 Professional	15600	2	0,5	650	2600
7	Microsoft Office для дома и учебы 2019	3120	2	0,5	130	520
8	CorelDRAW Graphics Suite 2021	28080	2	0,5	1170	4620
Итого						11896

6.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей НИР

Заработную плату работника формируют две составляющие: основная и дополнительная заработные платы. В текущем разделе рассчитана основная заработная плата работников, непосредственно занятых выполнением НИР. Основная заработная плата $Z_{осн}$ включает премии, надбавки, районные коэффициенты и рассчитывается по формуле (8):

$$Z_{осн} = Z_{дн} \times T_p, \quad (8)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника, руб., $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб., T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дни.

Среднедневная заработная плата $Z_{дн}$, в свою очередь, рассчитывается по формуле (9):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \times M}{F_d}, \quad (9)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб., Z_m – месячный должностной оклад работника, руб., M – количество месяцев работы без отпуска в течении года (при отпуске в 56 раб. дней $M = 10,3$ месяца, 6-дневная неделя; при отпуске в 28 раб. дней $M = 11,15$ месяца, 6-дневная неделя), F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научного персонала.

Баланс рабочего времени для руководителя и исполнителя НИР – специалиста, приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Специалист
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней:		
- выходные дни	104	104
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени:		
- отпуск	56	28
- невыходы по болезни	1	1
Действительный годовой фонд рабочего времени	190	218

Месячный должностной оклад работника Z_M рассчитывается по формуле:

$$Z_M = Z_{ТС} \times (1 + k_{пр} + k_d) \times k_p, \quad (10)$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб., $Z_{ТС}$ – заработная плата работника по тарифной ставке, руб., $k_{пр}$ – премиальный коэффициент ($k_{пр} = 0,3$), k_d – коэффициент доплат и надбавок ($k_d = 0,2$), k_p – районный коэффициент ($k_p = 1,3$ для города Томск).

Используя вышеприведенные формулы, рассчитываем основную заработную плату исполнителей НИР. Все полученные значения приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на основную заработную плату

Должность исполнителя	$Z_{ТС}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_M , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дни	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	19500	0,3	0,2	1,3	38025	2061,36	12	24736
Специалист	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1695,52	79	133946
Итого								158682

6.3.4 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей НИР

Затраты на дополнительную заработную плату исполнителям НИР учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций [36].

Расчет дополнительной заработной платы $Z_{\text{доп}}$ производится по формуле:

$$Z_{\text{доп}} = Z_{\text{осн}} \times k_{\text{доп}}, \quad (11)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб., $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб., $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии исследования принимается $k_{\text{доп}} = 0,12-0,15$).

Таблица 16 – Затраты на дополнительную заработную плату

Должность исполнителя	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$k_{\text{доп}}$	$Z_{\text{доп}}$, руб.
Руководитель	24736	0,13	3216
Специалист	133946	0,13	17413
Итого			20629

6.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды

Страховые отчисления включают в себя отчисления в фонд социального страхования (ФСС), пенсионный фонд (ПФ) и федеральный фонд обязательного медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников по установленным законодательством РФ нормам. Для бюджетных научных учреждений, автономных научных учреждений, образовательных организаций высшего образования в соответствии со статьей 427 НК РФ [37] действуют пониженные тарифы страховых взносов. Их размер составляет 28%.

Величина отчислений во внебюджетные фонды $Z_{\text{внеб}}$ определяется по формуле (12):

$$Z_{\text{внеб}} = (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \times k_{\text{внеб}}, \quad (12)$$

где $Z_{\text{внеб}}$ – величина отчислений во внебюджетные фонды, руб., $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника, руб., $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб., $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений во внебюджетные фонды.

Таблица 17 – Затраты на отчисления во внебюджетные фонды

Должность исполнителя	$Z_{\text{осн}}$, руб.	$Z_{\text{доп}}$, руб.	$k_{\text{внеб}}$	$Z_{\text{внеб}}$, руб.
Руководитель	24736	3216	0,28	7827
Специалист	133946	17413	0,28	42381
Итого				50658

6.3.6 Расчет накладных расходов

Накладные расходы $Z_{\text{накл}}$ учитывают прочие затраты на выполнение НИР, не попавшие в предыдущие группы затрат, к примеру: оплату услуг связи, электроэнергии, почтовых расходов и др. Их величина определяется по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (C_{\text{п}} + A + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) \times k_{\text{нр}}, \quad (13)$$

где $C_{\text{п}}$ – материальные затраты, руб., A – амортизационные затраты, руб., $Z_{\text{осн}}$ – затраты на основную заработную плату работникам, руб., $Z_{\text{доп}}$ – затраты на дополнительную заработную плату работникам, руб., $Z_{\text{внеб}}$ – затраты на отчисления во внебюджетные фонды, руб., $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов $k_{\text{нр}}$ примем равной 16%. Рассчитываем величину накладных расходов согласно формуле (13):

$$Z_{\text{накл}} = 50658 \times 0,16 = \mathbf{52253} \text{ руб.}$$

6.3.7 Бюджет научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат является основой для формирования бюджета НИР. Смета затрат на осуществление НИР приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Смета затрат на осуществление НИР

Тип затрат	Сумма, руб.	Доля в бюджете, %
Материальные затраты	84718	22,36
Амортизационные затраты	11896	3,14
Затраты на основную заработную плату	158682	41,89
Затраты на дополнительную заработную плату	20629	5,45
Затраты на отчисления во внебюджетные фонды	50658	13,37
Накладные расходы	52253	13,79
Бюджет НИР	378836	100

В результате проведения расчетов по основным типам затрат определили бюджет, необходимый для проведения научно-исследовательской работы. Сумма бюджета составила 378836 рублей. Наибольшая часть затрат пришлась на выплату основной заработной платы исполнителям – 41,89%. Рассчитанная стоимость НИР входит в установленные бюджетные ограничения.

