

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пород на Тасийском лицензионном участке (ЯНАО)

УДК 553.981:550.832(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Персиянов Григорий Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилова Анна Сергеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ростовцев Виталий Валерьевич	к.г – м.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ 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
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В. В.
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Персиянов Григорий Игоревич

Тема работы:

Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пород на Тасийском лицензионном участке (ЯНАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-49/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования 2. Геолого-географическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Специальное исследование 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность

Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта района работ 2. Рельеф местности в пределах Тасийского ЛУ 3. Схема геолого-геофизической изученности Тасийского ЛУ 4. Сводный геолого-геофизический разрез Тасийского ЛУ 5. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗапСибНИГНИ, В.С. Бочкарев, 1990) 6. Схема нефтегазоносности Тасийского ЛУ и прилегающих к нему территорий Тамбейского НГР 7. Характер насыщения скважины №4460 Тасийского ЛУ 8. Расположение проектной скважины на структурной карте 9. Внешний вид датчика оборотов лебёдки 10. Внешний вид датчика веса на крюке 11. Внешний вид датчика оборотов и момента ротора 12. Пример выделения коллекторов по данным ДМК 13. Пример интерпретации первичных данных ГК и ПС совместно с ЛБА 14. Карта сегментирования рынка услуг
--	--

Консультант по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина В.А., доцент, к.э.н
Социальная ответственность	Гуляев М.В., старший преподаватель

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Учена степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилова Анна Сергеевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Персиянов Григорий Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Персиянов Григорий Игоревич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами по ЯНАО. Оклады в соответствии с окладами сотрудников ООО «Газпромнефть добыча Ноябрьск».
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	районный коэффициент- 1,7; накладные расходы – 5%; норма амортизации 19,8%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды – 30,2 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Определение этапов работ; определениетрудоемкости работ
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Определение эффективности проекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>«Портрет» потребителя результатов НТИ</i>
2. <i>Сегментирование рынка</i>
3. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
4. <i>Диаграмма FAST</i>
5. <i>Матрица SWOT</i>
6. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i>
7. <i>Потенциальные риски</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Маланина В. А.	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Персиянов Григорий Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2271		ФИО Персиянов Григорий Игоревич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	21.05.03

Тема ВКР:

Комплекс геофизических методов исследования скважин с целью изучения коллекторских свойств пород на Тасийском лицензионном участке (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.	<i>Объект исследования: Геофизические работы для разведочных работ в скважине методами ГИС</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p><i>ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.</i></p> <p><i>ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1);</i></p> <p><i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты</i></p> <p><i>СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;</i></p> <p><i>СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;</i></p> <p><i>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;</i></p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p><i>1. Отклонения метеорологических условий на открытом воздухе</i></p> <p><i>2. Отклонения метеорологических условий в помещении</i></p> <p><i>3. Производственные факторы, связанные с электрическим током</i></p> <p><i>4. Движущиеся машины и</i></p>

	<p>механизмы производственного оборудования</p> <p>5. Недостаток необходимого искусственного освещения</p> <p>6. Повышенный уровень шума</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>На литосферу – загрязнение почв</p> <p>На гидросферу – просачивание загрязняющих агентов</p> <p>На атмосферу – выхлопные газы от работы каротажной станции</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возможная ЧС – пожар
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Персиянов Григорий Игоревич		

Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

АК – акустический каротаж

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ВИКИЗ - высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ГВК – газовой контакт

ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной

ГИС – геофизические исследования скважин

ГК – гамма-каротаж

ГНВП – газонефтеводопроявление

ГТИ – геолого-технологические исследования скважин

КВ – кавернометрия

ЛУ – лицензионный участок

МГЗ – микро-потенциал зонд

МКЗ – микрокаротажное зондирование

МПЗ – микро-градиент зонд

НГК – нефтегазоносный комплекс

НГО – нефтегазоносная область

НГР – нефтегазоносный район

ННК-НТ – нейтрон-нейтронный каротаж по надтепловым нейтронам

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПКС – подъемник каротажный самоходный

ПО – программное обеспечение

ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации

УВ – углеводороды

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ЧС – чрезвычайная ситуация

Реферат

Выпускная квалификационная работа 105 с., 14 рис., 20 табл., 18 источников. Ключевые слова: детальный механический каротаж, коллектор, комплекс геофизических методов, скважина, Тасийский ЛУ.

Объектом исследования является: Тасийский лицензионный участок.

Цель работы – выбрать участок проведения геофизических работ, также выбрать оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин.

В процессе исследования проводился анализ основных результатов геофизических работ прошлых лет, для решения поставленных задач.

В результате исследования запроектирована дополнительная скважина на участке, расположенном севернее изучаемого района, предложен комплекс ГИС для выявления и исследования газонасыщенных коллекторов.

Область применения: предназначенный комплекс ГИС может применяться на любых месторождениях газа с терригенно-поровым типом коллекторов.

Экономическая значимость работы определяется необходимостью исследований для подсчетов запасов.

Essay

Final qualifying work 105 pages, 14 figures, 20 tables, 18 sources.

Key words: detailed mechanical logging, collector, complex of geophysical methods, well, Tasi license area.

The object of the study is: Tasi license area.

The purpose of the work is to choose a site for geophysical work, as well as to choose the optimal set of geophysical methods for well research.

In the course of the study, an analysis of the main results of geophysical work of past years was carried out in order to solve the tasks set.

As a result of the study, an additional well was designed at a site located to the north of the study area, a well logging complex was proposed to identify and study gas-saturated reservoirs.

Scope: intended well logging complex can be used in any gas fields with terrigenous-porous reservoirs.

The economic significance of the work is determined by the need for research to calculate reserves.

Оглавление

Введение.....	13
1. Общие сведения об объекте исследования.....	15
1.1 Географо-экономический очерк	15
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	20
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	28
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	28
2.2 Тектоника.....	40
2.3 Нефтегазоносность	42
2.4 Петрофизические свойства основных нефтегазоносных комплексов.	48
3. Анализ основных результатов ранее проведённых геофизических исследований	50
4. Основные вопросы проектирования	53
4.1 Задачи геофизических исследований.....	53
4.2 Обоснование объекта исследований (месторождения, участка месторождения, скважины).....	53
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методики обоснование геофизического комплекса	54
5. Методические вопросы.....	58
5.1 Методика проектных геофизических работ	58
5.2 Интерпретация геофизических данных	59
5.2.1 Расчленение разреза.....	59
5.2.2 Выделение коллекторов	60
5.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов....	60
5.2.4 Определение характера насыщения коллекторов	61
5.2.5 Количественная интерпретация геофизических исследований	61
6. Геолого-технологические исследования скважин.....	67
7. Финансовый менеджмент.....	75
8. Социальная ответственность.....	86
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности....	87

8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства	87
8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	87
8.2 Производственная безопасность	89
8.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	90
8.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	94
8.3 Экологическая безопасность.....	98
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
Заключение	103
Список использованных источников	104

Введение

В нефтяной и газовой промышленности, где промысловая геофизика получила большое развитие, бурение скважин и эксплуатация нефтяных пластов без проведения геофизических исследований скважин (ГИС) невозможны. Под ГИС подразумеваются комплекс физических методов, которые используются для изучения горных пород, а также контроля технического состояния скважин.

В связи с многообразием геофизических методов при решении большинства геологических задач возникает проблема выбора наиболее информативных методов и определения последовательности их применения с целью получения максимального эффекта. Такой эффект может быть достигнут лишь при рациональном комплексировании геофизических методов. Под рациональным комплексом понимается геологически и экономически обоснованное сочетание геофизических методов и сопутствующих геологических видов работ с целью эффективного решения геологической задачи. Выбор рационального комплекса достаточно сложен и строго индивидуален, т.е. зависит от конкретной задачи и множества факторов. На практике при проектировании геофизических исследований должен быть учтен весь накопленный опыт работ сходных условиях при широком использовании вероятностно-статистических методов на каждом этапе выбора комплекса: создания физико-геологической модели, комплексной интерпретации полученных материалов, определении рационального набора методов и последовательности их проведения.

В курсовом проекте рассматривается Тасийский лицензионный участок, территориально расположенный на территории Ямальского района Ямало-ненецкого автономного округа Тюменской области, в непосредственной близости от посёлка Тамбей. В тектоническом отношении Тасийский ЛУ расположен в пределах Ямало-Гыданской синеклизы и приурочен к одноимённому локальному поднятию в северо-восточной части Средне-Ямальского мегавала.

Основным продуктивным пластом является пласт ТПб. Также по проведенным ранее работам получены геологический разрез и физикогеологическая модель. Для доизучения Тасийского ЛУ месторождения дополнительная скважина на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Подобраны методы интерпретации данных ГИС.

1. Общие сведения об объекте исследования

1.1 Географо-экономический очерк

Участок проведения работ в административном отношении расположен на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в непосредственной близости от поселка Тамбей (Рис. 1.1). Крупные населённые пункты на площади работ и вблизи неё отсутствуют, ближайшими являются - посёлок Саббета, г. Лабытнанги, г. Салехард, г. Надым и г. Новый Уренгой.

Пространственное положение лицензионных участков:

Тасийский ЛУ (Лицензия СЛХ 16322 НЭ).

Листы топокарт масштаба 1:100 000: R-42-11, 12; R-43-1, 2; R-43-13, 14; S-42-143, 144; S-43-133, 134 (Табл. 1.1).

Таблица 1.1 – Координаты углов Тасийского ЛУ

Номер п/п	Широта северная			Долгота восточная		
	градусы	минуты	секунды	градусы	минуты	секунды
1	71	57	47	71	54	38
2	72	06	54	71	54	24
3	72	06	54	72	40	03
4	72	06	05	72	40	03
5	71	51	03	72	19	43
6	71	50	50	72	02	29
7	71	54	08	72	02	32

По физико-географическому положению Тасийское ГК месторождение относится к тундровой зоне полуострова Ямал. Она представляет собой бугристую сильно заболоченную равнину, расчлененную сетью речных долин, оврагов и озерных котловин. Рельеф сформировался в позднечетвертичное время и имеет ступенчатое строение. В пределах месторождений выделяется 4 крупных геоморфологических уровня (Рис. 1.2):

- I морская терраса;
- II морская терраса;
- III морская терраса;
- Поймы рек.

Абсолютные отметки в пределах месторождения:

III морская терраса – 20÷40 м на возвышенных участках;

II морская терраса – 12÷20 м (окаймляет выступы III-ей);

I терраса – 7÷12 м (располагается в долинах рек);

В поймах и дельтах крупных рек – 0÷7 м.

Минимумы соответствуют долинам рек и отдельных озер и иногда достигают нулевых значений – до 0,6 м, а максимумы – 45÷50 м.

Берег Тазовской губы пологий и имеет обширные галечниковые и песчаные отмели, вдающиеся в акваторию до 1,0 км и более. Береговая территория Тазовской губы имеет отметки от 3,0 до 12,0 м.

Гидрографическая сеть восточного побережья п-ова Ямал представлена многочисленными реками и озерами и относится к бассейну Обской губы. Площадь работ пересекают двадцать рек (р. Вадисей-Харитаяха, Маханянгы-Харитаяха, Нарянгэваяха, Нганояха, Парейха, Нгэрм-Явьяха, Явьяха, Лядхэйтарка, Хурехояха, Надояха, Меретаяха, Мядырмайяха, Нгаитарка, Пендьяха, Сабольяха, Таныртаяха, Ялякояха, Ярседаяха, Лехонзэйяха, Нгодякояха) суммарной протяженностью 700,5 км и более семисот озер (оз. Луцато, Саболто, Нгарка-Лабтато и др.) общей площадью 13,8 км². Основной рекой месторождения является река Сабольяха, огибающая месторождение с западной и южной сторон. Основными источниками питания рек и озер являются талые и дождевые воды. Доля питания грунтовыми водами незначительна, и осуществляется только в летний период из слоя сезонного протаивания.



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

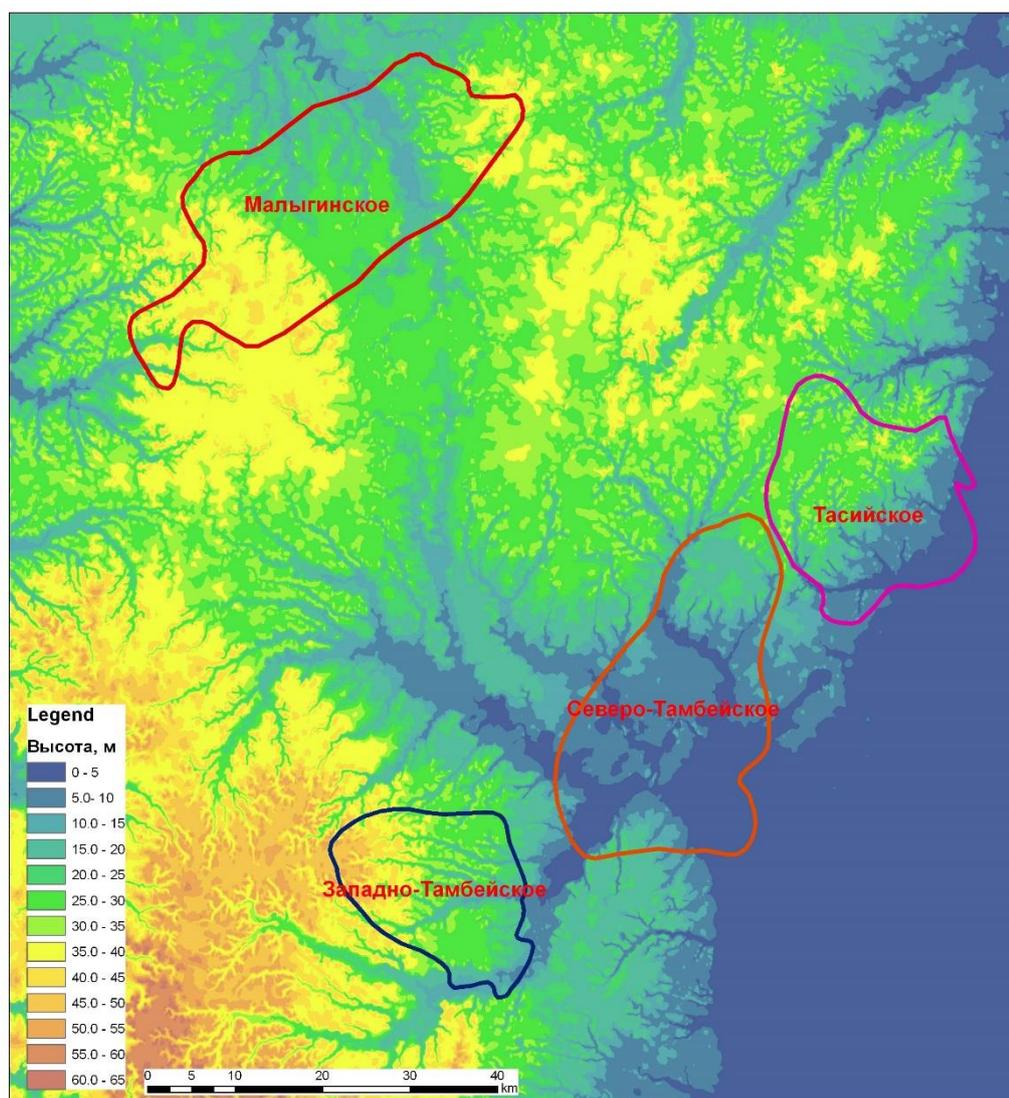


Рисунок 1.2 – Рельеф местности в пределах Тасийского месторождения

Реки типично равнинные, с незначительной величиной уклонов, спокойным течением, сильно меандрирующие. Скорости течения рек варьируют от 0,6, в верховьях, до 0,2 м/с в нижнем течении, и наблюдаются обратные течения речных вод с осолонением пресных вод солеными морскими.

Гидрологический режим озер характеризуется периодичностью, но целиком зависит от площадей водосбора и условий стока. Многие озера имеют сток через ручьи или ложбины стока.

Район сильно заболочен. Болота распространены на всех формах рельефа. На равнинной территории развиты различные формы мезо- и микрорельефа, образование которых связано с многолетнемерзлыми грунтами и современными криогенными процессами.

Так как месторождения расположены в области сплошного развития вечной мерзлоты, дополнительное сильное влияние на формы рельефа оказывают мерзлотные деформации. Широко развиты процессы морозобойного растрескивания. Интенсивность криогенных процессов в районе очень велика.

Климат района работ субарктический с коротким прохладным летом (2-3 месяца) и длинной – до 9-9,5 месяцев, холодной зимой с сильными морозами, ветрами, метелями и устойчивым снежным покровом (на возвышенных участках достигает 0,4 м, в оврагах и низинах – 2-3 м). Самым холодным месяцем года является январь – $(-50 \div -55)^{\circ}\text{C}$, среднемесячная температура воздуха -27°C . Наиболее теплым месяцем является август, в течение которого температура может достигать $+27^{\circ}\text{C} \div +30^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура не превышает $-9^{\circ} \div -11^{\circ}\text{C}$. Годовое количество осадков – 320-350 мм.

Мощность снежного покрова в понижениях рельефа до 2 м, на водоразделах – от 0,6 до 0,8 м. Этими условиями определяется формирование многолетнемерзлых толщ мощностью до 400 м. К рекам, поймам, глубоким озерам и к акватории Обской губы приурочены зоны растепления.

Территория расположена в зоне арктической тундры. Растительный мир очень скуден. Водораздельные пространства на площади месторождения характеризуются полным отсутствием древесной растительности, водораздельные участки заняты кустарниково-мохово-лишайниковой растительностью. Животный мир: лемминг, песец, встречается северный олень, из птиц – куропатка, полярная сова, летом многочисленны утки, гуси.

Плотность населения крайне низкая. Наиболее многочисленными являются коренные народы Севера – ненцы, составляющие почти половину жителей (47,5%), и русские – 34,4%, из других национальностей – ханты (1,8%), татары (3,4%), белорусы (1,6%) и др. Основу экономики составляют оленеводство, звероводство и рыбная ловля.

Основной объем грузов на месторождения доставляется по железной дороге до п. Бованенково и далее тракторами и вездеходами по зимнику, а также морскими судами по Северному морскому пути из портов Архангельска

и Мурманска до пос. Саббета. На территории п. Саббета имеется взлётно-посадочная полоса. Дорожная сеть участка работ представлена дорогами с твердым покрытием, проложенным по насыпям, соединяющим промышленные площадки и объекты газодобычи. В летний период вне дорог с твердым покрытием район непроходим для колесного транспорта. Применение гусеничного транспорта ограничено по соображениям экологии.

Особо охраняемых природных территорий в пределах участка нет.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Район работ хорошо изучен геофизическими методами, включающими геологические, геолого-геоморфологические, аэромагнитные, гравиметрические, электроразведочные и сейсморазведочные работы МОВ, МОГТ и ВСП, а также глубоким бурением. Вопросами анализа и обобщения геолого-геофизической информации занимались ГПП «Ямалгеофизика», ЗАО «Недра-Консалт», НПЦ «Тверьгеофизика», ООО «ТюменьНИИгипрогаз», ООО «ЦНИП ГИС», филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – «Севернипигаз», ООО «Петро Трейс Глобал».

На территории полуострова Ямал геолого-геофизические исследования начались в 1950-1960 гг. постановкой региональных геолого-геофизических съемок: геологической масштаба 1:1 000 000 (ВСЕГЕИ, 1950-1951 гг., НИИГА, 1953-1954 гг.); геолого-геоморфологической масштаба 1:500 000 (ВНИГРИ, 60-е гг.); аэромагнитной масштаба 1:1 000 000, 1:200 000, 1:500 000 (НИИГА, 1953-1954 гг., НГТ, 1981 г., ПГО «Новосибирскгеология», 1982-1984 гг.); электроразведочной масштаба 1:1 000 000, 1:200 000 (ЯНКГРЭ, 1960 г., ПГО «Севзапгеология», 1984 г.); ТЗ МОВЗ масштаба 1:500 000 (ТКГРЭ, «Земля», 1975 г.). [4]

По результатам этих съемок составлены геологические и геоморфологические схемы, разработана стратиграфия четвертичных отложений, составлены схемы тектонического строения кристаллического фундамента и осадочного чехла. Материалы всех этих исследований в дальнейшем были использованы различными исследователями и

организациями для тектонического районирования северной части ЗСП. Проведенные исследования территории послужили обоснованием для постановки рекогносцировочных сейсморазведочных работ.

В 1960-1980 гг. территория северной части Западно-Сибирской низменности была изучена единичными маршрутными электроразведочными исследованиями МТП и МТЗ масштабов 1:200 000 и 1:500 000 (ТГУ, ВНИИГеофизика), точечными сейсмическими зондированиями методами преломленных и обменных волн.

Проведенные в 1960-1973 гг. маршрутные и площадные работы СЗ МОВ и КМПВ позволили получить сведения о характере структурных планов меловых и верхнеюрских горизонтов осадочного чехла. При этом была оценена мощность платформенных отложений, намечены приподнятые зоны, перспективные для выявления структурных ловушек углеводородов.

С конца 70-х годов XX века начинается качественно новый этап изучения геологического строения территории полуострова Ямал методом МОВ ОГТ. Площадными сейсморазведочными работами МОВ ОГТ масштаба 1:200 000, 1:100 000, 1:50 000 к настоящему времени покрыта вся территория полуострова Ямал. Изучаемая территория покрыта также сетью региональных профилей МОГТ (ПГО «Ямалгеофизика»), которые позволили оценить глубину залегания кристаллического фундамента, толщину платформенных отложений, детально изучить волновую картину разреза, решить вопросы региональной геологии и литостратиграфической привязки сейсмических отражающих горизонтов, а также уточнить направление поисков углеводородов в ловушках структурного и неантиклинального типов. Сейсморазведочные работы МОГТ позволили резко увеличить надежность и глубинность исследований, повысить степень расчлененности разреза. Этими исследованиями впервые детально расчленены отложения неокома и намечены ловушки неантиклинального типа. [4]

Представления о геологическом строении платформенного чехла существенным образом были уточнены по результатам региональных и площадных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ кратностью 6 и 12,

проводимых в 80-е годы ПГО «Ямалгеофизика». Необходимость более детального изучения разреза потребовала повышения кратности прослеживания сейсмических отражающих горизонтов, в связи, с чем сейсморазведочные работы МОГТ, проводимые в последующие годы, были ориентированы на 24-кратное и 48-кратное профилирование.

Тематическими исследованиями второй половины 80-х годов, выполненными ПГО «Ямалгеофизика», обобщены материалы региональных исследований МОВ ОГТ, выполнено тектоническое районирование полуострова Ямал, изучена литолого-фациальная характеристика отложений палеозойско-триасового и юрско-мелового комплексов. Структурные карты, полученные в результате сейсморазведочных работ, позволили оценить перспективы и определить направление дальнейших поисков углеводородов.

Историю изучения территории Тасийского месторождения геолого-геофизическими методами можно разделить на три этапа.

Первый этап связан с началом исследования Западно-Сибирского НГБ в 1950-1960 гг. В этот период площадь ЛУ была закрыта региональными геолого-геофизическими работами, включающими в себя геологические, геолого-геоморфологические, аэромагнитные, гравиметрические и электроразведочные исследования. Позднее, в период 1965-1984 гг., здесь была выполнена редкая сеть профилей МОВ и МОВ ОГТ. По результатам этих работ были составлены стратиграфические и тектонические схемы и геоморфологические карты района, проведено геотектоническое районирование фундамента и платформенного чехла, уточнен структурный план района и закартированы крупные тектонические элементы I и II порядков.

Тасийское поднятие в составе Северо-Тамбейского поднятия было выявлено в виде приподнятого участка работами партии СЗ № 65 в 1969 г. В пределах участка однократным профилированием МОВ СП 23/69-70 поднятие было оконтурено в 1970 г., а затем в 1974 г. в результате проведенных работ СП 23/73-74 подготовлено к бурению по горизонту Б (верхняя юра).

В качестве самостоятельного объекта Тасийское поднятие было выявлено работами МОГТ СП 26/82-83 в 1984 г.

Второй этап изучения участка связан с проведением буровых работ и открытием уникального газоконденсатного Северо-Тамбейского месторождения. Северо-Тамбейское поднятие и Тасийское поднятие были введены в бурение как единая структура в 1980 г., что привело к открытию в 1982 г. Северо-Тамбейского месторождения, а в 1988 г. Тасийского месторождения.

Глубокое бурение в пределах Северо-Тамбейского ЛУ осуществлялось силами Ямальской НРЭ с заложения поисково-оценочной скв. № 11. Дальнейшие поисково-разведочные работы велись силами Тамбейской экспедиции. Поисково-оценочное и разведочное бурение на площади проводилось в период 1980-1994 гг.

В период 1992-1993 гг. территория участка была закрыта сейсморазведочными работами МОГТ 2D Ново-Северо-Тамбейской СП 26/92-93, Центрально-Северо-Тамбейской СП 49/92-93 и Тасийской СП 65/92-93, проведенными с 24-х кратной центрально-симметричной системой наблюдений. Площадь участка составляет 1306,8 км². Сумма длины профилей МОГТ 2D – 1916 км. Плотность сейсмических профилей оценивается 1,46 км/км². Обработка и интерпретация полученных материалов сейсмической съемки была выполнена лишь через 10 лет (в 2001 г.) в связи со сложной экономической ситуацией, как в геологической отрасли, так и в стране в целом.

Полученная новая геофизическая информация не была использована для уточнения моделей геологического строения открытых залежей УВ Северо-Тамбейского ЛУ, структурная основа которых базировалась на материалах профильной сейсморазведки 80-х гг. В сейсмическом отчете было детально освещено геологическое строение меловых и юрских отложений Северо-Тамбейского и Тасийского месторождений, проведено детальное расчленение неокомских отложений, а также решались вопросы поиска и подготовки к бурению перспективных объектов неокома, ачимовки и юры. Кроме того, в нем

были предложены сейсмогеологические модели крупных по запасам залежей УВ с учетом ранее не учтенных при оперативном подсчете пробуренных скважин.

Третий этап изучения можно назвать современным, и связан он с передачей добычной лицензии по Тасийскому ЛУ ОАО «Газпром» в третьем квартале 2008 г. За период действия лицензии специалистами была учтена вся геолого-геофизическая информация, накопленная за период изучения участка. В них, на основе переобработки и переинтерпретации материалов сейсморазведочных работ прошлых лет, совместно с результатами глубокого бурения, была разработана современная сейсмогеологическая модель строения Тасийского месторождения.

Так, в период с 2009 по 2011 гг. на Тасийском лицензионном участке проведены сейсморазведочные работы МОГТ 3D в объеме 500 км² с целью уточнения геологического строения меловых и юрских отложений и анализа перспектив нефтегазоносности доюрского основания. Полевые работы проводились по заказу ООО «Газпром Нефть Шельф», подрядчиком являлся ОАО «Интегра-Геофизика» – «Ямалгеофизика-Запад» и входящая в ее состав сейсморазведочная партия № 26. В 2011 г. ООО «ТюменНИИгипрогаз» выполнена обработка и интерпретация сейсморазведочных данных МОГТ 3D. В результате проведенных работ выделены малоамплитудные дизъюнктивные нарушения, выполнен палеотектонический анализ, уточнены структурно-морфологические модели залежей по продуктивным пластам в пределах Тасийского ЛУ. [4]

В 2016 г. ООО «Петро Трейс Глобал» произведена переобработка и переинтерпретация материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3Д и 2Д прошлых лет по Тасийскому ЛУ. По результатам интерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 3D и переинтерпретации материалов ГИС по пробуренным скважинам создана новая геологическая модель Тасийского участка.

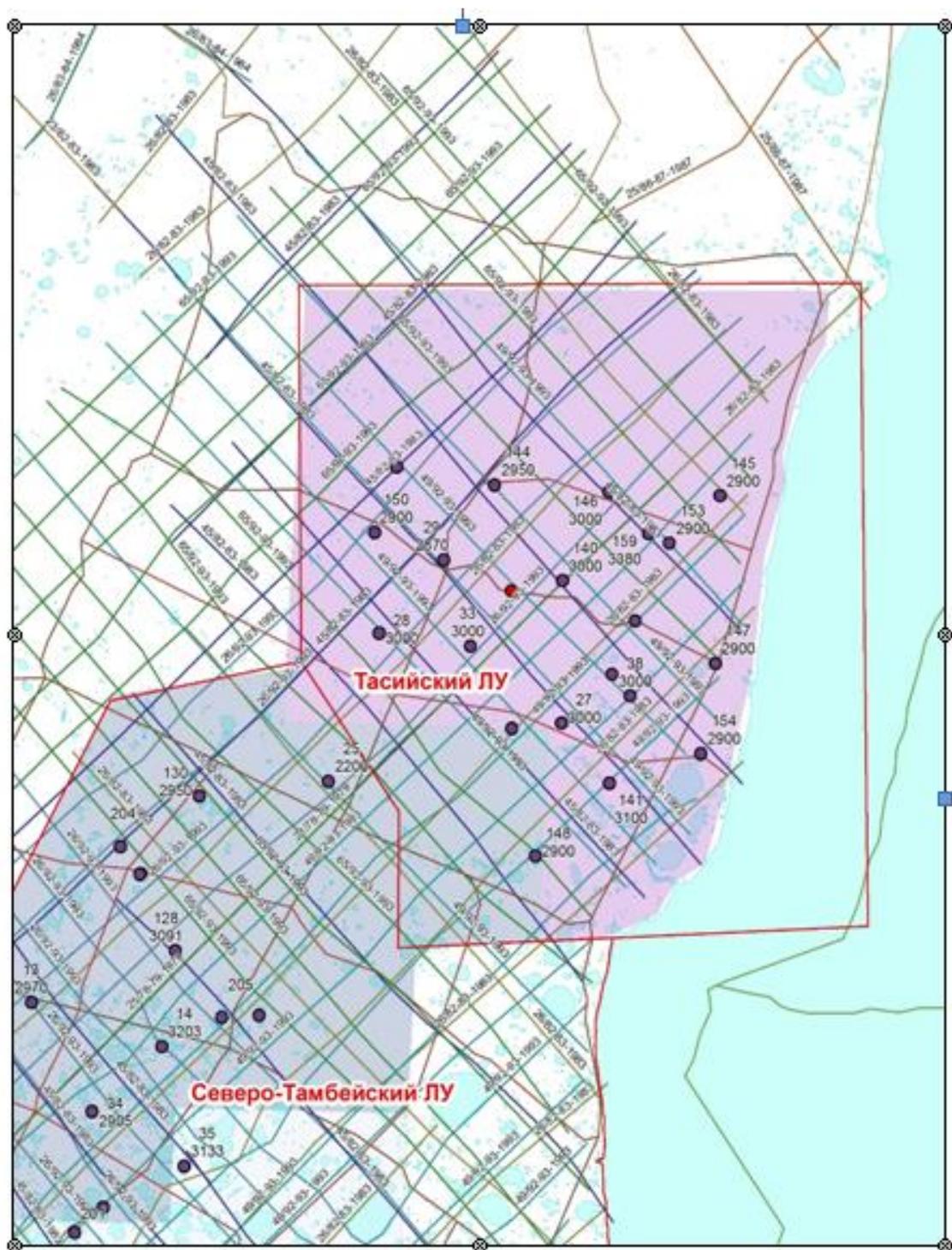
Площадь участка в пределах Обской губы сейсморазведочными работами и бурением начала изучаться только в 2018-2019 годах.

Изученность Тасийского участка геофизическими работами приведена в таблице 1.2 и представлена на рисунке 1.3.

Таблица 1.2 – Изученность Тасийского участка геофизическими работами

Год проведения, организация, номер сейсмпартии	Проводимые работы	Результаты работ
1	2	3
ВСЕГЕИ (1950-1951 гг.), НИИГА (1953-1954 гг.), ВНИГРИ (1960 г.), ЯНКГРЭ (1960 г.), ТКГРЭ, «Земля» (1975 г.), НГТ (1981 г.), ПГО «Новосибирскгеология» (1982-1984 гг.), ПГО «Севзапгеология» (1984 г.)	Региональные работы (съемки): геологическая 1:1 000 000, геолого-морфологическая 1:50 000, аэромагнитная 1:200 000, электроразведочная 1:200 000, ТЗ МОВЗ 1:500 000	Составлены геологические, геоморфологические, тектонические (строение фундамента и осадочного чехла) и стратиграфические схемы четвертичных отложений
1969-1970 гг., ЯНГТ, СП 65/69	СЗ МОВ 1:500 000	Оконтуривание Средне-Ямальского мегавала
1970-1973 гг., ЯНГТ, СП 23/69-70 СП 23/73	СЗ МОВ 1:200 000	Уточнено строение Средне-Ямальского мегавала, осложненного оконтуренными Южно- и Северо-Тамбейскими локальными поднятиями
1981-1983 гг., СП 45/82-83, 26/82-83	МОГТ 1:200 000	Уточнено геологическое строение Мылыгинского вала, Преображенского, Южно- и Северо-Тамбейского локальных поднятий. Охарактеризован осадочный чехол на полную мощность, выполнено расчленение неокомских отложений. Тасийское поднятие выявлено, как самостоятельный объект
1992-1993 гг., СП 26/92-93, 49/92-93, 65/92-93	МОВ ОГТ 1:100 000	Уточнено геологическое строение меловых и юрских отложений Северо-Тамбейского и Тасийского месторождений, проведено детальное расчленение неокомских отложений, произведены структурные

		построения по целевым и опорным отражающим горизонтам
2009-2011 гг., ОАО «Интегра», СП 25/2009-2011	МОГТ 3D	Уточнено геологическое строение Тасийского месторождения. Уточнены модели залежей меловых и юрских отложений Тасийского месторождения, произведены структурные построения по целевым и опорным отражающим горизонтам. В меловых отложениях выявлены новые залежи. Создана новая геологическая модель месторождения



Условные обозначения

- Скважина/глубина забоя
- Скважина проектная
- Сейсмические профили 2D
- Граница сейсморазведочных работ МОГТ 3D (Тасийский участок, 25/10-11, исполнитель ОАО "Ямалгеофизика")
- Граница сейсморазведочных работ МОГТ 3D (Тасийский участок, 26/09-10, исполнитель ОАО "Ямалгеофизика")
- Лицензионные участки
- Гидрография

Рисунок 1.3 – Схема геолого-геофизической изученности Тасийского ЛУ

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Тасийской площади принимают участие отложения доюрского основания и мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. Мощность мезозой-кайнозойских отложений осадочного чехла составляет около 5000 м. Отложения триаса, промежуточного комплекса и фундамента на месторождении не вскрыты. Их описание здесь дается по материалам, полученным на Малыгинском, Харасавэйском, Бованенковском и Новопортовском месторождениях.

Породы домезозойского возраста на севере Западной Сибири залегают на значительных глубинах, что объясняет слабую степень их изученности. Глубоким бурением, вскрывшим породы фундамента, рассматриваемый район охарактеризован незначительно.

Палеозойский фундамент на полуострове Ямал по данным бурения немногочисленных скважин характеризуется очень сложным строением, осложнённым многочисленными разрывными нарушениями и представлен метаморфическими породами. Нефтегазопроявления наблюдаются на Бованенковском поднятии, подтверждена промышленная газоносность на Новопортовском месторождении. Эти данные позволяют оценить домезозойские отложения как перспективные в нефтегазоносном отношении.

Согласно данным сейсморазведки породы фундамента в пределах Тасийского поднятия залегают на глубине около 5000 м. [5]

Терригенные отложения мезозоя осадочного чехла представлены породами триасового, юрского и мелового возраста. Стратиграфическая характеристика отложений осадочного комплекса Ямальской НГО приводится согласно литолого-стратиграфическим разбивкам, принятым для ямальского типа разреза юры и мела на шестом Межведомственном региональном стратиграфическом совещании (Новосибирск, 2004 г.).

Мезозойская группа

Триасовая система (Т)

Отложения нижнетриасового возраста вскрыты лишь на Восточно-Бованенковском месторождении скв. 11 в интервале глубин 3998-4113 м (забой). Породы представлены глинистыми мергелями, обогащенными тонкодисперсным органическим веществом (ОВ), карбонатно-глинистыми полосчатыми (также богатыми органикой) породами флишоидного типа и оливин-пироксеновыми долерито-базальтами, которые выделены В.С. Бочкаревым в тиутейскую серию. Триасовый возраст пород определен в результате палинологического анализа. Вдоль восточного побережья Ямала, в том числе и в районе Тасийской площади, в объеме верхнего и отчасти среднего триаса выделяется тампейская серия триаса.

Юрская система (J)

В соответствии со схемами структурно-фациального районирования, основанными на материалах совещания 2003 г., ниже-среднеюрские отложения относятся к ямало-гыданскому типу разреза, верхнеюрские – к тамбейскому.

На Тасийском ЛУ юрский комплекс вскрыт скв. 160 в объеме средне-верхнеюрских отложений, нижеюрский комплекс на отчетной территории глубоким бурением неизучен. В целом на севере ЗСП ниже-среднеюрский комплекс отвечает прибрежно-морским и морским обстановкам осадконакопления и выделяется в большехетскую серию.