6.4 Определение финансовой и ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности научного исследования

Определение финансовой эффективности. Для определения финансовой эффективности научного исследования используется интегральный показатель этого параметра. Он определяется путем сопоставления бюджета затрат двух и более вариантов исполнения научного исследования. Наибольший интегральный показатель реализации НИР принимается за базу расчета, с ним соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Расчетная формула выглядит следующим образом:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп } i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (14)$$

где $I_{\text{фин}}^{\text{исп } i}$ – интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования, Φ_{pi} – затраты НИР по i -ому варианту исполнения, руб., Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения, руб.

Величина $I_{\text{фин}}^{\text{исп } i}$ отражает увеличение бюджета затрат на проведение НИР, если полученное значение больше единицы и удешевление стоимости проведения НИР, если полученное значение меньше единицы.

На этапе выдачи задания на проведение НИР было обозначено, что бюджет не должен превышать 400000 рублей. Минимальный бюджет, при котором выполнение исследования возможно на должном качественном уровне составляет 378836 рублей.

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп } 1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{378836 \text{ руб.}}{400000 \text{ руб.}} = 0,947,$$

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп } 2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{400000 \text{ руб.}}{400000 \text{ руб.}} = 1.$$

Исходя из представленных расчетов, затраты на проведение научного исследования, смета которых приведена в таблице 10, являются оптимальными и показывают финансовую эффективность.

Определение ресурсной эффективности исследования. Для того, чтобы определить насколько ресурсоэффективно выполняется текущее исследование, сравним между собой несколько вариантов его исполнения и определим интегральный показатель ресурсной эффективности по формуле (15):

$$I_{\text{рес}}^{\text{исп } i} = \sum a_j \cdot b_i, \quad (15)$$

где $I_{\text{рес}}^{\text{исп } i}$ – интегральный показатель ресурсной эффективности для i -го варианта исполнения исследования, a_j – весовой коэффициент j -го параметра, по которому проводится сравнение, b_i – бальная оценка i -го варианта исполнения исследования по сравниваемому параметру.

Таблица 19 – Сравнительная характеристика вариантов исполнения исследования

№ п/п	Параметр	Весовой коэффициент параметра	Исполнение 1	Исполнение 2
1	Частота применяемости	0,20	4	3
2	Надежность	0,35	4	4
3	Качество выходных данных	0,20	4	4
4	Временные затраты на исполнение	0,25	4	3
	Итого	1		

В соответствии с данными, представленными в таблице 19, определим интегральный показатель ресурсной эффективности для каждого из рассмотренных вариантов исполнения исследования по формуле (15):

$$I_{\text{рес}}^{\text{исп } 1} = 4 \times 0,20 + 4 \times 0,35 + 4 \times 0,20 + 4 \times 0,25 = 4,$$

$$I_{\text{рес}}^{\text{исп } 2} = 3 \times 0,20 + 4 \times 0,35 + 4 \times 0,20 + 3 \times 0,25 = 3,55.$$

Опираясь на представленные расчеты, делаем вывод о наибольшей ресурсной эффективности первого варианта исполнения НИР.

На основании интегральных показателей ресурсной и финансовой эффективности определим интегральный показатель эффективности вариантов исполнения исследования по формуле (16):

$$I_{\text{исп } i} = \frac{I_{\text{рес}}^{\text{исп } i}}{I_{\text{фин}}^{\text{исп } i}}, \quad (16)$$

где $I_{\text{исп } i}$ – интегральный показатель эффективности варианта исполнения исследования, $I_{\text{рес}}^{\text{исп } i}$ – интегральный показатель ресурсной эффективности варианта исполнения исследования, $I_{\text{фин}}^{\text{исп } i}$ – интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования.

$$I_{\text{исп } 1} = \frac{I_{\text{рес}}^{\text{исп } 1}}{I_{\text{фин}}^{\text{исп } 1}} = \frac{4}{0,947} = 4,224,$$

$$I_{\text{исп 2}} = \frac{I_{\text{рес}}^{\text{исп 2}}}{I_{\text{фин}}^{\text{исп 2}}} = \frac{3,55}{1} = 3,55.$$

Сравнение интегральных показателей эффективности вариантов исполнения исследования позволит определить сравнительную эффективность исследования $\mathcal{E}_{\text{ср}i}$. Она определяется отношением интегрального показателя эффективности первого исполнения исследования $I_{\text{исп 1}}$ ко второму $I_{\text{исп 2}}$ и наоборот:

$$\mathcal{E}_{\text{ср 1}} = \frac{I_{\text{исп 1}}}{I_{\text{исп 2}}} = \frac{4,224}{3,55} = 1,19,$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср 2}} = \frac{I_{\text{исп 2}}}{I_{\text{исп 1}}} = \frac{3,55}{4,224} = 0,84.$$

Таблица 20 – Показатели эффективности научного исследования

№ п/п	Показатель	Исполнение 1	Исполнение 2
1	Интегральный показатель финансовой эффективности	0,947	1
2	Интегральный показатель ресурсной эффективности	4	3,55
3	Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения	4,224	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,19	0,84

Опираясь на полученные результаты, делаем вывод о том, что вариант исполнения научно-исследовательской работы, которого придерживаются исполнители, обладает наибольшей эффективностью. Этот вариант укладывается в установленные бюджетные рамки, но при этом выполняет все поставленные перед ним задачи. Он также широко применим, прост в использовании, обладает высокой надежностью и качеством данных на выходе, что позволяет считать его эффективным с ресурсосберегающей точки зрения.

Выводы по разделу: в разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были рассмотрены вопросы, касающиеся планирования проводимой научно-исследовательской работы, составления ее бюджета, определения ее перспективности, эффективности, сильных и слабых сторон, возможностей и угроз.