Большехетская серия (J_{1h} - J_{3cl1})

В районе Тасийского ЛУ отложения серии сложены прибрежно-морскими отложениями, расчлененными на девять свит: зимняя (J_{1zm}); левинская (J_{1lv}); шараповская (J_{1Shr}); китербютская (J_{1Kt}); надояхская (J_{1Nd}); лайдинская (J_{1-2ld}); вымская (J_{2vm}); леонтьевская (J_{2ln}); малышевская (J_{2ml}).

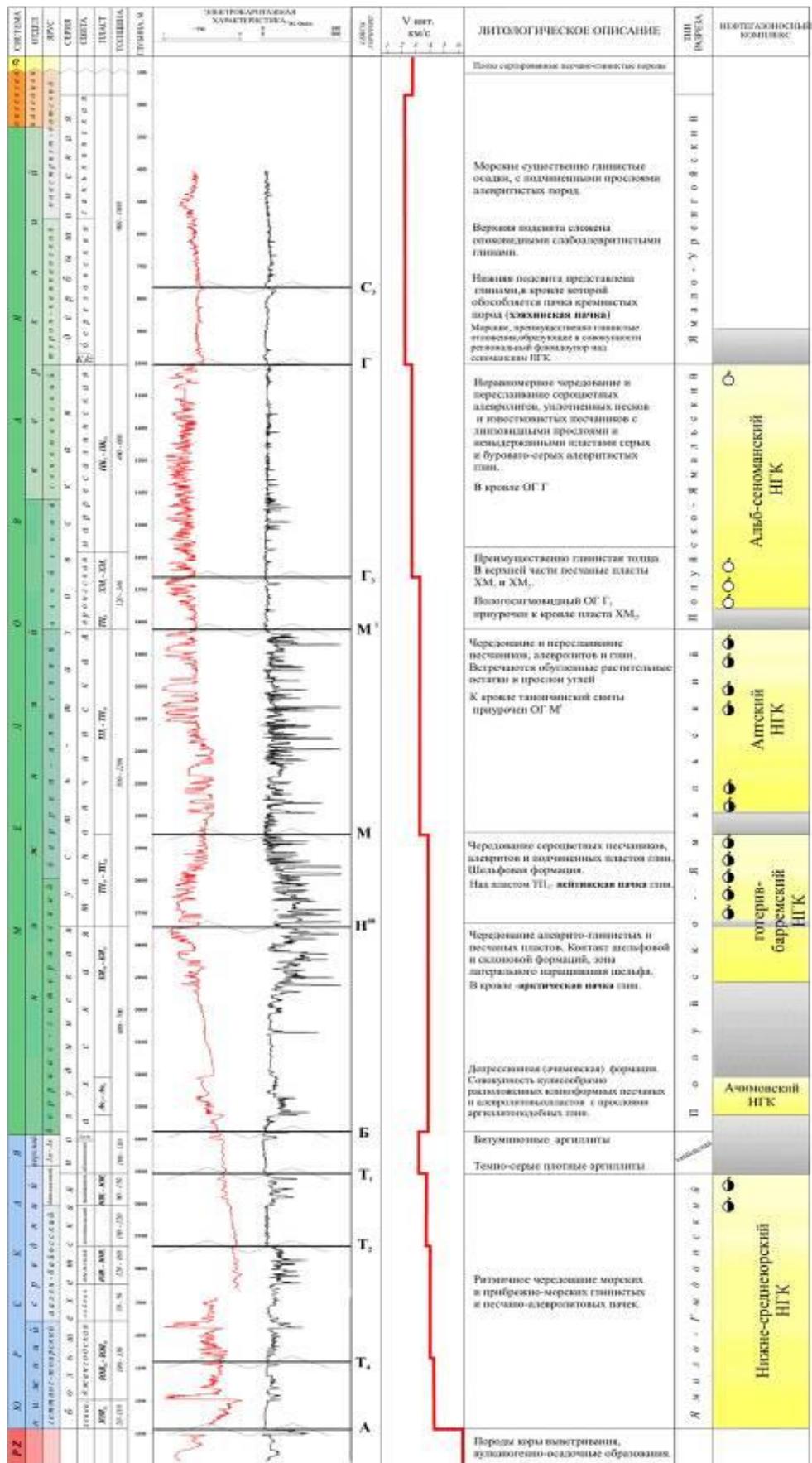


Рисунок 2.1 – Сводный геолого-геофизический разрез

Зимняя свита (J_{1h} - J_{1p1}) представлена песчаниками светло-серыми и буровато-серыми с прослоями и пачками алевролитов и аргиллитоподобных глин с присутствием обугленного растительного детрита на плоскостях наслоения. Скорее всего, они развиты в области триасового осадконакопления тампейской серии.

Мощность свиты предполагается до 50-100 м.

Выделяется пласт Ю₁₂.

На Бованенковском месторождении зимняя свита вскрыта скважинами 67 и 116, а в большинстве глубоких скважин, вскрывших палеозойский фундамент, отложения свиты размыты. [6]

Левинская свита (J_{1p1} - J_{1p2}) представлена темно-серыми, иногда черными глинами с маломощными прослоями алевролитов, глинистых песчаников и конгломератов. В глинах встречаются обугленные растительные остатки.

На Тасийском ЛУ левинская свита глубоким бурением не изучена. Мощность свиты достигает 51 м на Арктической площади, около 100 м - на Бованенковской и около 200 м - на Восточно-Бованенковской.

Шараповская свита (J_{1p2}) представлена неравномерным переслаиванием заглинизированных песчаников, алевролитов и опесчаненных аргиллитоподобных глин. Аргиллитоподобные глины темно-серые, почти черные, плотные, крепкие; песчаники серые, среднезернистые, массивные, крепкие, известковистые.

Толщина свиты колеблется в пределах 100-200 м.

Проницаемые пласты индексируются как Ю₁₁.

Китербютская свита (J_{1t1}) сложена однородными аргиллитоподобными глинами, темно-серыми, преимущественно тонкоотмученными. Отмечается пирит, сидерит.

К ней приурочен отражающий горизонт Т₄.

На Западно-Тамбейском ЛУ в скв. 40 толщина свиты составляет 65 м.

Надояхская свита ($J_{1t1}-J_{1t2}$) имеет сходный с нижней толщей литологический состав. Аргиллитоподобные глины темно-серые, сильно песчанистые. Песчаники темно-серые, мелкозернистые, слабоглинистые, тонкослоистые.

Проницаемые пласты индексируются как Ю₁₀.

Общая мощность свиты составляет 240 м на Западно-Тамбейской площади, почти 300 м на Бованенковской и около 330 м на Восточно-Бованенковской.

Лайдинская свита (J_{2a1}) представлена двумя толщами: верхней, преимущественно глинистой, и нижней, преимущественно песчано-алевритового состава. Аргиллитоподобные глины нижней части черные, плотные, крепкие, с тонкой горизонтальной волнистой и линзовидной слоистостью за счет тонких прослоев и линзочек серого алевритового материала. Верхняя толща свиты представлена песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми, плотными, с косой и волнистой слоистостью. Глинистые отложения лайдинской свиты являются покрывкой для скоплений УВ пластового резервуара Ю₁₀ надояхской свиты.

В разрезе скв. 160 Тасийской вскрытая мощность свиты составляет 116 м.

Отложения свиты вскрыты на Бованенковской, Восточно-Бованенковской, Верхне-Тиутейской, Арктической, Нейтинской, Западно-Тамбейской и других площадях.

Вымская свита (J_{2a2}) сложена песчаниками и алевролитами, подчиненное значение имеют аргиллитоподобные глины. Песчаники и алевролиты преимущественно темно-серые, мелкозернистые, плотные, слюдяные, сильно глинистые, с намывами глинисто-углистого материала, с карбонатно-глинистым цементом. Аргиллитоподобные глины темно-серые, крепкие, плотные, песчаные.

Мощность свиты – 160-185 м. В скв. 160 Тасийской площади она составляет 185 м.

Выделяют пласты Ю₇-Ю₉.

Отложения свиты вскрыты на многих площадях полуострова.

Леонтьевская свита (J₂bj₁- J₂bj₂) сложена аргиллитоподобными глинами темно-серыми, плотными, слабоалевритистыми, с неровным или полураковистым изломом, с редкими песчаными прослоями в верхней части. Преимущественно глинистые отложения свиты являются зональной покрывкой для скоплений УВ в пластовых резервуарах вымской свиты.

Мощность свиты составляет 110-130 м, в скв. 160 Тасийской площади – 109,3 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской площади – 120 м.

Мальшевская свита (J₂bt₁-J₃cl₁) представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитоподобными глинами. Песчаники серые и светло-серые, средне- и мелкозернистые, средней крепости, с линзами углей. Алевролиты серые и темно-серые, глинистые. Аргиллитоподобные глины темно-серые, сильно опесчанены, имеют подчиненное значение.

Мощность свиты порядка 80-100 м, в скв. 160 Тасийской площади – 96,4 м, в разрезе скв. 18 Северо-Тамбейской площади вскрытая мощность - 75 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской площади она равна 84 м.

Выделяют пласты Ю₂-Ю₄.

Отложения большехетской серии трансгрессивно перекрываются морскими верхнеюрско-готеривскими образованиями, объединяемыми в полудинскую серию.

Согласно стратиграфическим решениям 2004 года (Решение..., 2004) исследуемая территория относится к Фроловско-Тамбейскому СФР, где в верхнеюрском разрезе выделяются абалакская и баженовская свиты.

Полудинская серия (J₃cl₂ - K₁g)

Абалакская свита (J₃cl₂ + J₃kt₃) представлена аргиллитоподобными глинами серыми и темно-серыми до черных, плотными, крепкими, в различной степени песчанистыми, иногда слабобитуминозными. Отмечаются тонкие линзовидные прослой глинистых сидеритов, отпечатки аммонитов.

Мощность свиты достигает 110-130 м, в скв. 160 Тасийской площади – 62,9 м, на Северо-Тамбейской площади в скв. 18 – 114 м, а в скв. 40 Западно-Тамбейской – 107 м.

Баженовская свита ($J_3km_3 + K_1br_1$) представлена битуминозными аргиллитоподобными глинами, черными, реже буроватыми, темно-серыми, слабоалевритистыми, массивными, плитчатыми и листоватыми. В них отмечены находки раковин пелеципод и аммонитов.

Мощность свиты в скв. 18 Северо-Тамбейской площади составляет 18 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской около 5 м (реликты баженинов), в скв. 160 Тасийской площади – 17,4 м.

На юрских породах без перерыва залегают отложения мелового возраста, представленные нижним и верхним отделами.

Меловая система (К)

Нижний отдел (K_1)

Отложения нижней части нижнего отдела (неоком – низы апта) представлены ахской и танопчинской (нижняя часть) свитами.

Ахская свита ($K_1br + K_1g$) по литологическим особенностям разделяется на ряд пачек и толщ. В основании свиты в изучаемом районе залегает подачимовская пачка слабобитуминозных глин мощностью около 20 м. Аргиллитоподобные глины темно-серые, плотные, тонкослоистые, в различной степени песчанистые, сильно слюдистые, с неровным изломом.

Выше глины перекрываются ачимовской толщей, представленной переслаиванием серых, светло-серых песчаников и серых, темно-серых алевролитов. Песчаники мелкозернистые, крепкоцементированные, аркозовые, с глинисто-карбонатным или глинистым цементом, большим количеством обугленных растительных остатков.

Линзовидные пласты ачимовской толщи характеризуются невыдержанностью по площади и располагаются относительно друг друга кулисообразно в субширотном направлении. В западном направлении происходит омолаживание линз.

Толщины ачимовской толщи варьируют от 50 до 100 м.

Продуктивные линзовидные пласты ачимовской толщи индексируются как Ач и по данным ГИС перспективны в нефтегазоносном отношении.

Мощность толщи варьирует от полного ее отсутствия до 120-180 м.

В разрезе скв. 18 Северо-Тамбейской площади ачимовская толща залегает в интервале глубин 3217-3320 м. На Западно-Тамбейской площади она залегает в интервале 3200-3300 м и имеет трехчленное строение. Наиболее опесчаненной служит верхняя часть толщи, которая залегает в интервале 3200-3242 м.

Средняя часть свиты представлена заглинизированными отложениями склона и представлена набором косослоистых сейсмофаций, отражающих процесс бокового наращивания осадочной толщи.

В верхней части ахской свиты выделяется песчано-глинистая пачка мощностью до 195 м, представленная песчаниками и алевролитами серыми, светло-серыми, мелкозернистыми, на глинистом или карбонатном цементе, крепкоцементированными. Верхние песчано-алевролитовые пласты этой части свиты выдержаны по разрезу и площади, нижние имеют линзовидное строение и подвержены литолого-фациальной изменчивости. Завершается разрез отложений ахской свиты глинистым горизонтом мощностью 30-50 м, названный арктической пачкой, заканчивая тем самым, крупнейший седиментационный цикл. Исследователи СибНАЦ при изучении литологического состава пачки на Ямбургском, Находкинском и Юрхаровском поднятиях, отмечают идентичность состава арктической пачки пачке «шоколадных глин».

Общая мощность ахской свиты составляет 350-700 м, в скв. 18 Северо-Тамбейской площади – 362 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской – 340 м. В разрезе скв. 160 Тасийской площади она равна 643,6 м.

Общая мощность отложений полудинской серии составляет порядка 500 м.

Усть-тазовская серия (K_{1g} – K_{2s})

На отложениях полудинской серии залегают песчано-глинистые образования верхнеготерив-сеноманского возраста, объединяемые в устьтазовскую серию.

Танопчинская свита (K_{1g} - K_{1ar}) делится на две различающиеся по строению и условиям образования подсвиты: нижнюю – нижеапт-баррем-готеривскую и верхнюю – аптскую.

Нижнюю подсвиту слагают чередующиеся песчано-алевритовые и глинистые пачки, которые достаточно уверенно прослеживаются в большинстве скважин. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, аркозовые, на глинистом и глинисто-карбонатном цементе, плотные, крепкие, массивные и тонкослоистые. Глины темно-серые, слюдистые, алевритовые, плотные, содержат углистый детрит.

Песчаными пластам свиты присвоен индекс $ТП_{17-26}$.

Верхняя подсвита слагает основную часть разреза танопчинской свиты, для которой характерно неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых горизонтов, меняющихся по площади и по разрезу, с различными литологическими переходами, фациальными вариациями и внутриформационными размывами. Крупные песчаные тела (иногда до 40 м) представлены песчаниками светло-серыми, средне- и мелкозернистыми, массивными, крепкими, слюдистыми. В маломощных, расчлененных и слабовыраженных в разрезе пластах песчаники серые, темно-серые, глинистые, плохо отсортированные. Характерно обилие углей общей толщиной до 40 м и более.

Песчаными пластам свиты присвоен индекс $ТП_{1-16}$.

Общая мощность свиты в Тамбейском районе оценивается 1070-1150 м, в скв. 18 Северо-Тамбейской площади составляет 1148 м, а в скв. 141 Тасийской – 1030 м.

Выше залегают яронгская ($K_{1a1} + K_{1a2}$) и марресалинская ($K_{1a3} + K_{2s}$) свиты.

Яронгская свита соответствует ранее выделяемой в этом регионе нижней подсвите ханты-мансийской свиты. Представлена свита в основном глинами морского генезиса с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Глины темно-серые, тонкоотмученные, аргиллитоподобные, с неровным или полураковистым изломом. Песчаники и алевролиты серые, светло-серые, часто с зеленоватым оттенком, мелкозернистые, разной крепости, кварцево-полевошпатовые, с включениями глауконита. Отмечается углистый детрит. Внутри свиты выделяются сравнительно выдержанные песчаные пласты группы ХМ, являющиеся продуктивными на Тасийском месторождении.

Мощность свиты в разрезе скв. 18 Северо-Тамбейской площади составляет 290 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской – 245 м, по площади изменяется от 260 до 280 м, в скв. 141 Тасийской – 260 м.

Верхний отдел (K_2)

Отложения верхнего мела включают в себя марресалинскую свиту, кузнецовскую, березовскую и ганькинскую свиты.

Марресалинская свита ($K_{1al3} + K_{2s}$). Нижняя толща свиты представлена преимущественно песчаниками с подчиненным участием алевролитов и глин. Характерен мелкий обугленный растительный детрит. В *средней и верхней* частях свиты отложения представлены песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, полевошпатово-кварцевые, от рыхлых на глинистом цементе до крепких на известковистом цементе. Алевролиты серые и светло-серые, рыхлые, слюдистые, аркозовые. Во всех разностях наблюдается примесь рассеянной обуглившейся органики, которая подчеркивает волнисто-косослоистые текстуры песчано-алевритовых пород. Глины серые, темно-серые, песчаные и алевритистые, слюдистые. В породах отмечаются многочисленные растительные и углистые остатки, включения янтаря и прослой бурого угля. Общая мощность свиты составляет в скв. 18 Северо-Тамбейской площади 586 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской – 613 м, а в скв. 141 Тасийской – 600 м.

Дербышинская серия (K_{2t} - K_{2d})

Верхнемеловые отложения (без сеномана) приурочены к дербышинской серии, которая объединяет морские, преимущественно глинистые отложения (турон – дат), мощностью около 900 м. По соотношению глинистых и алевритоглинистых пластов разрез дербышинской серии распадается на три свиты: кузнецовскую, березовскую и ганькинскую. В толще кузнецовской и березовской свит прослеживается несколько пологонаклонных и протяженных отражений группы С, имеющих западное падение.

Кузнецовская свита (K_{2t} - K_{2k_1}) представлена морскими глинами темно-серыми, почти черными, слабослюдистыми, известковистыми, с линзовидными включениями алевролита светло-серого, с редкими включениями пирита и обломков известковистой фауны.

На Тасийской площади в средней части кузнецовской свиты в ряде скважин (скв. 141, 151, 144) выделяется слой глинистых алевролитов, имеющих повышенное сопротивление по электрометрии. Этот слой представляет «головные» части газсалинской толщи, развитой в восточной части района Западно-Сибирского НГБ, в Пур-Тазовской и Гыданской НГО, в частности. Возраст пород кузнецовской свиты определён по макро- и микрофауне как турон. Мощность свиты – 54 м в скв. 18 Северо-Тамбейской, 58 м в скв. 40 Западно-Тамбейской площади и 70 м в скв. 141 Тасийской.

Березовская свита (K_{2k_1} - K_{2kt_2}) подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижняя подсвита сложена глинами темно-серыми, опоковидными и алевритистыми, слюдистыми, с маломощными прослоями песчаников и алевритов.

В кровле нижеберезовской подсвиты выделяется ОГ С₃.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми и темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, в нижней части опоковидными. Отмечаются углистый детрит, включения пирита.

Общая мощность свиты 380-420 м, толщина её в скв. 18 Северо-Тамбейской оценивается 243 м, в скв. 40 Западно-Тамбейской – 357 м и в скв. 141 Тасийской – 420 м.

Ганькинская свита ($K_2kt_2-P_{1d}$) представлена морскими глинами серыми и темно-серыми со слабым зеленоватым оттенком, слабоалевритистыми, известковистыми, слюдистыми, в нижней части опоковидными. Отмечаются углистый детрит, фауна пеллеципод, редкие растительные остатки, включения пирита.

К кровле свиты приурочен ОГ C_1 .

Мощность свиты в скв. 18 Северо-Тамбейской оценивается 140 м, на Тасийском ЛУ в скв. 141 оценивается около 140-180 м.

Палеогеновая система (P)

Отложения палеоценового и эоценового отделов палеогеновой системы в районе Тасийского участка объединены в называемую серию ($Pg_1^1-Pg_3^1$) и формировались преимущественно в морских условиях. В составе серии выделяются *тибейсалинская, серовская, ирбитская и тавдинская свиты*, которые подвергнуты размывам. Поэтому толщины их в изучаемом районе существенно сокращены.

В разрезе скв. 18 в интервале глубин 248-336 м можно предположительно выделить отложения нижней подсвиты, а в интервале 179-248 м верхней подсвиты тибейсалинской свиты.

На Тасийской площади толщина палеогеновых отложений несколько больше, чем на Северо-Тамбейском ЛУ.

Четвертичная система (Q)

Отложения системы с размывом залегают на верхнемеловых и палеогеновых отложениях, представлены морскими и ледниково-морскими песками, алевритами, суглинками, супесями и глинами с включениями растительных остатков и обломков морской макрофауны, гравием, галькой и валунами. Верхняя часть разреза находится в многолетнемерзлом состоянии, образуя криолитозону.

Мощность четвертичных отложений оценивается около 100-120 м.

2.2 Тектоника

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы, Тасийский ЛУ расположен в пределах Ямало-Гыданской синеклизы и приурочен к одноимённому локальному поднятию в северо-восточной части Средне-Ямальского мегавала (Рис. 3.2). Мегавал сочленяется на северо-востоке с Арктическим мегапрогибом, на западе – с Хабияхинским мегапрогибом и Тиутейской зоной прогибов, а с юга и юго-востока Средне-Ямальский мегавал граничит с Ханарасалинским мегапрогибом.

Западно-Сибирская плита характеризуется трехъярусным строением, отражающим историю ее развития (фундамент, промежуточный этаж, осадочный чехол). Нижний структурно-тектонический этаж – образования складчатого фундамента на Ямале не вскрыты и сведения о его строении основываются, главным образом, на сейсморазведочных материалах. По данным КМПВ поверхность кристаллического фундамента располагается здесь на глубинах до 7-8 км.

Промежуточный структурный этаж на Ямале частично вскрыт только на Новопортовской, Восточно-Новопортовской, Усть-Юрибейской, Бованенковской, Яр-Салинской, Сюнай-Салинской, Западно-Яротинской и Верхнереченской площадях. Здесь он представлен породами палеозойского возраста. В силу малых объемов отбора керна и шлама из редких скважин сведения о вещественном составе доюрских пород фрагментарны.

Относительно хорошо доюрский комплекс изучен только в районе Новопортовского месторождения. В разрезе палеозойских отложений выделены три литостратиграфических комплекса пород: зеленосланцевый, метапесчаниковый и карбонатный, каждый из которых раздроблен разноориентированными системами разломов, по которым соприкасаются сравнительно небольшие по площадям геоблоки различного возраста и вещественного состава.

По отложениям осадочного чехла Тасийское поднятие представляет собой как осложнение более крупной структурой II порядка. Морфология структурного плана малышевского и баженовского горизонтов (ОГ ТЮ₂ и Б) имеют схожее строение и представляют собой фрагмент северо-восточной периклинали крупной структуры, в зоне ундуляции Северо-Тамбейского к.п., осложненной небольшим локальным поднятием размерами 4×3 км и высотой не более 20 м. Положение границ зафиксировано на глубинах от минус 3660 м до минус 3460 м для ОГ ТЮ₂ и от минус 3360 м до минус 3340 м для ОГ Б.

В пределах Тасийского месторождения по отражающему горизонту М, приуроченному к кровле пласта ТП₁, картируется локальное поднятие с линейными размерами 21×17 км по оконтуривающей изогипсе минус 1880 м амплитудой 30-35 м.

Структурные планы по ОГ ГХМ1-1 и ГПК1, отражающие строение отложений яронгской и марресалинской свит, имеют схожее строение с ОГ МТП1 и МТП16, но характеризуются более пологим залеганием и меньшими амплитудами Тасийского поднятия 25 м и 20 м, соответственно. Кровля ОГ ГХМ1-1 отбивается на отметках от минус 1820 м до минус 1620 м и ОГ Г от минус 1160 до минус 980 м.

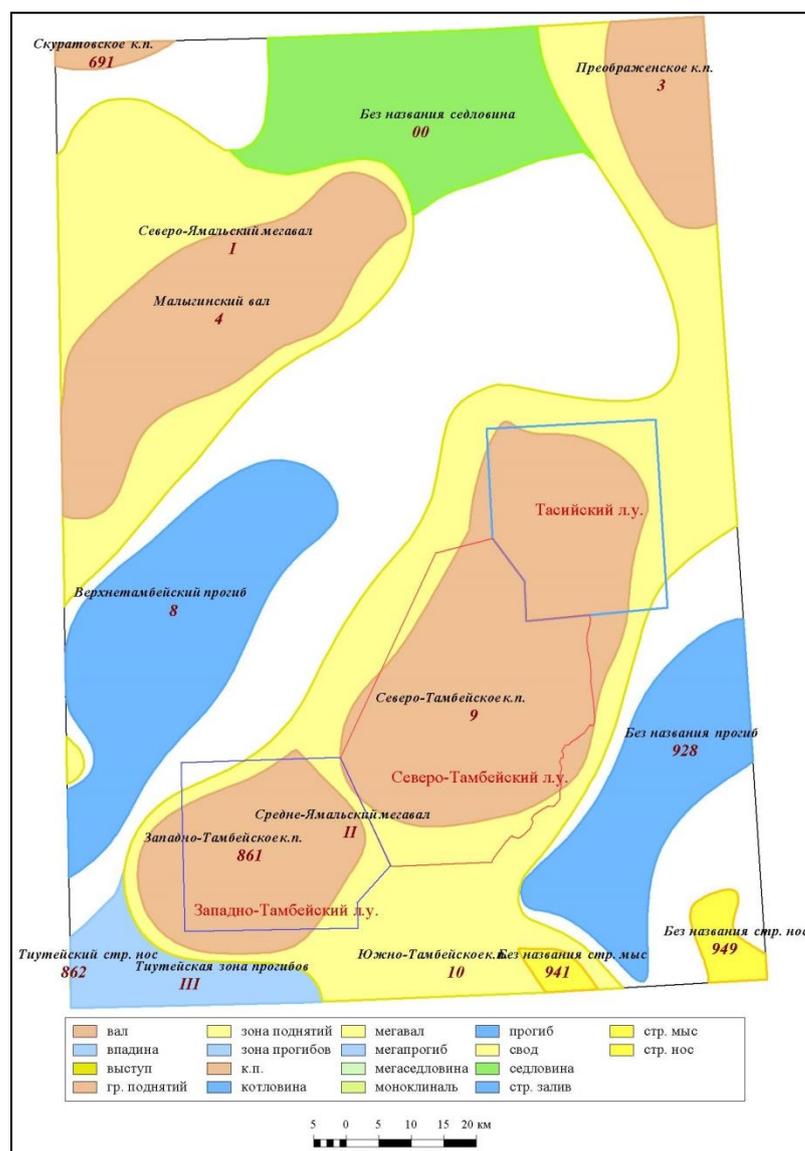


Рисунок 2.2 – Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗапСибНИГНИ, В.С. Бочкарев, 1990)

2.3 Нефтегазоносность

По нефтегазогеологическому районированию Тамбейская группа месторождений расположена в Тамбейском НГР Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской НГМП, данная область является преимущественно газоносной (Рис. 3.3). В районе работ выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: нижнесреднеюрский, неокомский, аптский и альб-сеноманский, с которыми связаны основные залежи УВ и перспективы нефтегазоносности участка.

Доказанный этаж нефтегазоносности: включает альб-сеноманский, аптский, неокомский и среднеюрский НГК. Присутствуют залежи различных типов массивного, пластового, литологически и тектонически экранированного. Высокими перспективами нефтегазоносности оцениваются отложения ачимовского НГК. Перспективность палеозойского комплекса на Ямале доказана только на Новопортовском месторождении.

Все месторождения Тамбейской группы, в том числе Тасийское, являются многопластовыми. На месторождении открыты 44 залежи углеводородов, из них 16 газовых и 28 газоконденсатных, в 35 пластах в стратиграфическом диапазоне от сеномана до валанжина включительно. [7]

На месторождении скважинами вскрыт разрез меловых, палеогеновых и четвертичных отложений на глубину 3100 м. В разрезе установлена газоносность отложений марресалинской (ПК₁, ПК₃, ПК₇), яронгской (ХМ₀, ХМ₁, ХМ₁¹, ХМ₂, ХМ₃, ХМ₅, ХМ₆), танопчинской (ТП₁, ТП₂, ТП₄, ТП₄², ТП₅, ТП₆, ТП₇⁰, ТП₈, ТП₁₀¹, ТП₁₃, ТП₁₄, ТП₁₄⁰, ТП₁₇, ТП₁₈, ТП₁₉, ТП₂₂⁰) и ахской (БЯ₈, БЯ₁₀, БЯ₁₁, БЯ₁₂) свит в интервале глубин 1018-2825 м. *Основной по запасам газа и конденсата является залежь пласта ТП₆*, которая по величине извлекаемых запасов УВ относится к крупным, к этому же классу относятся залежи пластов ТП₁ и ТП₁₄. Остальные залежи средние и мелкие по величине извлекаемых запасов. [1]

Сеноманские отложения (пласт ПК₁) представлены чередованием глинисто-алевролитовых и песчаных пачек. Коллекторами являются пески, песчаники, алевролиты, эффективные газонасыщенные толщины которых изменяются от 2,8 до 16,0 м, среднее значение открытой пористости – 26%, коэффициент газонасыщенности 65%. Дебиты газа изменяются от 141,09 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм до 206,6 тыс. м³/сут на штуцере 12 мм.

Пластовое давление 10,19-10,66 МПа, пластовая температура 18-20°С.

Свободный газ по составу метановый, содержание метана 91,97-98,29%, этана — 0,00-0,45%, пропана — 0,02-0,55%, бутанов — 0,04-0,21%, C_{5+высших} — 0,01-0,18%,

углекислого газа – 0,24-1,63%, азота – 0,95-5,71%, аргона – 0,009-0,048%, гелия – 0,000-0,004%; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,566-0,600. Залежь газовая, массивная.

Газоводяной контакт находится на а.о. минус 1016 м. Размеры залежи 16×18 км, высота – 23 м.

Залежи пластов группы ПК (ПК₃, ПК₇) представлены чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Коллекторами являются песчаники и алевролиты, эффективные газонасыщенные толщины которых изменяются от 2,0 до 6,6 м, среднее значение открытой пористости – 23-28%, проницаемости – $16,4 \cdot 10^{-3}$ - $59,5 \cdot 10^{-3}$ мкм², коэффициента газонасыщенности – 55-56%. Дебиты газа изменяются от 140,42 тыс. м³/сут до 162,06 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм. Пластовое давление 11,60-14,45 МПа, пластовая температура 22-29°С. [8]

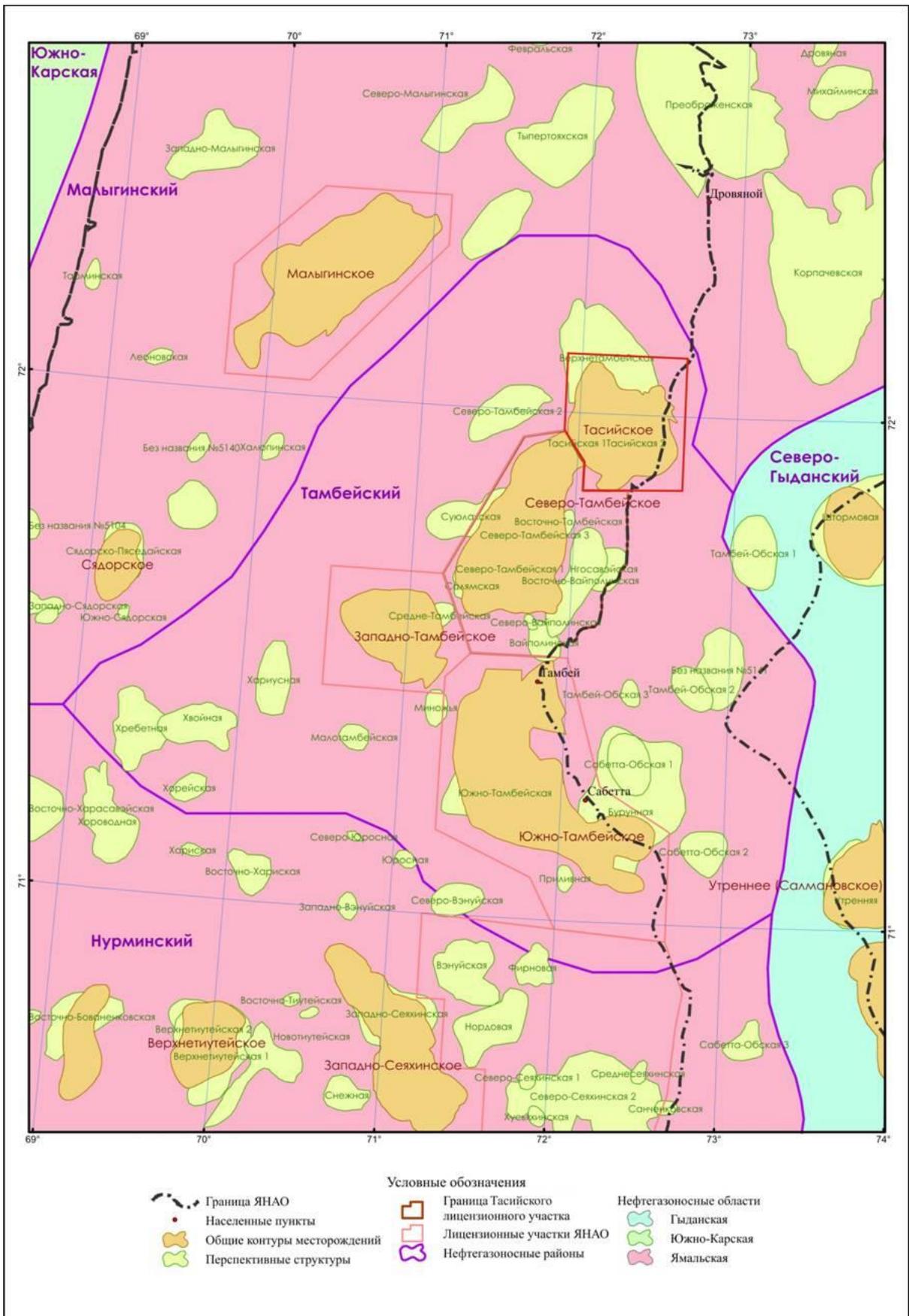


Рисунок 2.3 – Схема нефтегазоносности Тасийского ЛУ и прилегающих к нему территорий Тамбейского НГР

Свободный газ по составу метановый, содержание метана 92,96-99,59%, этана – 0,00-3,99%, пропана – 0,00-0,34%, бутанов – 0,04-0,32%, C_{5+} высших – 0,00-0,14%, углекислого газа – 0,28-0,40%, азота – 0,07-1,79%, аргона – 0,011-0,044%, гелия – 0,004-0,006%; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,559-0,597. Залежи газовые, массивные. Размеры залежей 7,0-8,5×10,0-11,5 км, высоты – 6-9 м.

Залежи пластов группы ХМ (ХМ₀, ХМ₁, ХМ₁¹, ХМ₂, ХМ₃, ХМ₅, ХМ₆) представлены переслаиванием песчаных и алевроито-глинистых пород. Коллекторами пластов являются песчаники и алевролиты. Эффективные газонасыщенные толщины отдельных пластов изменяются от 0,7 м до 14,2 м. Средние значения открытой пористости составляют 22-25%, коэффициента газонасыщенности – 54-63%. Дебиты газа, полученные при испытании пластов в колонне скважин, изменяются от 150,22 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм до 304,59 тыс. м³/сут на штуцере 12 мм, дебит конденсата составил 13,2 м³/сут на штуцере 12 мм. Пластовое давление 16,53-18,48 МПа, пластовая температура 32-48°С.

Свободный газ по составу метановый, содержание метана 90,37-96,83%, этана – 2,28-4,57%, пропана – 0,02-0,33%, бутанов – 0,01-0,63%, C_{5+} высших – 0,01-0,58%, углекислого газа – 0,13-2,92%, азота – 0,74-1,65%, аргона – 0,001-0,028%, гелия – 0,005%; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,571-0,624. [1]

Залежи газовые, газоконденсатные, пластовые, сводовые, массивные, литологически экранированные. Размеры залежей 6,0-17,5×9,5-21,5 км, высоты – 4-38 м.

Залежи пластов группы ТП (ТП₁, ТП₂, ТП₃, ТП₄, ТП₄², ТП₅, ТП₆, ТП₇⁰, ТП₈, ТП₁₀, ТП₁₀¹, ТП₁₁, ТП₁₂⁰, ТП₁₃, ТП₁₄⁰, ТП₁₄, ТП₁₆, ТП₁₇, ТП₁₈, ТП₁₉, ТП₂₂⁰) представлены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глинистых пород. Коллекторами являются песчаники и алевролиты. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 1,0 до 14,8 м, среднее значение открытой пористости – 16-24%, коэффициента газонасыщенности –

52-68%. Дебиты газа изменяются от 42,1 тыс. м³/сут на штуцере 20 мм до 292,38 тыс. м³/сут на штуцере 12 мм, конденсата – от 0,6 м³/сут до 45,0 м³/сут на штуцере 12 мм. Пластовое давление 19,72-26,89 МПа, пластовая температура 49-73°C.