Была проведена оценка перспективности научного исследования на основе SWOT анализа, по результатам которого были сделаны выводы о высоком потенциале исследования и, при наличии финансирования и достаточного объема информации, его дальнейшего развития.

Были определены полный перечень этапов выполнения исследования, трудоемкость выполнения работ. Максимальная длительность выполнения НИР составила 120 календарных дней.

В соответствии с календарным планом проведения НИР был определен минимальный бюджет, необходимый для качественного выполнения исследования, который составил 378836 рублей.

На основании составленной сметы бюджета и сравнения данного варианта исполнения исследования с аналогичным, было выявлено, что НИР обладает наибольшей финансовой, ресурсной и сравнительной эффективностью.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящей дипломной работе проводится анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений углеводородов в пределах южной части Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления – Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Целью исследования является выявление особенностей строения и условий локализации месторождений углеводородов в пределах рассматриваемых территорий.

В процессе работы проводились аналитический литературный обзор и анализ ранее проведенных геологических и геофизических исследований в пределах изучаемого объекта, по результатам чего были сделаны выводы о схожести и различиях строения месторождений, сформулирована модель генерации углеводородов на территории Усть-Ленского полирифта, выведены косвенные признаки нефтегазоносности зон, испытывающих его влияние.

При выполнении дипломной работы рабочей зоной выступала аудитория для практических занятий №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ (г. Томск, пр-т Ленина, дом 2, литер А, строение 5), где располагается рабочий компьютер с необходимыми специализированными программами.

В текущем разделе рассматриваются вопросы охраны труда и техники безопасности, связанные с работой в учебной аудитории, а также разрабатываются мероприятия по предотвращению воздействия на здоровье сотрудников и студентов отделения геологии опасных и вредных факторов.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

7.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии со статьей 14 Федерального закона от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. от 30.12.2020) «О специальной оценке условий труда», работа научного сотрудника, выполняющего анализ геолого-геофизической информации за

персональным компьютером в учебной аудитории относится ко второму классу по тяжести и напряженности труда. Второй класс определяет допустимые условия труда – «условия, при которых уровень факторов производственной среды и трудового процесса не превышает установленных гигиенических нормативов, а возможные изменения функционального состояния организма восстанавливаются за время регламентированного отдыха» [40].

Работа за персональным компьютером предполагает отсутствие физической динамической и статической нагрузок, но имеют место стереотипные локальные рабочие движения (к примеру, ввод данных в персональный компьютер, работа в профессиональном программном обеспечении). Рабочая поза – фиксированная, так как большую часть времени сотрудник работает с картографическим материалом, в связи с чем возникает необходимость фокусировки внимания на мелких объектах. При выполнении работы присутствуют допустимые интеллектуальные, сенсорные и монотонные нагрузки, а также оптимальные эмоциональные нагрузки [41].

Согласно ТК РФ и ФЗ РФ «О специальной оценке условий труда», продолжительность рабочего дня научного сотрудника не должна превышать 40 часов в неделю [ТК РФ Статья 92], обязательны перерывы для отдыха и питания не менее 30 минут [ТК РФ Статья 108].

Сотрудник имеет право на своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией [ТК РФ Статья 2]. Территории Томской области приравнена к районам Крайнего Севера, в силу этого факта оплата труда производится с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате [ТК РФ Статья 315]. Для Томской области районный коэффициент равен 1,30 [42].

В соответствии с Федеральным законом [40], сотрудник имеет право на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве, а также на рабочее место, отвечающее всем требованиям охраны труда [ТК РФ Статья 219].

7.1.2 Организационные мероприятия по компоновке рабочей зоны

Большую часть рабочего времени научный сотрудник проводит в положении сидя за столом, оборудованным персональным компьютером или без него. Основные требования к организации рабочего места при выполнении рассматриваемого вида деятельности приведены в ГОСТ 12.2.032–78 «ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» и в ГОСТ 21889-76 «Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования».

В [43] указано, что «конструкция рабочего места и взаимное расположение всех его элементов должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы». Оптимальная рабочая поза в положении сидя формируется под влиянием высоты рабочей поверхности и обеспечивается конструкцией стула [44].

Высота рабочей поверхности должна обеспечивать выполнение работ в пределах зоны досягаемости моторного поля (Рис. 23). Для сотрудников, работающих за персональным компьютером, оптимальной считается высота рабочей поверхности равная 655 мм, высота сидения – 420 мм, ширина рабочей поверхности равная 655 мм, высота сидения – 420 мм, ширина пространства для ног не менее 500 мм, а высота – не менее 600 мм.

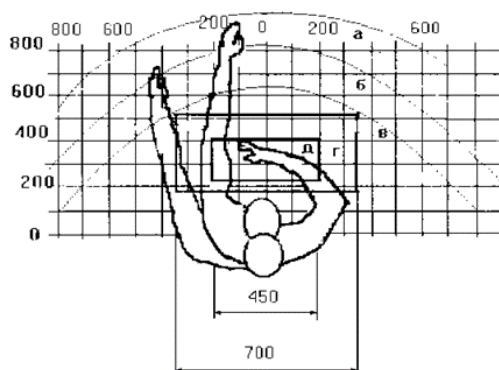


Рисунок 23 – Зоны досягаемости рук в горизонтальной плоскости: а – зона максимальной досягаемости рук; б – зона досягаемости пальцев при вытянутой руке; в – зона легкой досягаемости ладони; г – оптимальное пространство для грубой ручной работы; д – оптимальное пространство для тонкой ручной работы.

Оптимальные размеры поверхности стола 1600x1000 мм². Он должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами работника и экраном персонального компьютера должно составлять 500-800 мм. Экран ПК должен быть наклонен к горизонтальной плоскости на 15°. Рабочий стул должен иметь дизайн, исключаящий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте [44].

В аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ рабочее место соответствует всем вышеизложенным требованиям.

7.2 Производственная безопасность

Условия труда научного сотрудника, выполняющего анализ информации с использованием персонального компьютера, могут провоцировать появление вредных и опасных факторов производства, представленных в таблице 21. Для определения воздействующих факторов использовался ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [45].

Таблица 21 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте

Источник фактора, наименование вида работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015) [7]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Анализ геолого-геофизических условий локализации месторождений углеводородов в пределах Усть-Ленской зоны нефтегазонакопления	1. Недостаточная освещенность рабочей зоны; 2. Повышенный шум; 3. Повышенный уровень электромагнитных полей;	5. Поражение электрическим током.	1. СП 52.13330.2016 [46] 2. ГОСТ 12.1.003-2014 [47] 3. СанПиН 1.2.3685-21 [48] 4. СанПиН 2.2.4.548-96 [49]

Продолжение таблицы 21

	4. Отклонение показателей микроклимата в закрытом помещении.		5. ГОСТ 12.1.038-82 [50] ГОСТ 12.1.030-81 [51]
--	--	--	---

7.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Появление этого вредного фактора могут спровоцировать отсутствие достаточного количества ламп для полноценного освещения и нерегулярная замена перегоревших ламп. При неудовлетворительной освещенности возможно перенапряжение зрительного аппарата и, как следствие, ухудшение его состояния.

Нормирование освещенности осуществляется сводом правил 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение» [46]. Документ определяет наименьшую освещенность рабочих поверхностей в производственных помещениях в зависимости от характеристики зрительной работы.

Согласно [46], разряд зрительной работы с учетом углового размера объекта различения, определяется отношением минимального размера объекта различения d к расстоянию от этого объекта до глаз работника l . Минимальный размер объекта различения при работе с картографическим материалом составляет 0,15 мм, глаза работника от объекта находятся на расстоянии приблизительно равным 500 мм, следовательно, нижняя граница для определения разряда зрительной работы – $0,3 \times 10^{-3}$ относительных единиц, это разряд А. При выполнении работ очень высокой точности с фокусировкой внимания на рабочей поверхности не более 70% (второй подразряд) в помещении с общим равномерным освещением от люминесцентных ламп типа ЛБ освещенность рабочего места должна составлять не менее 400 лк.

Нормируемые показатели искусственного освещения приведены в таблице 22. Условия освещения на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ соответствуют нормам СОУТ [52].

Таблица 22 – Нормируемые показатели искусственного освещения [46]

Помещения	Рабочая плоскость и КЕО	Разряд зрительной работы – А-2. Нормируемые показатели искусственного общего освещения			
		Освещенность рабочей поверхности, люкс	Объединенный показатель дискомфорта UGR, не более	Коэффициент пульсации освещенности %, не более	Индекс цветопередачи источников света R_a
Аудитории, учебные кабинеты, лаборатории высших учебных заведений	Г – 0,8	400	21	10	80

Повышенный шум. Шум на рабочем месте могут провоцировать системы охлаждения, расположенные в блоке питания персонального компьютера, а также люминесцентные лампы, так как в них установлен дроссель – электромагнитный пускорегулирующий аппарат, подверженный эффекту магнитострикции. Шум оказывает на работника психологическое воздействие, поэтому наличие этого вредного фактора на рабочем месте приводит не только к снижению слуха, но и к заболеваниям нервной системы и, как следствие, головокружению, раздражительности, повышенной утомляемости [47].

Нормирование шума осуществляется санитарными нормами и правилами 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [48].

Согласно [48], уровень непостоянного шума в учебной аудитории не должен превышать 50 дБА. В таблице 23 представлены допустимые уровни звукового давления и уровень звука на рабочем месте.

Таблица 23 – Предельно допустимые уровни звукового давления и уровень звука для источников постоянного шума на рабочем месте [48]

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука (дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Аудитории образовательных учреждений	79	63	52	45	39	35	32	30	28	40

Уровень шума на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ соответствуют нормам СОУТ [52].

Повышенный уровень электромагнитных полей. Источниками электромагнитного излучения в учебной аудитории являются электрические сети и персональные компьютеры. Чем выше мощность прибора, тем больше создаваемое им магнитное поле. Электромагнитные поля оказывают воздействие на нервную, сердечно-сосудистую, иммунную, эндокринную и половую системы человека.

Предельно допустимый уровень электромагнитного поля определяют СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания». ПДУ электромагнитного поля частотой 50 Гц на рабочем месте – 5 кВ/м [48].

Уровень ЭМИ на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ соответствуют нормам СОУТ [52].

Таблица 24 – Предельно допустимые уровни электрических и магнитных полей промышленной частоты 50 Гц [48]

Рабочее место	Напряженность электрического поля, кВ/м	Индукция (напряженность магнитного поля), мкТл (А/м)
Аудитории образовательных учреждений	0,5	5,0 (4,0)

Отклонение показателей микроклимата. Микроклимат помещения включает в себя температуру воздуха и поверхностей, относительную влажность воздуха, скорость движения воздуха, интенсивность теплового облучения. Неблагоприятный микроклимат оказывает воздействие на здоровье человека, приводит к повышенной утомляемости и снижению работоспособности.

Нормирование показателей микроклимата осуществляется санитарными нормами и правилами 2.2.4.548-96 «Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [49].

Согласно [49], по интенсивности энергозатрат работа научного сотрудника в учебной аудитории относится к категории Ia – интенсивность энергозатрат до 120 ккал/час (до 139 Вт). В таблице 25 приведены оптимальные величины показателей микроклимата.

Таблица 25 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений [49]

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

В холодное время года в аудитории №414 используется водяное отопление, в теплое время года применяется естественное кондиционирование воздуха. Показатели микроклимата на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ соответствуют нормам СОУТ [52].