Свободный газ по составу метановый, содержание метана 76,32-94,44%, этана – 3,45-6,79%, пропана – 0,11-3,71%, бутанов – 0,35-3,28%, C_{5+высших} – 0,12-2,49%, углекислого газа – 0,22-6,89%, азота – 0,23-1,93%, аргона – 0,000-0,026%, гелия – 0,000-0,006%; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,598-0,797.

Плотность конденсата составляет 0,718-0,740 г/см³.

Залежи газовые, газоконденсатные, пластовые, сводовые, литологически экранированные. Размеры залежей 3,0-18,0×6,0-19,5 км, высота – 1,0-40,0 м.

Залежи пластов группы БЯ (БЯ₈, БЯ₁₀, БЯ₁₁, БЯ₁₂) представлены неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Коллекторами их являются песчаники. Эффективные газонасыщенные толщины изменяются от 0,4 до 19,0 м, среднее значение открытой пористости – 15-17%, коэффициента газонасыщенности – 61-66%. Дебиты газа изменяются от 60,6 тыс. м³/сут на штуцере 10 мм до 259,5 тыс. м³/сут на штуцере 12 мм, дебиты конденсата – от 3,06 м³/сут до 53,4 м³/сут, соответственно. Пластовое давление 27,45-29,18 МПа, пластовая температура 74-78°C.

Свободный газ по составу метановый, содержание метана 89,18-91,16%, этана – 5,35-6,15%, пропана – 1,27-1,96%, бутанов – 0,59-0,72%, C_{5+высших} – 0,2-0,21%, углекислого газа – 0,45-0,69%, азота – 0,96-1,10%, аргона – 0,017-0,022%, гелия – 0,003%; сероводород отсутствует. Относительная плотность газа по воздуху 0,616-0,637. Плотность конденсата составляет 0,735-0,740 г/см³.

Залежи газовые, газоконденсатные, пластовые, литологически экранированные. Размеры залежей 4,5-9,0×12,5-24,5 км, высота – 7,0-43,0 м.

Запасы газа и конденсата в ГКЗ не утверждались. Добыча углеводородов в настоящее время не ведется.

Пласт Ю₆, средняя юра, лайдинская свита. В скв. 160 Тасийская по результатам ГИС представлен переслаиванием глинистых песчаников и алевролитов, пласт продуктивен. При испытании в интервале 3675,0-3716,0 м получен приток газоконденсатной смеси дебитом – 10,35 н.м.³/сут. на диафрагме 3 мм.

Пласт Ю₉, средняя юра, лайдинская свита. В скв. 160 Тасийская по керну и результатам ГИС представлен переслаиванием песчаников и алевролитов, пласт продуктивен. При испытании в интервале 3880,0-3903,0 м получен приток газоконденсатной смеси дебитом – 10,89 н.м.³/сут. на диафрагме 3 мм.

Пласт Ю₁₀, средняя юра, лайдинская свита. В скв. 160 Тасийская пласт газонасыщен, представлен коллектором с низкими фильтрационно-емкостными свойствами. При испытании в интервале 3947,0-3962,0 м получен дебит газовой смеси – 4,79 тыс. н.м.³/сут. на диафрагме 2 мм. [2]

2.4 Петрофизические свойства основных нефтегазоносных комплексов

Альб-сеноманский комплекс (продуктивные пласты ПК1-ПК9, ХМ6-ХМ10).

Коллекторами являются слабосцементированные песчаники, с высокой пористостью (в среднем 29-33%) и проницаемостью (сотни миллиарды, иногда более 1Д).

Аптский комплекс (продуктивные пласты ТП1-ТП10).

Величины ФЕС достаточно высоки, породы-коллектора представлены песчаниками с открытой пористостью 24-27%, проницаемость составляет 120-360×10⁻¹² м².

Неокомский комплекс. (продуктивные пласты ТП11-ТП26, БЯ1 – БЯ25)

Коллекторские свойства – средние, ухудшаются от верхних горизонтов к нижним. В объеме горизонтов группы ТП коэффициент пористости составляет 20-22%, в песчаниках пластов БЯ средняя пористость 17-20%. Проницаемость в среднем составляет 10-30×10⁻¹⁵ м², редко – 75-100×10⁻¹⁵ м².

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс. (продуктивные пласты Ю1-Ю10)

Породы-коллектора, представленные песчаниками, характеризуются весьма низкими ФЕС, открытая пористость от 7-9% до 16% (редко до 18-20%), проницаемость от 0,1-0,3 мД до 10-25 мД.

3. Анализ основных результатов ранее проведённых геофизических исследований

Расчленение разреза скважины

Расчленение разреза скважины и составление предварительной литологической колонки - первый этап комплексной геологической интерпретации диаграмм геофизических методов. Основными методами ГИС для литологического расчленения в песчано-глинистом разрезе являются методы собственных поляризаций (ПС), сопротивлений (БК), и гамма-каротажа (ГК).

В результате анализа каротажных диаграмм выделяются следующие пласты:

Глины (аргиллиты): выделяются в интервале 1140 - 1157 м и являются покрывкой сеноманской залежи углеводородов. Они отмечаются самыми высокими значениями на кривой ПС, повышенной естественной радиоактивностью и низкими значениями сопротивлений и нейтронного каротажа.

Алевриты и глинистые песчаники: выделяются в интервалах 1157 - 1162; 1166 - 1175; 1183 - 1198; 1201- 1202; 1232 – 1233,5 м. На кривых ПС, ГК и БК имеют средние значения между песчаниками и глинами, эти значения напрямую зависят от коэффициента глинистости.

Песчаники: выделяются в интервалах 1162 - 1166; 1175 - 1183; 1198 - 1201; 1202 - 1232; 1233,5 – 1236; 1237 -1240 м. Они характеризуются минимальными значениями на диаграмме ПС, минимальными значениями на ГК и средними значениями на диаграмме БК.

Карбонатизированный песчаник (плотный): выделяется в интервале 1236 - 1237 м. На диаграмме ПС и ГК не выделяется, на диаграмме БК имеет повышенное значение сопротивления. Поможет для определения карбонитизированного песчаника метод ННК-Т, на его диаграмме данный песчаник выделяется максимальными значениями.

Уголь: на данной диаграмме не обнаружен, но при его наличии на диаграмме ПС никак не выделяется (имеет средние значения), имеет самые

низкие значения на диаграмме ГК и очень высокие на диаграмме БК. Также на кавернометрии наблюдается значительная каверна.

Выделение коллекторов

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенном разрезе выделяются по ряду прямых качественных признаков:

- положительные приращения $K_{Д} > K$ на диаграмме микрозондов;
- уменьшение диаметра скважины на кавернограмме, за счет образования глинистой корки;
- отрицательные аномалии на диаграмме ПС.

Выделенные коллектора на скважине №144 Тасийского ЛУ:

- 1) 1157 - 1236 м;
- 2) 1237 - 1240 м.

Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов включают в себя определение коэффициента глинистости $K_{гг}$, коэффициента пористости $K_{п}$. Результаты по пластам на каротажной диаграмме.

Определение характера насыщения коллекторов

Определение характера насыщения осуществляется из определения коэффициента пористости методом нейтрон-нейтронного каротажа по тепловыми нейтронами (ННК-Т).

Водонасыщенные коллекторы отмечаются высоким водородосодержанием, что приводит к низким показаниям ННК, а газонасыщенные, за счет низкого водородосодержания, высокими. Результаты характера нефтегазонасыщенности представлены на каротажной диаграмме.

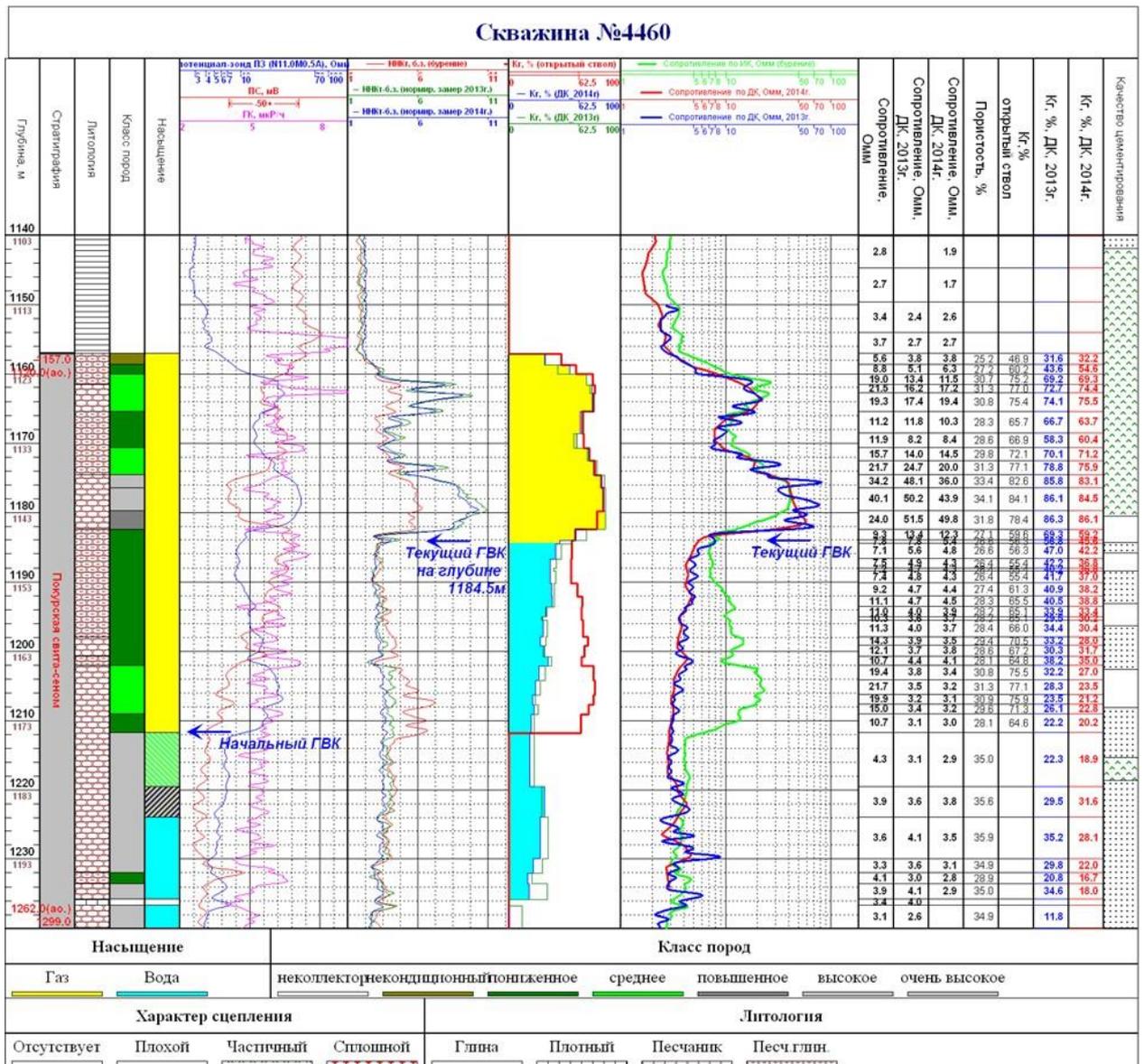


Рисунок 3.1 – Характер насыщения скважины №4460 Тасийского ЛУ

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

Задачи, выполняемые в процессе геофизического исследования открытого ствола скважины:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их эффективных мощностей;
- определение удельных электрических сопротивлений горных пород;
- количественная оценка параметров пластов - коэффициента пористости, водонасыщенности, глинистости, коэффициента проницаемости и коэффициента нефтегазонасыщения;
- разделение пластов по характеру насыщающего флюида: газ, нефть, вода;
- определение положения газожидкостных и водонефтяных контактов.

4.2 Обоснование объекта исследований (месторождения, участка месторождения, скважины)

Сеноманский нефтегазоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыта уникальная залежь газа в Тамбейском НГР.

Требуется уточнение запасов сеноманской залежи Тамбейского НГР на Тасийском участке, т.к. данных с соседних скважин для этого недостаточно, и они находятся на большом расстоянии друг от друга. Для решения этой проблемы на севере от 73 и на северо-западе от 82 разведочных скважин необходимо заложить проектную скважину, с целью более точного подсчета запасов.

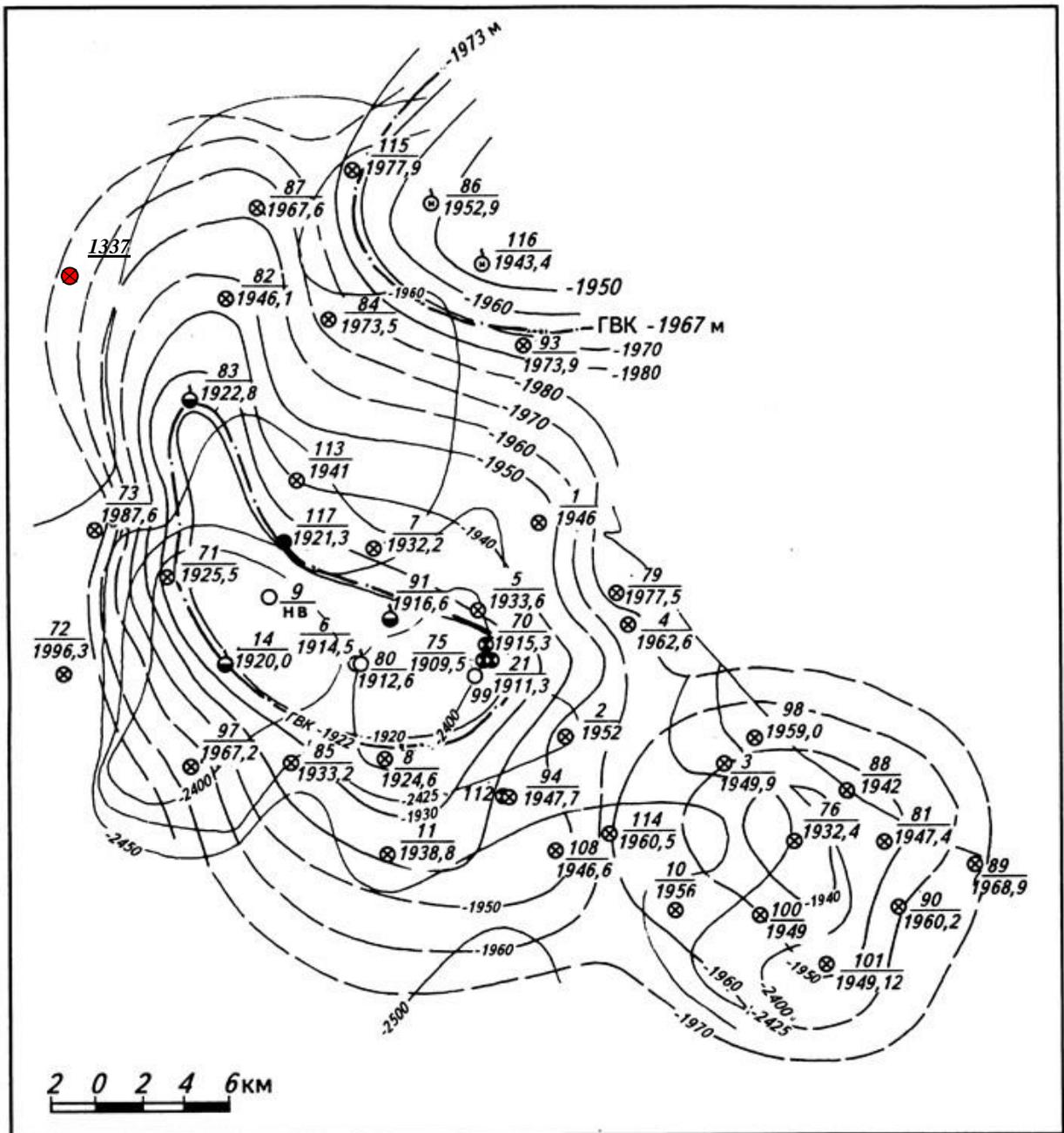


Рисунок 4.1 – Расположение проектной скважины на структурной карте

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов обоснование геофизического комплекса

Геофизические исследования скважин - комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в около скважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов - методы каротажа и методы скважинной геофизики. Каротаж, также известный как промысловая или буровая геофизика,

предназначен для изучения пород, непосредственно примыкающих к стволу скважины (радиус исследования 1 - 2 м). Часто термины каротаж и ГИС отождествляются, однако ГИС включает также методы, служащие для изучения межскважинного пространства, которые называют скважинной геофизикой.

В комплекс методов ГИС входят:

Электрические методы:

Метод естественной поляризации (ПС) – это метод, при котором измеряется потенциал токов, возникающих в скважине и горной породе в результате физико-химических процессов. К ним относятся окислительно-восстановительные реакции на контакте электрода и бурового раствора, фильтрация бурового раствора в проницаемый пласт или наоборот, а также диффузия и адсорбция ионов на границе растворов разной концентрации, в частности бурового раствора и пластовой воды. Главную роль в формировании ПС в скважине, заполненной буровым раствором на водной основе, играет диффузионно-адсорбционный потенциал (ДАП).

Методы токового каротажа, такие как боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), а так же микрозондовые модификации - микрокаротажное зондирование (МКЗ).

Боковой (БК) и микробоковой (МБК) каротажи - измерение удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород фокусированными зондами, благодаря которым токовые линии питающего электрода распространяются перпендикулярно оси скважины и направлены в пласт, что при правильном параметре фокусировки позволяет определять УЭС тонких пластов. МБК обладает большей вертикальной разрешающей способностью.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) - измерения кажущегося сопротивления с помощью нескольких однотипных зондов разной длины. Чем больше длина зонда, тем больше радиус исследования в направлении от оси скважины. Данный метод позволяет определять изменение по мере удаления от оси скважины.

Ядерно-геофизические методы: гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма

каротаж плотностной (ГГК-П), нейтронный гамма-каротаж (НГК). К ним относятся различные виды каротажа, основанные на изучении естественного гамма-излучения и взаимодействия вещества горной породы с наведенным ионизирующим излучением. [8]

Гамма-каротаж (ГК) - один из комплексов методов исследований скважин радиоактивными методами. ГК исследует естественную радиоактивность горных пород по стволу скважин. [8]

Нейтронный каротаж. Сущность нейтронных методов каротажа сводится к облучению горных пород нейтронами и регистрации либо, вторичного гамма-излучения возникающего при радиационном захвате нейтрона ядром вещества породы-метод НГК (нейтронный гамма- каротаж), либо потока нейтронов первичного излучения, дошедших до детектора - методы ННК (нейтрон-нейтронный каротаж). Оба метода можно использовать при определении водородосодержащие в породе, её пористости. [8]

Гамма-гамма каротаж-(ГГК) основан на измерении характеристик гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород внешними источниками гамма-излучения. [8]

Сейсмоакустические методы: метод акустического каротажа, сейсмический каротаж.

Акустическим каротажом (АК) называют методы изучения свойств горных пород по измерениям в скважине характеристик упругих волн ультразвуковой (выше 20 кГц) и звуковой частоты. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в ней и в окружающих породах и воспринимаются приемниками, расположенными в той же среде. [8]

Газовый каротаж - основан на измерении объема растворенного в буровом растворе газа.

Кавернометрия - метод, в результате которого определяют отклонение действительного радиуса скважины от номинального по всему стволу скважины. По данным метода строятся кавернограммы.

Кавернограммы используются в комплексе с данными других геофизических методов.

Инклинометрия - метод используется для контроля за искривлением оси скважины, метод позволяет контролировать положение оси скважины по замерам угла ее отклонения от вертикали и азимуту наклона оси, определяемым углом между направлением на магнитный север и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость, взятой в сторону увеличения ее глубины. [8]

Поставленные геологические задачи будут решаться с помощью следующих геофизических методов:

- Метод потенциалов собственной поляризации (ПС);
- Микрокаротажное зондирование (МКЗ);
- Боковое электрическое зондирование (БКЗ);
- Боковой каротаж (БК);
- Кавернометрия (КВ);
- Гамма-каротаж (ГК);
- Акустический каротаж (АК);
- Нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ);
- Гамма-гамма каротаж плотностной (ГГК-П);
- Инклинометрия.

5. Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

Для литологического расчленения разреза необходим комплекс методов (ПС, ГК, КВ и КС), так как по методу ПС не выделяются угли и карбонатизированные песчаники, которые хорошо выделяются на диаграммах БК, КВ, ННК-НТ, АК и ГГК-П.

Для выделения коллекторов необходим следующий комплекс методов: ПС, МКЗ, КВ и БКЗ. Метод ПС даст нам минимальные значения напротив пластов-коллекторов, кавернометрия в этих интервалах будет показывать уменьшение диаметра за счет появления в них глинистой корки, микрозонды дадут нам положительное расхождение между $МПЗ > МГЗ$, на диаграммах БКЗ будет наблюдаться увеличение сопротивления в радиальном направлении.

Для определения коэффициента глинистости необходимо проанализировать диаграммы ПС и ГК. По результату анализа сравнить полученные коэффициенты глинистости и применить из них наиболее характерные для данных коллекторов.

Для определения коэффициента пористости лучше использовать (БКЗ, ИК, БК, ННК-НТ, ГГМ-П и АК). Из сопротивления пласта мы можем узнать коэффициент пористости, из нейтронного каротажа мы узнаем больше о водородосодержании, а из метода АК о флюиде, заполняющего поровое пространство. Из всех методов нам также не удастся однозначно определить коэффициент пористости, необходимо проанализировать все данные по всем методам.

Методы сопротивлений применяют для определения коэффициента пористости ($K_{п}$) межзерновых коллекторов и основан на зависимости между коэффициентом пористости и параметром пористости ($P_{п}$). По микрозондам легче определить сопротивление жидкости в порах зоны проникновения, т.е. фильтра бурового раствора. [3]

При ННК-НТ пористость определяется в основном за счет

водородосодержания исследуемой среды, т.к. жидкость содержится в основном в порах пород, и определяется по петрофизической зависимости водородосодержания от пористости с учетом поправки за глинистость.

Применение АК для определения пористости основано на замере интервального времени, которое является линейной функцией пористости горных пород. [3]

Для определения характера насыщения следует использовать комплекс методов, состоящий из ННК-НТ, АК, методов сопротивления.

В методе сопротивлений нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. нефть или газ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приравнивают к сопротивлению полностью промытых пород. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью.

При АК характер насыщения коллекторов зависит от изменения скорости и затухания упругих волн. В газе затухание больше, чем в жидкости, а в нефти скорость меньше, чем в воде. [3]

5.2 Интерпретация геофизических данных

5.2.1 Расчленение разреза

Расчленение разреза скважины и составление предварительной литологической колонки – первый этап комплексной геологической интерпретации диаграмм геофизических методов. Основными методами ГИС для литологического расчленения в песчано-глинистом разрезе являются методы собственных поляризаций (ПС), сопротивлений (БК), и гамма-каротажа (ГК).

В результате анализа каротажных диаграмм выделяются следующие пласты:

Глины (аргиллиты): являются покрывкой сеноманской залежи углеводородов. Они отмечаются самыми высокими значениями на кривой ПС,

повышенной естественной радиоактивностью и низкими значениями сопротивлений и нейтронного каротажа.

Алевролиты и глинистые песчаники: выделяются на кривых ПС, ГК и БК имеют средние значения между песчаниками и глинами, эти значения напрямую зависят от коэффициента глинистости.

Песчаники: характеризуются минимальными значениями на диаграмме ПС, минимальными значениями на ГК и средними значениями на диаграмме БК.

Карбонатизированный песчаник (плотный): на диаграмме ПС и ГК не выделяется, на диаграмме БК имеет повышенное значение сопротивления. Поможет для определения карбонатизированного песчаника метод ННК-НТ, на его диаграмме данный песчаник выделяется максимальными значениями.

Уголь: при его наличии на диаграмме ПС никак не выделяется (имеет средние значения), имеет самые низкие значения на диаграмме ГК и очень высокие на диаграмме БК. Также на кавернометрии наблюдается значительная каверна.

5.2.2 Выделение коллекторов

Песчаные и алевролитовые коллекторы в терригенном разрезе выделяются по ряду прямых качественных признаков:

- Положительные приращения к $\Pi > k$ на диаграмме микрозондов;
- уменьшение диаметра скважины на кавернограмме, за счет образования глинистой корки;
- отрицательные аномалии на диаграмме ПС.

5.2.3 Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов

Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов включают в себя определение коэффициента глинистости $K_{ГЛ}$, коэффициента пористости $K_{П}$. Результаты по пластам на каротажной диаграмме.

$K_{ГЛ}$ сначала определяется по данным ПС, затем по данным ГК, затем

данные соотносят друг с другом, обращаем внимание на интервалы, где имеется большое расхождение в подсчетах и устанавливаем причину.

ГК наиболее точный метод для подсчета $K_{ГЛ}$.

5.2.4 Определение характера насыщения коллекторов

Для оценки газонасыщенности продуктивных прослоев сеноманской залежи используется УЭС газоносного пласта, как параметр, наиболее связанный с коллекторскими свойствами и наиболее надежно и достоверно определяемый из всех других параметров промысловой геофизики. [1]

5.2.5 Количественная интерпретация геофизических исследований

Для терригенных пород - коллекторов газовых месторождений Севера Тюменской области характеристическим параметром является остаточная водонасыщенность, которая статистически связана с пористостью и проницаемостью. В свою очередь, величина коэффициента остаточной водонасыщенности в зонах стабильного газонасыщения (вдали от газоводяного контакта) корреляционно связана с удельным электрическим сопротивлением.

При определении параметров: $K_{П}$ - коэффициент пористости, $K_{ПР}$ - коэффициент проницаемости $K_{Г}$ - коэффициент газонасыщенности используются петрофизические связи:

$$P_0 = f(K_{П}) \text{ и } K_{Пэфф} = f(K_{ПР}), \delta_{П} = f(\omega_{В}),$$

полученные при подсчете запасов углеводородов в сеноманских отложениях Северной группы месторождений на основе керновых данных ЦЛ Главтюменьгеологии по базовым скважинам: 14 Северо-Тамбейской, 33 и 37 Западно-Тамбейской площади, пробуренным на РНО, где P_0 - параметр пористости, $K_{Пэфф}$ - коэффициент эффективной пористости в %, $\delta_{П}$ - плотность породы в г/см³, $\omega_{В}$ - объёмная влажность породы в %.

При интерпретации сеноманских отложений применяется модель, учитывающая изменение минерализации отжатой из керна воды по высоте залежи.

На основании анализа минерализации отжатой воды из керна, отобранного на безводных промывочных жидкостях, и комплексного геофизического параметра $1g\rho_{п} / \alpha_{пс}$, где $\alpha_{пс}$ - величина относительной амплитуды ПС измеряемая в долях единицы, а $\rho_{п}$ -сопротивление пласта в Ом*м, в разрезе сеноманской толщи четко выделяется три зоны различной минерализации внутриконтурных вод. Характеристика этих зон, следующая:

Зона	$1g\rho_{п} / \alpha_{пс}$	M, кг /м ³	$\rho_{в}$, Ом.м
ГАЗ - 1	2.9	18	0.28
ГАЗ - 2	3.6	9	0.55
ГАЗ - 3	4.8	6	0.85

По высоте залежи зоны располагаются следующим образом:

ГАЗ - 1 –	0 - 100 м от ГВК
ГАЗ - 2 –	100 - 160 м от ГВК
ГАЗ - 3 –	выше 160 м от ГВК

Определение пористости

Уравнение петрофизической зависимости $K_{п}=f(P_0)$ имеет вид:

$$K_{п}=10.45 1gP_0+11.56 r=0.91(\text{ГАЗ - 1; ГАЗ - 2; ГАЗ - 3})$$

Параметр $P_0=\rho_{п}/\rho_{в}$ позволяет учитывать изменение минерализации внутриконтурной пластовой воды по высоте залежи, $\rho_{в}$ - сопротивление пластовой воды в Ом*м.

В связи с тем, что вблизи ГВК параметр P_0 подвержен искажению больше, чем параметр $\alpha_{пс}$, определение пористости коллекторов в приконтурной зоне проводится с использованием зависимости:

$$K_{п}=17.2\alpha_{пс}+20.$$

При оценке $\alpha_{пс}$ за опорные пласты принимаются мощные газонасыщенные коллекторы, расположенные практически всегда в зоне ГАЗ - 1, т.е. в одинаковых условиях по минерализации пластовой воды с интерпретируемыми коллекторами, и глины туронского возраста. Значения

амплитуды ПС в случае необходимости исправляются за ограниченную толщину по палеткам $\alpha_{ПС}=f(\rho_{п}/\rho_{с})$,

где $\rho_{п}$ -сопротивление пласта в Ом*м, а $\rho_{с}$ - сопротивление скважины в Ом*м.

Определение коэффициента газонасыщенности

Установлено, что на вид связи $K_{п} - W_{В}$ изменение свойств остаточной воды оказывает слабое влияние, поэтому связи для зон ГАЗ - 2 и ГАЗ - 3 идентичны, а от связи для зоны ГАЗ - 1 незначительно отличаются углом наклона линии регрессии.

Полученные корреляционные зависимости описываются следующими уравнениями:

$$1g W_{В}=-0.46 1g \rho_{п}+1.47 r=0.98 \text{ ГАЗ - 1)}$$

$$1g W_{В}=-0.42 1g \rho_{п}+1.47 r=0.98 \text{ (ГАЗ -2, ГАЗ - 3), } W_{В}=K_{п} \times K_{В},$$

где $W_{В}$ – коэффициент водосодержания в породе, $K_{В}$ - коэффициент водонасыщенности.

Определение проницаемости

В основе предлагаемого способа оценки проницаемости лежит закономерность Требина - Ханина, т.е. зависимость между величинами полезной емкости (эффективной пористости) и проницаемости, $K_{Пэфф}=f(K_{ПР})$, построенная по данным скважин, пробуренных на РНО.

$$K_{Пэфф}=7.57 1g K_{ПР}+5.68,$$

$$K_{Пэфф}= K_{П} \times K_{Г}.$$

Средневзвешенные по толщине залежи значения параметров $K_{п}$, $K_{Г}$, $K_{ПР}$ рассчитываются по формуле:

$$(K_1 \times h_1+K_2 \times h_2+\dots\dots\dots+ K_i \times h_i)/(h_1+h_2+\dots\dots\dots+h_i).$$

Классификация пород-коллекторов

Решение вопросов анализа отработки различных по свойствам пород-коллекторов; влияния свойств пород на темп обводнения залежи становится

возможным лишь в том случае, когда установлены обоснованные нижние (кондиционные) пределы свойств пород-коллекторов, что приводит, в свою очередь, к задаче разделения пород-коллекторов на группы (классы) по их качеству. Коллекторами нефти и газа являются горные породы, обладающие способностью вмещать флюиды и фильтровать их через себя. Из этого определения следует, что породы-коллекторы должны различаться по качеству.

Свойство породы-коллектора – объективная особенность, которая проявляется в процессе изучения породы и эксплуатации месторождения. Показатель качества породы-коллектора – количественная характеристика свойств породы-коллектора, включающая в себя оценку количественных петрофизические параметров (пористости, проницаемости).

Исходя из определения понятия качества коллектора, показателя качества и определения понятия пределов коллектора М. М Элланского (1985), выделяется три вида границ коллекторов с учетом условий или методов исследования и эксплуатации.

Первая граница – абсолютный предел коллектора. Начиная с этой границы, породы могут содержать газ или нефть, а фазовые проницаемости должны быть отличны от нуля. Ниже этой границы флюид остается неподвижным при наличии любого перепада давления. Абсолютный предел определяется, прежде всего, на моделях и керне в лабораторных условиях.

Вторая граница – нижний относительный или технологический предел. Он характеризует минимальные величины коллекторских свойств породы с учетом условий освоения и вскрытия пластов и определяется по данным керна, ГИС и связи последних с удельной продуктивностью или дебитом газа.

Третья граница – кондиционный или "экономический" предел, который определяется, исходя из минимального рентабельного дебита при рациональной системе разработки, по данным ГИС, ГДК и ГДИ.

Наиболее обоснованно определять нижние пределы проницаемости и пористости, используя данные относительных проницаемостей. Принимая водонасыщенность, при которой прослой не могут отдавать газ, за предельную,

по уравнениям регрессии найдены нижние границы $K_{ГР}$, $K_{Г}$, $K_{Пэфф}$.

Анализ материалов, положенных в основу классификации коллекторов сеномана Юбилейного, Медвежьего, Уренгойского и др. месторождений показывает, что кондиционный предел коллектора должен быть установлен по нижней границе класса 4. Класс 5 коллекторов отнесен к непромышленным коллекторам.

Классификация пород-коллекторов должна лежать в основе банка данных по каждой скважине всех месторождений.

Таблица 5.2.1. – Классификация пород-коллекторов

Классы	Проницаемость, мД	Нижние граничные значения параметров			Качество пород-коллекторов
		$K_{Г}$, %	$K_{Г}$, %	$K_{Пэфф}$, %	
1	> 1000	34.1	83.3	28.4	очень высокое
2	500 - 1000	32.9	79.3	26.1	высокое
3А	300 - 500	32.0	76.3	24.4	повышенное
3Б	100 - 300	30.1	69.1	20.8	среднее
4	10 - 100	26.2	50.6	13.25	пониженное
5	1 - 10	22.3	25.5	5.7	низкое (некондиционный кол-р)

Оценка характера насыщения

Определение характера насыщения коллекторов пластов-коллекторов базируется на использовании критических значений удельного электрического сопротивления (ρ_n), численное значение которого устанавливается сопоставлением его с результатами опробования пластов различного насыщения. Достоверность устанавливаемых таким образом количественных критериев зависит от объема и качества опробований пластов с различными свойствами и характером насыщения.

По результатам сопоставления данных интерпретации и опробования (из выборки более 1 000 пластов по материалам разведочных и эксплуатационных скважин) нижний предел глинистого газонасыщенного коллектора для Северной группы месторождений составил 4 Ом*м, верхний предел - 8 Ом*м.

Зона неоднозначности ($4 - 8 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) невелика, поэтому знание $\rho_{\text{г.п}}$ позволяет с достаточной точностью оценивать коллекторы по их продуктивности.

6. Геолого-технологические исследования скважин

Геолого-технологические исследования скважин – это комплексные исследования содержания, состава и свойств пластовых флюидов и горных пород в циркулирующей промывочной жидкости, а также характеристик и параметров технологических процессов на различных этапах строительства скважин с привязкой результатов исследований ко времени контролируемого технологического процесса и к разрезу исследуемой скважины.

Важными задачами, решаемыми на станциях ГТИ, являются:

- литолого-стратиграфическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и оценка их свойств;
- выявление в разрезе нефтегазоносных или перспективных пластов и предварительная оценка их продуктивности.

Для решения этих задач применяется типовой комплекс исследований, включающий методы изучения шлама, керна, промывочной и пластовой жидкости, параметров бурения. В этот комплекс входят (в порядке очередности поступления информации из скважины):

- механический каротаж;
- фильтрационный каротаж;
- газовый каротаж в процессе и после бурения;
- исследования шлама и керна;
- литологические, петрофизические, газометрические исследования керна и шлама; комплекс литологических, петрофизических, газометрических исследований керна и шлама включает в себя кальциметрию, люминисцентно-битуминологический анализ (ЛБА), определение минералогической плотности и коэффициента пористости;
- построение шлагограммы и литологической колонки с предполагаемой стратиграфической привязкой вскрываемых отложений (стратиграфическая привязка уточняется в процессе дальнейшего строительства скважины после проведения ГИС и палеонтологических

исследований шлама и керна);

– оперативный комплексный анализ материалов, полученных в результате исследований керна и шлама, газового каротажа, фильтрационного каротажа, детального механического каротажа, с привлечением материалов ГТИ и ГИС по исследуемой и соседним скважинам.

Для решения перечисленных задач инженерами ГТИ используется комплекс специального оборудования.

Датчик оборотов лебёдки (ДОЛ)

Предназначен для измерения углового перемещения барабана лебёдки и соответствующего ему перемещение талевого блока. Информация с датчика используется для определения параметров бурения, таких как:

- положение крюка над столом ротора
- глубина скважины
- положение нижнего конца колонны бурильных и обсадных труб

над забоем

- скорость бурения

Таблица 6.1. – технические характеристики ДОЛ

Разрешающая способность датчика	Зависит от кол-ва магнитов
Тип выходного сигнала	Парафазный
Напряжение питания, В	+12
Потребляемый ток, мА	20
Диапазон рабочих температур, °С	-40 ÷ +65



Рисунок 6.1 – Внешний вид датчика оборотов лебёдки

Датчик веса на крюке

Датчик предназначен для измерения усилия натяжения неподвижной ветви талевого каната, что позволяет рассчитать вес бурового инструмента и осуществлять контроль нагрузки на долото в процессе бурения, а также для измерения веса на крюке буровой установки в процессе различных технологических операций при строительстве скважин.

Представляет собой механическую конструкцию, подвешиваемую на канат «мёртвого» конца талевой системы. В качестве чувствительного элемента

в датчике использован тензометрический преобразователь. Диапазон измерений до 400 кН.