7.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Поражение электрическим током. Опасность поражения электрическим током возникает при эксплуатации неисправных электрических приборов или приборов и электроустановок с поврежденной изоляцией. Под действием электрического тока поражаются нервная, сердечно-сосудистая, дыхательная системы человека, возможны электроожоги при прохождении через тело тока силой более 1 А.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов устанавливает ГОСТ 12.1.038-82 [50], они приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки [50]

Род тока	U, В	I, mA
	не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1

По классификации помещений по опасности поражения электрическим током, приведенной в разделе 1.1.13 ПУЭ [53], аудитория №414 относится к помещению без повышенной опасности: сухое, температура не выше 25°C, влажность не более 60%, полы токонепроводящие. Используемые напряжения питания сети до 1000 В. Сеть трехфазная трехпроводная с изолированной нейтралью.

В соответствии с межгосударственным стандартом 12.1.030-81 [51], на рабочем месте основная защита от поражения электрическим током обеспечивается изоляцией между опасными частями, находящимися под

напряжением, и открытыми проводящими частями. Электробезопасность на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ соответствуют нормам СОУТ [52].

7.3 Экологическая безопасность

При осуществлении научной деятельности на рабочем месте возможно образование техногенного мусора, к которому относятся вышедшие из строя электротехническое оборудование, вычислительная техника и оргтехника. Неисправное оборудование относится к IV классу по классификации опасности отходов и подлежит утилизации согласно ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов» [54] для минимизации негативного воздействия на литосферу.

После оформления всех необходимых документов, техногенный мусор вывозится со склада на перерабатывающую фабрику. Процесс утилизации техники могут осуществлять только профессиональные фирмы, прошедшие регистрацию в Пробирной Палате [55]. При утилизации из техники извлекаются вторичные ресурсы, такие как пластик, цветные металлы, радиоэлектронные компоненты. Таким образом, минимизируется остаток (не более 10%) неперабатываемых отходов, подлежащих захоронению. Все полученные в ходе переработки материалы вторично используются в различных производственных процессах.

Помимо техногенного на рабочем месте постоянно образуется бытовой мусор: синтетические отходы (бумага, картон), пищевые отходы, нефтепродукты (пластик, текстиль). Бытовой мусор также должен утилизироваться в соответствии с классом опасности и перерабатываться для поддержания здоровья экосистемы.

Других факторов, которые бы оказывали влияние на атмосферу и гидросферу, на рабочем месте не выявлено.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

7.4.1 Анализ ЧС, которых могут возникнуть на рабочем месте

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения», чрезвычайная ситуация (ЧС) – «это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей» [56].

На рассматриваемом рабочем месте возможно появление следующих видов ЧС:

- Пожар и/или взрыв;
- Внезапное обрушение здания из-за оползней, распространенных на территории Томска в силу сложившихся благоприятных факторов для оврагообразования;
- Радиационная авария, так как близ города расположена Сибирская АЭС (ЗАТО Северск);
- Угроза пандемии;
- Метеорологические опасные явления;
- Террористические акты.

Наиболее вероятная ЧС, которая может возникнуть при выполнении научной работы в аудитории, оборудованной персональным компьютером, это пожар, причиной которого могут стать короткое замыкание или несоблюдение правил техники безопасности.

Основные источники возникновения пожара:

- Неисправное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях;

- Электрические приборы с дефектами;
- Перегрузка в электроэнергетической системе (ЭЭС) и короткое замыкание в электроустановке.

Вторая ЧС, которая будет рассмотрена в настоящем разделе, это коронавирусная инфекция. В декабре 2019 года была зафиксирована вспышка новой инфекции, вызванной коронавирусом SARS-CoV-2. В марте 2020 года всемирная организация здравоохранения объявила пандемию, которая продолжается по настоящее время. По состоянию на апрель 2021 года зарегистрировано свыше 143 миллионов случаев заболевания по всему миру [57]. В силу этого факта, в следующем подразделе помимо пожара – наиболее вероятной ЧС, будут также рассмотрены действия на рабочем месте в условиях пандемии коронавирусной инфекции.

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

Чрезвычайная ситуация – пожар. В соответствии с классификацией помещений по пожарной и взрывопожарной опасности, рабочее место относится к категории В1 – пожароопасное [58].

В соответствии со статьей 5 Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. 27.12.2018) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», пожарная безопасность должна обеспечиваться системой предотвращения пожара, системой противопожарной защиты, а также комплексом организационно-технических мероприятий [59].

Согласно НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях» на рабочем месте используется третий тип СОУЭ, так как оно расположено в шестизэтажном учебном корпусе высшего учебного заведения. Главным способом извещения о пожаре является речевое оповещение с передачей в автоматическом режиме специальных, заранее подготовленных текстов о необходимости эвакуации [60]. Для третьего типа

СОУЭ обязательны световые указатели «Выход», также допускаются статические световые указатели направления эвакуации, которые в корпусе имеются. Оповещение о пожаре сопровождается подачей звуковой и световой сигнализации.

Для обнаружения пожара на рабочем месте в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ установлены дымовые оптические пожарные извещатели. Рабочее место оснащено средством пожаротушения – огнетушителем ОП-3 массой заряда 3 кг, который предназначен для тушения твердых веществ, горящих с тлением и рекомендован для оснащения бытовых объектов.

Мероприятия по повышению пожарной безопасности.

Технические: соблюдение противопожарных норм при выборе оборудования, использование первичных средств пожаротушения.

Эксплуатационные: правильная эксплуатация оборудования, правильное содержание помещения.

Режимные: проведение профилактических осмотров, наблюдение за наличием и исправностью противопожарного оборудования.

В случае возникновения загорания необходимо обесточить электрооборудование, отключить систему вентиляции, принять меры тушения (на начальной стадии), обеспечить срочную эвакуацию работников и студентов в соответствие с планом эвакуации, сообщить о пожаре в городскую пожарную охрану.

Чрезвычайная ситуация – пандемия коронавирусной инфекции. В условиях существующей пандемии инфекции коронавируса SARS-CoV-2, на рабочем месте необходимо соблюдать правила техники безопасности, установленные всемирной организацией здравоохранения.

При входе в 20 корпус ТПУ, на территории которого расположено рабочее место, необходимо предъявить пропуск и измерить температуру с помощью терминала термометрии. Измеряется температура запястья, если она соответствует норме, можно пройти в корпус через турникет.

На территории корпуса необходимо пользоваться медицинской маской, как средством защиты органов дыхания. При регулярном ношении, маску необходимо менять каждые два часа. При посещении общественных мест также необходимо регулярно мыть или дезинфицировать руки специальными средствами или салфетками.

Вирус передается воздушно-капельным путем, поэтому на рабочем месте должна соблюдаться социальная дистанция не менее одного метра.

Наиболее распространенные симптомы коронавируса – повышенная температура тела, кашель, утомляемость. При их обнаружении необходимо самоизолироваться по адресу проживания, ограничить контакты, вызвать врача для сбора анализов [61].

Выводы по разделу: в разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы обеспечения безопасности научного сотрудника на рабочем месте.

Были разобраны специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны в аудитории №414 отделения геологии 20 корпуса ТПУ, в результате было выявлено соответствие рабочего места всем изложенным требованиям.

Были проанализированы потенциальные вредные и опасные производственные факторы, с которыми может столкнуться сотрудник на рабочем месте. Все рассмотренные критерии соответствуют нормам СОУТ.

Было изучено влияние осуществления научного исследования на здоровье экосистемы и дано заключение по обеспечению экологической безопасности.

Был проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций на рабочем месте и рассмотрены превентивные меры по предупреждению двух из них: пожара и вспышки коронавирусной инфекции.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Дипломная работа выполнена на основании анализа геолого-геофизической информации о Усть-Ленской зоне нефтегазонакопления, в пределах которой расположено множество различных по запасам, в том числе уникальных месторождений углеводородов.

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы были решены все поставленные задачи:

– Выявлено соотношение Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления и рифтогенных структур шельфа моря Лаптевых. По результатам анализа геолого-геофизической информации о Лаптевоморском шельфе, сделан вывод о маловероятной возможности сохранения углеводородов на его территории, так как шельф осложнен молодой блоковой структурой в виде хребта Гаккеля, формирование которой еще не окончено и продолжается в настоящее время.

– Определены закономерности отражения Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления в региональных геофизических полях. Результаты исследования подтверждают рифтогенную природу исследуемой зоны и, таким образом, косвенно указывают на ее высокий ресурсный потенциал.

– Выявлены особенности геолого-геофизического строения и условий локализации месторождений, контролируемых Усть-Ленским полирифтом.

– Сделаны выводы о схожести и различиях строения месторождений, сформулирована модель генерации углеводородов на территории полирифта.

– Выведены косвенные признаки нефтегазоносности зон, испытывающих влияние полирифта. Выявленные и обоснованные в работе геофизические признаки могут использоваться при прогнозировании и поисках новых месторождений углеводородов.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение» рассмотрены вопросы, касающиеся планирования проводимой научно-исследовательской работы, составления ее бюджета,

определения ее перспективности, эффективности, сильных и слабых сторон, возможностей и угроз. SWOT анализ показал высокий потенциал исследования и, при наличии финансирования и достаточного объема информации, возможность его дальнейшего развития. Был определен полный перечень этапов выполнения исследования. Максимальная длительность выполнения работы составила 120 календарных дней. В соответствии с календарным планом проведения работы был определен ее минимальный бюджет, который составил 378836 рублей.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены вопросы обеспечения безопасности научного сотрудника на рабочем месте. Были проанализированы потенциальные вредные и опасные производственные факторы, с которыми может столкнуться сотрудник на рабочем месте. Все рассмотренные критерии соответствуют нормам СОУТ. Также был проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций на рабочем месте и рассмотрены превентивные меры по предупреждению двух из них: пожара и вспышки коронавирусной инфекции.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Опубликованная:

1. Гаврилов В.П. Пояса нефтегазонакопления Арктики, перспективы их освоения / В.П. Гаврилов // Геология нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 12-22.
2. Ампилов Ю.П. Освоение шельфа Арктики и Дальнего Востока. Проблемы и перспективы / Ю.П. Ампилов // Offshore [Russia]. – 2014. – № 4 (6). – С. 8–15.
3. Аветисов Г.П. Арктический бассейн / Г.П. Аветисов // Землетрясения Северной Евразии, 2007 год. – Обнинск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Геофизическая служба Российской академии наук, 2013. – С. 258-261.
4. Аветисов Г.П. Еще раз о землетрясениях моря Лаптевых / Г.П. Аветисов // Геолого-геофизические характеристики литосферы арктического региона: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и природных ресурсов Мирового океана / ВНИИОкеангеология. – Санкт-Петербург: ВНИИОкеангеология, 2000. – С. 104-114.
5. Заварзина Г.А. Тектонические особенности и перспективы нефтегазоносности западной части шельфа моря Лаптевых: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. ООО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция», Мурманск, 2013.
6. Милановский Е.Е. Рифтогенез в истории Земли: Рифтогенез на древних платформах / Е.Е. Милановский. – М.: Недра, 1983. 280 с.
7. Милановский Е.Е. Рифтогенез и его роль в развитии Земли / Е.Е. Милановский // Соросовский образовательный журнал. – 1999. – № 8. – С. 60-70.
8. Ким Б.И. Фундамент и осадочный чехол восточно-арктического шельфа России / Б.И. Ким, Н.К. Евдокимова, Л.Я. Харитоновна // Геология нефти и газа. – 2016. – № 3. – С. 14-27.

9. Конторович В.А. Сейсмогеологическая характеристика и стратификация геологического разреза в арктических регионах Сибирской платформы и на шельфе моря Лаптевых / В.А. Конторович, А.Э. Конторович // Доклады Российской академии наук. Науки о Земле. – 2021. – Т. 496. – № 1. – С. 94-100.

10. Мельников Н.В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников, П.Н. Мельников, Е.В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 8. – С.

11. Мельников Н.В. Возможности открытия новых крупных залежей нефти в главном поясе газонефтеносности Лено-Тунгусской провинции / Н.В. Мельников, А.А. Вымятин, П.Н. Мельников, Е.В. Смирнов // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 5-6. – С. 701-720.

12. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К.И. Багринцева, А.Н. Дмитриевский, Р.А. Бочко, под ред. К.И. Багринцевой. – [СПб.], 2003.

13. «Сила Сибири»: Крупнейшая система транспортировки газа на Востоке России [Электронный источник] – URL: <https://www.gazprom.ru/projects/power-of-siberia/> (дата обращения: 02.05.2021).

14. Арчegov В.Б. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур / В.Б. Арчegov, В.А. Степанов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – Т. 4. – № 1. – С. 1-11.

15. Всероссийский научно-исследовательский геологический институт им. А.П. Карпинского: Изученность территории РФ и ее континентального шельфа Госгеолкартами масштаба 1:200000 и 1:1000000 [Электронный источник] – URL: <https://vsegei.ru/ru/info/ggk/izuchennost/> (дата обращения: 04.05.2021).

16. Крючков В.Е. Поисково-разведочные работы в Восточной Сибири: итоги, проблемы, риски, перспективы / В.Е. Крючков, В.А. Скоробогатов // Науч.-техн. сборник «Вести газовой науки». – 2019. – № 4(41). – С. 35-48.

17. Конторович А.Э. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Иркутский бассейн. / А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.Н. Воробьев и др., под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1995. – 60 с.

18. Анциферов А.С. Геология нефти и газа Сибирской платформы / А.С. Анциферов, В.Е. Бакин, И.П. Варламов и др., под редакцией А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.

19. Конторович А.Э. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурного яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, В.С. Старосельцев и др. // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 851-862.

20. Белонин М.Д. Нефтегазоносный потенциал и перспективы освоения углеводородных ресурсов Востока России / М.Д. Белонин, Л.С. Маргулис // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2006. – Т. 1. – С. 6.

21. Кирюхин Л.Г. Освоение ресурсов углеводородов Восточной Сибири – важная задача России / Л.Г. Кирюхин, М.Ю. Хахимов // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2009. – № 1. – С. 66-70.

22. Анциферов А.С. Причины засоления коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции / А.С. Анциферов // Доклады Академии наук. – 2000. – Т. 370. – № 1. – С. 80-82.

23. Самсонов В.В. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы / В.В. Самсонов, А.И. Ларичев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – Т. 3. – № 4. – С. 12.

24. Самсонов В.В. Особенности геологического строения нефтегазоносных комплексов и оценка перспектив нефтегазоносности южной части Сибирской платформы / В.В. Самсонов, А.И. Ларичев, В.И. Чеканов и др. // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51. - №11. – С. 1545-1564.

25. Китаева И.А. Типы и генезис фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов нижнекембрийских карбонатных отложений

юго-западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, 2020.

26. Чуриков Ю.М. Закономерности изменения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов вендских отложений месторождений газотранспортной системы "Сила Сибири" в зависимости от глубины залегания и фациальной принадлежности отложений / Ю.М. Чуриков // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 6. – С. 12-33.

27. Фомин А.М. Характеристика резервуаров нефти и газа в кембрийских отложениях Центральной части сибирской платформы / А.М. Фомин, С.А. Моисеев // Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2019. – Т. 2. – № 1. – С. 183-191.

28. Компаниец С.В. Учет индукционно-вызванной поляризации при решении нефтегазопроисловых задач методом ЗСБ на юге Сибирской платформы: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. ИРНТУ, Иркутск, 2020.

29. Губин И.А. Сейсмогеологическая модель и структурная характеристика юго-восточных районов Сибирской платформы по результатам комплексной интерпретации региональных и поисковых сейсморазведочных работ / И.А. Губин, Н.В. Поспеева // Технологии сейсморазведки. – 2017. – № 2. – С. 93-107.

30. Губин И.А. Оценка масштабов траппового магматизма в Южно-Тунгусской нефтегазоносной области на основе региональной структурной сейсмогеологической модели // И.А. Губин, А.О. Гордеева, Е.Н. Кузнецова // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 52-62.

31. Юрьева Т.В. Сейсмогеологическая модель и перспективы нефтегазоносности рифея и терригенного комплекса венда на юго-западе Сибирской платформы / Т.В. Юрьева, И.А. Губин // Геология нефти и газа. – 2016. – № 6. – С. 70-74.

32. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». – Введ. 2001-07-01. М.: АО «Кодекс», 2001. – 135 с.

33. Харахинов В.В. Древние рифты Восточной Сибири и их нефтегазоносность / В.В. Харахинов // Геология нефти и газа. – 2016. – № 4. – С. 3-18.

34. Короновский Н.В. Основы геологии: учебник для студ. ВУЗов / Н.В. Короновский, А.Ф. Якушева. – М.: Высшая школа, 1991. – 416 с.

35. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы" [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/ (дата обращения: 26.04.2021).

36. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021). Статьи 2, 92, 108, 219, 315 [Электронный источник] / https://stud.lms.tpu.ru/pluginfile.php/1245827/mod_resource/content/1/trudkod.pdf/ (дата обращения: 15.04.2021).

37. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 20.04.2021). Статья 427 [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/c5c16c86f95c5db63601047b1c0a5942bd77c824/ (дата обращения: 27.04.2021).

38. Криницына З.В. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / З.В. Криницына, И.Г. Видяев. Томской политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 73 с.

39. Екимова К.В. Финансовый менеджмент: учебник для прикладного бакалавриата / К.В. Екимова, И.П. Савельева, К.В. Кардапольцев. – Москва: Издательство Юрайт, 2019. – 381 с.

40. Федеральный закон от 28.12.2013 N 426-ФЗ (ред. 30.12.2020) "О специальной оценке условий труда" [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_156555/ (дата обращения: 15.04.2021).

41. Р 2.2.2006–05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
42. Портал фонда социального страхования Российской Федерации: Общий справочник районных коэффициентов [Электронный источник] – URL: <http://portal.fss.ru/fss/reg-rates> (дата обращения: 15.04.2021).
43. ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Введ. 1979-01-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 9 с.
44. ГОСТ 21889-76 Система «человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования. – Введ. 1977-07-01. М.: Издательство стандартов, 1993. – 18 с.
45. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2017-03-01. М.: АО «Кодекс», 2017. – 19 с.
46. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 2017-05-08. М.: Стандартинформ, 2018. – 121 с.
47. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 2015-11-01. М.: Стандартинформ, 2019. – 34 с.
48. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. – Введ. 2021-03-01. М.: АО «Кодекс», 2021. – 988 с.
49. СанПиН 2.2.4.548-96 Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. – Введ. 1996-10-01. М.: Издательство стандартов, 1998. – 15 с.
50. 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. – Введ. 1983-07-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 7 с.
51. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. – Введ. 1982-07-01. М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 10 с.

52. Специальная оценка условий труда в структурных подразделениях НИ ТПУ, 2018 г.

53. Электротехнический интернет-портал: Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание седьмое [Электронный источник] – URL: <https://www.elec.ru/files/2016/11/02/PUE-novredaktsijaelek.pdf> (дата обращения: 18.04.2021).

54. ГОСТ Р 53692-2009 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов. – Введ. 2011-01-01. М.: Стандартиформ, 2019. – 20 с.

55. Гринин, А. С. Промышленные и бытовые отходы: хранение, утилизация, переработка / А. С. Гринин, В. Н. Новиков. – Москва: Фаир-пресс, 2002. – 336 с.

56. ГОСТ Р 22.0.02-2016 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения». – Введ. 2017-01-01. М.: Стандартиформ, 2019. – 12 с.

57. Википедия. Свободная энциклопедия: Пандемия COVID-19 [Электронный источник] – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9F%D0%B0%D0%BD%D0%B4%D0%B5%D0%BC%D0%B8%D1%8F_COVID-19 (дата обращения: 22.04.2021).

58. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности». – Введ. 2009-05-01. М.: АО "Кодекс", 2009. – 35 с.

59. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. 27.12.2018) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [Электронный источник] / <https://docs.cntd.ru/document/902111644/> (дата обращения: 22.04.2021).

60. НПБ 104-03 «Проектирование систем оповещения людей о пожаре в зданиях и сооружениях». – Введ. 2003-06-30. М.: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 7 с.

61. Официальный сайт министерства здравоохранения Российской Федерации: Коронавирус – симптомы, признаки, общая информация, ответы на

вопросы [Электронный источник] – URL: <https://covid19.rosminzdrav.ru> (дата обращения: 22.04.2021).

Фондовая:

62. Отчет Министерства природных ресурсов РФ по теме: «Геологическое изучение и оценка минеральных ресурсов недр территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Составление ГИС-Атласов карт геологического содержания по Сибирского федеральному округу». – [СПб.], 2004.

63. Отчет Министерства природных ресурсов РФ по теме: «Геологическое изучение и оценка минеральных ресурсов недр территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Составление ГИС-Атласов карт геологического содержания по Иркутской области и Усть-Ордынскому Бурятскому автономному округу». – [СПб.], 2004.

64. Отчет Министерства природных ресурсов РФ по теме: «Геологическое изучение и оценка минеральных ресурсов недр территории Российской Федерации и ее континентального шельфа. Составление ГИС-Атласов карт геологического содержания по Красноярскому краю». – [СПб.], 2004.

65. Отчет ООО НАЦ «Недра» о научно-исследовательской работе: «Проект геологоразведочных работ на нефть и газ на Атовском и Балаганкинском лицензионных участках». – Томск, 2020.

66. Отчет ООО «ТюменНИИгипрогаз» о научно-исследовательской работе: «Проект геологоразведочных работ на газ на Абаканском лицензионном участке». – Тюмень, 2010.

67. Отчет ООО «ТюменНИИгипрогаз» и ООО «Газпром добыча Красноярск» о научно-исследовательской работе: «Пересчет запасов углеводородов Собинского нефтегазоконденсатного месторождения с учетом материалов сейсморазведки и бурения новых скважин». – Тюмень, 2010.

Работы автора:

68. Бессмертная А.В. О природе геофизических аномалий шельфа моря Лаптевых и его обрамления / А.В. Бессмертная // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых — Томск: Изд-во ТПУ, 2019. — Т. 1. — С. 278-280.

69. Бессмертная А.В. Геолого-геофизические закономерности Усть-Ленского пояса нефтегазонакопления / А.В. Бессмертная // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых — Томск: Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 1. — С. 278-280.

70. Бессмертная А.В. Геолого-геофизические особенности месторождений углеводородов района Усть-Ленского полирифта. Сравнительный анализ / А.В. Бессмертная // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых — Томск: Изд-во ТПУ, 2021. — Т. 1. — С. 284-286.