Таблица 6.2. – технические характеристики датчика веса

Диапазон измерения усилий, кН	5-400
Диапазон выходного сигнала, мА	4-20
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	12
Тип выходного сигнала	Аналоговый
Ток потребления, мА, не более	40
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5
Диапазон рабочих температур, °С	-30 ÷ +50
Габаритные размеры, мм	290x100x100
Масса, кг, не более	6,5
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65



Рисунок 6.2 – Внешний вид датчика веса на крюке

Датчик оборотов и момента ротора «PetroLine'А»

Предназначен для снятия показаний количества оборотов ротора (об/мин) и момента (кН*м) передаваемого с главного вала буровой установки на стол ротора. Датчик позволяет контролировать скорость вращения бурового инструмента, а также усилия, прилагаемого к буровой колонне.

Таблица 6.3. – технические характеристики датчика PetroLine'А

Интерфейс связи с модулем управления	Modbus
Диапазон выходного сигнала, мА	4-20
Рабочее напряжение питания постоянного тока, В	12-18
Тип выходного сигнала	Аналоговый
Диапазон рабочих температур, °С	-45 ÷ +65
Габаритные размеры, мм	115x60x90
Масса, кг	0,4
Степень защиты по ГОСТ 14254-2015	IP65
Диапазон устойчивой радиосвязи с датчиком, м	1-5



Рисунок 6.3 – Внешний вид датчика оборотов и момента ротора

Данный минимальный комплект оборудования станции ГТИ позволяет производить запись механического каротажа, используемого в дальнейшем для более детальной интерпретации комплекса методов ГИС.

Механический каротаж

Сущность метода заключается в измерении времени, затрачиваемого на бурение одного метра породы.

Скорость бурения изменяется, в зависимости от крепости горных пород, которые слагают разрез исследуемой скважины. С повышением крепости пород увеличивается и время проходки. Диапазон измерения достаточно широкий и изменяется от долей для совершенно не затронутых выветриванием пород: кремнь, яшмы, кварциты, корунды и так далее, до сотен метров в час: глины средней плотности, мергель рыхлый, пески плотные, каменная соль (галит).

Достоинством механического каротажа является его применимость непосредственно в процессе бурения. Чаще всего исследования проводятся совместно с записью газового каротажа. Главный недостаток метода заключается в сложности учёта технологии бурения.

Например, уменьшение времени бурения с 15-20 мин/м до 3-5 мин/м говорит о том, что в данном интервале расположен пласт, обладающий хорошими коллекторскими свойствами, а также даёт приблизительное представление о пористости и проницаемости пласта. Механическая скорость, соответствующая значениям в 3-5 мин/м для терригенного разреза соответствует значениям пористости 20-30% в песчаниках слабосцементированных, а механическая скорость в 7-10 мин/м для карбонатного разреза соответствует пористости в 10-13% в известняках кавернозно-трещиноватых. Увеличение времени бурения 1м показывает, что интервал представлен плотными либо глинистыми породами. Данные ДМК хорошо коррелируются с данными методов ПС и ГК.

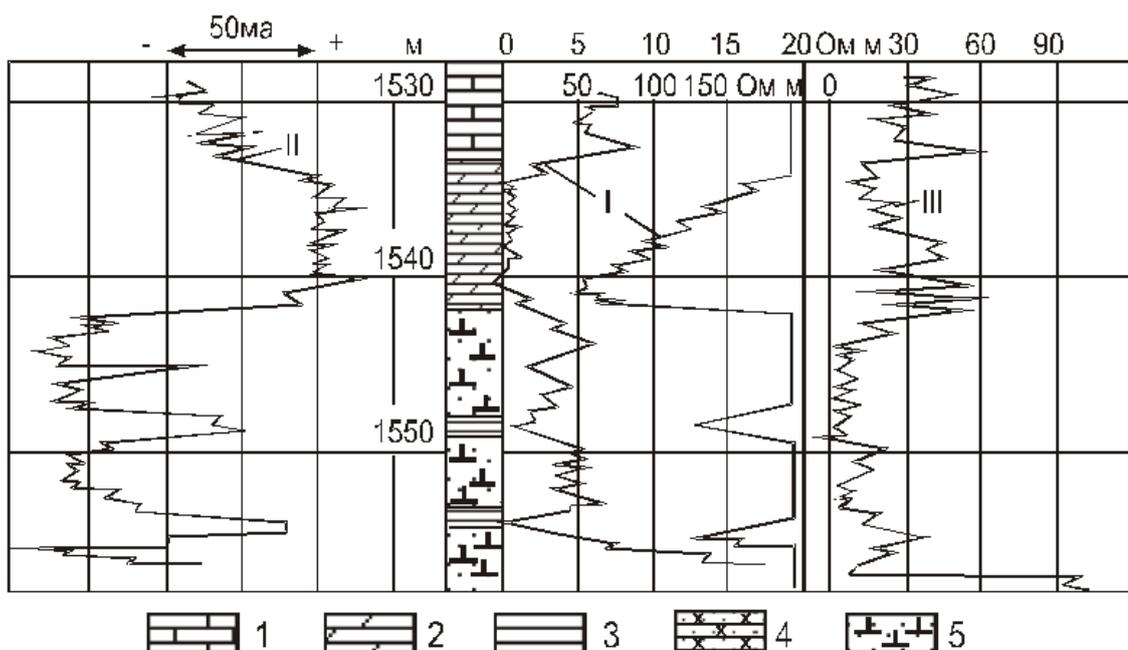


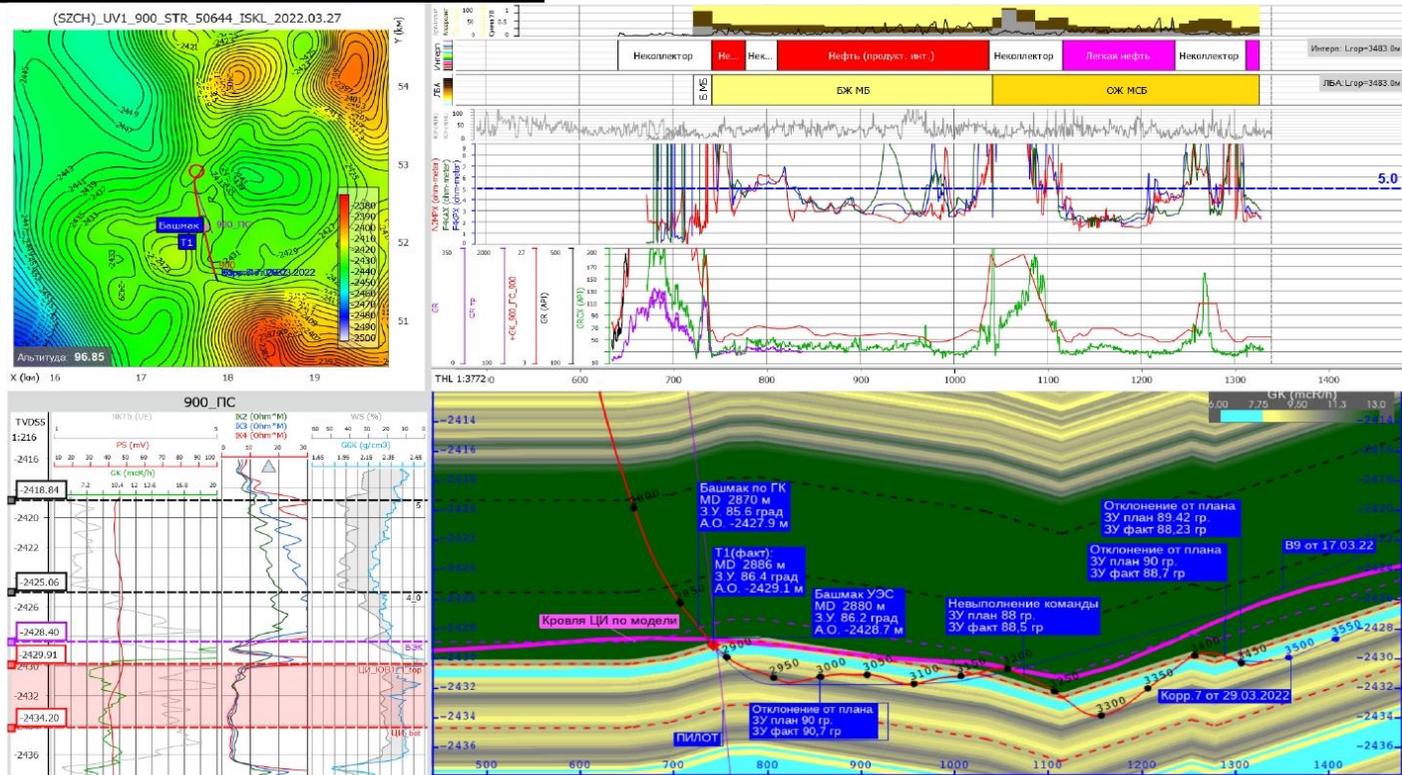
Рисунок 6.4 – Пример выделения коллекторов по данным ДМК

Использование данных ГТИ для интерпретации ГИС

Учитывая то, что комплекс работ по ГИС спроектирован для исследований в открытом стволе, возможность привлечения данных ГТИ, записанных при непосредственном бурении ствола скважины, является важным дополнением: литолого-стратиграфическое расчленение разреза, выделение коллекторов, оценка насыщения пластов, уточнение границ ВНК, ГВК и ГНК, оценка ФЕС.

Из методов ГТИ помимо детального механического каротажа (ДМК) используется газовый каротаж, включающий регистрацию кривых суммарного содержания и диаграмм компонентного состава, и люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) шлама.

Ниже представлена оперативная обработка данных, записанных во время бурения, аппаратурой телеметрии (ГК и ПС методы) совместно с ЛБА. Данная интерпретация является показательным примером возможности раннего обнаружения продуктивных интервалов и оценки их характера насыщения.



Дата: 29/03/2022 10:45 мск Автор: Чекалов Андрей, ЦГСБС ПАО "НК"Роснефть"

	MD, м	INCL, °	AZIM, °	TVD, м	TVDSS, м	Δ INCL	Δ AZIM	Δ TVDSS	Кровля ЦИ, м		Проходка по ЦИ		Горизонтальный ствол (MD), м				
									MD	TVDSS	MD, м	%	План	Факт	Осталось	T1 план	T3 план
Последний замер	3468.7	91.3	163	2527.2	-2430.4	-1.3	0.9	0.1	MD	TVDSS	MD, м	%	План	Факт	Осталось	T1 план	T3 план
Забой (прогноз)	3483	91	163	2526.9	-2430.1	-0.6	-0.6	-8.1E-02	2886	-2429.1	465.2	77.9	693.1	597	97	2886.9	3580

- Команда на бурение:**
1. Согласно текущей настройке угол роста пласта 1.5 град.
 2. Продолжить бурение по Корр.7 от 29.03.2022.
 3. Замеры инклинометрии, каротажа и данные ГТИ предоставлять каждую "трубку" (8-12 м).
 4. Бурение с сопротивлениями ниже проектных значений согласовано с АО "Самолтлорнефтегаз".

Примечание: положение кровли, полученное при настройке – относительное и в значительной степени определяется коррекцией исходных данных по текущей инклинометрии горизонтального ствола, каротажа и инклинометрии опорной скважины

Рисунок 6.5 – Пример интерпретации первичных данных ГК и ПС совместно с ЛБА

7. Финансовый менеджмент

Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является расчет сметной стоимости комплекса геофизических исследований (ГИС) в открытом стволе скважины.

Комплекс работ ГИС формируется исходя из поставленных геологических задач (литологическое расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка ФЕС пластов-коллекторов) и выполняется геофизической партией. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Тассийском ЛУ компания ООО «Газпромнефть добыча Ноябрьск» предоставляет передовые технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ.

Виды работ и необходимое оборудование указаны в таблице 3

Таблица 7.1 – Запланированный комплекс ГИС

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м		Объём, м
			Кровля	Подошва	
1	Стандартный каротаж	1:500	200	2000	1800
2	Индукционный каротаж	1:500	200	2000	1800
3	Микрокаротажное зондирование	1:200	200	2000	1800
4	Радиоактивный каротаж	1:500	200	2000	1800
5	Акустический каротаж	1:200	200	2000	1800
6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	1:500	200	2000	1800
7	Боковой каротаж	1:200	200	2000	1800
8	Микробоковой каротаж	1:200	200	2000	1800

9	Кавернометрия	1:500	200	2000	1800
10	Резистивиметрия	1:500	200	2000	1800
11	Микрокавернометрия	1:500	200	2000	1800
12	Боковое каротажное зондирование	1:200	200	2000	1800
13	ВИКИЗ	1:200	200	2000	1800

Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ

Одна партия может выполнять геофизические исследования и делать запись каротажных диаграмм за раз только на одной скважине.

При расчёте также воспользовались ПОСН 81-2-49, чтобы уточнить производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ. Нормативная продолжительность проведения геологоразведочных работ складывается из количества видов каротажа, расстояния до месторождения, технического дежурства, объёма записи и объёма спускоподъемных операций (СПО) приборов.

Таблица 7.2 – Расчёт затрат времени

№	Вид работ	Объём на запись, м	Норма времени на запись по ПОСН 81-2-49	Объём на СПО, м	Норма времени на СПО по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объём, мин
1	Стандартный каротаж	1800	3	2900	2,36	мин/100 м	155,44
2	Индукционный каротаж	1800	4,1	1400	2,36	мин/100 м	41,24
3	Микрокаротажное зондирование	1800	8,1	1400	2,36	мин/100 м	49,24
4	Радиоактивный каротаж	1800	18	2900	2,36	мин/100 м	590,44
5	Акустический каротаж	1800	10,8	1400	2,36	мин/100 м	54,64
6	Гамма-гамма-плотностной каротаж	1800	50	1400	2,36	мин/100 м	133,04
7	Боковой каротаж	1800	3,3	1400	2,36	мин/100 м	39,64
8	Микробоковой каротаж	1800	8,1	1400	2,36	мин/100 м	49,24
9	Кавернометрия	1800	3,7	1400	2,36	мин/100 м	40,44
10	Резистивиметрия	1800	3	2900	2,36	мин/100 м	155,44
11	Боковое каротажное зондирование	1800	3	1400	2,36	мин/100 м	39,04
12	ВИКИЗ	1800	10	1400	2,36	мин/100 м	53,04
13	Проезд, км	150	1,9			чел-час/км	285
14	Тех.дежурство	18	60			чел-час/парт-ч	1080
Всего:							2765,88

Проезд из Ноябрьского управления геофизических работ (НУГР) треста «Газпромнефть добыча Ноябрьск» до исследуемой скважины на Тассийском ЛУ рассчитан с учётом дороги в обе стороны. По расчетам из нормативных документов все работы на скважине необходимо провести не менее чем за 2765,88 минут. Необходимо учесть, что рабочий день составляет всего 8 часов, значит на проведение работ на скважине потребуется 5,76 дня.

Расчёт сметной стоимости работ

Для спускоподъёмных операций скважинных приборов будет использоваться каротажный подъёмник ПКС-3,5М на базе Урал-4320. Лебедка подъёмника рассчитана на 5000 м трёхжильного бронированного геофизического кабеля. Для записи каротажных диаграмм и обработки материалов (увязки) будет использоваться мобильная и простая в обращении станция КЕДР-02. Запись будет производиться на жесткий диск.

Расчет цены спецоборудования, материалов и топлива на проезд до места исследования и обратно представлено в таблицах 5 – 8.

Таблица 7.3 – Результаты расчёта стоимости спецоборудования

№	Наименование	Ед. изм.	Количество	Стоимость, руб.
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	16000000
2	Эк-1	шт.	1	350000
3	МК-М	шт.	1	470000
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000
5	СПП-2	шт.	1	560000
6	СПАК-6	шт.	1	600000
7	СРК-01	шт.	1	720000
8	К1А-723-М	шт.	1	450000
9	Ноутбук	шт.	1	40000
10	Ксерокс	шт.	1	40000
11	Сканер	шт.	1	6000
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1700000
Итого				21626000

Таблица 7.4 – Расчет стоимости расходуемых материалов

№	Наименование	Ед.изм.	Количество	Цена, руб	Стоимость, руб
1	Диаграммная бумага	Рулон	1	300	300
2	Картридж	шт	2	2800	5600
3	Заправка картриджа	шт	2	1600	3200
4	Канцелярия	шт	20	50	1000
Всего					10100

Таблица 7.5 – Расчет стоимости топлива

Наименование	Расход, л/100 км	Расстояние, км	Количество топлива, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Проезд	40	150	60	40	2400

Таблица 7.6 – Расчет расходов на оплату труда

№	Должность	Числ-ть по штату, ед	Средняя з/п одного чел. Дня	Фонд з/п в день	Количество дней проведения работ	Сев. коэф.	Рай. коэф.	Фонд з/п на весь объём работ
1	Нач. партии	1	2500	2500	5	1,5	1,7	31875
2	Геофизик	1	3000	3000	5	1,5	1,7	38250
3	Каротажник	1	2000	2000	5	1,5	1,7	25500
4	Машинист	2	2100	4200	5	1,5	1,7	53550
Итого								149175

Страховые взносы составляют 30% от фонда оплаты труда и регламентируются главой 34 налогового кодекса РФ. Средства на страхование от профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве исчисляются из фонда оплаты труда и основываются на федеральном законе № 125.

Таблица 7.7 – Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды

№	Должность	Фонд з/п, руб	Страховые взносы, %	Сумма, руб
1	Нач. партии	31875	30	9562,5
2	Геофизик	38250	30	11475
3	Каротажник	25500	30	7650
4	Машинист	53550	30	16065
5	От несчастных случаев и проф. заболеваний	149175	0,2	298,35
Всего				45050,85

Расчет амортизационных отчислений на специальную аппаратуру производится с учетом норм амортизации (СН ЧАСТЬ 5 Геофизические исследования в скважинах) (табл. 10).

Таблица 7.8 – Расчет амортизационных отчислений

№	Наименование	Ед.изм.	Кол-во	Ст-ть, руб	Норма амортиз. в год, % по СНН ч. 5	Сумма амор. за 1 день, руб	Сумма аморт. за период работ (5,76 дня), руб
1	Каротажный подъёмник	шт.	1	1500000	20	8219,18	47342,48
2	Эк-1	шт.	1	350000	20	191,78	1104,653
3	МК-М	шт.	1	470000	20	257,53	1483,373
4	ВИКИЗ	шт.	1	680000	20	372,60	2146,176
5	СГП-2	шт.	1	560000	28,6	438,79	2527,43
6	СПАК-6	шт.	1	600000	28,6	470,14	2708,006
7	СРК-01	шт.	1	720000	28,6	564,16	3249,562
8	К1А-723-М	шт.	1	450000	28,6	352,60	2030,976
9	Ноутбук	шт.	1	35000	11	10,55	60,768
10	Ксерокс	шт.	1	40000	11	12,05	69,408
11	Сканер	шт.	1	6000	11	1,81	10,4256
12	Спутниковый телефон	шт.	1	10000	11	3,01	17,3376
13	Каротажная станция Кедр-02	шт.	1	1800000	20	986,30	5681,088
Итого							68431,68

Таблица 7.9 – Расчёт накладных расходов

№	Наименование затрат по направлениям затрат	Общий объём затрат, руб.	Процент накладных расходов	Сумма накладных расходов, руб.
1	Спецоборудование	20721000	5	1036050
2	Материалы	10100	5	505
3	Оплата труда	149175	5	7458,75
4	Начисления на оплату труда	45050,85	5	2252,54
5	Амортизация основных средств	68431,68	5	3421,584
Итого				1049687,87

На основании всех приведенных расчетов затрат, определяем общую сумму затрат на проведение ГИС (табл. 12).

Таблица 7.10 – Общие затраты на проведение ГИС

Наименование затрат	Общая сумма затрат, руб.
Спецоборудование	22626000
Материалы	10100
Оплаты труда	149175
Начисление на оплату труда	45050,85
Амортизация основных средств	68431,68
Накладные расходы	1049687,87
Итого основных расходов	22785275,4

При использовании каротажной станции, а именно при доставке необходимых материалов и приборов, а также доставки рабочего персонала до места исследования, затраты на топливо составят 2400 руб/день.

Общая сумма расходов при исследовании проектной скважины комплексом ГИС составит 22782575,4 руб. Также стоит учитывать затраты на топливо в день.

Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей следует учитывать их размер и возможность возместить убытки, так как крупные компании часто используют новейшие технологии и могут поддаться риску. Разумно выбрать два наиболее значимых критерия для выбора компании: учитывать ее размер и отрасль, по которым будет производиться сегментирование рынка.

Сегментирование – это разделение на сегменты тех или иных покупателей на группы, где для каждой группы может быть востребован один и более товаров. Для их сегментации можно применять разделение по географическим, демографическим, поведенческим признакам.

Однако для анализа потребителей также важно рассматривать не только сегментирование, но и целевой рынок – сегмент рынка, на котором будет продаваться будущая предложенная разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Что касается данного проекта, то далеко не все компании могут позволить себе его реализовать, а только компании, связанные с нефтяной промышленностью. Здесь же вытекает географический критерий, так как не каждый регион и не всякая страна имеют возможность проводить данные исследования.

При рассмотрении данного проекта нужно знать, что природопользователем является ООО «Газпромнефть», которая имеет для разработки данного участка все ресурсы и может провести необходимые исследования на территории исследуемого месторождения, даже если проект

окажется не выгодным в итоге (рис. 15). Также не стоит забывать, что географически она расположена выгодно по сравнению с остальными крупными компаниями в регионе.

		Нефтедобывающие предприятия
Размер компании	Крупные	Газпромнефть добыча Ноябрьск
	Средние	Юганскнефтегаз
	Мелкие	Нижневартовск АСУнефть

Рисунок 7.1 – Карта сегментирования рынка услуг

Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;

- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты, пример которой приведен в таблице 13.

Таблица 7.11 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Модернизованность геофизических приборов	0,2	5	5	4	1	1	0,8
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	5	2	3	0,75	0,3	0,45
2. Надежность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
4. Безопасность	0,1	5	4	4	0,5	0,4	0,4
5. Энергоэкономичность	0,15	5	4	3	0,75	0,6	0,45
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Цена	0,1	5	4	3	0,5	0,6	0,8
2. Конкурентоспособность исследования	0,1	5	5	4	0,5	0,25	0,2
3. Финансирование проекта	0,05	2	4	3	0,1	0,2	0,15
4. Наличие сертификации разработки	0,05	5	4	5	0,25	0,08	0,1
Итого	1	42	36	33	5,35	3,23	3,75

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента; B_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – балл i -го показателя.

В качестве примера рассчитаем конкурентоспособность моего проекта:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 0,2 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,1 \times 5 + 0,15 \times 5 + 0,18 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,05 \times 5 + 0,02 \times 5 = 5,35$$

Конкурентоспособность разработки составила 4,95, в то время как двух других аналогов 3,23 и 3,75 соответственно. Результаты показывают, что разработка является конкурентоспособной и имеет преимущества по таким показателям, как модернизированность геофизических приборов, удобство эксплуатации для потребителей, цена и энергоэкономичность.

SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно- исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно- исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Затем, в рамках третьего этапа, должна быть составлена итоговая матрица (табл. 22) SWOT-анализа.

Таблица 7.12 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны: С1. Устойчивое финансовое состояние. С2. Прибыльность. С3. Квалифицированные сотрудники.</p>	<p>Слабые стороны: Сл1. Отсутствие спонсорского финансирования. Сл2. Большой срок поставок материалов и комплектующих, необходимых для построения установки. Сл3. Удаленность потенциальных потребителей.</p>
<p>Возможности: В1. Использование инфраструктуры ООО «Газпромнефть добыча Ноябрьск». В2. Появление дополнительного спроса на разработку. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.</p>	<p>Простота разработки при особо сложных ситуациях залегания полезного ископаемого может вызвать спрос, что может увеличить количество спонсоров. Далее, при подобной разработке, может уменьшить конкурентоспособность других компаний.</p>	<p>Помощь в поддержание и финансировании проекта могут захотеть оказать различные инфраструктуры.</p>
<p>Угрозы: У1. Отсутствие спроса на новые технологии. У2. Развитая конкуренция технологий производства. У3. Несвоевременное финансовое обеспечение научного исследования.</p>	<p>Охват с помощью новейших технологий может повысить спрос и конкуренцию разработок подобных месторождений.</p>	<p>Длительный срок поставок материала и оборудования для проведения исследований может привести к отсутствию спроса на услуги.</p>

Риски проекта

Рискованность проекта заключается в том, что нефтегазовые компании могут отказаться от разработки подобных месторождений с подобными сложными структурами, так как подобные месторождения входят в категорию как «сложные».

Есть риск, что подобная эксплуатация мест залегания полезного ископаемого не будет окупаться и затраты будут превышать прибыльность проекта, не говоря уже о сложности доставки материалов и оборудования не только для геофизических исследований скважины, но и для добычи.

Эффективность проекта

При удачной реализации данного проекта и его рентабельности, будут получены все необходимые данные для дальнейшей разработки месторождения.

Применяемые новейшие технологии помогут нефтегазодобывающим компаниям проводить сложные исследования и операции по добыче полезного ископаемого в сложных структурах под землей, как в случае Восточно-Юганского месторождения – на склоне в Фаинской котловине.

Если исследования, проводимые в проектной скважине, окажутся достаточно обоснованными для дальнейшей разработки месторождения, то здесь уже будут привлекаться необходимые технологические изыскания по добыче углеводородов с привлечением отечественных и зарубежных компаний для обмена опытом.

В ходе выполнения данного проекта по добычи сложно залегающих углеводородов были рассчитаны все необходимые затраты и проведен анализ конкурентоспособности.

8. Социальная ответственность

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными ими обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Проектируемые геофизические работы для оценки технического состояния скважины методами промыслово-геофизических исследований, а именно, выявление интервалов негерметичности в стволе и оценка качества цементирования исследуемого интервала, будут проводиться осенью на газоконденсатном Тасийском лицензионном участке. В административном отношении месторождение расположено на территории Ямальского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, в непосредственной близости от поселка Тамбей. Крупные населённые пункты на площади работ и вблизи неё отсутствуют, ближайшими являются - посёлок Саббета, г. Лабытнанги, г. Салехард, г. Надым и г. Новый Уренгой. Район расположен в лесотундровой зоне. Леса приурочены в основном к долинам рек и склонам водоразделов. Здесь произрастают лиственница, ель, сосна, берёза, кедр.

Климат района субарктический и характеризуется продолжительной суровой зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовая температура составляет 5,6°С. Наиболее холодными месяцами являются январь и февраль. Среднемесячная температура в январе составляет примерно - 30°С, а самая низкая - 56°С. Только четыре месяца в год с июня по сентябрь имеют положительную среднемесячную температуру.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные нормы трудового законодательства

Согласно перечню мероприятий на объектах (месторождениях) компании применяется вахтовый метод работы: 30/30, дневная смена – с 8:00 до 20:00, ночная смена с 20:00 до 8:00. Время для отдыха и приёма пищи – с 12:30 до 14:00. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ). Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства (суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения, указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором. На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ). Для сотрудников компании, предусмотрено добровольное медицинское страхование. Сотрудник, имея полис ДМС на определенную сумму, получает возможность обратиться в медицинское учреждение за оказанием платных медицинских услуг. Также сотрудникам, работающим на объектах компании в районах Крайнего севера, предоставляется отпуск длительностью в 52 дня.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог, под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия «подрядчика» – начальника партии.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается

актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей куста эксплуатационных скважин.

Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство монтирования лубрикаторного оборудования, спуска, замены и извлечения скважинных приборов.

Автокран, ППУ, передвижная каротажная станция должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилки, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов,

аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске прибора на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль спуска (подъема) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Каротажный подъемник должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон.

8.2 Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 21.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-15)	Этапы работ		Нормативные документы
	полевой	камеральный	
1. Отклонения метеорологических условий на открытом воздухе	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.029-80
2. Отклонения метеорологических условий в помещении	-	+	СанПиН 22.4.548-96 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 СП 60.13330.2012

3. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 СанПиН 2.2.2/2.4. 1340-03
4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.038-82
5. Недостаток необходимого искусственного освещения	-	+	СНиП 23-05-95
6. Повышенный уровень шума	+	-	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.4.125-83 СН 2.2.4/2.1.8.562-96

8.2.1 Анализ потенциальных вредных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

Потенциально вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию и снижению работоспособности.

Отклонения метеорологических условий на открытом воздухе

На территории Тасийского ЛУ планируется вести работы в осенний период, соответственно, необходимо рассмотреть воздействие факторов микроклимата на организм человека в прохладное время года.

Климат представляет собой комплекс физических параметров воздуха, влияющих на тепловое состояние организма. К ним относят температуру, влажность, скорость движения воздуха, интенсивность теплового излучения, величину атмосферного давления. Влияние климатических условий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда.

Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Рабочий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток.

Исследования в скважине проводились в конце сентября 2019 года (период работ 1 – 2 дня), температура воздуха составляет от +15 до -15 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

При отрицательных температурах и осадках следует ограничивать время нахождения работников на открытом воздухе, а также применять средства защиты от дождя и холода в виде дождевиков и термобелья. Данный период характеризуется повышенной заболеваемостью ОРВИ и ГРИППом, следует поддерживать постоянную температуру тела путем организации оптимального режима труда и отдыха.

ГИС запрещается проводить во время грозы, сильных туманов, сильного дождя, так как при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

Повышенный уровень шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются автокран, удерживающий лубрикаторное оборудование, каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция.

Шум – это сочетание звуков различной частоты и интенсивности. Основные физические характеристики шума: частота звука, интенсивность

звука, звуковое давление. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они расположены на одном прицепе);
- звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;
- использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Камеральные работы

Отклонения метеорологических условий в помещении

Микроклимат определяется действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температуры окружающих поверхностей.

Особенно большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.2).

Таблица 8.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Іб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
Теплый	Іб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м³. Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м³, составляет не менее 30 м³/чел.*час.

Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Приточно-вытяжная система вентиляции состоит из двух отдельных систем приточной и вытяжной, которые одновременно подают в помещение чистый воздух и удаляют из него загрязненный. Приточные системы вентиляции также возмещают воздух, удаляемый местными отсосами и расходующийся на технологические нужды. В помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

Недостаток необходимого искусственного освещения

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

Недостаточная освещенность может возникать при неправильном выборе осветительных приборов при искусственном освещении и при неправильном направлении света на рабочее место при естественном

освещении.

По нормам освещенности при работе с экраном дисплея и в сочетании с работой над документами рекомендуется освещенность 300-500 лк рабочей поверхности при общем освещении (СП 52.13330.2016).

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения электричества, а, следовательно, рабочего освещения существует аварийный генератор, который расположен в самой каротажной станции.

8.2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые в определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.

Полевые работы

Производственные факторы, связанные с электрическим током

В полевых условиях электричеством снабжаются: машины, жилой передвижной вагончик, геофизическое оборудование, сварочные работы при различном ремонте оборудования, электричество поступает с дизельной электростанции, мощностью 12кВт, напряжение которой не превышает 380В.

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с

неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2009 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы:

- защитное заземление;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с передвижной каротажной станцией, автокраном, передвижной паровой установкой (ППУ) происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно-технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

Камеральные работы

Поражение электрическим током

Инженер-геофизик работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением.

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82. Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений и токов напряжением до 1000В с частотой тока 50 Гц не должны превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 100-200В.

Согласно ПУЭ помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории без повышенной опасности поражения электрическим током. В этих помещениях отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность (высокая влажность и температура, токопроводящая пыль и полы, химически активная или органическая среда, разрушающая изоляцию и токоведущие части электрооборудования).

К работе с электроустановками должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил безопасности и инструкций в соответствии с занимаемой должностью и выполняемой работой. Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие

заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты:

– защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);

– защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82).

8.3 Экологическая безопасность

Геологическая среда - неотъемлемая часть окружающей среды, в которую входят 4 компонента: горные породы, подземные воды, животный мир и воздушный бассейн.

Экологическая безопасность – состояние природной среды, обеспечивающее экологический баланс в природе и защиту окружающей среды и человека от вредного воздействия неблагоприятных факторов, вызванных естественными процессами и антропогенным воздействием, включая техногенное и сельскохозяйственное.

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в загрязнении горюче-смазочными материалами (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (нефть, газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Так, загрязнение почвы сводится к процессам, связанным со спускоподъемными операциями с прибором. Небольшое количество бурового раствора из скважины попадает непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость. Для предотвращения загрязнения почв на месторождении планируются регулярные контрольные проверки двигателей автомашин, перевозящих каротажные подъемники для исключения попадания горюче-смазочных материалов из двигателя на почву, а также, при проведении работ в скважине, использование нового лубрикаторного оборудования, не подлежащего износу, с двойными уплотнителями, не допускающими выбросов и утечек бурового раствора из работающей скважины.

Влияние на гидросферу

Скважина, в которой будут проводиться проектируемые исследования, находится на отсыпанном песком месте в заболоченном участке (тундра), что влечет за собой вероятность загрязнения гидросферы, путем просачивания загрязняющих агентов (нефть, газоконденсат, дизельное топливо) через песок.

Кусты должны быть оборудованы емкостями для временного хранения скважинной жидкости, которая стравливается по шлангу в емкость через специальный клапан в лубрикаторном оборудовании во избежание попадания их в гидросферу. После окончания работ отходы будут утилизированы. Автомобили должны поддерживаться в исправном состоянии.

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, содержащие в себе оксид азота (NO₂), оксид углерода (СО - угарный газ), диоксид серы

(SO₂), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан(до 96%).

По ГН 2.2.5.1313-03 предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

–Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³

–Оксид углерода: 3 мг/м³

–Диоксид серы: 0,05 мг/м³

–Метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем выбросов загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов (согласно типовым инструкциям по безопасности геофизических работ).

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На данном участке в осенний период времени года, где предполагается провести геофизические работы, может возникнуть такая чрезвычайная ситуация как пожар.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или эксплуатация электрооборудования без соблюдения правил техники безопасности; неисправность и перегрев отопительных электрообогревателей; разряды статического электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное

содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей, проверки знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (ОП-8) – 1 шт. (на каждую машину)
2. Огнетушитель (ОП-5) 1 шт. (на каждую машину)
3. Ведро пожарное – 1 шт.
4. Топор – 1 шт.
5. Ломы – 2 шт.
6. Багор- 2 шт.
7. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от

22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

В каротажной станции, в которой расположена лаборатория и ЭВМ, предъявляются следующие общие требования:

- наличие инструкций о мерах пожарной безопасности;
- наличие схем эвакуации людей в случае пожара;
- средства пожаротушения (огнетушитель типа ОУ-2).

Все работники должны допускаться к работе только после прохождения противопожарного инструктажа.

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП.

Заключение

В дипломном проекте изучен Тасийский лицензионный участок, который расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. Составлен проект на доизучение Тасийского ЛУ с целью выявления коллекторов и оценки их ФЕС, в котором предусматривается проектирование дополнительной скважины на участке, расположенном севернее изученного района.

На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС. Также была рассмотрена возможность использования данных ГТИ с целью более точной интерпретации методов ГИС.

Список использованных источников

1. Матусевич В.М., Рыльков А.В, Ушатинский И.Н. Геофлюидалльные системы и проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирского мегабассейна. Тюмень, ТюмГНГУ, 2005, – 225 с.
2. Истомин В.А. Метастабильное состояние газовых гидратов / В.А. Истомин, В.Г. Квон, В.А. Дуров // Газовая промышленность, спецвыпуск «Газовые гидраты», 2006. С. 32-35.
3. Патент 2411549 РФ, Способ геоэлектроразведки, МПК G01V3/08 / Тригубович Г.М. (RU), Персова М.Г. (RU), Соловейчик Ю.Г. (RU) / Федеральное Государственное Унитарное предприятие «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья» (RU); Общество с ограниченной ответственностью «Сибгеотех» (RU); заявлено 06.10.2009; Оpubл. 10.02.2011.
4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 204. – 114с.
5. Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В. Тектоническая дислоцированность мезозойско-кайнозойских отложений как один из основных нефтегазоконтролирующих признаков в северной части Западно-Сибирской плиты // Геология нефти и газа. – 2020. – № 1 – С. 57–68.
6. Геология нефти и газа Западной Сибири / Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. // - М.: Недра, 1975. – 680 с.
7. Девятов В. П., Казаков А. М., Шурыгин Б. Н. Результаты и проблемы стратиграфии нефтегазоносных ниже-среднеюрских отложений Сибири // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. - Новосибирск: 1996. - Ч. 1. - С. 68-72.
8. Шемин Г. Г. Региональные резервуары нефти и газа юрских отложений севера Западно-Сибирской провинции. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2014

г. – 362 с.

9. СНиП 41-01-2003 Отопление, вентиляция и кондиционирование
10. СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение
11. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. РД 153-39.0-072-01 Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. Москва, 2001 г.
13. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006.
14. ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление
15. ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов
16. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
17. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).
18. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности