

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Геофизические исследования скважин с целью определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)

УДК 550.83:553.98(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Гусяков Семён Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Колмаков Ю.В.	д. г.-м. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева И.И.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Соколов С.В.	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
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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Гусяков Семён Сергеевич

Тема работы:

Геофизические исследования скважин с целью определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНО)	
Утверждена приказом директора ИШПР (дата, номер)	№ 125-17/С 05.05.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023
-----------------------------------------	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации, материалы ГИС для специальной главы, опубликованные данные)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ. 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. Тектоническая карта района работ 3. Зависимость коэффициента пористости k_p определенного по воде $k_{п,в}$ и керосину $k_{п,к}$ 4. Зависимость коэффициента эффективной пористости $k_{п.эфф}$ от открытой пористости k_p и проницаемости $k_{пр}$

	<p>5. Расположение сейсмических профилей на Ямбургском месторождении</p> <p>6. Каротажная диаграмма скважины №1 Ямбургского месторождения напротив сеноманской залежи</p> <p>7. Каротажная диаграмма скважины №1 Ямбургского месторождения сеноманской залежи (открытого и закрытого ствола)</p> <p>8. Карта подъема ГВК Ямбургского месторождения</p> <p>9. Структурная карта по кровле сеноманской залежи Ямбургского месторождения</p> <p>10. Геологический разрез по линии скважин 1–20</p> <p>11. Физико-технологическая модель</p> <p>12. Внешний вид прибора СКАТ-РК-42-150/100</p> <p>13. Схема и внешний вид прибора ЭДК-7-89-01-120/60</p> <p>14. Локальная поверочная схема измерения геофизических параметров</p> <p>15. Зависимость коэффициента пористости от относительного параметра ПС по результатам керна и ГИС. Ямбургское месторождение</p> <p>16. Зависимость параметра пористости (P_n) от коэффициента пористости (K_n) для сеноманских отложений Ямбургского месторождения</p> <p>17. Зависимость параметра насыщения (P_n) от коэффициента водонасыщенности (K_B) для сеноманских отложений Ямбургского месторождения</p> <p>18. График зависимости УЭС (ρ_n) от объемной влажности (w_B) сеноманских отложений Ямбургского месторождения</p>
--	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
По геологической части	Колмаков Ю.В.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Т.Г., доцент, к.э.н.
Социальная ответственность	Авдеева И.И., старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	
Срок сдачи студентом выполненной работы	03.06.2023 г.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2023 г.
------------------------------------------------------------------------------------------	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Ю.В.	д. г.-м. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Гусяков Семён Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 125 страниц, 21 рисунок, 27 таблиц, 51 источник, 2 приложения.

Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования, Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение, обсадная колонна, газоводяной контакт, текущая/остаточная газонасыщенность, обводненность залежи, дивергентный каротаж, сеноманская залежь.

Цель работы: выбрать оптимальный комплекс геофизических методов для определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов скважины Ямбургского месторождения.

В процессе исследования проводились: изучение геологического строения района работ; анализ ранее проведенных геофизических исследований, обоснование объекта исследований, постановка задач исследований, построение физико-технологической модели, проектирование комплекса геофизических методов. Основные результаты: выполнено обоснование выбранного комплекса геофизических методов для определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов сеноманской залежи скважины Ямбургского месторождения, в специальном исследовании, посвященном методике оценки текущей газонасыщенности методом электрического каротажа через обсадную колонну, приводится сравнение результатов с данными нейтронного каротажа и открытого ствола.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был рассчитан общий бюджет затрат на научное исследование, который составил 295681,01 руб.

В разделе «Социальная ответственность» рассмотрены возможные вредные и опасные производственные факторы при выполнении геофизических работ. Даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

ESSAY

The graduate qualification work includes 125 pages, 21 figures, 51 sources, 2 applications.

Key words: production logging, Yamburg oil/gas and condensate field, casing, gas-water contact, current/residual gas saturation, water cut of deposit, divergent logging, senoman reservoir.

Objective: designing the optimal logging suite to determine the current gas saturation of long-exploited well reservoirs of the Yamburg oil/gas condensate field.

In the research process, the study of the geological structure of the work area, the analysis of previous relevant logging, substantiation of the research object, the formulation of the research tasks, physical and technological model building, logging suite designing were analyzed. Key results: the selected logging suite was carried out to determine the current gas saturation of the long-exploited well senoman reservoir of the Yamburg field. In a special study on evaluation the current gas saturation by through-casing electrical logging, a comparison of the results with the neutron log and open hole data is given.

In the section "Financial management, resource efficiency and resource saving" the total cost budget of the scientific research was calculated, which made up 295681,01 rubles.

In the section "Social Responsibility" the possible harmful and dangerous production factors at execution of geophysical works are considered. Recommendations are given to reduce the impact of harmful and dangerous factors on the person, proposed measures to protect the environment and safety in emergency situations.

Содержание

Введение.....	9
Обозначения и сокращения.....	10
Глава 1 Общая часть	12
1.1 Географо–экономический очерк	12
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	14
Глава 2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	16
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	16
2.2 Тектоническое строение месторождения	22
2.3 Нефтегазоносность	24
2.4 Петрофизическая характеристики разреза	27
2.5 Сейсмологическая характеристика	30
Глава 3 Анализ основных результатов ранее проведенных исследований.....	32
Глава 4 Основные вопросы проектирования.....	36
4.1 Задачи геофизических исследований.....	36
4.2 Обоснование объекта исследований.....	36
4.3 Физико-технологическая модель объекта исследования.....	39
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	40
Глава 5 Методические вопросы.....	42
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	42
5.1.1 Метрологическое обеспечение.....	46
5.2 Интерпретация геофизических данных	48
5.2.1 Оценка характера насыщения и обоснование положения ГВК.....	48
5.2.2 Определение коэффициента пористости.....	49
5.2.3 Привязка исследований по глубине и определение положения тех. оборудования.....	50
5.2.4 Определение коэффициента газонасыщенности	50
Глава 6 Специальное исследование	52
6.1 Описание электрического каротажа через обсадную колонну	52
6.2 Расчет коэффициента текущей газонасыщенности.....	55
6.3 Оценка результатов интерпретации	58
6.3.1 Сравнение с результатами интерпретации методом ННК-Т.....	58
6.3.2 Сравнение с результатами открытого ствола	61

6.4 Аналитика методов определения текущей газонасыщенности	63
Глава 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	66
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	66
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	66
7.1.2 Анализ конкурентных решений	67
7.1.3 SWOT-анализ	70
7.2 Планирование научно-исследовательских работ	72
7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	72
7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	73
7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	74
7.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	77
7.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	77
7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	78
7.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей темы.....	80
7.3.4 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы.....	82
7.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	82
7.3.6 Накладные расходы	82
7.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	83
7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	84
7.5 Заключение по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	87
Глава 8 Социальная ответственность.....	92
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	92
8.2 Производственная безопасность	94
8.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов.....	94
8.3 Экологическая безопасность.....	111
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	112
8.4.1 Анализ возможных ЧС при проведении исследований	112
8.4.2 Анализ наиболее вероятных ЧС при проведении исследований....	113

8.5 Заключение по разделу «Социальная ответственность»	114
Заключение	116
Список использованных источников	117
Приложение А. Сводный геолого-геофизический разрез Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения	122
Приложение Б. Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно- Сибирского нефтегазоносного бассейна	125

Введение

В настоящее время промышленная эксплуатация сеноманских газовых залежей Ямбургского месторождения, начатая в конце 60-х годов прошлого столетия, находится на поздней стадии разработки с характерным падающим уровнем добычи, проявлением ежегодного увеличения обводненности и нарастающими признаками старения месторождения. При данных обстоятельствах возникает потребность в мониторинге положения газоводяного контакта и разработке прогнозов степени обводнения участков сеноманских отложений в процессе эксплуатации [2].

При помощи геофизических методов исследования скважин отслеживается процесс обводнения рассматриваемой залежи, по результатам интерпретации материалов строятся карты текущего положения газоводяного контакта. Недостаточность информации о текущем положении контакта не позволяет отслеживать динамику обводнения сеноманской газовой залежи, что приводит к преждевременному выбытию скважин и уменьшению извлекаемых запасов.

Целью данной выпускной квалификационной работы является выбор оптимального комплекса геофизических методов исследования скважин для определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Основными задачи работы являются анализ ранее проведенных геофизических исследований, обоснование объекта исследования, постановка геологических задач, построение физико-технологической модели и выбор оптимального комплекса промыслово-геофизических методов для решения поставленных задач.

Объект исследования: В работе рассмотрены геолого-геофизические материалы эксплуатируемых коллекторов сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Обозначения и сокращения

ГИС – геофизические исследования скважин

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПЖ – промывочная жидкость

МОВ – метод отраженных волн

МОГТ – метод общей глубинной точки

КМПВ – корреляционный метод преломленных волн

ГВК – газовой контакт

УЭС – удельное электрическое сопротивление

НГК – нейтронный гамма-каротаж

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПС – метод потенциала собственной поляризации

КС – метод кажущегося сопротивления

ИК – индукционный каротаж

МПЗ/МГЗ – микрозондирование

ГК – гамма-каротаж

ЛМ – локатор муфт

ДК – дивергентный каротаж

ИННК – импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

МНК – многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж

МЭД – мощность экспозиционной дозы естественного гамма-излучения

ЭДК – электрический дивергентный каротаж

БК – боковой каротаж

НИР – научно-исследовательская работа

НТИ – научно-техническое исследование

ЭВМ – электронная вычислительная машина

ЛЭП – линия электропередач

ДМС – добровольное медицинское страхование

ПО - программное обеспечение
ППУ – передвижная паровая установка
ПУЭ – правила устройства электроустановок
ТК РФ – трудовой кодекс Российской Федерации
РД – руководящий документ
МР – методические рекомендации
ГОСТ – государственный стандарт
СанПиН – санитарный правила и нормы
СНиП – строительные нормы и правила
СП – свод правил
ЧС – чрезвычайная ситуация
НПБ – нормы пожарной безопасности
 $K_{п}$ – коэффициент пористости
 $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости
 $K_{нг}$ – коэффициент нефтегазонасыщенности
 $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности
 $K_{в}$ – коэффициент водонасыщения
 $K_{во}$ – коэффициент остаточного водонасыщения
 $K_{вот}$ – коэффициент текущего водонасыщения
 $C_{в}$ – минерализация пластовых вод
 $P_{п}$ – параметр пористости
 $P_{н}$ – параметр насыщенности
 $w_{в}$ – объемная влажность
 $\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление пласта
 ΔU – разность потенциалов
МОВ – метод отраженных волн
МОГТ – метод общей глубинной точки
КМПВ – корреляционный метод преломленных волн
ГВК – газовой контакт

Глава 1 Общая часть

1.1 Географо–экономический очерк

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождения находится в пределах Тазовского полуострова на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. (рис. 1.1). Месторождение является одним из крупнейших в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1969 году.

Согласно обзорной карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шпильман В.И. и др. 1990 г.) площадь проектируемых работ расположена на территории Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

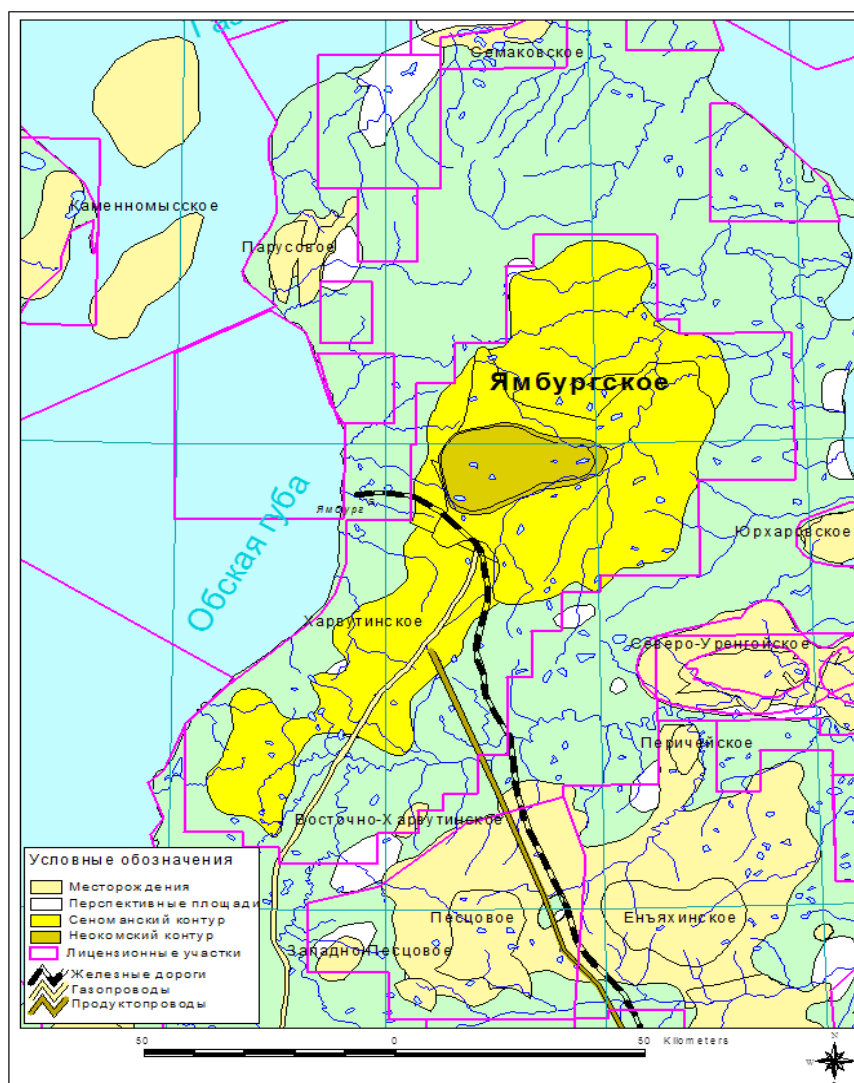


Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

Населенным пунктом является вахтовый п. Ямбург, построенный с целью размещения персонала для обустройства и разработки Ямбургского месторождения. Районный центр п. Тазовский расположен в 120–140 км к юго-востоку от Ямбургского месторождения. Расстояние от райцентра (по прямой) до Салехарда составляет 520 км, до Тюмени – 1300 км. Города Новый Уренгой и Надым находятся, соответственно, в 225 км южнее и в 285 км юго-западнее месторождения. Остальные населенные пункты расположены по берегам Обской (п.п. Ныда, Нумги) и Тазовской (п.п. Тазовский, Находка, Антипаюта) губ.

Доставка грузов на месторождение осуществляется по железной дороге Новый Уренгой – ст. Ямбург, а также по автомобильной дороге от г. Новый Уренгой до порта Ямбург. В период навигации основные грузы доставляются по Обской и Тазовской губе. На месторождении построена автомобильная дорога, соединяющая установки комплексной подготовки газа (УКПГ). Транспорт газа осуществляется по системе магистральных газопроводов Ямбург-Центр, а для транспорта конденсата построен конденсатопровод Ямбург-Уренгой. В зимнее время перевозка груза и оборудования осуществляется тракторами и вездеходами по зимникам, а также круглогодично вертолетами.

Гидрографическая сеть представлена верховьем р. Хадуттэ, впадающей в Тазовскую губу. Равнина в значительной степени заболочена и заозерена.

Район расположен в тундровой зоне. Тундра ивняковая травяно-моховая в сочетании с ивняково-ерниковой, лишайниково-моховой тундрой и осоково-моховыми лоско-бугристыми болотами.

Климат района континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким прохладным летом. По данным метеостанции пос. Ныда основные характеристики по многолетним наблюдениям, следующие: наиболее холодные месяцы декабрь-февраль (-22,4-24,3 °С), а теплые июль и

август (13,2–14,0 °С). Продолжительность безморозного периода 92 дня. Среднегодовая температура –7,8 °С.

Суровые климатические условия наложили отпечаток на экономику района. Ближайшие населенные пункты пос. Ныда, Нумги расположены в 95 км юго-западнее на побережье Обской губы (устье р. Ныда). Население поселков русские, ненцы, ханты. В пос. Нумги находится Надымская нефтеразведочная экспедиция ГП «Ямалнефтегазгеология». Севернее расположен вахтовый поселок Ямбург (предприятие «Ямбурггаздобыча»).

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

До 50-х годов XX века геолого-геофизические работы в пределах исследуемой территории носили мелкомасштабный характер и серьезных результатов для оценки перспектив нефтегазоносности не имели.

Широкое и планомерное изучение территории севера Западно-Сибирской низменности геологическими и геофизическими методами началось в 50-х годах. В 1949–1953 гг. трестом "Сибнефтегеофизика" выполнена аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000, результаты которой были положены в основу районирования территории.

В 1952–1954 годах институтами ВСЕГЕИ и НИИГА на значительной территории севера Тюменской области проведена геолого-геоморфологическая съемка масштаба 1:1000000, по материалам которой выполнена стратификация четвертичных отложений, получены сведения о распространении многолетней мерзлоты.

В 1954–1955 годах проведена аэромагнитная съемка масштаба 1:1000000, а позднее в 1958–1959 годах - масштаба 1:200000.

В 1959 году на территории села Тазовское пробурена колонковая скважина глубиной 538 м, в результате получены сведения о литологии четвертичных, третичных и меловых отложений, включая сеноман. В южной части Тазовского полуострова проведена геологическая съемка в масштабе

1:200000, и с учетом данных предыдущих исследований, составлена геологическая карта территории.

С 1959 по 1961 год в пределах Надымского, Пуровского и Тазовского районов партиями Ямало-Ненецкой экспедиции проведена региональная аэрогравиметрическая съемка масштаба 1:1000000. В результате этих работ выполнено геотектоническое районирование фундамента.

Первая (№1) поисковая скважина на неокомские отложения была пробурена в 1972 г. Бурением скважины выявлены залежи газоконденсата в трех пластах (БУ₃¹, БУ₄¹⁻³, БУ₈³).

В 1961 году на Тазовской структуре с целью вскрытия всего разреза мезокайнозойской осадочной толщи, изучения стратиграфии, литологии, перспектив нефтегазоносности была заложена опорная скважина с проектной глубиной 4000 м. При глубине забоя 2644 м произошел мощный газовой выброс, повторившийся и при бурении второго ствола. Последующее бурение показало, что газовая залежь приурочена к верхней части сеноманских отложений.

Глава 2 Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез Ямбургского месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и породами палеозойского фундамента.

В основу приводимой литолого-стратиграфической характеристики положены решения Межведомственного стратиграфического совещания, состоявшегося в г. Тюмени в 1990 г. и утвержденные Межведомственным стратиграфическим комитетом России в 1991 г. (прил. А). Ниже дано краткое описание, вскрытой части разреза (до кровельной части тюменской или малышевской свиты средняя юра, т.к. нижележащие горизонты на Ямбургском месторождении бурением не изучены).

Палеозойский фундамент

Отложения палеозойского фундамента вскрыты единичными скважинами (Тюменская сверхглубокая СГ-6; Уренгойская площадь, скв. 414; Надымская, скв. 7 и др.). Фундамент в пределах Ямбургского месторождения не вскрыт. Гипотетически он может быть представлен кремнисто-глинистыми, песчаными метаморфизованными породами, известняками. К кровле фундамента приурочен отражающий горизонт А. Глубина залегания фундамента 7,0–10,0 км.

Триасовая система

Триасовая система в пределах Надым-Пурского междуречья представлена эффузивно-осадочным и осадочным комплексом пород и относится к тампейской серии. Эффузивно-осадочный комплекс представлен покровами базальтов с корой выветривания в нижней части, аргиллитами, 20 алевролитами с отпечатками растений, туфогенными породами, содержание которых уменьшается вверх по разрезу (СГ-6). Комплекс развит в пределах Уренгойского прогиба. Вышележащий осадочный комплекс в Уренгойском районе подразделяется на пурскую, варенгаяхинскую и витютинскую свиты

(СГ-6, Уренгойская, скв. 414). Пурская свита представлена конгломератами, песчаниками каолинизированными с прослоями аргиллитов. Варенгаяхинская свита сложена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и конгломератов. К кровле свиты приурочен отражающий горизонт Г^б. Витютинская свита представлена серыми песчаниками, полимиктовыми конгломератами с прослоями темно-серых аргиллитов. К кровле свиты приурочен сейсмический отражающий горизонт Г^а. Общая толщина триасовых отложений по данным сейсмических исследований составляет 2,0 км (на своде) – 4,0 км (на восточном погружении). Установлено выклинивание нижней части разреза к своду Ямбургского поднятия.

Юрская система

Отложения юрской системы Надым-Пурского района подразделяются на береговую, ягельную, котухтинскую, тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

Береговая свита (J_{1h}+J_{1s}) представлена песчаниками грубозернистыми, гравелитами, конгломератами с подчиненными прослоями аргиллитоподобных глин. По разрезу отмечается растительный детрит. Толщина свиты порядка 600 м.

Ягельная свита (J_{1p}) сложена глинами аргиллитоподобными темно-серыми, серыми от тонкоотмученных до алевритовых, с зеркалами скольжения, с прослоями гравелитистых песчаников, иногда карбонатных. Толщина свиты до 150 м.

Котухтинская свита (J_{1p}+J_{1t}+J_{2a}) в Надым-Пурском районе подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. *Нижняя часть нижней подсвиты* сложена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитоподобных глин, прослоями битуминозных пород. *Верхняя часть* (тогурская пачка) представлена глинами уплотненными темно-серыми, токоотмученными и слабоалевритистыми, с тонкими прослоями алевролитов и песчаников. В глинах отмечаются стяжения пирита, остатки микрофауны

(фораминиферы, филлоподы), в отдельных прослоях встречен углистый растительный детрит. *Верхняя подсвита* также имеет двухчленное строение. Пачка I – песчаники серые, зеленовато-серые, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами. Пачка 2 (радомская) представлена глинами уплотненными, темно-серыми, иногда с зеленоватым оттенком, реже битуминозными с прослоями алевролитов и песчаников со следами оползания. Толщина свиты около 500 м.

Тюменская свита ($J_2a+J_2b+J_2bt$) представлена сложным чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Алевролиты серые, темно-серые, слюдистые, крепкоцементированные, с горизонтальной и волнистой слоистостью. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, крепко цементированные, прослоями карбонатные. Аргиллиты темно-серые, почти черные, алевроитовые, слюдистые, плотные, прослоями сидеритизированные. По разрезу наблюдаются обильные включения углистого и углисто-глинистого материала. Песчано-алевроитовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади и по разрезу, значительной глинистостью. В районе четко выделяется регионально нефтегазоносный пласт Ю₂, залегающий в кровле свиты. К ней приурочен и отражающий сейсмический горизонт Т₁. Толщина свиты 580-620 м. В скв. 500 кровля тюменской свиты вскрыта на глубине 3754 м.

Абалакская свита ($J_3k+J_3o+J_3km$) представлена аргиллитами (глинами аргиллитоподобными) темно-серыми, тонкоотмученными, алевроитистыми, слабо слюдистыми, с глинисто-карбонатными конкрециями и пиритовыми стяжениями. Толщина свиты 30-50 м. Баженовская свита (титон-берриас) сложена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, с прослоями глинистых известняков. К кровле свиты приурочен региональный опорный отражающий сейсмический горизонт Б. Толщина свиты составляет 75 м.

Баженовская свита (J_{3v}) Ямбургского месторождения характеризуется более низкой битуминозностью по сравнению с южными районами Надым-Пурской области.

Меловая система

Отложения меловой системы представлены всеми ярусами нижнего и верхнего отделов. Объединяются в три надгоризонта: **зареченский** (берриас, валанжин, готерив, баррем, нижняя часть апта); **покурский** (верхняя часть апта, альб, сеноман); **дербышинский** (турон, коньяк, сантон, кампан, маастрихт).

Отложения нижнего мела подразделяются на сортымскую, тангаловскую и покурскую (нижнюю часть) свиты.

Сортымская свита (K₁ берриас-валанжин). Верхняя часть свиты вскрыта почти всеми разведочными скважинами. Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми, плотными, часто карбонатными, с прослоями и включениями сидерита и пирита. В основании свиты залегает ачимовская толща, представленная чередованием песчано-алевритовых и глинистых пород. Общая толщина свиты 450-550 м.

Тангаловская свита (K₁ валанжин-готерив) вскрыта всеми разведочными скважинами и подразделяется на три подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми с зеленоватым или коричневатым оттенком, алевритистыми, с прослоями песчаников и алевролитов (пласты БУ₈⁰ – БУ₉). На западном и северо-западном погружениях Ямбургского поднятия разрез подсвиты полностью представлен глинами.

Средняя подсвита сложена чередованием пачек песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаные пласты БУ₁₋₂, БУ₃, БУ₄ более выдержаны по площади, а нижние пласты - БУ₅, БУ₆, БУ₇ характеризуются резкой невыдержанностью по площади и разрезу. Подсвита завершается глинистой пачкой (ямбургская) толщиной до 50 м. Верхняя подсвита представлена

песчаниками, алевролитами и глинами, невыдержанными по площади. Песчаным пластам присвоены индексы от АУ₄ до АУ₁₁. Наиболее выдержанными являются пласты АУ₆ – АУ₇ в средней части верхней подсвиты. Общая толщина тангаловской свиты на Ямбургском месторождении составляет 1150-1310 м.

Деление на свиты неокотских отложений Западной Сибири является не слишком удобным и вызывает много нареканий, т.к. количество выделенных свит чрезмерно велико, границы их плохо картируемы, а литологические характеристики - расплывчаты. Однако для неокота Западной Сибири, отложения которого накапливались с высокими скоростями, путем проградационного заполнения глубоководной впадины, осложненного сравнительно мелкой трансгрессивно-регрессивной цикличностью, более или менее протяженных свит с изохронными границами выделить нельзя. В направлении, перпендикулярном древним береговым линиям, литолого-фациальная изменчивость разрезов очень велика, поэтому даже выделенные в РСС-91 свиты в разных районах либо не картируются, либо разновозрастны.

Покурская свита (баррем-сеноман) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники от светло-серых до серых, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабо сцементированные, в различной степени глинистые, редкими прослоями карбонатные. Алевролиты серые и светло-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые и темно-серые, алевролитистые, плотные, с тонкими линзами песчано-алевритового материала, отмечены прослой углистых глин с маломощными пластами бурых углей (лигнитов). По разрезу свиты отмечается обилие растительного детрита, включения янтаря. По разрезу установлено чередование существенно, глинистых и песчано-алевритовых пачек. В средней части разреза свиты приурочен регионально прослеживаемый отражающий сейсмический горизонт М^I, стратиграфически относимый к границе апта и альба. К кровле свиты

приурочен опорный сейсмический отражающий горизонт Г. Мощность свиты на Ямбургском месторождении составляет 826–987 м. К кровле покурской свиты приурочена основная по запасам сеноманская газовая залежь (пласт ПК₁).

Отложения верхнего мела подразделяются на покурскую (сеноманская часть которой описана выше), кузнецовскую, березовскую, ганькинскую свиты.

Кузнецовская свита (турон) представлена глинами темно-серыми с коричневатым оттенком, вязкими, слюдистыми, глауконитовыми, с остатками раковин двустворок, стяжениями пирита. Толщина свиты 47-88 м.

Березовская свита (сенон) подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, прослоями опоквидными, с редкими прослоями опок. Верхняя подсвита представлена глинами серыми, темно-серыми, слабо алевритистыми, с редкими прослоями глауконитовых алевролитов. Толщина свиты 250-280 м.

Палеогеновая система

В палеогеновых отложениях выделяются ганькинская (верхняя часть), тибейсалинская, люлинворская свиты.

Ганькинская свита (K_{2m}+P_{1d}) сложена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевритистыми, плотными, прослоями известковыми. Толщина свиты 204-255м.

Тибейсалинская свита (P₁) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена глинами серыми, темно-серыми, алевритистыми, с включениями растительных остатков, с прослоями светло-серых песков и алевритов в верхней части. Верхняя подсвита представлена песками серыми, желтовато-серыми, мелкозернистыми, каолинизированными, с многочисленными растительными остатками, с прослоями алевритовых глин. Толщина свиты 226–274 м.

Люлинворская свита (P₂) подразделяется на три подсвиты: нижняя подсвита сложена опоквидными глинами и опоками синевато-серыми,

глинистыми; средняя подсвета представлена диатомитами светло-серыми, слабogliнистыми, легкими; верхняя подсвета сложена диатомовыми глинами серыми, желтовато-серыми, алевритистыми, с линзами алевролитов. Общая толщина свиты до 230 м.

Четвертичные отложения (Q)

Четвертичные отложения залегают на размытой поверхности палеогеновых отложений. Разрез представлен песками с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, в верхней части с пластами торфа. Толщина отложений 60–145 м.

2.2 Тектоническое строение месторождения

В тектоническом строении района работ (рис. 2.1) принимают участие три структурно-тектонических этажа (нижний - фундамент, промежуточный и верхний - осадочный чехол).

Ямбургское месторождение приурочено к крупному Ямбургскому мегавалу, вытянутому в северо-восточном направлении. Мегавал на севере и западе граничит с Северо-Ямбургским мегапрогибом, на востоке – с Восточно-Ямбургской седловиной, Хаддуттейским мегапрогибом, на юге – с Харвутинской и Западно-Песцовой седловинами. Общая длина мегавала 150 км, максимальная ширина - 65 км. В пределах мегавала с юга на север выявлены структуры III порядка: Северо-Анерьяхская, Лыбарская, Анерьяхская, Мало-Ямбургская, Ямбургская, Хосырейская, Южно-Ямбургская, Северо-Харвутинская и поднятие без названия. Мало-Ямбургское, Ямбургское, Хосырейское поднятия осложняют Ямбургское куполовидное поднятие.

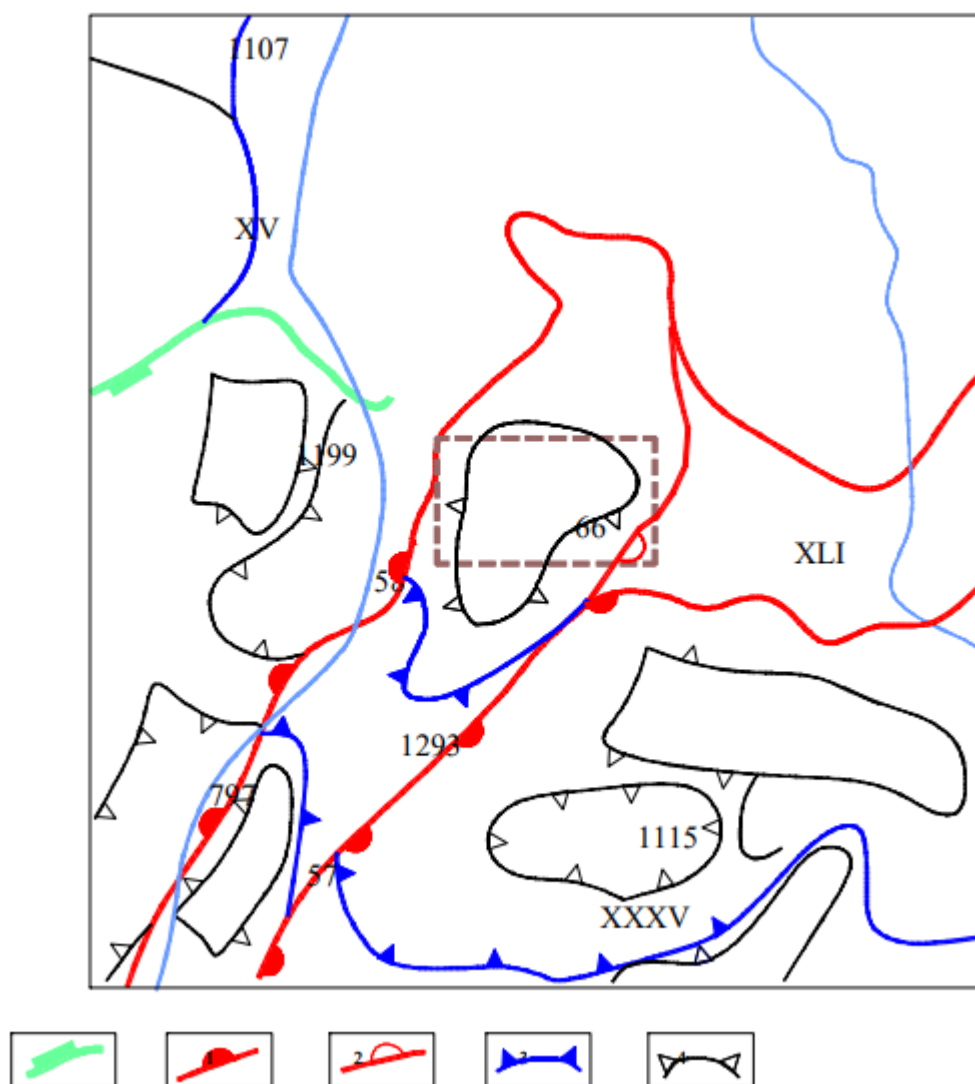


Рисунок 2.1 - Тектоническая карта района работ

Контурь структур: 1–надпорядковых (синеклиз, моноклиз); 2–I порядка–крупных (поясов, мегавалов, мегапрогибов, мегавыступов, моноклиналей, мегаседловин); 3 – I порядка – средних и малых (сводов, мегавалов, впадин, мегапрогибов, выступов, моноклиналей); 4 – II порядка крупных (валов, прогибов, малых впадин, котловин, малых выступов, малых моноклиналей, мезоседловин и др.); 5 – II порядка средних и малых

Нижний этаж сформировался в палеозойское и допалеозойское время и отвечает геосинклинальному этапу развития современной платформы. Отложения этого возраста составляют складчатый фундамент, тектоническое

строение которого в северной части изучено слабо, в основном, сейсморазведкой.

Средний структурно-тектонический этаж объединяет породы, отложившиеся в парагеосинклинальных условиях в пермо-триасовое время. От отложений фундамента эти породы отличаются меньшей степенью дислоцированности и метаморфизма. Верхний структурно-тектонический этаж (мезозойско-кайнозойский) - типично платформенный, сформировавшийся в условиях длительного и устойчивого прогибания территории и характеризуется слабой дислоцированностью и полным отсутствием метаморфизма пород, слагающих осадочный чехол.

Одной из особенностей геологического строения Ямбургской структуры является наличие в нижней части разреза дизъюнктивных дислокаций. Дизъюнктивы прослеживаются преимущественно в доюрском разрезе платформенного чехла, хотя не исключено, отдельные из них, возможно, проникают в меловые отложения. По результатам комплексного геолого-геофизического анализа было выделено четыре системы дизъюнктивных нарушений с преобладанием систем А (юго-восток – северо-запад) и Г (юго-запад – северо-восток), проникновение разломов вверх по разрезу до горизонта "С" (кровля нижней подсвиты березовской свиты).

По этим данным наибольшая тектоническая дислоцированность характерна для сводовой части структуры. Однако при дальнейшем изучении Ямбургского месторождения влияние дизъюнктивной тектоники на нефтегазоносность не учитывалось, а все несоответствия положения флюидных контактов и характера насыщения пластов гипсометрическому контролю объяснялись влиянием литологического фактора.

2.3 Нефтегазоносность

Согласно обзорной карте Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шпильман В.И. и др. 1990 г.,

прил. Б) площадь проектируемых работ расположена на территории Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

В Надым-Пурской нефтегазоносной области выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский, ачимовский, верхне-неокомский и сеноманский.

Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс. Отложения этого комплекса развиты на Тюменском Севере повсеместно, но в пределах Тазовского полуострова вскрыты единичными скважинами и изучены очень слабо. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты отложения комплекса, получены прямые признаки высокой перспективности нижне-среднеюрских отложений в отношении нефтегазоносности (на Семаковском месторождении в пределах юго-восточного крыла Адерпаютинского поднятия отложения вскрыты в двух скважинах (50 и 51), при испытании которых получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата), а на ряде площадей открыты залежи углеводородов (Уренгойское, Береговое, Тазовское месторождения).

Ачимовские отложения представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела, достигающие по толщине первых десятков метров. Песчаные тела имеют обычно линзовидный характер и залегают в основании сортымской свиты.

Песчаники мелко- и среднезернистые, косослоистые, иногда массивные, сильно слюдистые (особенно на границе раздела слоев), крепкоцементированные с остатками растительного детрита. В ряде скважин отмечаются слабо- и среднецементированные образцы. Коллекторские свойства в одних случаях улучшаются от кровли к подошве, в других - ухудшаются. Содержание кварца в песчаниках ачимовской толщи составляет 35–40% (в вышележающих коллекторах пластов группы - 20–

25%). Пористость 15–20%, коэффициент проницаемости варьируется от 0,01 до 27.

На Ямбургском месторождении в **верхнеэокомском комплексе** содержится 15 газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в пластах **БУ₃¹ - БУ₉**, абсолютные отметки залегания в своде составляют - 2600-3300 м. Верхние залежи пластовые, сводовые (**БУ₃, БУ₄¹⁻³**), нижележащие пластовые, литологически экранированные. Отличительной чертой песчано-алевролитовых пластах верхнего эокома является достаточно сложный характер их развития по площади.

Коллекторами, по данным анализа керна и геофизических исследований, являются песчаники и алевролиты с глинистым цементом. Средняя пористость, определяется по керну, составляет 14,8–16,6%, проницаемость 0,01–0,032 дарси, газонасыщенность - 52,57–60,7%. К неколлекторам относятся аргиллиты, а также прослой песчаников и алевролитов с базальным карбонатным цементом.

Для газа залежей характерны значительные содержания конденсата (потенциальное содержание 100-150 г/м³), а также этана, пропана и бутана.

Сеноманский газоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Залежи газа в **сеномане** сосредоточены под регионально выдержанной глинистой покрывкой турон-датского возраста толщиной до 800 м. Связаны с мощной толщей переслаивания песчано-глинистых и алевроглинистых пород. Причем глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются преимущественно линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Все сеноманские залежи связаны со структурными ловушками, и высота их зависит от амплитуды структуры. По типу залежи массивные, плоскость газоводяного раздела близка к

горизонтальной или имеет небольшой наклон преимущественно в северном направлении.

Газовая залежь в отложениях сеномана была открыта в 1976 году в результате испытания скважины №21, где был получен фонтан газа с абсолютно свободным дебитом 2171,8 тыс. м³/сут. Залежь залегает на глубинах 1132–1240 м. Газоводяной контакт проходит на абсолютной отметке -1159-1162 м. Залежь сводовая, массивная. Высота ее в пределах Харвутинского поднятия составляет 67 м, на Северо-Харвутинском и Южно-Ямбургском поднятиях 60–65 м. Размеры залежи в пределах Харвутинского участка 90 x 18–20 км.

Сеноманская продуктивная толща характеризуется значительной неоднородностью. Наиболее распространены в разрезе мелкозернистые пески и алевролиты (алевриты), характеризующиеся общими петрографо-минералогическими признаками. Для песчано-алевролитовых пород характерна слабая цементированность. Песчаники и крупнозернистые алевролиты с каолиновым цементом обладают хорошими коллекторскими свойствами. В разрезе сеномана выделяются горизонты (пласты) от ПК₁ до ПК₁₀, в альбе – ПК₁₁-ПК₁₅, в апте - ПК₁₆-ПК₂₂, прослеживаемость которых неравномерная, а строение сложное за счет прослоев глинисто-алевролитового материала. Открытая пористость 22–40%, проницаемость более 1000 мд. Процент пород-коллекторов в разрезах скважин Ямбургского месторождения изменяется от 47,6% до 100%. Средний коэффициент песчаности разреза в объеме газовой залежи составляет 0,78. Зоны относительно повышенной песчаности тяготеют к сводовой и северо-восточной частям Ямбургского поднятия. Высокие коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород сеномана определяют и высокую продуктивность скважин. Дебиты газа составляют по большинству объектов 400–600 тыс. м³/сут.

2.4 Петрофизические характеристики разреза

При проведении геологоразведочных работ на месторождениях нефти и газа основным источником информации об изучаемых коллекторах являются петрофизические исследования, используемые для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород и в качестве опорной информации для создания петрофизической основы интерпретации данных геофизических исследований. Петрофизическую основу интерпретации каротажных данных составляют связи типа “кern-кern” и “кern-ГИС”. Петрофизические исследования на образцах керн проводятся в специализированной лаборатории физических свойств горных пород. Из имеющихся материалов сеноманских отложений Ямбургского месторождения, выполнен комплекс лабораторных исследований с целью получения петрофизических зависимостей для интерпретации данных ГИС. Комплекс петрофизических исследований, включающий определения коэффициентов открытой пористости, абсолютной проницаемости и остаточной водонасыщенности, считается достаточным и полным для составления петрофизической основы для определения подсчетных параметров продуктивных коллекторов.

На основе данных исследований образцов керн для сеноманских отложений построена зависимость коэффициента пористости $k_{п}$ определенного по воде и керосину (рис. 2.2).

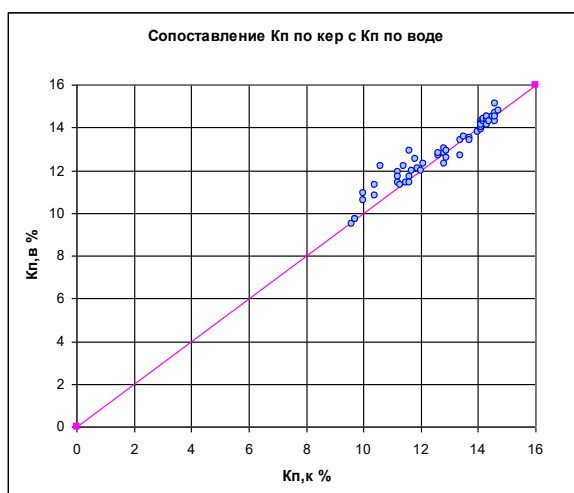


Рисунок 2.2 - Зависимость коэффициента пористости $k_{п}$ определенного по воде $k_{п,в}$ и керосину $k_{п,к}$

По данным исследования керна сеноманской залежи построена зависимость эффективной пористости $k_{п.эфф}$ от открытой пористости $k_{п}$ (рис. 2.3) и проницаемости $k_{пр}$ (рис. 2.4). Используя данные корреляционные зависимости при граничном значении коэффициента открытой пористости $k_{п}^{гр} = 10\%$ получают граничные значения коэффициента эффективной пористости $k_{п.эфф}^{гр} = 3\%$ и проницаемости $k_{пр}^{гр} = 0,02$ мД при выделении газонасыщенных коллекторов.

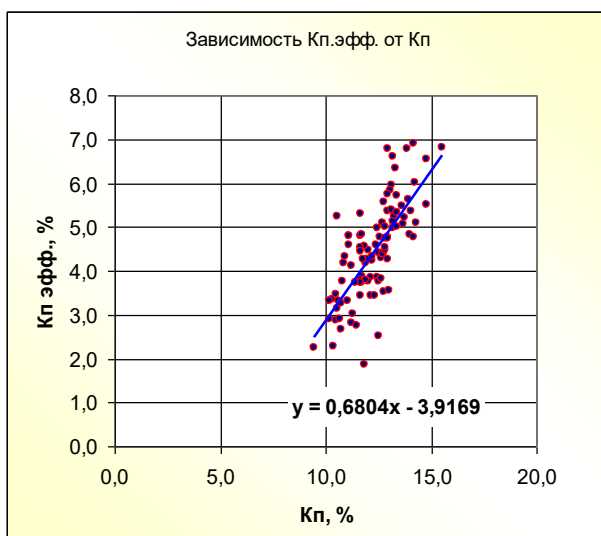


Рисунок 2.3 - Зависимость коэффициента эффективной пористости $k_{п.эфф}$ от открытой пористости $k_{п}$

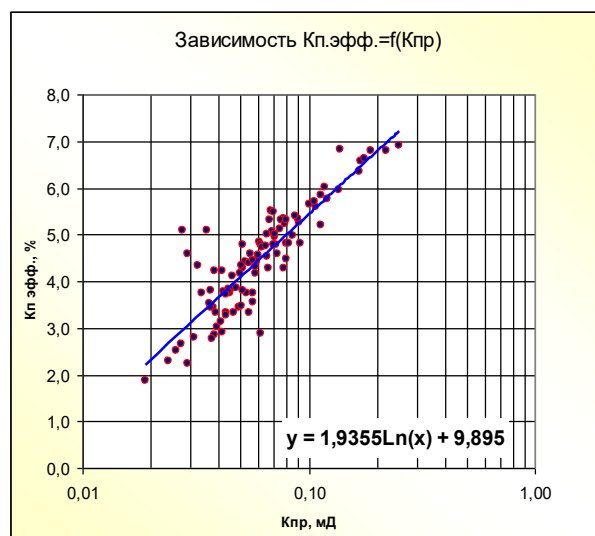


Рисунок 2.4 - Зависимость коэффициента эффективной пористости $k_{п.эфф}$ от проницаемости $k_{пр}$

Коллекторам соответствуют значения ФЕС пород, превышающие минимальные граничные значения коэффициента проницаемости $k_{пр}^{гр}$ и пористости $k_{п}^{гр}$, при которых относительные фазовые проницаемости для пластовых флюидов становятся близкими к нулю.

Добываемые на Ямбургском месторождении природные газы представляют собой многокомпонентные системы, состоящие из придельных углеводородов и неуглеводородных компонентов. Придельные углеводороды имеют формулу C_nH_{2n+2} и в зависимости от числа атомов углерода в молекуле могут находиться при нормальных условиях в двух агрегатных состояниях:

газа – углеводороды, содержащие в молекуле до четырех атомов углерода (CH_4 до C_4H_{10}); жидкости – углеводороды, имеющие пять и больше атомов углерода ($\text{C}_5\text{H}_{12+\text{в}}$). Тяжелые углеводороды в зависимости от температуры и давления могут быть растворены в легких, либо находиться в жидком состоянии.

Газ сеноманской залежи Ямбургского месторождения по химическому составу весьма сходен с газом других сеноманских залежей севера Тюменской области. Он имеет в основном метановый состав (от 95,4 до 99,3%). Максимальное содержание углеводородов $\text{C}_{2+\text{высшие}}$ не превышает 1%. Относительный удельный вес газа по воздуху колеблется от 0,557 до 0,563.

Средний состав добываемого пластового газа приведен в табл. 1.

Таблица 2.1 - Средний состав добываемого пластового газа.

Компонент	Содержание, %
CH_4	98,28
C_2H_6	0,15
C_3H_8	0,002
C_4H_{10}	0,0014
$\text{C}_5+\text{высш}$	0,0006
CO_2	0,35
H_2	0,02
O_2	1,16
He	0,013
Ar, Kr + Xe	0,023
H_2S	следы

2.5 Сейсмологическая характеристика

Первые площадные сейсморазведочные работы МОВ на территории севера Тюменской области стали проводиться с 1959 года, по результатам которых к юго-востоку от Тазовского полуострова выявлены и оконтурены Тазовская и Заполярная положительные структуры.

Ямбургская структура впервые была выделена на тектонической схеме, составленной партией оперативного анализа Тюменского

геологического управления в 1963 году (Смирнов В.Г. и др.). Она предполагалась по качественной интерпретации аномалий гравитационного и магнитного полей и названа Поерангским куполовидным поднятием. С 1965 по 1971 год на площади проведены детальные площадные сейсморазведочные работы МОВ сп 10/65-66, 22/68-69, 22/69-70, 22/70-71. По результатам этих работ Поерангское поднятие перешло в разряд выявленных структур, названо Ямбургским (сп 10/65-66) и подготовлено к глубокому бурению. В дальнейшем сейсморазведочные работы охватили южную часть Ямбургского месторождения.

Сейсморазведочными исследованиями выявлены и подготовлены Харвутинское, Северо-Харвутинское, Восточно-Харвутинское, Южно-Ямбургское локальные поднятия.

По материалам сп 24/82-83, сп 66/89-90 уточнено геологическое строение Харвутинского поднятия. Построены геологические карты по 20 сейсмическим горизонтам. По данным сп 66/80-90 плотность сетки увеличилась до 2x2 – 2x4 км, а внедрение современных методов обработки на ЭВМ позволило повысить точность структурных построений. Полученные результаты позволяют их использовать для доразведки месторождения, хотя не исключается необходимость проведения детализационной сейсморазведки в сводовой части поднятия со сгущением сетки профилей до 1x1 – 1x2 км.

Сейсморазведочной партией 24/83-84 проведены детальные исследования Восточно-Харвутинского поднятия. Строение поднятия изучено по всем опорным отражающим горизонтам.

По материалам сп 35, 55/91-91 и сп 147/94-96 уточнено геологическое строение Харвутинского поднятия, южного окончания Ямбургского и Южно-Ямбургского поднятий. Построены карты по основным отражающим горизонтам.

Глава 3 Анализ основных результатов ранее проведенных исследований

Для анализа основных результатов ранее проведенных работ использованы каротажные диаграммы на одной из скважин Ямбургского месторождения.

Разрез покурской свиты (сеноманские отложения), представленный на рис. 3.1, сложен глинами, плотными, песчаниками и глинистыми песчаниками. Представленные литологические разности хорошо дифференцированы на каротажной сборке.

В исследуемой скважине (скв. 1) проведен комплекс геофизических работ по контролю за разработкой газовых месторождений, решающий задачи определения текущего положения ГВК, коэффициента текущей и остаточной газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов в интервале залегания сеноманских отложений, состоящий из: НГК и ННК-Т. Геолого-геофизический контроль над обводнением скважин позволяет принимать необходимые и своевременные решения по регулированию разработки месторождения, своевременно внедрять мероприятия по повышению коэффициентов газоотдачи пластов [1].

Как правило, процесс внедрения пластовых вод в газовую часть залежи контролируется методами промышленной геофизики, среди которых наибольшее распространение получил нейтронный гамма-картаж (НГК), который на качественном уровне способен выделить положение газоводяного контакта на рассматриваемом каротажном планшете (рис. 3.1).

Как видно из диаграммы (рис. 3.1), текущие замеры НГК по первому и второму году сравниваются с замером, проведенным на момент бурения. Положение ГВК сеноманских отложений на дату вскрытия бурением отмечалось в интервале 1206,2–1207,9 м (а.о.-1162,62–1164,32 м).

На глубине 1155,5 наблюдается резкое снижение скорости счета НГК (за первый и второй год) по сравнению с кривой на момент бурения, что может говорить об обводнении пластов и поднятии уровня ГВК.

В первый год ГВК отмечался в интервале 1155,5–1156,2 м (а.о.-1111,9–1112,6 м). По результатам сопоставления временных замеров НГК бурение и НГК-первый/второй год и ННК-Т первый/второй год, текущий ГВК на дату исследования находится в интервале 1155,5–1156,2 м (а.о.-1111,9–1112,6 м).

На кривых ННК-Т наблюдается схожая тенденция – на глубине 1155,5 происходит уменьшение значений и прямолинейный вид кривой.

На каротажной диаграмме (рис. 3.2) также присутствуют методы, записанные в открытом стволе в процессе бурения. Комплекс геофизических исследований открытого ствола состоит из: метода потенциала собственной поляризации (ПС), кажущегося сопротивления (КС), индукционный каротаж (ИК), микрозондирование (МПЗ и МГЗ). Выделяется 4 крупных газонасыщенных коллектора в интервалах: 1120,6-1124,0 м; 1173,9-1170,0 м; 1177,8-1182,0 м; 1189,7-1198,4 м и 2 средних в интервалах: 1128,4-1129,7 м; 1169,1-1169,8 м. Данные коллектора отчетливо выделяются по отрицательной аномалии кривой ПС, повышенным КС и пониженным значениям ИК, а также приращением кривой МПЗ над МГЗ.

На диаграмме КС, представленной потенциал (ПЗ) и градиент (ГЗ) зондом напротив пластов коллекторов наблюдается резкое увеличение кажущегося удельного электрического сопротивления, со средним значением $\rho_k = 50\text{--}60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Практически все песчаники на представленной сборке высокопористые и могут являться потенциальными коллекторами. Присутствуют подстилающие глины, являющиеся плотными флюидоупорами и характеризуются высокими значениями ПС и пониженными НГК. Также присутствуют плотные породы, выделяющиеся

характерными пиками на кривых микрозондов и высокими значениями сопротивления.

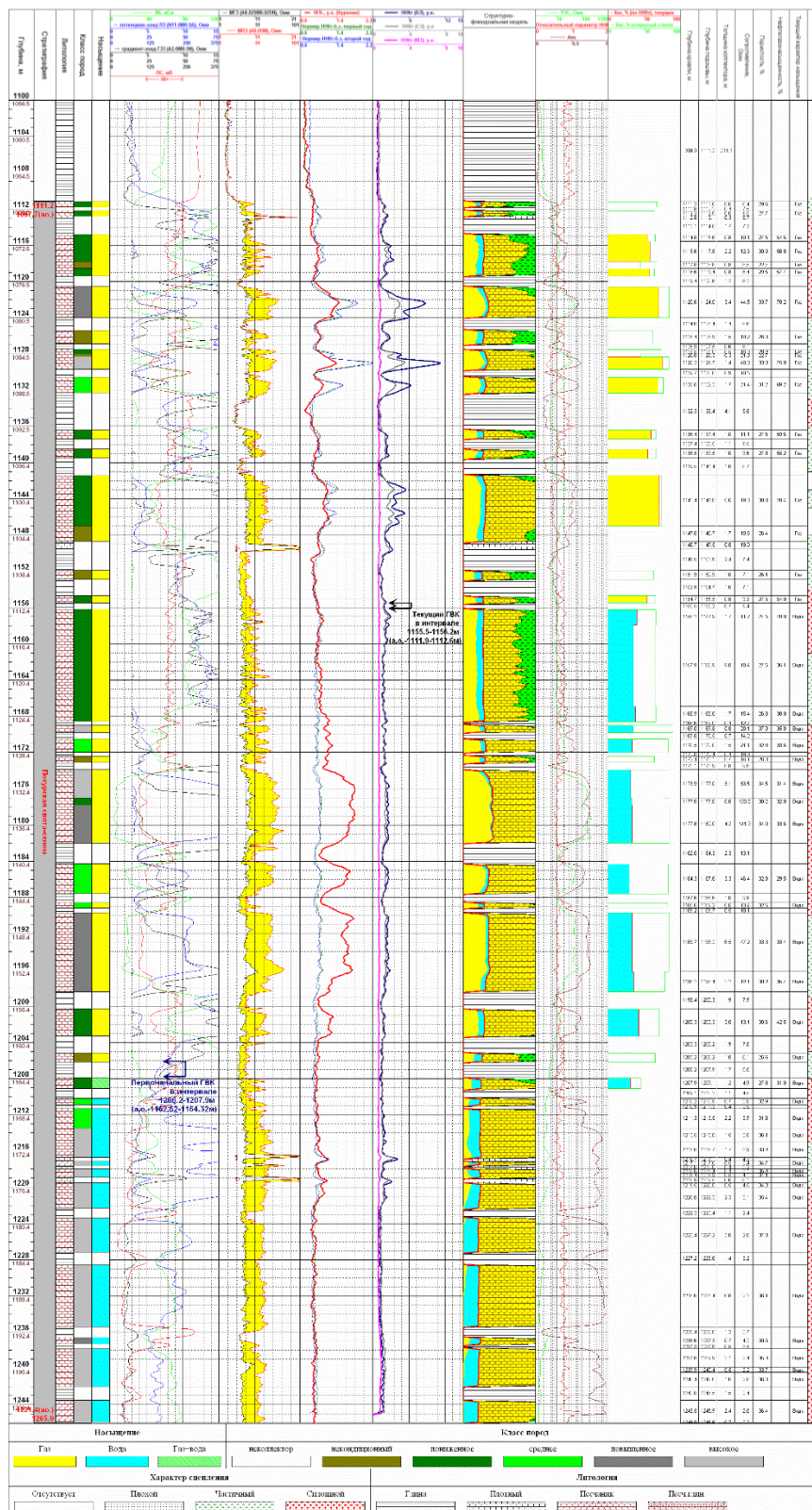


Рисунок 3.2 - Каротажная диаграмма скважины №1 Ямбургского месторождения сеноманской залежи (открытого и закрытого ствола)

Для определения текущего коэффициента нефтегазонасыщенности применялся многозондовый нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННК-Т), где основным параметром для интерпретации является отношение между показаниями зондов различной длины. При подсчете коэффициентов принимались опорные пласты – глины покрывающие залежи и плотные породы. Коллектора выделяются по высоким показаниям большого и среднего зонда, а глины по практически нулевому приращению каждого из зондов. По интерпретационным формулам были рассчитаны коэффициенты нефтегазонасыщенности и построена структурно флюидальная модель, показывающая, что на месте первоначального ГВК произошло обводнение.

Глава 4 Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

Продуктивные отложения сеноманской залежи Ямбургского месторождения являются отличными коллекторами с огромными объемами газа и высокой пористостью, но извлечению этих запасов препятствует множество факторов, возникающих на заключительной стадии разработки месторождения. Одной из основных проблем относится обводнение скважин конденсационной и пластовой водой.

При отслеживании процесса обводнения применяется комплекс геофизических исследований, запроектированных на участке работ, позволяющий решить следующие геологические задачи:

- Определение текущих и остаточных коэффициентов газонасыщенности
- Определение текущего положения газоводяного контакта (ГВК)

4.2 Обоснование объекта исследований

Объектом исследования является сеноманская залежь газа наблюдательных скважин Ямбургского месторождения. По имеющимся данным [2] геофизических исследований по действующей скважине исследуемого месторождения наблюдается активный подъем ГВК в сеноманской газовой залежи, доходя до отметки в 80 м (рис. 4.1). Рассматриваемая наблюдательная скважина №1 расположена в зоне продуктивной сеноманской залежи и кровля сеномана обнажается на отметке 1068,3 м (рис. 4.2).

На геологическом разрезе скважины №1 (рис. 4.3) наблюдается обводнение мощных пачек газонасыщенных коллекторов сеномана вследствие внедрения фронта подошвенных вод. Наличие газонасыщенной части разреза, сложенной породами, имеющими широкое простирание, способствует снижению скорости поднятия ГВК в дальнейшем.

Выбор данной скважины обосновывается тем, что она является наблюдательной и соответственно возникает необходимость определения текущих коэффициентов газонасыщения и положения газодляного (ГВК) контакта для осуществления геолого-промыслового контроля за разработкой данных продуктивных отложений газа.

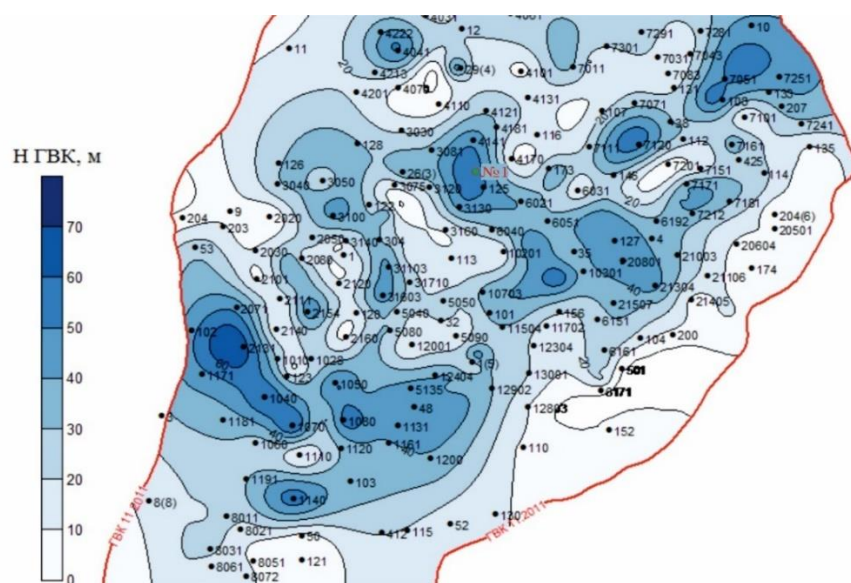


Рисунок 4.1 - Карта подъема ГВК Ямбургского месторождения (зеленым отмечена скв. №1)

Ямбургское НГКМ. Сенюманская залежь.
Структурная карта. На 01.12.05 г

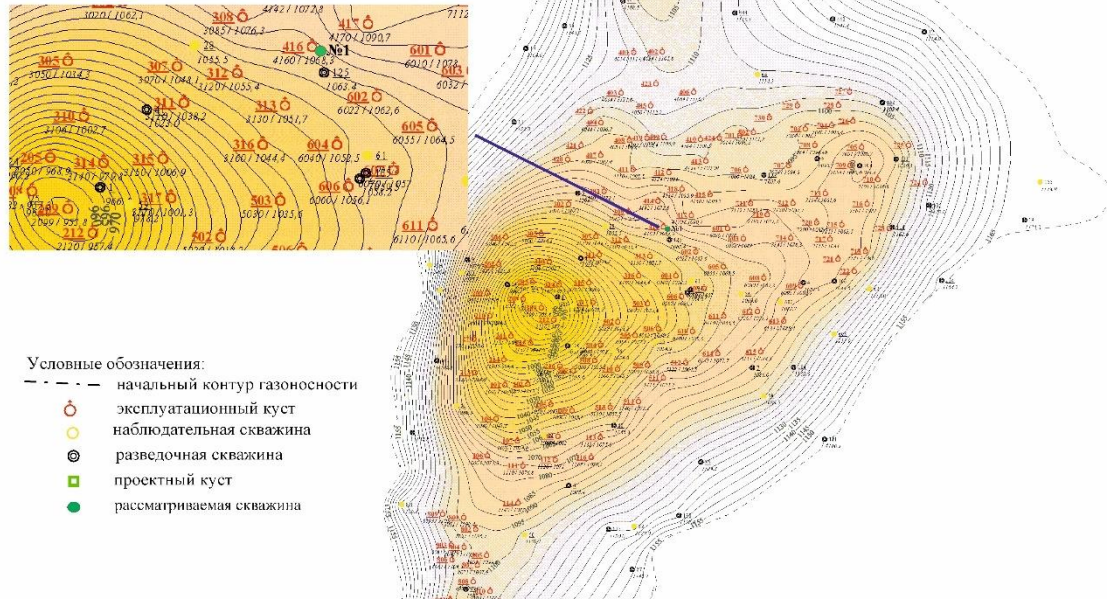


Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле сенюманской залежи Ямбургского месторождения

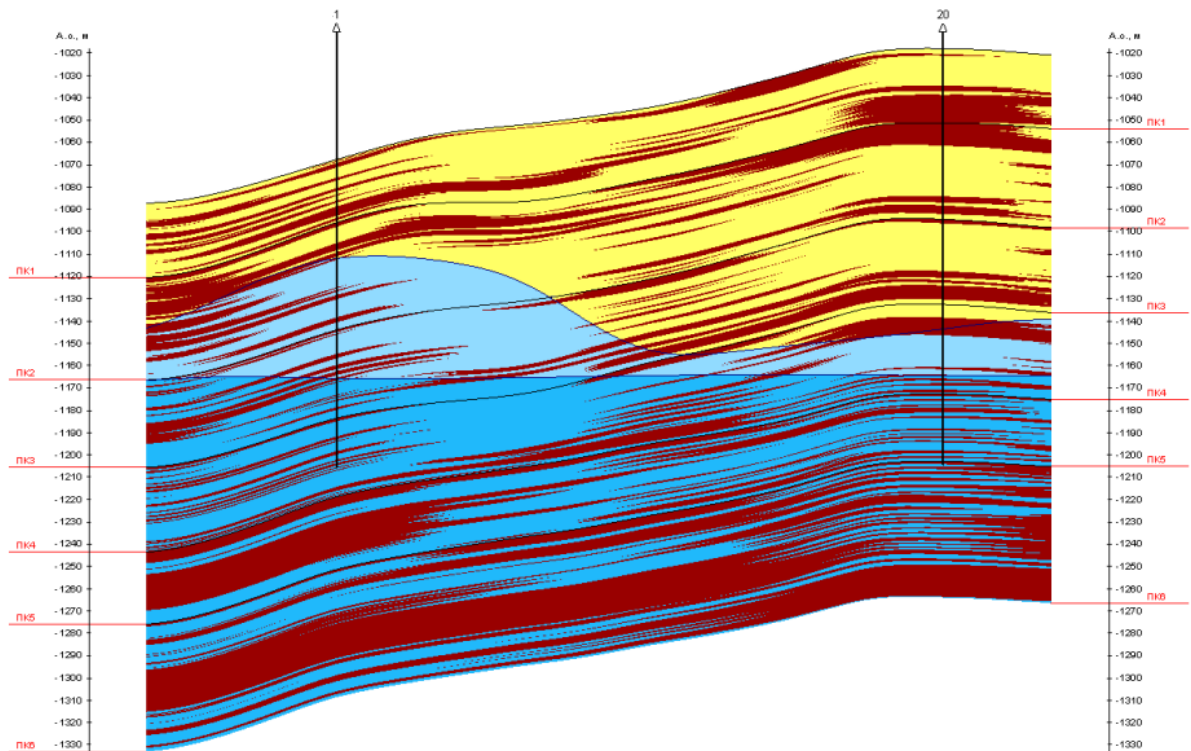


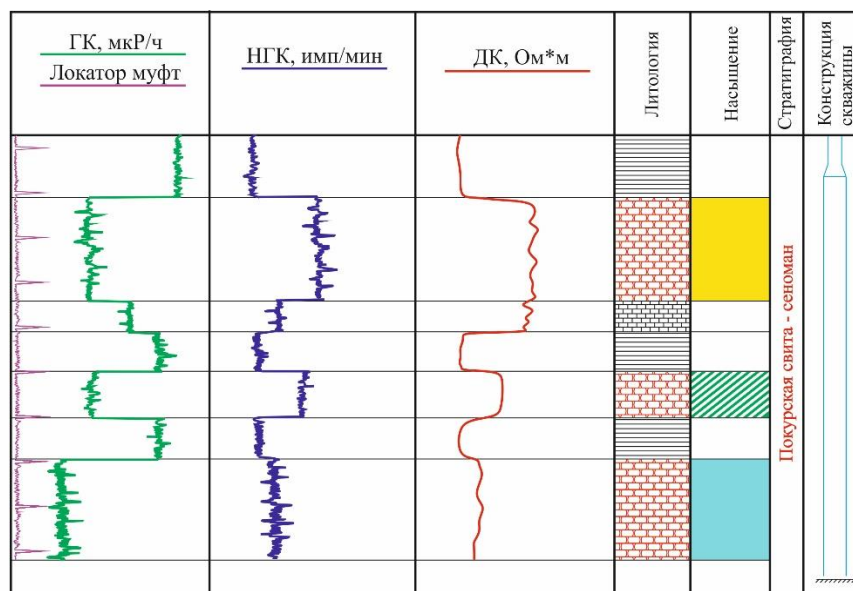
Рисунок 4.3 - Геологический разрез по линии скважин 1–20

4.3 Физико-технологическая модель объекта исследования

Для того, чтобы выбрать рациональный комплекс геофизических исследований необходимо построение физико-технологической модели объекта для рассматриваемой скважины. При построении будем основываться на том, что модель должна выбираться исходя из данных об объектах с аналогичными геологическими и геофизическими условиями и отвечать задачам целевых работ.

В данной работе физико-технологическая модель построена с использованием принципа аналогии, то есть в качестве модели был принят объект со сходными геолого-геофизическими условиями. Такой моделью была выбрана скважина 1 Ябургского месторождения с аналогичным геологическим строением и комплексом ГИС, который считается необходимым, но поскольку мы проектируем будущий комплекс для оценки коэффициента газонасыщенности, то добавим несколько методов, позволяющих получить более точную количественную характеристику разреза и тогда такой комплекс будет считаться достаточным для решения поставленных геологических задач.

Для сеноманских газовых отложений Ябургского месторождения была построена физико-технологическая модель, являющаяся типовой для теригенного разреза. Данная модель содержит породы, слагающие разрез изучаемого месторождения и характерные кривые комплекса геофизических исследований (рис. 4.4).



Условные обозначения



Рисунок 4.4 - Физико-технологическая модель

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

Для решения основных геологических задач, описанных в п. 4.1, необходимо выполнение комплекса ГИС в наблюдательной скважине №1, указанного в “Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах” [3].

Для решения поставленных геологических задач был выбран следующий комплекс ГИС: ГК, НГК, ЛМ, ДК.

Далее кратко описываются применяемые методы и их физические основы:

Гамма-каротаж (ГК) основан на изучении естественной радиоактивности горных пород по стволу скважины путем регистрации

интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов (в основном U, Th и K⁴⁰) [4]. В рамках работы метод гамма-каротажа применяется для взаимной увязки по глубине измерения последнего выполненного контрольного замера в скважине.

Нейтронный-гамма каротаж (НГК) основан на регистрации гамма-излучения, образующегося в ходе ядерной реакции при облучении горных пород потоком быстрых нейтронов. Метод используется для литологического расчленения разреза скважины и отбивки газоводяного контакта [4].

Локатор муфт (ЛМ) состоит из двух постоянных магнитов, разделенных измерительной катушкой, навитой на стальной сердечник. В зависимости от толщины металлической конструкции, напротив которой проходит прибор, меняется магнитный поток между магнитами. Метод применяется для определения положения тех. оборудования и привязки кривой последнего исследования с ранее проведенными.

Дивергентный каротаж (ДК) основан на измерении удельного электрического сопротивления горных пород через металлическую обсадную колонну, заполненной любой жидкостью. При пропускании электрического тока по обсадной колонне аппаратурой дивергентного каротажа часть тока протекает по самой колонне, а небольшая часть стекает в породу, и ее величина напрямую зависит от проводимости горных пород. Измерение величины тока утечки позволяет изучать удельное электрическое сопротивление горных пород. Метод эффективен для оценки текущего коэффициента нефтегазонасыщенности в разрабатываемых объектах, прогнозирования состава притока жидкости, выявления пропущенных насыщенных пластов и мониторинга изменения текущих коэффициентов насыщения и положения газоводяного контакта (ГВК) [5].

Глава 5 Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

Для решения основных геологических задач, описанных в п. 4.1, необходимо выполнение комплекса ГИС в наблюдательной скважине №1, указанного в “Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах” [3]. Все методы с указанием масштаба и интервала исследования, названия и скорости записи приборов, применяемые в проектном комплексе геофизических работ приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1 - Проектный комплекс ГИС для наблюдательной скважины №1

№ п/п	Вид исследования	Масштаб записи	Интервал исследования, м	Скорость записи, м/ч	Прибор
1	ГК	1:500 1:200	0-1100 1100–1250	до 400 м/ч	СКАТ-РК-42-150/100
2	НГК	1:500 1:200	0-1100 1100–1250	до 400 м/ч	
3	ЛМ	1:200	0-1250	до 400 м/ч	
4	ДК	1:200	1100–1250	через 0,5 м	ЭДК-7-89-01-120/60

Далее кратко описываются технические аспекты выполняемого комплекса ГИС.

Гамма-каротаж в масштабе глубин 1:200 в интервале исследования и 1:500 по всему стволу. Регистрация проводится прибором СКАТ-РК-42-150/100. Размер зонда составляет 2262 мм предназначен для исследования скважин диаметром более 50 мм. Работает с закрытым плутоний-бериллиевый источник быстрых нейтронов типа ИБН8-5. Модификации и число каналов, по которым определяется функциональность аппаратуры, зависят от условий эксплуатации. Прибор радиоактивного каротажа предназначен для исследований нефтяных и газовых скважин методами

гамма-каротажа (ГК), нейтронного гамма-каротажа (НГК), модификации двухзондового нейтронного гамма-каротажа (2НГК) и локатора муфт (ЛМ). Скорость записи не превышает 400 м/ч. Основной масштаб записи кривой ГК – 0,5 мкР/ч/см. Прибор опускается в скважину на соединенном с кабельным наконечником одножильном бронированном геофизическом кабелем длиной до 7 км по которому передаются измеренные данные в цифровом коде “Манчестер II” (скорость передачи составляет 21,3 кБод). Внешний вид скважинного прибора СКАТ-РК-42-150/100 приведен на рис. 5.1.



Рисунок 5.1 - Внешний вид прибора СКАТ-РК-42-150/100

Нейтронный гамма-каротаж в масштабе глубин 1:200 в интервале исследования и 1:500 по всему стволу. Регистрация проводится прибором СКАТ-РК-42-150/100. Скорость записи не более 400 м/ч. Основной масштаб записи кривой НГК – 0,1 у.е./см.

Локатор муфт в масштабе глубин 1:200 по всему стволу. Регистрация проводится прибором СКАТ-РК-42-150/100. Скорость записи не более 400 м/ч.

Дивергентный каротаж в масштабе глубин 1:200 в интервале исследования. Регистрация проводится прибором ЭДК-7-89-01-120/60. Для прибора в сборе составляет 5600 мм, предназначен для исследования скважин с зенитным углом до 40° с диаметром колонны 127–168 мм. Аппаратура ЭДК обладает прямым способом поточечного измерения удельного электрического сопротивления пластов за металлической обсадной колонной [6]. Диапазон регистрации сопротивления от 0,5 до 300 Ом*м. Прибор работает совместно с каротажной станцией и специальным 4-х или 7-ми жильным грузонесущим геофизическим кабелем. В прибор встроены датчики локатора муфт и гамма-каротажа для привязки результатов

измерения по глубине, а также акселерометры, обеспечивающие контроль передвижения прибора вдоль ствола скважины. При проведении измерений в заданном интервале глубины определяется шаг установки прибора, в котором снимаются значения сразу с трех баз измерения, для прижима электродов. Стандартная база зонда обычно составляет 0,5 м, а исходя из выше написанного, за одну остановку измерения (Время каротажа на точку не более 2–4 минут.) исследуется 1,5 м изучаемого разреза. Схема и внешний вид прибора ЭДК-7-89-01-120/60 приведен на рис. 5.2.

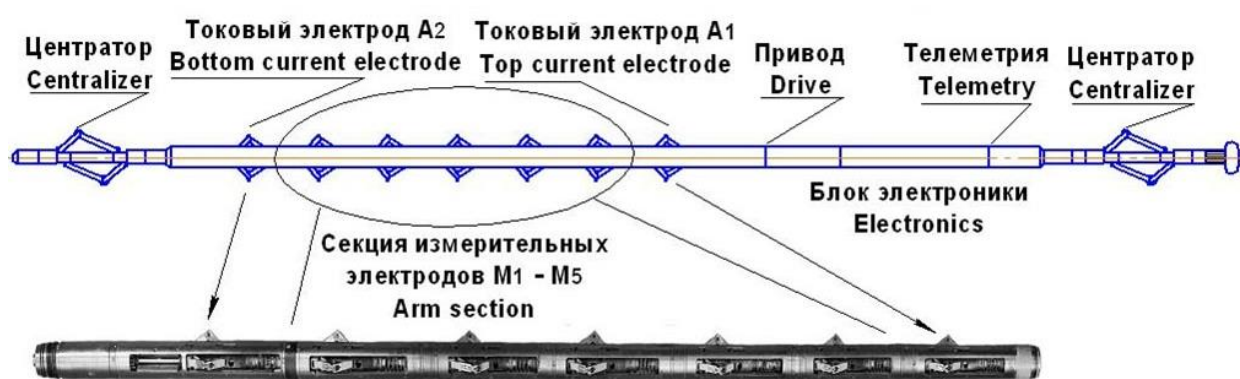


Рисунок 5.2 - Схема и внешний вид прибора ЭДК-7-89-01-120/60 [8]

Проведение геофизических работ подразделяется на следующие этапы:

1) *Проведение подготовительных работ:* на базе геофизического предприятия (получение наряд-допуска на исследования, ознакомление с геофизическими материалами по исследуемому объекту, получение скважинных приборов для проведения работ, проверка работоспособности наземной и скважинной аппаратуры, автокрана, паровой установки и каротажной станции) и непосредственно на устье скважины (проверка подготовленности скважины согласно техническим условиям на проведение промысловых работ, уточнение правильности задания с представителем недропользователя, установка наземной техники и подключения ее к сети переменного тока, крепление устьевого оборудования) [3].

2) *Проведение геофизических исследований*: скважинные работы (выбор скважинного оборудования, подготовка описания объекта исследования с указанием геолого-технологических условий, проведение спускоподъемных операций), первичное редактирование материалов, контроль и создание рабочих файлов (увязка кривых записи и последующее формирование для каждой спускоподъемной операции единого файла недропользователя) и передача материалов в контроль-интерпретационную партию (контроль качества получаемых материалов)

По прибытию на скважину работники выполняет следующие подготовительные операции:

Согласно РД 153–39.0–072–01 работы на скважины начинаются в случае, если скважина к приезду геофизической партии готова для проведения глубинных исследований. Готовность скважины подтверждается двусторонним актом в соответствии с технической инструкцией на провидимые виды работ, который подписывает начальник партии и представитель недропользователя (мастер участка или главный геолог).

- проверяют правильность задания, указанного в наряд заказе
- устанавливают каротажный подъемник в 25–40 м от устья скважины так, чтобы ось лебёдки была горизонтальной и перпендикулярной направлению на устье скважины
- устанавливают лабораторию в 5–10 м от подъемника, чтобы из её окон просматривались подъемник и устье скважины
- заземляют лабораторию и подключают станцию к сети переменного тока
- сматывают с барабана лебёдки вручную или с помощью привода лебёдки первые витки геофизического кабеля так, чтобы выпущенного конца кабеля хватило для подключения к кабельному наконечнику приборов, уложенных на мостках или на полу буровой
- крепят направляющий ролик (блок) на специальном узле крепления, закрепленного на основании буровой на расстоянии не более 2 м от ротора

- устанавливают на ролике датчик глубине, если он не установлен
- подвешивают подвесной блок
- подсоединяют к кабельному наконечнику первый скважинный прибор (сборку приборов), проверяют его работоспособность на мостках и опускают прибор в скважину. Подъем прибора над столом ротора и спуск в устье производят с помощью каротажного подъемника, имеющегося на буровой

- устанавливают на счётчиках регистратора и панели контроля каротажа в подъёмнике нулевые показания глубин с учётом расстояния от точки отсчёта глубин до скважинного прибора

3) *Обработка и интерпретация геофизических данных:* расчет текущих и остаточных коэффициентов газонасыщенности, определение текущего положения газоводяного контакта (ГВК).

5.1.1 Метрологическое обеспечение

Одним из важнейших критериев получения достоверной и качественной информации о геологическом разрезе по результатам проведения геофизических исследований является надежный контроль качества, точности и достоверности получаемой геофизической информации. [7]. Объектом метрологического обеспечения и стандартизации является геофизическая аппаратура и оборудования, а также технология ее применения, включающая последующие этапы обработки и интерпретации результатов скважинных данных.

Решение задач контроля и качества скважинных результатов проводится в стационарных условиях метрологической службой на базе геофизического предприятия. Главной задачей метрологического отдела является представление геофизических измерений, при котором их результаты выражены в допускаемых к применению в компании единицах величин (единство), а также показатели точности измерений не выходят за

установленные границы, которые необходимы для получения достоверной информации об исследуемом объекте [8].

Создание оптимальной системы передачи размера единиц, постоянное развитие технической базы метрологического обеспечения геофизических средств измерений, эффективная организация метрологических работ на всех уровнях, повышение квалификации персонала, занимающегося диагностикой и калибровкой – все эти критерии позволяют достичь необходимого уровня достоверности и качества результатов геофизических исследований [7].

Метрологической особенностью измерений при проведении геофизических исследований является то, что первичными преобразователями средств измерений служат датчики (реагируют на параметры физических полей), а выходными подсчетными параметрами служат физические свойства горных пород (пористость, газонасыщенность и т. д.). Сферой государственного регулирования не предусмотрено наличия эталонов представляемых величин, поэтому для обеспечения единства измерений создаются локальные поверочные схемы, основанные на исходных эталонах геофизических параметров, представляющие собой стандартные образцы состава и свойств горных пород, выполненные в виде моделей пластов, пересеченных скважиной (рис. 5.3).

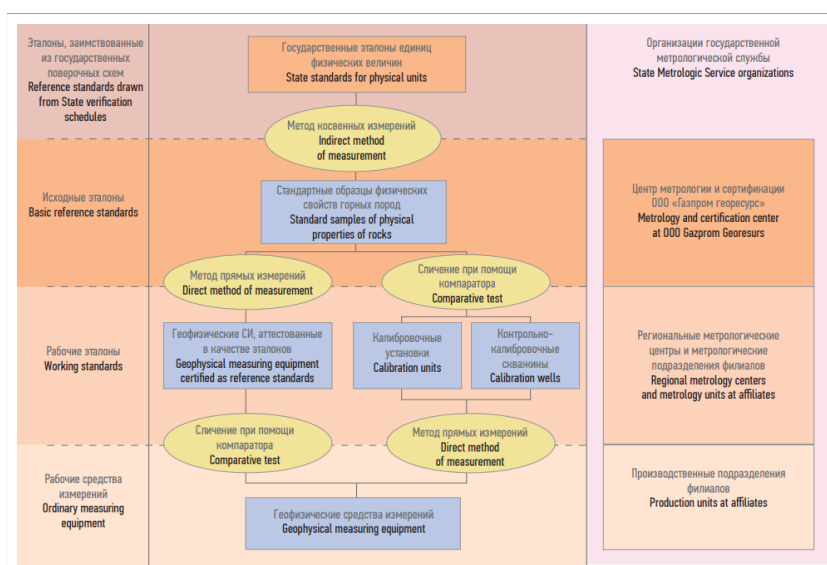


Рисунок 5.3 - Локальная поверочная схема измерения геофизических параметров

Калибровка таким методом обеспечивает точность передачи размеров единиц, но не эффективна ввиду большого количества предприятий, удаленных от места нахождения данных исходных образцов и невозможности проведения калибровочных работ. Большинство используемой геофизической аппаратуры в комплекте с наземными средствами регистрации и каротажным кабелем подвергается периодической проверке, согласно составленной схеме обязательного метрологического контроля, в которой описаны типы аппаратуры, средства калибровки и ее периодичность. В основном вся аппаратура имеет межкалибровочный интервал в 3–4 месяца, включающая калибровку, градуировку и испытания. Весь комплекс эксплуатируемой аппаратуры проходит периодическую калибровку не реже чем раз в квартал. Проведение калибровки приборов в полевых условиях выполняют перед каждым спуском и после каждого подъема, указанной в технической документации соответствующего геофизического прибора. В остальных случаях при работе с цифровыми приборами используют файлы периодических калибровок.

5.2 Интерпретация геофизических данных

5.2.1 Оценка характера насыщения и обоснование положения ГВК

Для разделения коллекторов на продуктивные (газонасыщенные) и водоносные по данным испытанных интервалов были построены интегральные распределения удельного электрического сопротивления. Процесс разделения заключается в определении критического значения сопротивления, выше которого при испытании получены безводные притоки газа. По точке пересечения интегральных функций распределения продуктивных и водоносных интервалов определена величина критического сопротивления $\rho_{п.кр.} = 5,7 \text{ Ом*м}$.

Обоснование текущего положения газоводяного контакта производится по качественном и количественном уровне.

1. Задача определения контакта сводится к интерпретации данных нейтронного гамма-каротажа (НГК), результаты которого способны на качественном уровне выделить положение контакта на рассматриваемом интервале. Резкое снижение скорости счета НГК по сравнению с кривой на момент бурения может говорить об обводнении пластов и положении текущего ГВК.

2. На количественном уровне представляется возможным определить текущие коэффициенты газонасыщенности продуктивных пластов при помощи электрического дивергентного каротажа через обсадную колонну. На основе данных исследования проводится расчет коэффициентов, используя петрофизические зависимости и далее по комплексированию нейтронных методов и результатов расчета определяется текущее положение ГВК.

5.2.2 Определение коэффициента пористости

При определении коэффициента пористости необходимо опираться на показания относительного параметра ($\alpha_{пс}$) самопроизвольной поляризации ПС. На показания параметра существенно влияет минерализация остаточной воды. Для сеноманских отложений Ямбургского месторождения установлено три зоны, отличающиеся по минерализации пластовых вод:

- I зона: $C_{в} = 18$ г/л; $\rho_{в} = 0,3$ Ом*м (0–90 м от ГВК);
- II зона: $C_{в} = 9$ г/л; $\rho_{в} = 0,5$ Ом*м (90–140 м от ГВК);
- III зона: $C_{в} = 6$ г/л; $\rho_{в} = 0,8$ Ом*м (выше 140 м от ГВК);

Опираясь на данные ПС, была составлена уточненная петрофизическая зависимость. Исходными данными для составления уточненной петрофизической зависимости определения коэффициента пористости по данным ПС служит корреляционная связь типа “керна-ГИС” $K_{п} = f(\alpha_{пс})$. Конечная формула для подсчета запасов имеет вид:

$$K_{п} = 0,39 * \alpha_{пс}^{0,37} \quad (1)$$

Где $R^2=0,753$ – коэффициент достоверности аппроксимации; $N=86$.

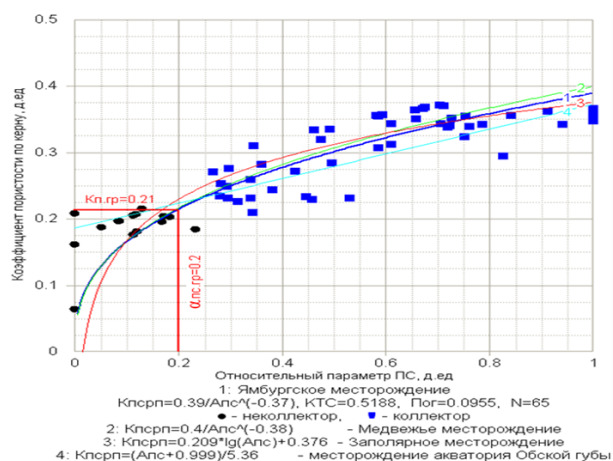


Рисунок 5.4 - Зависимость коэффициента пористости от относительного параметра ПС по результатам керна и ГИС. Ямбургское месторождение

5.2.3 Привязка исследований по глубине и определение положения тех. оборудования

В рамках проектной работ метод гамма-каротажа применяется для взаимной увязки по глубине измерения последнего выполненного контрольного замера в скважине. Записанные кривые гамма-каротажа должны совпадать с кривыми гамма-каротажа открытого ствола по характерным реперам.

Локатор муфт применяется для определения положения тех. оборудования, привязки кривой последнего исследования с ранее проведенными, взаимной привязки измерений нескольких прибор и отбивки текущего забоя. На кривой ЛМ можно увидеть отрисованные: интервалы перфорации, элементы технического оборудования скважины (башмак, муфты, воронку НКТ). На кривой ЛМ соединительные муфты характеризуются резким увеличением сигнала.

5.2.4 Определение коэффициента газонасыщенности

По стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей: $P_{\Pi}(K_{\Pi})$, $P_{H}(K_{B})$ и данным дивергентного каротажа (ДК).

В качестве петрофизической основы интерпретации электрического каротажа используются традиционные петрофизические связи относительного сопротивления и пористости $P_{\Pi} - K_{\Pi}$ и параметра

насыщенности (коэффициента увеличения сопротивления и водонасыщенности $P_H - K_B$.

$$P_H = 1,0086/K_B^{1,672} \quad (2)$$

Значения сопротивления водонасыщенного пласта (ρ_B) определялись в зависимости от положения пласта в различных зонах по минерализации пластовых вод (описаны в 5.2.2).

Для определения коэффициента водонасыщенности определено следующее уравнение:

$$P_H = 1,043/K_B^{1,816} \quad (3)$$

Коэффициент газонасыщенности K_{HG} рассчитывается из соотношения:

$$K_G = 1 - K_B \quad (4)$$

По зависимости от объемной влажности: $\rho_B(w_B)$ и данным дивергентного каротажа (ДК).

Для определения коэффициента газонасыщенности K_G по зависимости $\rho_B(w_B)$ используются зависимости, полученные по данным одной из скважин Ямбургского месторождения, дифференцированные по минерализации пластовых вод. Алгоритм определения коэффициента K_{HG} выглядит следующим образом:

1. Определяется объемная влажность w_B в зависимости от положения пласта в зонах минерализации пластовых вод (описаны в п. 5.2.2):

1.1. Если пласт находится в I зоне:

$$lg w_B = -0,41 * lg \rho_B + 1,45 \quad (5)$$

Где ρ_B – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом*м

1.2. Если пласт находится во II или III зоне:

$$lg w_B = -0,47 * lg \rho_B + 1,48 \quad (6)$$

2. Вычисляется коэффициент водонасыщенности K_B :

$$K_B = 100 * \frac{w_B}{K_H} \quad (7)$$

3. Рассчитывается коэффициент газонасыщенности K_{HG} :

$$K_G = 100 - K_B \quad (4)$$

«Оценка текущей газонасыщенности по данным электрического каротажа через обсадную колонну»

Основная часть крупных нефтяных и газовых месторождений вступила в позднюю стадию разработки и основной задачей недропользователя является повышение коэффициента нефтегазоизвлечения и вовлечению в разработку невыработанных запасов. С каждым годом увеличивается число эксплуатационных объектов, уплотняется сетка скважин из-за чего становится актуальным исследование имеющегося фонда скважин для выявления невыработанных нефтяных и газовых пластов на действующих месторождениях. Оценка этих запасов, создание постоянно действующих геолого-технологических моделей, позволит вести оптимальную разработку и мониторинг невыработанных оставшихся зон нефти и газа. В связи с этим приобретает всё большую перспективу и актуальность метод электрического каротажа обсаженных скважин.

6.1 Описание электрического каротажа через обсадную колонну

Дивергентный каротаж – метод измерения удельного электрического сопротивления горных пород через металлическую обсадную колонну. Метод имеет две составляющие: научную и аппаратную. Первая заключается в том, что при пропускании электрического тока по металлической обсадной колонне скважины основная часть тока протекает по колонне, но небольшая часть стекает в породу и ее величина зависит от проводимости пород, пропускающих выпускаемый ток [9]. Это позволяет изучать сопротивление горных пород через измерение тока утечки. Аппаратурная основывается на реализации предлагаемых научных идей в аппаратуре.

6.1.1 Принцип метода

Метод дивергентного каротажа (старое название “наноэлектрический” за счет измерения полезного сигнала в диапазоне нескольких нановольт) относится к электрическим методам геофизических исследований скважин с поточечным режимом измерений. Измеряется истинное удельное электрическое сопротивление горных пород, расположенных за металлической обсадной колонной скважины, заполненной любой жидкостью. Влияние колонны исключается.

На металлическую обсадную колонну через токовые электроды сверху и снизу (A_1 и A_2) поочередно подается ток питания зондовой установки. Обратным токовым электродом B может служить как устье соседней на кусте скважины, не связанный общим контуром заземления с исследуемой скважиной, так и штатные штыри.

С помощью измерительных электродов $N_{уд}$, M_1 , N , M_2 , находящихся на зондовой установке, измеряется:

- Разность потенциала U в точке N относительно уделённой точки $N_{уд}$, в которой производится измерение первой разности потенциала ΔU между M_1 и M_2

- Вторая разность потенциалов $\Delta^2 U$ на измерительной базе M_1NM_2 (измерительный электрод N находится посередине между M_1 и M_2 и расстояние M_1M_2 – 1 м)

Измерение разностей потенциалов между электродами производится при неподвижном приборе со стоянкой на каждой точке записи не менее 2 раз: при подаче тока через электрод A_1 и подаче через A_2 (аналогичное измерение разности потенциалов, но уже в другом направлении) [10].

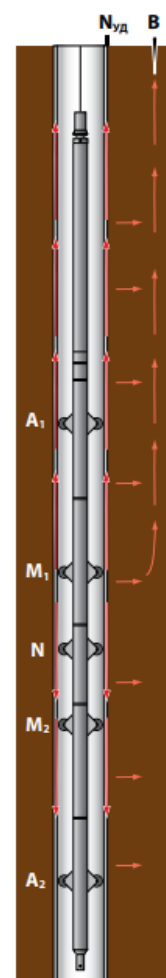


Рисунок 6.1 –
Схема зонда
электрического
дивергентного
каротажа

Для получения истинного удельного электрического сопротивления горных пород в расчетах следует исключать влияния вертикальной неоднородности обсадной колонны. Для этого необходимо отсутствие осевой составляющей тока вдоль оси скважины и фокусировка тока в точке записи N (горизонтальное течение тока в пласт), другими словами, если в точке электрода N обеспечить поддержание нулевой разности потенциалов (используя два источника тока A_1 и A_2 , работающие попеременно) через регулирование силы тока [10]:

$$k * \Delta U_{M_2 M_1}(I_{A_2}) + \Delta U_{M_2 M_1}(I_{A_1}) = 0 \quad (8)$$

Тогда на уровне измерительного электрода поддерживается экстремум потенциала электрического поля, тем самым (согласно закону Ома) в этой точке осевая составляющая плотности тока вдоль оси скважины равна нулю – исключается влияние обсадной колонны.

Количественное определение удельного электрического сопротивления пород при поэлементной регистрации задается формулой [12]:

$$\rho_n = k * \Omega_z * \left[\frac{U_N(I_{A_1}) + k * U_N(I_{A_2})}{\Delta^2 U(I_{A_1}) + k * \Delta^2 U(I_{A_2})} \right] \quad (9)$$

Где:

k – геометрический коэффициент зонда;

$U_N(I_{A_1})$, $U_N(I_{A_2})$ – измеренные потенциалы центрального измерительного электрода (N) при подаче тока в первый (A_1) и второй (A_2) токовые электроды соответственно;

Ω_z – электрическое сопротивление участка скважины между крайними измерительными электродами

$\Delta U(I_{A_1})$, $\Delta U(I_{A_2})$, $\Delta^2 U(I_{A_1})$, $\Delta^2 U(I_{A_2})$ – измеренные поэлементно первые (ΔU) и вторые ($\Delta^2 U$) разности потенциалов электрического поля, соответственно, при подаче токов в первый и второй токовые электроды зонда;

I_{A_1} , I_{A_2} – токи, поочередно подаваемые в токовые электроды зонда;

Электрическое сопротивление Ω_z участка скважины между крайними измерительными электродами зонда определяется по формуле:

$$\Omega_z = \frac{\Delta U(I_{A_1})}{I_{A_1}} - \frac{\Delta U(I_{A_2})}{I_{A_2}} \quad (10)$$

При проведении измерений в заданном интервале глубины определяется шаг установки прибора, в котором снимаются значения сразу с трех баз измерения, для прижима электродов. Стандартная база зонда обычно составляет 0,5 м, а исходя из выше написанного, за одну остановку измерения (Время каротажа на точку не более 2–4 минут.) исследуется 1,5 м изучаемого разреза. [10].

Во время спуска и перехода прибора на следующую точку записи рычаги остаются в закрытом положении. Открытие, закрытие и врезание электродов в стенку колонны обеспечивается электроприводом с механизмом ударного воздействия.

6.2 Расчет коэффициента текущей газонасыщенности

По стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей: $P_{\Pi}(K_{\Pi})$, $P_{\text{H}}(K_{\text{B}})$ и данным дивергентного каротажа (ДК).

В качестве петрофизической основы интерпретации электрического каротажа используются традиционные петрофизические связи относительного сопротивления и пористости $P_{\Pi} - K_{\Pi}$ и параметра насыщенности (коэффициента увеличения сопротивления и водонасыщенности $P_{\text{H}} - K_{\text{B}}$.

В данной работе при расчете коэффициента газонасыщенности используются исследования керна одной из скважин Ямбургского месторождения для построения петрофизической зависимости $P_{\text{H}} - K_{\text{B}}$, а также проведены дополнительные исследования керна в условиях, имитирующих пластовые для построения зависимости $P_{\Pi} - K_{\Pi}$ (рис. 12).

Как видно на представленном рисунке используемые петрофизические зависимости практически совпадают с последними

проведенными исследованиями (на рис. 6.2 отмечены зеленым цветом).

Параметр пористости P_{II} описывается следующим уравнением регрессии:

$$P_{II} = 1,0086/K_{II}^{1,672} \quad (2)$$

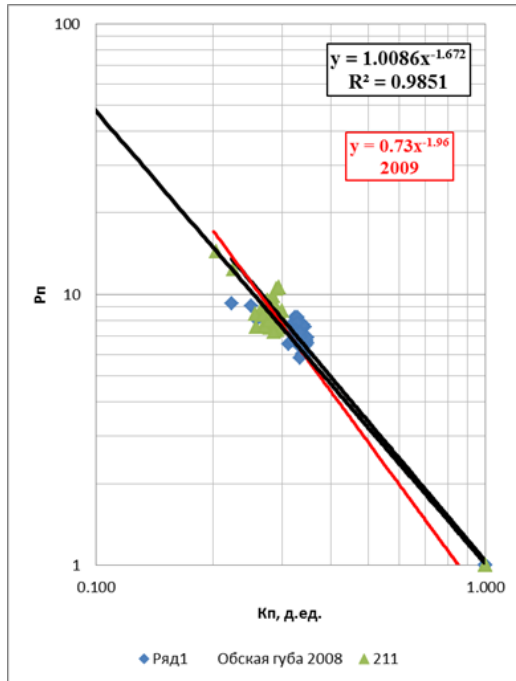


Рисунок 6.2 (а) - Зависимость параметра пористости (P_{II}) от коэффициента пористости (K_{II}) для сеноманских отложений Ямбургского месторождения

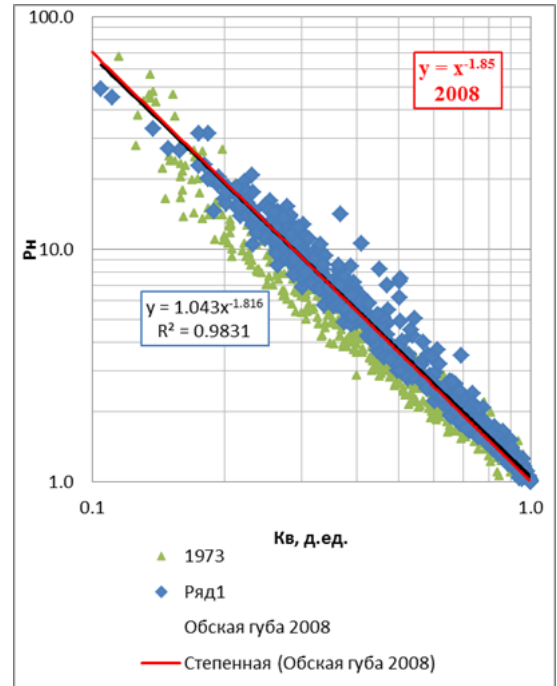


Рисунок 6.2 (б) - Зависимость параметра насыщения (P_H) от коэффициента водонасыщенности (K_B) для сеноманских отложений Ямбургского месторождения

Значения сопротивления водонасыщенного пласта (ρ_B) определялись в зависимости от положения пласта в различных зонах по минерализации пластовых вод (описаны в 5.2.2).

Для определения коэффициента водонасыщенности определено следующее уравнение:

$$P_H = 1,043/K_B^{1,816} \quad (3)$$

Коэффициент газонасыщенности K_G рассчитывается из соотношения:

$$K_G = 1 - K_B \quad (4)$$

По зависимости от объемной влажности: $\rho_{II}(w_B)$

Для определения коэффициента газонасыщенности K_r по зависимости $\rho_{\Pi}(w_B)$ используются зависимости, полученные по данным одной из скважин Ямбургского месторождения, дифференцированные по минерализации пластовых вод (рис. 6.3).

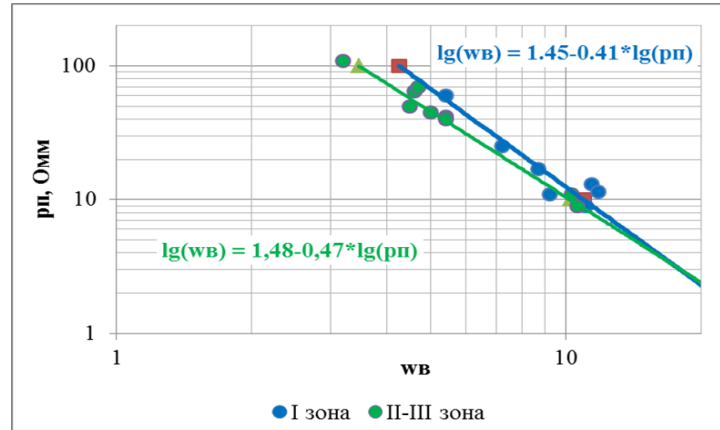


Рисунок 6.3. График зависимости УЭС (ρ_{Π}) от объемной влажности (w_B) сеноманских отложений Ямбургского месторождения

Алгоритм определения коэффициента K_r выглядит следующим образом:

1. Определяется объемная влажность w_B в зависимости от положения пласта в зонах минерализации пластовых вод (описаны в п. 5.2.2):

1.1. Если пласт находится в I зоне:

$$\lg w_B = -0,41 * \lg \rho_{\Pi} + 1,45 \quad (5)$$

Где ρ_{Π} – удельное электрическое сопротивление пласта, Ом*м

1.2. Если пласт находится во II или III зоне:

$$\lg w_B = -0,47 * \lg \rho_{\Pi} + 1,48 \quad (6)$$

2. Вычисляется коэффициент водонасыщенности K_B :

$$K_B = 100 * \frac{w_B}{K_{\Pi}} \quad (7)$$

3. Рассчитывается коэффициент газонасыщенности $K_{rГ}$:

$$K_{rГ} = 100 - K_B \quad (4)$$

6.3 Оценка результатов интерпретации

6.3.1 Сравнение с результатами интерпретации методом ННК-Т

Проведем сравнительный анализ результатов интерпретации эксплуатируемых коллекторов сеноманской залежи метода дивергентного каротажа (электрический каротаж через обсадную колонну) и нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (в модификации ЗННК-т), проводимого на рассматриваемой скважине №1 Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Таблица 6.1 – Сопоставление текущей газонасыщенности сеноманских отложений скважины №1

Интервал глубин		Интервал глубин (а. о.)		Н	Результаты ГИС открытого ствола			Сопоставление результатов открытого ствола, ДК и ННК-Т в колонне			
кровля	подошва	кровля	подошва		Литология	Качество коллекторов	Насыщение	K_r , открытый ствол	K_r , ДК	K_r , ННК-Т.	Текущее насыщение
м	м	м	м	м				%	%	%	
1138,5	1139,5	1095,0	1095,9	1,0	Песчаник	Пониженное	Газ	66,3	58,1	55,2	Газ
1141,4	1147,0	1097,8	1103,4	5,6	Песчаник	Пониженное	Газ	74,6	72,5	70,4	Газ
1147,0	1148,7	1103,4	1105,1	1,7	Песчаник	Некондиц.	Газ	-	66,4	Некондиц.коллектор	Газ
1154,7	1155,5	1111,1	1111,9	0,8	Песчаник	Пониженное	Газ	65,6	56,7	54,0	Газ
1155,5	1156,2	1111,9	1112,6	0,7	Глина	-	-	-	-	-	-
1157,9	1166,9	1114,3	1123,3	9,0	Песчаник	Пониженное	Газ	65,5	43,7	35,1	Вода
1166,9	1168,6	1123,3	1125,0	1,7	Песчаник	Пониженное	Газ	66,0	33,8	38,0	Вода
1168,6	1169,0	1125,0	1125,4	0,4	Глина	-	-	-	-	-	-
1169,0	1169,8	1125,4	1126,2	0,8	Песчаник	Очень высокое	Газ	89,6	29,7	35,0	Вода
1170,5	1172,0	1126,9	1128,4	1,5	Песчаник	Среднее	Газ	83,1	32,4	33,6	Вода
1172,0	1172,4	1128,4	1128,8	0,4	Глина	-	-	-	-	-	-
1173,9	1177,0	1130,3	1133,4	3,1	Песчаник	Высокое	Газ	86,0	63,6	31,4	Вода
1207,9	1209,1	1164,3	1165,5	1,2	Песчаник	Пониженное	Газ+Вода	45,5	38,6	31,0	Вода
1210,2	1210,9	1166,6	1167,3	0,7	Песчаник	Среднее	Вода	-	32,7	-	Вода
1213,5	1215,0	1169,9	1171,4	1,5	Песчаник	Очень высокое	Вода	-	29,4	-	Вода

Текущее положение газоводяного контакта на рассматриваемой скважине по данным двух методов фиксируется на глубине 1155,5–1156,2 м (а.о. – 1111,9–1112,6 м). Согласно представленной таблице, результаты интерпретации по двум методам максимально сопоставимы и достоверны. Стоит отметить, что в интервале 1156,2–1157,9 по данным электрического дивергентного каротажа наблюдается повышенная газонасыщенность в обводненной части разреза по сравнению с результатами нейтронного каротажа, обусловленная наличием газа в межскважинном пространстве (защемленный газ), что говорит о большей чувствительности электрического метода к определению K_r . Для полной уверенности в достоверности электрического каротажа следует проводить временные замеры ДК. Такие исследования предусматривают наличие опорного (фоновое) замера, с которым сравнивается проводимое измерение.

При сопоставлении начального и текущего газонасыщения выше текущего газоводяного контакта наблюдается тенденция снижения показаний текущей газонасыщенности по данным нейтронного каротажа (по данным электрического каротажа также наблюдается снижение). Данные особенности объясняются повышенным влагосодержанием газа, которое влияет на показания, а также систематическим занижением рассчитываемого коэффициента газонасыщенности по данным нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, в результате чего появляется необходимость подтверждения наблюдаемых снижений по данным независимого метода – дивергентного каротажа.

Для сравнения двух представленных методов приведем основные недостатки каждого – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам имеет ряд недостатков: малая глубинность исследования, не позволяющая отследить изменение газонасыщенности в удаленной части пласта; ограничение по конструкции скважины, предполагающее выполнение исследований только в тех случаях, когда газонасыщенная часть пласта вскрыта на всю мощность [11]; дивергентный каротаж исключает данные

недостатки, но не лишен своих: необходима предварительная подготовка скважины; необходим плотный контакт между секциями колонны для обеспечения качественных результатов записи. Главным преимуществом электрического каротажа над нейтронным является относительная простота определения остаточной газонасыщенности по стандартным методикам оценки насыщенности коллекторов по данным электрометрии, исключающая расчет промежуточных значений, а также возможность сравнения результатов с данными открытого ствола (индукционный каротаж) выше обводненной части разреза.

6.3.2 Сравнение с результатами открытого ствола

Проведем сравнительный анализ данных геофизических исследований, проведенных в открытом стволе методом индукционного каротажа (ИК) и в обсадной колонне методом дивергентного каротажа.

Таблица 6.2 – Сопоставление текущей газонасыщенности и удельного электрического сопротивления сеноманских отложений скважины №1 в открытом стволе и в обсадной колонне

Интервал глубин		Интервал глубин (а. о.)		Н	Результаты ГИС открытого ствола			Сопоставление результатов открытого ствола и ДК в колонне						
кровля	подошва	кровля	подошва		Литология	Качество коллекторов	Насыщение	УЭС открытый ствол по ИК	УЭС по ДК	$K_{п,}$ открытый ствол	$K_{п,}$ ДК	$K_{г,}$ открытый ствол	$K_{г,}$ ДК	Текущее насыщение
м	м	м	м	м			Ом*м	Ом*м	%	%	%	%		
1120,6	1124,0	1077,1	1080,5	3,4	Песчаник	повышенное	Газ	28,9	26,7	33,7	32,2	84,7	79,8	Газ
1127,5	1128,0	1084,0	1084,5	0,5	Песчаник	пониженное	Газ	15,5	15,6	28,9	29,8	73,3	72,0	Газ
1129,7	1130,6	1086,2	1087,1	0,9	Глина	-	-	12,4	15,5	-	-	-	-	-
1130,6	1132,3	1087,1	1088,8	1,7	Песчаник	среднее	Газ	16,2	14,2	31,2	29,4	76,7	70,4	Газ
1141,4	1147,0	1097,8	1103,4	5,6	Песчаник	Пониженное	Газ	17,6	16,1	30	29,9	74,6	72,5	Газ
1147,0	1148,7	1103,4	1105,1	1,7	Песчаник	Некондиц.	Газ	11,4	11,6	26,4	28,5	66,7	66,4	Газ
1151,9	1152,9	1108,3	1109,3	1,0	Песчаник	Некондиц.	Газ	7,1	3,7	26,1	23,3	63,2	30,4	Газ
1155,5	1156,2	1111,9	1112,6	0,7	Глина	-	-	9,5	9,2	-	-	-	-	-
1156,2	1157,9	1112,6	1114,3	1,7	Песчаник	Пониженное	Газ	10,7	10,0	27,5	27,8	65,8	63,1	Вода
1157,9	1166,9	1114,3	1123,3	9,0	Песчаник	Пониженное	Газ	9,9	5,1	27,5	24,1	65,5	43,7	Вода
1168,6	1169,0	1125,0	1125,4	0,4	Глина	-	-	12,8	3,7	-	-	-	-	-
1169,0	1169,8	1125,4	1126,2	0,8	Песчаник	Оч. высокое	Газ	16,6	3,6	37,0	23,2	89,6	29,7	Вода
1170,5	1172,0	1126,9	1128,4	1,5	Песчаник	Среднее	Газ	18,7	3,9	32,8	23,5	83,1	32,4	Вода
1172,0	1172,4	1128,4	1128,8	0,4	Глина	-	-	18,2	3,8	-	-	-	-	-
1173,9	1177,0	1130,3	1133,4	3,1	Песчаник	Высокое	Газ	90,1	10,2	34,5	27,9	86,0	63,6	Вода
1205,2	1206,2	1161,6	1162,6	1,0	Песчаник	Некондиц.	Газ	6,6	3,6	26,6	23,2	65,1	29,6	Вода
1207,9	1209,1	1164,3	1165,5	1,2	Песчаник	Пониженное	Газ+Вода	5,0	4,5	27,8	24,1	45,5	38,6	Вода
1210,2	1210,9	1166,6	1167,3	0,7	Песчаник	Среднее	Вода	3,8	3,9	32,9	23,5	-	32,7	Вода
1213,5	1215,0	1169,9	1171,4	1,5	Песчаник	Оч. высокое	Вода	3,5	3,6	36,1	23,2	-	29,4	Вода

пластов. Рассматривая остальные значения, можно установить, что данные по ДК коррелируются с ИК и наилучшим образом совпадают со значениями удельного электрического сопротивления в открытом стволе. Повторный замер ДК совпадает с первоначальным и показывает также максимальную сходимость. В обводненной зоне наблюдается резко снижение значение сопротивления, а в зоне выше текущего ГВК кривая ДК повторяет фоновую кривую (рис. 6.4).

6.4 Аналитика методов определения текущей газонасыщенности

Основными методами для оценки текущего коэффициента газонасыщенности в обсаженных скважинах являются импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), измеряющий темп спада плотности тепловых нейтронов при облучении горных пород потоком быстрых нейтронов и дивергентный каротаж, измеряющий удельное электрическое сопротивление пород.

Методика интерпретации импульсного метода базируется на расчете декрементов затухания плотности нейтронов для флюидов, которые находятся в поровом пространстве, на основе которых происходит расчет коэффициентов. При выборе оптимального метода решения поставленной задачи выделим основные критерии сравнения двух методов [12].

1. Разрешающая способность по вертикали: 1–2 м - ДК; 0,6 м – ИННК;
2. Радиус исследования: 2–10 м – ДК; 25–35 см – ИННК;
3. Наличие пресных пластовых вод с высоким сопротивлением: ИННК – не работает; ДК – работает, присутствуют погрешности в определении коэффициента газонасыщенности;
4. Присутствие элементов с высоким сечением захвата в пластовой воде: ИННК – работает, присутствуют погрешности в определении коэффициента газонасыщенности; ДК – работает, не влияют на измерения;

5. Наличие фоновых кривых (или же кривых сравнения): ИННК – отсутствуют; ДК – данные электрометрии в открытом стволе;

6. Обработка и интерпретация: ИННК – большое количество промежуточных расчетных факторов; ДК - простота определения остаточной газонасыщенности по стандартным методикам оценки насыщенности коллекторов по данным электрометрии, исключая расчет промежуточных значений.

Проанализировав данные критерии выделим основные преимущества дивергентного каротажа: высокая разрешающая способность, позволяющая не учитывать зону проникновения фильтра, достаточно недолгая и точная интерпретация, наличие фоновой кривой, которой выступает индукционный каротаж, записанный в открытом стволе, с его помощью представляется возможным определить текущее насыщение коллекторов и подтвердить достоверность результатов, полученных в обсадной колонне [12], также важным критерием является высокая стоимость проведения ИННК по сравнению с ДК. Подводя итог, можно сказать, что электрический каротаж в обсадной колонне является отличной альтернативой импульсного нейтронного каротажа и его использование оптимальным для оценки текущей газонасыщенности коллекторов.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Гусяков Семён Сергеевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Виды и стоимость ресурсов: Материально-технические расходы: 147800,65 руб. Расход на человеческие ресурсы: Общая сумма затрат на зарплату и отчисления: 121816,36 руб. Общая сумма затрат на накладные расходы: 26064 руб. Общий бюджет затрат проекта: 295681,01 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Оклады в соответствии с окладами сотрудников НИ ТПУ: Оклад доцента – 39585 руб., оклад исполнителя (студента) равен размеру стипендии – 6825 руб. Премимальный коэффициент – 30%, доплаты и надбавки – 20%, районный коэффициент – 30%, накладные расходы – 16%</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ. Ключевые ставки налогообложения: НДС, налог на прибыль организаций, налог на имущество физ. лиц. Отчисления во внебюджетные фонды – 30%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика проведения научного исследования</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет: материальных затрат, затрат на специальное оборудование, затрат на амортизацию, основной и дополнительной заработной платы исполнителей, отчислений во внебюджетные фонды, накладных расходов. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта</i>
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Расчет интегрального показателя эффективности проекта</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Карта сегментирования рынка</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>Календарный план график проведения работ</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Гусяков Семён Сергеевич		

Глава 7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

С целью анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продвигаться в будущем разработка. Сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками. Сегментирование – это разделение покупателей на однородные группы, для каждой из которых может потребоваться определенный товар (услуга). Можно применять географический, демографический, поведенческий и иные критерии сегментирования рынка потребителей.

Из выявленных критериев целесообразно выбрать два наиболее значимых критерия: размер компании и отрасль, по которой производится сегментирование рынка. Основной рассматриваемой отраслью является нефтегазовая промышленность. Сегменты нефтегазовой промышленности можно разделить на три части: разведка и добыча (компании ведут разведку, бурение, разработку и добычу нефти и газа из недр); транспортировка (компании осуществляют транспортировку нефти и газа из мест их добычи на различные рынки сбыта или другим покупателям); переработка и сбыт (компании закупают сырую нефть у добывающих компаний или заключают договоры на первичную обработку и транспортировку сырой нефти за свой счет от места добычи к нефтеперерабатывающему заводу, где ее можно превратить в продукты переработки).

Таблица 7.1 - Карта сегментирования рынка услуг нефтяной промышленности

		Сегменты нефтегазовой промышленности		
		Разведка и добыча нефти и газа	Транспортировка нефти и газа	Переработка и сбыт нефти и газа
Размер компании	Крупные	«Газпром» «Роснефть» «Лукойл» «Сургутнефтегаз»	«Газпром» «Роснефть» «Транснефть» «Роспан»	«Газпром нефть» «Газпром» «Сургутнефтегаз» «Роснефть»
	Средние	«Иркутская нефтяная компания» «Ачимгаз» Региональные фирмы	«Газпром трансгаз Москва» «Газпром трансгаз Сургут» «НХТК»	Дочерние компании «Газпром» «Татнефть» «Лукойл»
	Мелкие	Региональные фирмы	Частные небольшие компании	

В приведенной карте сегментирования показано, что основными сегментами рынка являются средние и мелкие компании, среди которых и дочерние предприятия крупных компаний, которым передают огромное количество небольших заказов, находящихся на данных месторождениях. Поскольку в данной работе рассматривается комплекс геофизических методов, являющийся частью сегмента «Разведки и добычи нефти и газа», то данный сегмент является наиболее перспективным и рентабельным.

Потенциальным потребителем (заказчиком) являются недропользователи месторождений («Газпром», «Роснефть», «Лукойл»). На рассматриваемом в работе Ямбургском НГКМ недропользователем является «Газпром добыча Ямбург».

Привлекательными в будущем являются направления работ внутри сегмента «Разведки и добычи нефти и газа», такие как контроль за разработкой нефтегазовых скважин, контроль над обводнением скважин и т. д.

7.1.2 Анализ конкурентных решений

В данной работе для определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов используется комплекс методов, включающий электрический каротаж через обсадную колонну.

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. Рассмотрим конкурентные технические решения для определения текущей газонасыщенности через обсадную колонну. Основными конкурирующими решениями являются: определение при помощи нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННК-Т) и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения целесообразно проводить с помощью оценочной карты, представленной в таблице 7.2 в которой рассмотрены три конкурентные разработки.

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, приведенные в таблице 7.2, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации (где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная; веса показателей в сумме должны составлять 1).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i * B_i \quad (11)$$

где K – конкурентоспособность методики определения; B_i – вес показателя (в долях единиц); B_i – бал i -го показателя

Здесь $B_{1/2/3}/K_{1/2/3}$ – баллы и конкурентоспособность электрического каротажа через обсадную колонну, нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа соответственно.

Таблица 7.2 – 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. Радиус исследования	0,05	4	2	3	0,2	0,1	0,15
2. Интерпретация результатов	0,1	5	3	3	0,5	0,3	0,3
3. Масса приборов	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4. Точность определения	0,06	5	4	5	0,3	0,24	0,3
5. Удобство в эксплуатации	0,06	5	4	4	0,3	0,24	0,24
6. Надежность	0,08	4	3	4	0,32	0,24	0,32
7. Универсальность применения	0,06	5	4	3	0,3	0,24	0,18
8. Модернизованность геофизических приборов	0,1	4	4	5	0,4	0,4	0,5
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	3	4	0,6	0,45	0,6
2. Цена	0,12	4	5	2	0,48	0,6	0,24
3. Конкурентоспособность исследования	0,05	5	2	5	0,25	0,1	0,25
4. Обслуживание	0,1	4	4	4	0,4	0,4	0,4
Итого	1	53	44	48	4,33	3,66	3,76

Исходя из данных представленной таблицы, можно заключить, что конкурентоспособность (K_{ϕ}) определения по методу электрического каротажа выше своих конкурентов и имеет ряд преимуществ по следующим параметрам: простота интерпретации результатов, точность определения параметров, универсальность применения. По большинству параметров конкурирующая разработка под номером 3 (импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) не уступает выбранному в данном исследовании методу, но не лишен недостатков: сложность интерпретации результатов, универсальность применения и высокая стоимость проведения исследований. Основными его преимуществами являются точность определения и конкурентоспособность, поэтому при хорошем финансировании и желании иметь более современное оборудование – методика оценки текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов по методу импульсного нейтрон-нейтронного каротажа может являться хорошей альтернативой выбранного в данной работе решения.

7.1.3 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. Дадим трактовку каждому из этих понятий.

Таблица 7.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны НИР:	Слабые стороны НИР:
	С1. Актуальность геофизического контроля над обводнением скважин С2. Выявление пропущенных нефтегазонасыщенных интервалов на длительно разрабатываемых месторождениях С3. Наличие большого объема геофизических данных о исследуемом месторождении С4. Прогнозирование состава притока жидкости	Сл1. Применимость исследования только на поздних стадиях разработки Сл2. Наличие конкурентов Сл3. Низкая периодичность проведения исследований Сл4. Необходимость наличия передовых дорогостоящих приборов для проведения качественных исследований
Возможности НИР:		
В1. Разработка опережающих мер по продлению срока безводной эксплуатации скважин В2. Появление дополнительного спроса на разработку В3. Повышение стоимости конкретных разработок		
Угрозы НИР:		
У1. Нехватка финансирования на дальнейшие исследования У2. Отсутствие спроса на разработку У3. Развитая конкуренция технологий производства		

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.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (означает сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 7.4.

Таблица 7.4 – Интерактивная матрица проекта

		Сильные стороны проекта			
		C1	C2	C3	C4
Возможности проекта	B1	+	-	0	+
	B2	+	+	-	+
	B3	0	+	-	0
Угрозы проекта	У1	-	0	-	-
	У2	+	+	-	+
	У3	+	+	0	+
		Слабые стороны проекта			
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности проекта	B1	+	0	+	+
	B2	0	+	-	+
	B3	+	+	-	+
Угрозы проекта	У1	0	-	-	+
	У2	+	0	+	0
	У3	0	+	0	+

Анализ интерактивных таблиц представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей, или слабых сторон и возможностей и т.д. следующего вида: B1C1C4; B2C1C2C4; B3C2 и т.д. Каждая из записей представляет собой направление реализации проекта.

В рамках третьего этапа составляется итоговая матрица SWOT-анализа (табл. 7.5).

Таблица 7.5 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны НИР:	Слабые стороны НИР:
--	-----------------------------	----------------------------

	<p>C1. Актуальность геофизического контроля над обводнением скважин</p> <p>C2. Выявление пропущенных нефтегазонасыщенных интервалов на длительно разрабатываемых месторождениях</p> <p>C3. Наличие большого объема геофизических данных о исследуемом месторождении</p> <p>C4. Прогнозирование состава притока жидкости</p>	<p>Сл1. Применимость исследования только на поздних стадиях разработки</p> <p>Сл2. Наличие конкурентов</p> <p>Сл3. Низкая периодичность проведения исследований</p> <p>Сл4. Необходимость наличия передовых дорогостоящих приборов для проведения качественных исследований</p>
Возможности НИР:		
<p>V1. Разработка опережающих мер по продлению срока безводной эксплуатации скважин</p> <p>V2. Появление дополнительного спроса на разработку</p> <p>V3. Повышение стоимости конкурентных разработок</p>	<p>1. Актуальность геофизического контроля позволит удовлетворять спрос на разработку</p> <p>2. Большой объем данных позволит решить вопрос продолжения срока эксплуатации безводной скважины</p> <p>3. Комплексное рассмотрение вопроса с использованием данных и прогнозов позволит выделить НИР среди конкурентных проектов</p>	<p>1. Концентрация исследований на низкой периодичности и поздних этапах разработки смогут сделать информацию более устойчивой в узкой сфере, а значит, позволят выделиться среди конкурентов</p> <p>2. Эффективная работа с появляющимся спросом позволит обеспечивать проект прибылью, а значит и создавать ресурсы на работу с дорогостоящим оборудованием</p> <p>3. Повышенная стоимость конкурентных разработок будет выделять НИР более привлекательным предложением</p>
Угрозы НИР:		
<p>У1. Нехватка финансирования на дальнейшие исследования</p> <p>У2. Отсутствие спроса на разработку</p> <p>У3. Развитая конкуренция технологий производства</p>	<p>1. Наличие проблемы обводнения скважин будет стимулировать поддержание спроса, а разработки и имеющиеся данные позволят удовлетворять его</p> <p>2. Актуальность контроля может стимулировать интерес инвесторов к финансированию проекта</p> <p>3. Охват широкой информации об исследуемом месторождении позволит опережать конкурентные разработки</p>	<p>1. Применимость исследования на более поздних этапах создает ценность НИР как заключительного шага, необходимого для контроля над обводнением скважин</p> <p>2. Развитая конкуренция создает поле для развития и определяет вектор, который поможет усовершенствовать процессы разработки</p> <p>3. Низкая периодичность и сниженный спрос позволят сконцентрировать усилия на разработке для существующих проектов и повысят качество работ</p>

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят руководитель и студент. В данном разделе составляется перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проводится распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 7.6.

Таблица 7.6 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работы	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме исследования	Студент
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа района исследования	Студент
	6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Студент
	7	Выбор и обоснование объекта исследования	Студент
	8	Построение геолого-технологической модели продуктивной залежи	Студент
	9	Выбор методики и техники исследования	Студент
Обобщение и оценка результатов	10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Студент
	11	Оценка целесообразности проведения исследования	Руководитель, Студент
Оформление отчета по научно-исследовательской работе	12	Составление пояснительной записки	Студент
	13	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент

7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

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

$$t_{ожі} = \frac{3t_{min} + 2t_{maxі}}{5} \quad (12)$$

Где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.; t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.; $t_{maxі}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

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

$$T_{p_i} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (13)$$

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

В качестве примера рассчитаем продолжительность 1 работы – составление и утверждение технического задания:

$$t_{ожi} = \frac{3 * 6 + 2 * 12}{5} = 8,4 \text{ чел. -дн.}; T_{p_i} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} = \frac{8,4}{1} = 8,4 \text{ раб. дн}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 7.7.

7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{кi} = T_{pi} * k_{кал} \quad (14)$$

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

Согласно данным производственного календаря на 2023 год, количество календарных дней составляет 365 дней, их них количество выходных и праздничных – 92 и 26 дней соответственно. Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 92 - 26} = 1,47 \quad (15)$$

где $T_{кал}$ – количество календарных дней в году; $T_{вых}$ – количество выходных дней в году; $T_{пр}$ – количество праздничных дней в году.

Все рассчитанные значения сведены в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ									Исполнители			Длительность работ в рабочих днях T_{Pi}			Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} чел.-дни			t_{max} чел.-дни			$t_{ожi}$ чел.-дни											
	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3	исп. 1	исп. 2	исп. 3
Составление и утверждение технического задания	6	5	7	12	9	11	8,4	6,6	8,6	1	2	1	8,4	3,3	8,6	12,35	4,85	12,64
Подбор и изучение материалов по теме исследования	7	5	6	11	8	8	8,6	6,2	6,8	1	2	2	8,6	3,1	6,8	12,64	4,56	10,00
Выбор направления исследований	4	5	4	12	10	9	7,2	7	6	2	1	2	3,6	7	3	5,29	10,29	4,41
Календарное планирование работ	7	5	5	9	9	10	7,8	6,6	7	1	2	2	7,8	3,3	7	11,47	4,85	10,29
Проведение теоретического анализа района исследования	8	6	7	11	9	10	9,2	7,2	8,2	1	2	1	9,2	3,6	8,2	13,52	5,29	12,05
Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	7	5	9	12	9	14	9	6,6	11	1	1	1	9	6,6	11	13,23	9,70	16,17
Выбор и обоснование объекта исследования	6	5	7	9	7	9	7,2	5,8	7,8	1	2	1	7,2	2,9	7,8	10,58	4,26	11,47
Построение геолого-технологической модели продуктивной залежи	4	3	5	8	9	9	5,6	5,4	6,6	1	1	1	5,6	5,4	6,6	8,23	7,94	9,70
Выбор методики и техники исследования	8	7	7	15	12	12	10,8	9	9	1	2	2	10,8	4,5	9	15,88	6,62	13,23
Оценка эффективности полученных результатов	6	5	8	13	15	13	8,8	9	10	2	1	2	4,4	9	5	6,47	13,23	7,35
Оценка целесообразности проведения исследования	9	9	13	12	13	16	10,2	10,6	14,2	2	1	1	5,1	10,6	7,1	7,50	15,58	10,44
Составление пояснительной записки	6	5	7	9	9	12	7,2	6,6	9	1	2	1	7,2	3,3	9	10,58	4,85	13,23
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	6	10	9	11	7	7,8	8	1	2	1	7	3,9	8	10,29	5,73	11,76
Итого, дн												93,9	66,5	97,1	138,03	97,76	142,74	
Итого, Руководитель раб. дн												29,3						
Итого, Студент раб. дн												77,7						

Таблица 7.8 – Календарный план график проведения

№ раб	Вид работ	Исполнители	T_{k_i} кал. дней	Продолжительность выполнения работ															
				сентябрь			октябрь			ноябрь			декабрь			январь			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	13	■															
2	Подбор и изучение материалов по теме исследования	Студент	10		■														
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Студент	4			■													
4	Календарное планирование работ	Руководитель	10				■												
5	Проведение теоретического анализа района исследования	Студент	12				■												
6	Анализ ранее проведенных работ на территории исследования	Студент	16					■											
7	Выбор и обоснование объекта исследования	Студент	11							■									
8	Построение геолого-технологической модели продуктивной залежи	Студент	10								■								
9	Выбор методики и техники исследования	Студент	13									■							
10	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, Студент	7										■						
11	Оценка целесообразности проведения исследования	Руководитель, Студент	10											■					
12	Составление пояснительной записки	Студент	13												■				
13	Разработка презентации и раздаточного материала	Студент	12													■			

Руководитель - ■

Студент - ■

7.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе формирования бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением. В данной работе используется следующая группировка затрат по статьям: материальные затраты НТИ; затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ; основная заработная плата исполнителей темы; дополнительная заработная плата исполнителей темы; отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления); затраты на научные и производственные командировки; контрагентные расходы; накладные расходы.

7.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты включают стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта: приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции; покупные материалы для обеспечения нормального технологического процесса и т. д.

В материальные затраты, помимо вышеуказанных, включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т. п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_M = (1 + k_T) * \sum_{i=1}^m Ц_i * N_{расх\ i} \quad (16)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования; $N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.); $Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.); k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы (принимается равным 15% от стоимости материалов). Расчет материальных затрат приведен в таблице 7.9.

Таблица 7.9 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм	Количество			Цена за ед. руб.			Затраты на материалы, З _м , руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Авторучка	шт.	4	4	4	30	30	30	120	120	120
Тетрадь	шт.	2	2	2	55	55	100	110	110	200
Карандаш	шт.	3	3	3	20	20	40	60	60	120
Белая бумага А4	уп.	2	2	3	299	299	299	598	598	897
Блокнот	шт.	1	1	1	35	35	35	35	35	35
Картридж для принтера	шт.	1	1	1	1499	1499	1499	1499	1499	1499
Миллиметровая бумага	уп.	1	1	1	60	60	60	60	60	60
Итого								2482	2482	2931
Итого с учетом транспортно-заготовительных расходов 15%								2854,3	2854,3	3370,65

7.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

Затраты на специальное оборудование включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме.

Для выполнения научного проекта необходимо приобретения специального программного обеспечения для работы с различными типами документов (Microsoft Office), создания и редактирования структурных карт (CorelDraw) и построения карт и трехмерных геологических моделей (Software Surfer)

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Все расчеты по приобретению спецоборудования сводятся в таблице 7.10.

Таблица 7.10 – Расчет бюджета затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование	Кол-во единиц оборудования			Цена единицы оборудования, тыс. руб.			Общая стоимость оборудования + 15% затраты по доставке и монтажу, тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Персональный компьютер	1	2	1	20,49	20,49	31,2	23,56	47,13	35,88
2	Принтер лазерный	1	1	1	8,49	8,49	8,49	9,76	9,76	9,76

3	Клавиатура офисная	1	2	2	0,69	0,69	1,49	0,79	1,59	3,43	
4	Мышь офисная	1	2	2	0,79	0,79	0,79	0,91	1,82	1,82	
5	ПО Microsoft Office 365	1	2	2	7,72	7,72	7,72	8,88	17,76	17,76	
6	CorelDraw 2023	1	2	2	14,2	14,2	14,2	16,33	32,66	32,66	
7	Software Surfer 25	1	0	1	37,5	37,5	37,5	43,13	0,00	43,13	
Итого с учетом затрат по доставке и монтажу 15%									103,36	110,71	144,43

Расчет затрат на амортизацию:

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

$$A_{\text{мес}} = \frac{C_{\text{п}} \cdot N_{\text{А}}}{12} \quad (17)$$

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

Норма амортизации рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{А}} = \frac{1}{\text{СПИ}} \quad (18)$$

где $N_{\text{А}}$ – норма амортизации, о. е., СПИ – срок полезного использования оборудования или ПО, годы. СПИ определяется в соответствии с постановлением правительства РФ от 01.01.2002 N 1 "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". В таблице 11 приведены затраты на амортизацию на период использования оборудования и программного обеспечения для выполнения работы. Продолжительность работ – 5 месяцев.

Таблица 7.11 – Затраты на амортизацию оборудования и программного обеспечения

№ п/п	Наименование	Первоначальная стоимость, руб.	СПИ, годы	$N_{\text{А}}$, о.е.	$A_{\text{мес}}$, руб.	$A_{5\text{мес}}$, руб.
1	Персональный компьютер	35880	3	0,33	986,70	4933,50
2	Принтер лазерный	9760	3	0,33	268,40	1342,00
3	Клавиатура офисная	3430	3	0,33	94,33	471,63
4	Мышь офисная	1820	3	0,33	50,05	250,25
5	ПО Microsoft Office 365	17760	2	0,5	740,00	3700,00
6	CorelDraw 2023	32660	2	0,5	1360,83	6804,17
7	Software Surfer 25	43130	2	0,5	1797,08	8985,42
Итого						26486,96

Таблица 7.12 – Затраты на амортизацию для каждого исполнения

№ п/п	Наименование	A _{5мес} , руб.	Кол-во единиц оборудования			A _{5мес} , руб.		
			Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Персональный компьютер	4933,50	1	2	1	4933,50	9867,00	4933,50
2	Принтер лазерный	1342,00	1	1	1	1342,00	1342,00	1342,00
3	Клавиатура офисная	471,63	1	2	2	471,63	943,26	943,26
4	Мышь офисная	250,25	1	2	2	250,25	500,50	500,50
5	ПО Microsoft Office 365	3700,00	1	2	2	3700,00	7400,00	7400,00
6	CorelDraw 2023	6804,17	1	2	2	6804,17	13608,34	13608,34
7	Software Surfer 25	8985,42	1	0	1	8985,42	0,00	8985,42
Итого						26486,97	33661,1	37713,02

7.3.3 Расчет основной заработной платы исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (19)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата; $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата

Основная заработная плата руководителя рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} * T_p \quad (20)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 4); $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднегодовая заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m * M}{F_d} \quad (21)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

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

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (приведен в табл. 7.13).

Таблица 7.13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Студент
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней выходные/праздничные дни	92/26	92/26
Потери рабочего времени отпуск/невыходы по болезни	48/0	48/0
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	199

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p \quad (22)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$); k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет 0,2; k_p – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{м/руководитель} = 20300 * (1 + 0,3 + 0,2) * 1,3 = 39585 \text{ руб.}$$

Месячный оклад студента складывается из размера стипендии:

$$Z_{м/студент} = 6825 \text{ руб.}$$

Среднегодовая заработная плата:

$$Z_{дн/руководитель} = \frac{Z_m * M}{F_d} = \frac{39585 * 10,4}{199} = 2068,76 \text{ руб.}$$

$$Z_{дн/студент} = \frac{6825 * 10,4}{199} = 356,68 \text{ руб}$$

Таблица 7.14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	Z_m , руб.	$Z_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	20300	0,3	0,2	1,3	39585	2068,76	29,3	60614,67
Студент	5250	-	-	1,3	6825	356,68	77,7	27714,04
Итого $Z_{осн}$								88328,71

7.3.4 Расчет дополнительной заработной платы исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} * Z_{\text{осн}} \quad (23)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12); $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

Таблица 7.15 – Затраты на дополнительную заработную плату

Должность исполнителя	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	60614,67	7273,76
Студент	27714,04	5847,45
Итого		13121,21

7.3.5 Расчет отчислений во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (24)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). Размер страховых взносов принимается равным 30%. Заработная плата студента состоит из стипендии, с которой отчисления не производятся.

Таблица 7.16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	60614,67	7273,76
Коэффициент отчисления во внебюджетные фонды	30%	
Отчисления, руб.	18184,31	2182,13
Итого		20366,44

7.3.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергия, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т. д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1\div 5) * k_{\text{нр}} = (C_{\text{п}} + A + Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}} + Z_{\text{внеб}}) * k_{\text{нр}} \quad (24)$$

где $C_{\text{п}}$ – материальные затраты, руб., A – амортизационные затраты, руб., $Z_{\text{осн}}$ – затраты на основную заработную плату работникам, руб., $Z_{\text{доп}}$ – затраты на дополнительную заработную плату работникам, руб., $Z_{\text{внеб}}$ – затраты на отчисления во внебюджетные фонды, руб., $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента накладных расходов принимается равной 16%.

Тогда по формуле (24):

$$Z_{\text{накл}} = 151673,97 * 0,16 = 26064 \text{ руб.}$$

7.3.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 7.17.

Таблица 7.17 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Материальные затраты НИИ	2854,30	2854,30	3370,65
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	103360,00	110710,00	144430,00
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	88328,71	88328,71	88328,71
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13121,21	13121,21	13121,21
5. Отчисления во внебюджетные фонды	20366,44	20366,44	20366,44
6. Накладные расходы	24185,22	25333,08	26064,00
7. Бюджет затрат НИИ	252215,88	260713,74	295681,01

7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}} \quad (25)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки; Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т. ч. аналоги).

Величина интегрального финансового показателя разработки $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{252215,88}{295681,01} = 0,85$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{260713,74}{295681,01} = 0,88$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{\Phi_{p3} = \Phi_{\text{max}}}{\Phi_{\text{max}}} = 1$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum_{i=1}^n a_i * b_i^a \quad (26)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки; a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания; n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 7.18.

Таблица 7.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	5	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	3	4
3. Качество результатов	0,15	4	4	5
4. Энергосбережение	0,20	3	5	3
5. Надежность	0,25	5	4	5
6. Материалоемкость	0,15	3	2	5
Итого	1	3,90	3,85	4,45

$$I_{p-usc1} = 4*0,1+4*0,15+4*0,15+3*0,2+5*0,25+3*0,15 = 3,90$$

$$I_{p-usc2} = 5*0,1+3*0,15+4*0,15+5*0,2+4*0,25+2*0,15 = 3,85$$

$$I_{p-usc3} = 5*0,1+4*0,15+5*0,15+3*0,2+5*0,25+5*0,15 = 4,45$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки (I_{ucni}) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности (I_{p-ucni}) и интегрального финансового показателя ($I_{финр}^{ucn.i}$) по формуле:

$$I_{ucni} = \frac{I_{p-ucni}}{I_{финр}^{ucn.i}} \quad (27)$$

Тогда:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп.1}} = \frac{3,9}{0,85} = 4,59;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп.2}} = \frac{3,85}{0,88} = 4,37;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}^{исп.2}} = 4,45$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (28)$$

Таблица 7.19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатель	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,85	0,88	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности	3,9	3,85	4,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,59	4,37	4,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,05	0,95	1,02

По полученным результатам можно сделать вывод, что вариант исполнения НИР, которого придерживаются исполнители проекта, обладает наибольшей эффективностью. Данный вариант широко применим, надежен в использовании, обладает большим запасом полезных данных и высоким качеством результатов по сравнению со своими конкурентами, что позволяет считать его эффективным с ресурсосберегающей точки зрения.

7.5 Заключение по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В текущем разделе были рассмотрены вопросы, связанные с проектированием и созданием конкурентоспособных разработок, отвечающих требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

В ходе выполнения были дана оценка коммерческого потенциала проекта: рассмотрен целевой рынок и проведено его сегментирование, проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения (построена оценочная карта) и SWOT-анализ, по результатам которого было выяснено, что комплексное рассмотрение вопроса работы с использованием данных и прогнозов позволит выделить научно-исследовательскую работу среди конкурентных проектов.

Проведено планирование научно-исследовательской работы, определен полный перечень этапов выполнения исследования и трудоемкость выполнения работ. По результатам расчетов была определена длительность выполнения НИР - 143 календарных дня и построен горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представлены протяженными во времени отрезками. В соответствии с календарным планом проведения работы были определены: общая сумма затрат на зарплату и отчисления 121816,36 рублей; общая сумма затрат на накладные расходы 26064 рублей.; общий бюджет затрат проекта: 295681,01 рублей.

Опираясь на данные составленного бюджета работы и сравнения каждого варианта исполнения исследованиями с наиболее целесообразным конкурирующим вариантом, было выявлено, что вариант исполнения, которого придерживаются исполнители НИР, обладает более эффективным

вариантом решения поставленной в работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2281	Гусяков Семён Сергеевич

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

Тема ВКР:

Геофизические исследования скважин с целью определения текущей газонасыщенности эксплуатируемых коллекторов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> сеноманская залежь наблюдательной скважины Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения</p> <p><i>Область применения:</i> геофизические исследования скважин, направленные на оценку текущей газонасыщенности и мониторинга газоводяного контакта сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Климатическая зона:</i> климат района континентальный, среднегодовая температура -7,8 °С, декабрь-февраль -23,1 °С, июль-август до +14 °С</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> геофизическая лаборатория, самоходный каротажный подъемник, передвижная паровая установка, автокран, геофизический кабель, лубрикатор, скважинные приборы, ноутбук для обработки данных</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей:</i> спуск и подъем, замена, запись данных, извлечение скважинных приборов, камеральная обработка геофизических данных</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ПБ 08-37-93 Правила безопасности при геологоразведочных работах;</p> <p>РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах;</p> <p>РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.</p> <p>ГОСТ Р 53709-2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.034-78. Система стандартов безопасности труда. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности.</p> <p>ГОСТ Р 51978-2002. Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия;</p> <p>Глава 50 ТК РФ. Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях</p>

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенным уровень вибрации; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Отсутствие или недостатки необходимого искусственного освещения; 4. Физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса; 5. Монотонность труда, вызывающая монотонию; 6. Длительность сосредоточенного наблюдения; 7. Климатические условия; 8. Укусы насекомых и животных; 9. Повышенная запыленность и загазованность воздуха 10. Вредные вещества; <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы, наносящие удар по телу работающего; 2. Неподвижные части механизмов и оборудования, о которые ударяются движущиеся части тела, работающего; 3. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным гамма-излучением, потоками альфа-частиц и нейтронов; 5. Обрыв линии электропередач; 6. Опасность, вызванная падающими твердыми объектами с высоты на работающего при эксплуатации автокрана; 7. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 8. Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека (повышенное образование электростатических зарядов) <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: противоударные каски, защитные костюмы, теплое нательное белье, виброизолирующие перчатки, рукавицы, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, очки, защитные ограждения, заземление, постоянное теплое помещение для отогрева работников.</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: не воздействуют (удаленность от населенных пунктов);</p> <p>Воздействие литосферу: загрязнение почвы горюче-смазочными материалами, выбросы бурового раствора и углеводородов из скважины, утилизация частей отработавшего оборудования;</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение сточными водами и мусором, бытовыми стоками;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы пыли, выхлопного газа от каротажной станции.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Техногенные аварии (выбросы углеводородов, сопровождающиеся пожарами);</p> <p>Природные катастрофы (ураган, сильные морозы);</p> <p>Геологические воздействия (оползни);</p> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <p>Пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2281	Гусяков Семён Сергеевич		

Глава 8 Социальная ответственность

В дипломной работе рассмотрен комплекс геофизических исследований скважин на эксплуатируемых коллекторах Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения с целью оценки текущей газонасыщенности и последующим мониторингом положения газоводяного контакта сеноманской залежи. Проектируемые геофизические работы будут проводиться в период с сентября по январь включительно. Недропользователь Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения – «Газпром добыча Ямбург», дочерняя компания ПАО «Газпром».

В административном отношении месторождение находится в пределах Тазовского полуострова на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Города Новый Уренгой и Надым находятся, соответственно, в 225 км южнее и в 285 км юго-западнее месторождения.

Данный раздел содержит описание мер по обеспечению благоприятных условий при проведении геофизических исследований на месторождении. Главной задачей раздела является принятие проектных решений, минимизирующих опасные и вредные производственные факторы, снижения негативного воздействия на окружающую среду, а также избежание возникновения чрезвычайных ситуаций.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В трудовом кодексе РФ содержатся основные положения отношений между организацией и сотрудниками, включая режим рабочего времени, оплату и нормирование труда, виды компенсаций при работе, предоставление отпуска, социального страхования и т. д.

Работа в полевых условиях относится к третьей категории тяжести труда – при выполнении работ из-за повышенной нагрузки и не самых

благоприятных условиях труда возникает замедление физиологических функций и индивидуальной производительности. В компании предусмотрен вахтовый график работы (30/30 вне места постоянного проживания работников), включающий дневную с 8:00 до 20:00 и ночную с 20:00 до 8:00 смену исключительно для лиц старше 18 лет. Согласно ч. 1 ст. 299 ТК РФ продолжительность вахты не превышает 30 дней. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (ст. 147 ТК РФ). Существуют надбавки за вахтовый метод, районы крайнего севера (ст. 316-317 ТК РФ), сверхурочную работу, дополнительные дни межвахтового отдыха. Согласно ст. 302 ТК РФ, лицам, выполняющим работы вахтовым методом, работодатель оплачивает проезд от местонахождения компании до места проведения работ и обратно, от места жительства до местонахождения компании. Лицам, работающим в районах крайнего севера, предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск в размере 24 дней, таким образом суммарный годовой отпуск составляет 52 дня (согласно ст. 321 ТК РФ). Также для сотрудников компании предусмотрено добровольное медицинское страхование для обращения в медицинское учреждения за оказанием медицинских услуг.

На базе предприятия проводится проверка работоспособности наземной и скважинной аппаратуры, автокрана, паровой установки и каротажной станции для выполнения исследований.

Согласно РД 153–39.0-072-01 работы на скважины начинаются в случае, если скважина к приезду геофизической партии подготовлена недропользователем для проведения глубинных исследований. Готовность скважины подтверждается двусторонним актом в соответствии с технической инструкцией на провидимые виды работ, который подписывает начальник партии и представитель недропользователя (мастер участка или главный геолог).

Возле скважины должен быть подготовлен участок (размером 10x10 м), удобный для установки на ней каротажной станции, автокрана и передвижной паровой установки с шириной прохода между ними не менее 3 м, и монтажа устьевого оборудования. Положение участка относительно скважины выбирается на безопасном удалении - примерно 20–30 м от устья. Подготовленный для проведения работ участок должен обеспечивать: беспрепятственное передвижение техники, подъездные пути, безопасную эксплуатацию наземного геофизического оборудования, удобный доступ к сети электропитания, беспрепятственное проведение спуск-подъемных операций каротажными зондами в течение времени, отведенного для проведения геофизических исследований.

8.2 Производственная безопасность

В процессе исследования с точки зрения возникающих вредных и опасных факторов общее проведение геофизических работ можно разделить на следующие этапы:

- 1) *Проведение подготовительных работ:* проверка работоспособности наземной и скважинной аппаратуры, подготовленности скважины, установка наземной техники и крепление устьевого оборудования;
- 2) *Проведение геофизических исследований:* скважинные работы и передача материалов в контрольно-интерпретационную партию;
- 3) *Обработка и интерпретация геофизических данных.*

Во время проведения каждого этапа работники партии могут подвергаться различным опасным и вредным производственным факторам, связанными с процессом труда (травмы, заболевания), которые необходимо учитывать и принимать меры по их устранению.

8.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

Таблица 8.1 – Возможные вредные и опасные производственные факторы при проведении геофизических работ

№	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1	Движущиеся машины и механизмы, наносящие удар по телу работающего	ГОСТ 12.3.009–76 ГОСТ 12.2.003-91
2	Неподвижные части механизмов и оборудования, о которые ударяются движущиеся части тела работающего	ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81
3	Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	СП 2.2.3670-20
4	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий	ГОСТ 12.1.019-79 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.4.124-83 ГОСТ 12.1.019–2017
5	Повышенное значение напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.019–2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82
6	Обрыв линии электропередач	ГОСТ Р 70237-2022 ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.051-90
7	Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов	ГОСТ 12.1.045–84 ГОСТ 12.1.030–81 ГОСТ 12.4.124–83
8	Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным гамма-излучением, потоками альфа-частиц и нейтронов	СанПиН 2.6.1.1202-03 СанПиН 2.6.1.2523-09 ГОСТ 17925-72 СП 2.6.1.2612-10
9	Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде	ГОСТ 12.1.003-2014 СП 51.13330.2011 ГОСТ 12.1.029-80
10	Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ГОСТ 31191.1-2004 ГОСТ 12.4.002-97
11	Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека (вредные вещества)	ГОСТ 12.1.007-76
12	Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	СанПиН 1.2.3685–21 ГОСТ 12.1.005–88
13	Производственные факторы, обладающие свойствами биологического воздействия на организм человека (укусы насекомых и животных)	ГОСТ 12.4.296–2013
14	Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека (физические перегрузки, связанные с тяжестью трудового процесса, монотонность труда, вызывающая монотонию, длительность сосредоточенное наблюдение, нагрузка на слуховой аппарат)	MP 2.2.9.2311—07
15	Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016

Движущиеся машины и механизмы, наносящие удар по телу работающего

При проведении геофизических работ источниками механических травм являются движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы оборудования, а также падение твердых объектов на работающего.

При эксплуатации наземной геофизической техники (автокран, каротажная станция, передвижная паровая установка) работниками партии могут возникнуть опасности травмирования в виде ушибов, порезов, переломов и др., которые могут привести к потере трудоспособности. В связи с этим необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. Кроме того, причиной несчастных случаев является также недостаточное обучение рабочих технике безопасности, несогласованность действий членов партии, невнимательность и безответственность при выполнении тех или иных операций.

Места производства работ должны быть оснащены необходимыми средствами коллективной защиты и знаками безопасности, специальными дорожками для безопасного передвижения по рабочей зоне, наличие противооткатных упоров на грузовой технике. Оборудование должно применяться исключительно по назначению в соответствии с требованиями документации, содержаться в исправности и чистоте. Для недопущения наиболее типичной аварийной ситуации - обрыва кабеля машинисту каротажной станции необходимо контролировать движения кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам.

В целях избегания данных опасных и вредных производственных факторов необходимо допускаться к управлению автомобилем и подъемником с механическим приводом только лиц, имеющих на это соответствующие права и разрешения, назначенные непосредственно начальником партии. Согласно ГОСТ 12.2.003-91 в качестве мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; проведение инструктажей техники безопасности по работе с движущимися механизмами.

Неподвижные части механизмов и оборудования, о которые ударяются движущие части тела работающего

На всех этапах проведения работ работники партии могут подвергнуться контакту с неподвижными частями механизмов и оборудования, находящимися на участке работ (неосторожное обращение с оборудованием, движение в небезопасных местах и т.д.). Данные воздействия влекут за собой различные виды травматизма.

Работники партии, находящиеся на рабочих местах обязаны (согласно ГОСТ 12.2.003-91): предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям; части производственного оборудования должны быть защищены ограждениями или расположены так, чтобы предотвратить их случайное повреждение работающими; элементы конструкций производственного оборудования не должны иметь острых углов, представляющих опасность травмирования (если их наличие не определяется назначением этих элементов).

В целях предупреждения производственного травматизма на месте работ необходимо устанавливать ограждения опасных зон (в пределах которой запрещено свободное перемещение работников из-за возможности столкнуться с твердыми объектами); содержать инструменты и рабочее оборудование в исправности; инструменты с режущими кромками и лезвиями необходимо переносить в защитных чехлах и сумках; выбирать оптимальное расположение рабочей зоны; применять средства индивидуальной защиты (защитные каски, ботинки, перчатки, спецодежда); вывешивать инструкции и плакаты по технике безопасности.

Производственные факторы, связанные с аномальными климатическими параметрами воздушной среды

Климат на планируемом участке работ резко континентальный с продолжительной суровой зимой и сравнительно жарким коротким летом. Влияние метеоусловий на организм работников партии достаточно велико – переохлаждение приводит к возникновению простудных заболеваний,

хронических воспалений суставов, мышц, а перегрев – к обильному потоотделению, головокружению, резкой слабости (в тяжелых случаях – тепловой удар).

В связи с этим согласно СП 2.2.3670–20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда" необходимо обеспечить работников подходящей под погодные условия спецодеждой: в теплое время – спецодежда х/б, сапоги, головной убор, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых; зимой – теплая шапка, ботинки, ватные штаны, шуба, рукавица, термобелье. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги. В холодное время года работники должны быть обеспечены теплым помещением для постоянного отогрева при длительном нахождении на открытом воздухе и оптимальным режимом труда во избежание развития простудных заболеваний. Проведение работ в неблагоприятных метеорологических условиях запрещено в целях предотвращения чрезвычайных ситуаций.

Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

В полевых условиях при проведении работ несут опасность поражения частей тела электрическим током элементы каротажной, подключенные к дизельной электростанции с напряжением, не превышающим 380 В. Среди основных источников возникновения производственных травм относится повреждение изоляции проводки, неисправное состояние электростанции, несоблюдение правил техники безопасности при работе с электрическим током.

Электрический ток, проходя через организм человека производит термическое (ожоги участков тела, нагрев органов), электролитическое (разложение крови и нарушение ее физико-химического состава), механическое (расслоение, разрыв тканей) и биологическое (раздражение и

возбуждение живых тканей, нарушение внутренних биологических процессов) действия.

Таблица 8.2 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токи, протекающие через тело человека согласно ГОСТ 12.1.038–82

Род тока	Напряжение, не более В	Ток, не более мА
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять согласно ГОСТ 12.1.019-79: защитные оболочки, ограждения; безопасное расположение токоведущих частей; изоляцию токоведущих частей; рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; блокировку; знаки безопасности; от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим частям, которые могут находиться под напряжением: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; систему защитных проводов; средства индивидуальной защиты; проведение инструктажей по электробезопасности.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

При проведении работ причиной возникновения короткого замыкания в сети элементах оборудования является повреждение изоляции или неправильное действие персонала, осуществляющего работы с электрооборудованием.

При геофизических работах запрещается пользоваться напряжением более 380 В. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Электроустановки, используемые на рабочем месте, должны иметь техническую документацию, в соответствии с которой они допускаются к

эксплуатации. При эксплуатации электрооборудования запрещается: использовать неисправные электроустановки, ремонтировать электрооборудование и линии электропередач под напряжением, а также оставлять под напряжением неиспользуемые электрические сети.

Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов и проверку исправности цепей выполняют лица, прошедшие специальную подготовку, и имеющие группу допуска не ниже третьей с работой в электроустановках напряжением до 1000 В согласно разделу II Правил, утв. Приказом Минтруда № 903н.

Для обеспечения безопасности от поражения электрическим током вследствие короткого замыкания необходимо применение систем защитного заземления, зануления, защитного отключения и других средств и методов защиты, в том числе знаков безопасности и предупредительных плакатов и надписей, проведение инструктажей по электробезопасности, средств индивидуальной защиты (основных до 1000 В: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками; дополнительные до 1000 В: диэлектрические калоши, коврики и подставки). В системах местного освещения, в ручном электрофицированном инструменте и в некоторых других случаях применяют пониженное напряжение.

Обрыв линии электропередач

При эксплуатации автокрана нередко возникают случаи, когда техника задевает и рвет натянутые линии электропередач вследствие неквалифицированности рабочих или неправильно установленными воздушными линиями передач.

Любой оборванный провод следует считать находящимся под напряжением и несущим большую опасность. К проводу не следует приближаться ближе 10 м. Доступ людей к нему нужно максимально ограничить. Наибольшую опасность несут оборванные провода высоковольтной (выше 1000 В) линии электропередачи из-за возникновения

«шагового напряжения». При попадании в зону действия шаговых напряжений человек падает на землю из-за того, что его мышцы начинают произвольно, судорожно сокращаться. Расстояние по горизонтали от крайнего провода воздушной линии электропередачи напряжением до 1 кВ - не менее 1,5 м; свыше 1 до 20 кВ – не менее 2,0 м.

Свободное перемещение в зоне растекания токов замыкания, как в помещении, так и за его пределами, возможно только с применением специализированных электрозащитных средств - диэлектрических бот или диэлектрических галошей. При обрыве провода в местах, где возможно появление людей, до обесточения поврежденной линии необходимо предупреждать приближающихся к месту падения провода людей о возможной опасности удара током. Категорически запрещается установка машин под действующими линиями электропередачи. При обнаружении висящего или лежащего на земле электрического провода, а также поврежденной опоры нужно немедленно сообщить об этом энергопользователю или экстренной службе.

Для обеспечения безопасности от обрыва электропередач необходимо: чтобы трасса воздушных линий электропередачи располагалась так, чтобы обрыв проводов не создавал опасности; не допускать работы автокрана вблизи линий электропередач, находящихся под напряжением; проводить инструктаж техники безопасности при работе с автокраном и электробезопасности; использовать средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током;

Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов

Все технические процессы на участке работ, связанные с трением, размельчением твердых частиц и, переливанием нефтепродуктов, ходьбе, езде на автомобиле и т.д. способствуют повышенному образованию электростатических зарядов. Заряды статического электричества могут

накапливаться и на людях, особенно при пользовании обувью с непроводящими электричества подошвами, одеждой из шерсти, шелка и искусственного волокна, при движении по токонепроводящему покрытию пола. Предельно допустимый уровень напряженности электростатических полей устанавливается равный 60 кВ/м течения одного часа (ГОСТ 12.1.045–84). При превышении установленных значений необходимо применение средств защиты работающих (ГОСТ 12.4124–83).

В качестве мероприятий по защите от статического электричества необходимо: увеличение электрической проводимости окружающей среды, заземление объектов, где ожидаются заряды статического электричества, увлажнение помещений при влажности свыше 60 % заряды не накапливаются, поддерживать равномерный режим работы генераторов и двигателей внутреннего сгорания, чтобы не допустить искрения на коллекторах трения, надежное заземление оборудования.

Для работников, обслуживающих электрические устройства, предполагается инструктаж и использование индивидуальных средств защиты (диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки).

Для обеспечения безопасности работников и сохранности оборудования от разрушения, загорания взрывов при прямых ударах молний используется громоотвод.

Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений, вызванным гамма-излучением, потоками альфа-частиц и нейтронов

Источники ионизирующего излучения широко используются при проведении геофизических исследований. В зависимости от возможных негативных последствий эффекты от полученной дозы излучения могут быть детерминированными (повреждение репродуктивных клеток, незлокачественное повреждение кожи, катаракту глаз и т.д.) и

стохастическими (генные мутации, опухоли, лейкозы, риск возникновения рака).

Все работы согласно СанПиН 2.6.1.1202-03 на буровых скважинах, связанные с применением, хранением и транспортировкой источников, осуществляется под надзором и с разрешения органов, учреждений санитарно-эпидемиологической службы. Основным документом, регулирующим разрешение на право хранения и проведения работ с источником, является санитарный паспорт. К работам с источниками допускаются лица старше 18 лет, прошедшие отбор формирования персонала группы "А" для работы с источниками гамма и нейтронного излучения. Для привлечения внимания к объектам, помещениям и оборудованию потенциальной опасности вредного воздействия ионизирующего излучения устанавливаются знаки радиационной опасности (ГОСТ 17925-72).

Защита работников партии от нейтронного и гамма-излучений должна обеспечиваться: использованием источников с минимальной активностью, необходимой для проведения данного вида работ; максимальным сокращением времени проведения рабочих операций; максимально возможным удалением работающих от источника; применением защитных средств (защитных контейнеров, экранов, дистанционного инструмента, манипуляторов и т.п.). Дозу гамма-излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч).

Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде (повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума)

Шум при проведении геофизических исследований возникает от автокрана, каротажного подъемника, лубрикаторной установки и работы дизельной электростанции. Установлено, что повышенный шум на рабочем месте оказывает негативное влияние на организм работника: развитие у работника партии потери слуха, увеличению риска артериальной

гипертензии, болезней сердечно-сосудистой, нервной систем и др. Специфическим клиническим проявлением длительного воздействия шума является стойкое нарушение слуха, рассматриваемое как профессиональное заболевание (ГОСТ 12.1.003-2014).

Таблица 8.3 - Предельно допустимые и допустимые уровни звукового давления, уровни звука, эквивалентные и максимальные скорректированные по А уровни звука в помещениях производственных СНиП 23-03-2003.

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровень звука L_A , дБА	Макс. уровень звука $L_{A \text{ макс}}$, дБА
	31,5	6,3	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Помещения с постоянными рабочими местами производственных предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	95

В целях защиты от негативного воздействия шума на организм работников (ГОСТ 12.1.029–80) необходимо применение акустических (звукоизолирующие кожухи, кабины, виброизолирующие опоры), архитектурно-планировочных (рациональные акустические решения планировок объектов) и методов коллективной защиты, а также средств индивидуальной защиты (противошумные наушники, вкладыши, шлемы и каски, костюмы).

Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем вибрации

Вибрации при проведении геофизических исследований возникают от наземной геофизической техники, передающиеся через опорные поверхности на тело работника. Установлено, что повышенные вибрации оказывают негативное влияние на организм работника партии: травмам межпозвоночных дисков, деформациям костной ткани, координации движений, частым головным болям, головокружениям, проблемам с вестибулярным аппаратом, зрением, слухом.

Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наземная геофизическая техника, применяемая для проведения работ, относится к машинам типа 1 (машина, которая в процессе работы может передавать вибрацию непосредственно на тело человека). Нормируемыми параметрами вибрации являются средние квадратичные значения виброускорения или его логарифмический уровень. Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает $0,1 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации и $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной.

Основные мероприятия по борьбе с вибрацией: виброизоляция оборудования; уменьшение вибрации в источнике возникновения; установка глушителей вибрации, экранов, виброизоляторов; проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации; обучение рабочих правильному применению машин, уменьшающему риск получения вибрационной болезни; использование средств индивидуальной защиты (изолирующие рукавицы, перчатки, вкладыши).

Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм человека (вредные вещества)

При работах на устье скважины возникают ситуации, когда работники партии контактируют с нефтепродуктами. Воздействие нефтепродуктов на организм человека возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. При хроническом действии нефтепродуктов наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, головокружение, слабость. Действие нефтепродуктов на кожу – типичные кожные заболевания (сухость, воспаление), при длительном воздействии – доброкачественные разрастания.

Согласно классификации ГОСТ 12.1.007–76 по степени воздействия на организм нефтепродукты относятся к 3 классу опасности (умеренно опасные).

Таблица 8.4 – Нормы показателей для 3 класса опасности

Наименование показателя	Норма
Предельно допустимая концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	1,1 – 10,0

Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	151 - 5000
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	5001 - 50000

В целях обеспечения безопасности труда при контакте с вредными веществами необходимо: применять прогрессивные технологии производства, исключая контакт человека с вредными веществами; применять исключительно новое и исправное лубрикаторное оборудования, не допускающее выброс бурового раствора; применять средства индивидуальной защиты, проводить специальную подготовку и инструктаж работников партии, проводить периодический медицинский осмотр лиц, имеющих контакт с вредными веществами, применять инструкции по оказанию неотложной помощи пострадавшим при контакте.

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

В ходе эксплуатации наземной техники образуется большое количество пыли и выхлопного газа, мешающего выполнению работ, эти факторы являются причиной профессиональных заболеваний (дыхательных путей, повреждения глаз и кожи). Также при проведении работ могут происходить непроизвольные выбросы углеводородов, приводящие к отравлению работников.

Метан (основной добываемый газ на месторождении) по степени воздействия на организм человека относится к веществам IV-го класса опасности (малоопасные) по СанПиН 1.2.3685–21. Предельно допустимая концентрация метана в воздухе рабочей зоны составляет 7000 мг/м³ по ГОСТ 12.1.005–88 ССБТ.

Нефть (сырая) по степени воздействия на организм относится к III классу опасности (умеренно опасные) и предельно допустимой концентрацией в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³. Сероводород в смеси с углеводородами (C1-C5) по степени воздействия на организм относится к II классу опасности (высокоопасные) и предельно допустимой концентрацией в воздухе рабочей зоны – 3 мг/м³. Сернистый газ по степени воздействия на

организм относится к III классу опасности и предельно допустимой концентрацией в воздухе рабочей зоны – 10 мг/м³.

В случае превышения установленных предельно допустимых концентраций, работники партии должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (противогазы, респираторы), в качестве коллективной защиты применяются средства вентиляции.

Производственные факторы, обладающие свойствами биологического воздействия на организм человека (укусы насекомых и животных)

При работах на открытой местности представляют опасность мелкие насекомые и животные, укусы которых проявляются в виде покраснений, боли, зуда, а в тяжелых случаях – ухудшению самочувствия, лихорадки и анафилактического шока. Данный производственный фактор проявляется в определенный период года – с мая по сентябрь и оказывает существенное влияние на самочувствие работника партии.

Для снижения негативного воздействия вредного фактора необходимо: проводить вакцинацию работников от наиболее распространенных вирусных заболеваний, передающихся через укусы насекомых (клещевой энцефалит); применение плотной специальной одежды для защиты от вредных биологических факторов согласно ГОСТ 12.4.296-2013; проводить инструктаж по оказанию неотложной помощи пострадавшему; иметь при себе лекарственные препараты для снижения аллергической реакции; страхование работников от укуса опасных насекомых (защита от последствий укуса переносчика вирусов, вызывающих сложные и опасные заболевания)

Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

При проведении геофизических работ необходим постоянный контроль устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника, вызывающий зрительную и умственную нагрузки на организм работника.

Умственная нагрузка заключается в длительном и ненормированном рабочем дне, и сосредоточенном внимании на объекте, при работе в состоянии дефицита времени и высокой степени сложности задания. При переутомлении от умственных нагрузок снижается продуктивность умственного труда, падает внимание, возникает трудность сосредоточения, а также замедляется мышление, что влияет на трудоспособность.

При зрительной нагрузке необходим постоянный зрительный контроль над осуществляемыми работами и наблюдение за регистрацией данных на экране переносного ноутбука, что вызывает перенапряжение мышц глаза. Эти причины влекут за собой ряд последствий: головная боль, ухудшение зрения, двоение изображения и быстрая утомляемость.

Для устранения накопленной усталости и нагрузки на организм человека необходимо выполнять следующие рекомендации (МР 2.2.9.2311—07): регламентированный перерыв для психологической разгрузки; комплекс физических упражнений; микропаузы активного отдыха и снятия эмоциональных перегрузок (психорегуляция); гимнастика глаз;

Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

При проведении геофизических исследований в ночное время суток и камеральных работах в производственных помещениях возникают вредные факторы, связанные с отсутствием достаточного количества света для полноценного освещения рабочей зоны. Длительная работа в условиях недостаточной освещенности приводит к негативным последствиям для организма работника, таким как: развитие близорукости, ухудшение зрения, головная боль, травматизм и пр.

В полевых условиях для создания достаточного уровня освещенности и безопасных условий труда установлена норма освещенности (согласно СТО ПАО «Газпром» и СП 52.13330.2016): на устье скважины – 75 лк. Место проведения работ освещается прожекторами типа ПЗС-45 (размещены сосредоточенные группами на мачтах или высоких местных предметах

высотой 10, 15, или 21 м), обеспечивающими оптимальный уровень освещенности и оказывают благоприятное качество рабочего процесса.

Освещение рабочей зоны для обработки и интерпретации геофизических данных должно обеспечивать: яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, правильную цветопередачу, надежным и удобным при эксплуатации. Освещенность на поверхности экрана не должна быть более 300 лк согласно СП 52.13330.2016 "Естественное и искусственное освещение".

Проведем расчет общего равномерного искусственного освещения для обработки геофизических данных методом коэффициента светового потока:

Длина помещения (a) – 6 м, ширина (b) – 3 м, высота (H) – 3,5 м, высота рабочей поверхности ($h_{р.п.}$) – 0,9 м. Требуется создать освещенность $E_H = 300$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30$ %, потолка $R_{п} = 50$ %, коэффициент запаса $K_z = 1,5$, неравномерности $Z = 1,1$. Выбираем светильники типа ОДОР, тогда λ примем равным 1,3; свес светильников (h_c) примем равным 0,5;

1) Высота светильника над полом ($h_{п}$) равна:

$$h_{п} = H - h_c = 3 \text{ м} \quad (29)$$

Тогда расчетная высота равна:

$$h = h_{п} - h_{р.п.} = 3 - 0,9 = 2,1 \text{ м} \quad (30)$$

2) Расстояние между светильниками (L) равно:

$$L = \lambda * h = 1,3 * 2,1 = 2,73 \text{ м} \quad (31)$$

Оптимальное расстояние l от крайнего ряда светильников до стены рекомендуется принимать равным $l/3 = 2,73/3 = 0,91$;

3) Выбираем тип светильников: светильник типа ОДОР мощностью 65 Вт с длиной $l_{св} = 1,227$ м. Определяем количество рядов светильников

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(\frac{B - \frac{2}{3}L}{L}\right)}{L} + 1 = 1,42 \rightarrow 1 \text{ ряд светильников} \quad (32)$$

Определяем количество светильников лампами:

$$n_{\text{св}} = \frac{(A - \frac{2}{3}L_{\text{между св-ми}})}{l_{\text{св}} + 0,5} = 3,37 \rightarrow 3 \text{ светильника в ряду} \quad (33)$$

4) Общее количество светильников с люминесцентными лампами:

$$N = n_{\text{ряд}} * n_{\text{св}} = 3 \quad (34)$$

Учитывая, что в каждом светильнике установлено 2 лампы, то общее число ламп в помещении:

$$N_{\text{л}} = N * 2 = 3 * 2 = 6 \quad (35)$$

5) Находим индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h * (A + B)} = 0,952 \quad (36)$$

Тогда коэффициент использования светового потока: $\eta - 0,36$;

6) Определяем потребный световой поток ламп

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} * S * K_3 * Z}{N_{\text{л}} * \eta} = 4537,5 \text{ лм} \quad (37)$$

и выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ 65 Вт с потоком 4600 лм;

7) Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100\% \leq +20\% \quad (38)$$

Получаем: $-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} * 100\% \leq +20\% \rightarrow -10\% \leq$

$$1,36\% \leq +20\%$$

8) Электрическая мощность всей осветительной системы:

$$P = N_{\text{л}} * p_{\text{л}} = 6 * 65 = 390 \text{ Вт} \quad (39)$$

План расположения светильников представлен на рисунке 8.1.

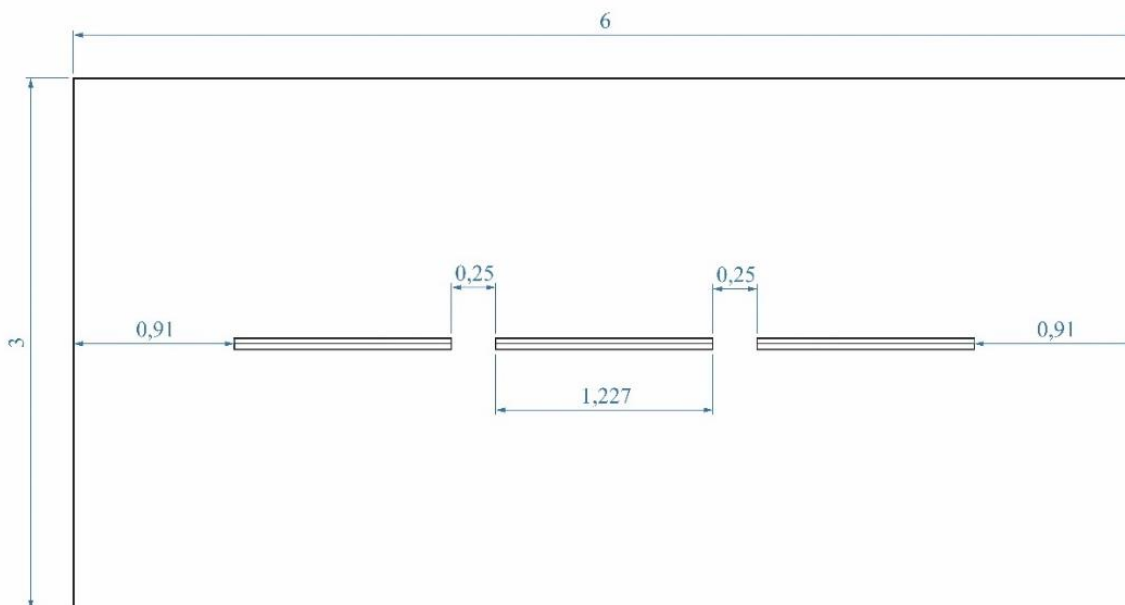


Рисунок 8.1 – План и размещение светильников с люминесцентными лампами

8.3 Экологическая безопасность

При проектировании работ необходимо уделить особое внимание к сохранению всех природных объектов водного и воздушного бассейнов, земных недр и поверхностей.

Атмосфера. Источником загрязнения являются поступления в атмосферу загрязняющих веществ, содержащихся в выбросах отработанных газов двигателей внутреннего сгорания работающей техники (каротажная станция) и автотранспорта и дизельных электростанций.

В целях снижения негативного воздействия загрязняющих веществ на атмосферный воздух необходимо: поддержание техники и автотранспорта в исправном состоянии; запрещение эксплуатации техники и автотранспорта с неисправными или не отрегулированными двигателями и на не соответствующем стандартам топливе;

Гидросфера. Загрязнение поверхностных вод при геофизических работах может происходить за счет смыва в них нефти, газоконденсата, дизельного топлива с талыми водами и загрязнения верхних водоносных

горизонтов в результате инфильтрации загрязняющих веществ с поверхности почвенно-растительного покрова.

Согласно ГОСТ 17.1.3.13-86 с целью обеспечения безопасного пользования гидросферой необходимо: проводить комплекс мероприятий по предотвращению загрязнения, применять специально оборудованные ёмкости для временного хранения скважинной жидкости. Поскольку скважинная жидкость относится к 3–4 классу опасности отходов, то при ее обезвреживании необходимо исключить все виды опасности для людей и окружающей среды и при захоронении ее размещают в специально приспособленных могильниках (ГОСТ Р 53692-2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов»).

Литосфера. Выполнение спуск-подъемных операций с геофизическими приборами сопровождается попаданием небольшого количества бурового раствора на почву, вследствие смены прибора для проведения следующего исследования, а также необеспечения лубрикаторным оборудованием полной герметичности работающей скважины. Вредное воздействие на литосферу включает загрязнение горюче-смазочными материалами от автомашин, утилизацией частей отработавшего оборудования и попаданием скважинной жидкости на почву.

Для обеспечения охраны почв от загрязнения необходимо выполнение следующих мероприятий: использование лубрикаторного оборудования с двойными уплотнителями, не допускающими выбросов и утечек бурового раствора из работающей скважины, периодическая проверка двигателей автомашин отсыпка площадок для размещения техники, сбор, вывоз и захоронение отработавших частей оборудования.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

8.4.1 Анализ возможных ЧС при проведении исследований

На месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований возникают непредвиденные чрезвычайные ситуации: техногенные аварии, связанные с незапланированными выбросами углеводородов, сопровождающиеся сильными пожарами. К основным причинам выбросов относят недолив скважины при спуск-подъемных операциях, поглощение жидкости в скважине, недостаточная плотность бурового раствора.

В случае возникновения выброса работники партии сообщают о ситуации представителю заказчика, противопожарной и пожарной службы, начальник партии эвакуирует работников и геофизическое оборудование, перерубают кабель с прибором (если он находится в скважине), включают противовыбросовое оборудование, обесточивают скважину.

Все случаи выбросов документируются (с указанием причин аварии, работ по устранению и способов избегания ситуации в будущем), создаются копии и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения.

Среди возможных чрезвычайных ситуаций на рабочем участке выделяются природные катастрофы (ураган, сильные морозы) и геологические чрезвычайные ситуации (оползни).

8.4.2 Анализ наиболее вероятных ЧС при проведении исследований

Вследствие несоблюдения правил технической безопасности, источником возникновения пожара, как наиболее типичной ЧС, может послужить работа в полевых условиях с пожароопасными и легковоспламеняющимися веществами.

Причинами возникновения пожаров на рабочем месте может послужить неосторожное обращение с огнем, неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования, отсутствие заземлений, неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.

При возникновении пожара необходимо незамедлительно обратиться к представителю недропользователя, вызвать пожарную часть, удалить из опасной зоны людей, не занятых аварийными работами, приступить к действиям по локализации пожара с учетом рекомендаций. При тушении пожара, возникшего в каротажной станции, которая относится к категории В1-В4 (пожароопасные) согласно НПБ 105–03 применяют углекислотный или порошковые огнетушители, а также песок.

Для быстрой и своевременной ликвидации возможного пожара партия должна иметь доступ к следующему перечню средств пожаротушения: пожарные шкафы с огнетушителями типа ОУ-5, пожарные щиты, пожарные стенды, пожарные ведра, бочки для воды, ящики для песка, тумбы для размещения огнетушителя согласно ГОСТ 12.4.009–83.

Все работники, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного (при приеме) и вторичного противопожарных инструктажей (с проверкой знаний и навыков).

8.5 Заключение по разделу «Социальная ответственность»

Значение всех рассмотренных в разделе производственных факторов, на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, за исключением двух, связанных с микроклиматическими параметрами воздушной среды и психофизиологического воздействия на организм человека. Для минимизации влияния этих факторов достаточно обеспечить подходящей под погодные условия специальной одеждой и теплым помещением для постоянного обогрева, а также соблюдать меры, приведенные в МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности».

Категория помещения по электробезопасности, согласно ПУЭ, соответствует третьему классу - «помещения особой опасности».

Согласно правилам труда по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать III группой допуска по электробезопасности. Присваивается персоналу старше 18 лет, который работает с электроустановками до 1000 В путем аттестации в форме устного или письменного опроса.

Категория тяжести труда при геофизических исследованиях по СанПиН 1.2.3685–21 относится к категории III (работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий).

Место проведения работ относится к категории помещения В1-В4, возможный класс пожара В1. Характеристика веществ и материалов, находящихся в помещении: горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы.

Рассмотренный объект, оказывающий значительное негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

Заключение

Дипломный проект составлен на основе имеющихся геолого-геофизических материалов преддипломной практики (геолого-геофизическая характеристика объекта исследования, данные работ геофизических исследований, результаты интерпретации, материалы геофизических исследований и опубликованные данные) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

В данной работе были представлены общие сведения об объекте исследования, геолого-геофизическая характеристика, проведен анализ основных результатов ранее проведенных геофизических работ и обоснован объект исследования – сеноманская залежь наблюдательной скважины Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Поставлены задачи геофизических исследований – определение текущей и остаточной газонасыщенности и текущего положения газводяного контакта. На основании анализа материалов построена физико-технологическая модель и выбран проектный комплекс геофизических методов для решения поставленных геологических задач. При составлении методики проектных работ описаны технические аспекты выполняемого комплекса методов, характеристики аппаратуры для проведения исследований и приведен алгоритм обработки и интерпретации данных. В специальной главе описана методика определения текущей газонасыщенности коллекторов сеноманской залежи по данным электрического дивергентного каротажа через обсадную колонну и проведено сравнение результатов интерпретации с данными нейтронного каротажа и результатов открытого ствола.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» была дана оценка коммерческого потенциала инженерных решений, был составлен план и график разработки и внедрения инженерного решений, составлен бюджет инженерного проекта, а также дана

оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности инженерного решения и потенциальных рисков.

В разделе «Социальная ответственность» были составлены проектные решения, минимизирующие опасные и вредные производственные факторы, даны рекомендации по снижению негативного воздействия на окружающую среду, а также мероприятия по избежанию возникновения чрезвычайных ситуаций.

Список использованных источников

1. Кирсанов, С. А. Использование гравиметрических наблюдений для контроля процесса обводнения при разработке месторождений природного газа / С. А. Кирсанов, С. К. Ахмедсафин, О. А. Богданов // Вестник ЦКР Роснедра. – 2012. – № 3. – С. 2–8.

2. Богданов О. А. Моделирование геофлюидальных систем обводняющихся залежей сеномана Надым-Пур-Тазовского региона: автореферат дис. ... канд. г.-м. наук / Богданов Олег Александрович ; Газпром ВНИИГАЗ. - Москва, 2018. - 23 с.

3. РД 153–39.0–072–01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: дата введения 2001-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200056065> (дата обращения: 26.05.2022). – Текст : электронный.

4. Сковородников И.Г. Геофизические исследования скважин: учебник для вузов. 4-е изд., переработ. и дополн.; Урал. гос. горный ун-т. Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. 456 с. – ISBN 978-5-8019-0315-6.

5. Патент № 2176802 Российская Федерация, МПК G01V3/20. Способ электрического каротажа обсаженных скважин : № 2001104501/28 : заявл. 20.02.2001 : опубл. 10.12.2001 / Кашик А.С., Рыхлинский Н.И. – 14 с.

6. Атабаева Ф.Р. Интерпретация данных электрического дивергентного каротажа // Educational Research in Universal Sciences. - 2022. - №1 (4). - С. 297–303. – ISSN 2181-3515.

7. Плотников, В. Л. Метрологическое обеспечение измерений как основа эффективности геофизических работ / В. Л. Плотников, В. П. Цирульников, В. В. Первушин // Газовая промышленность. – 2019. – № S2(786). – С. 60-66.

8. ГОСТ Р 8.645–2008. Метрологическое обеспечение работ по геологическому изучению, использованию и охране недр в Российской Федерации: дата введения 2009-03-01. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200067418> (дата обращения: 24.05.2023). - Текст : электронный.

9. Фасхутдинов, Ф. Т. Комплексное применение электрического дивергентного и импульсного нейтронного каротажа в обсаженной скважине при изучении и разработке трудноизвлекаемых запасов / Ф. Т. Фасхутдинов // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5(81). – С. 96-101. – EDN NPYYQI.

10. Метод наноэлектрического каротажа через обсадную колонну для оценки невыработанных запасов нефти и количественного определения коэффициента нефтенасыщенности горных пород / В. Е. Цой, Н. И. Рыхлинский, В. А. Жуков [и др.] // Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 3. – С. 47-58. – EDN NCYGEZ.

11. Патент № 2631287 С1 Российская Федерация, МПК E21В 47/00, G01V 3/18. Способ мониторинга широкомасштабного изменения газоводяного контакта при разработке газовых месторождений : № 2016132636 : заявл. 09.08.2016 : опубл. 20.09.2017 / В. Ю. Силов, А. И. Мальцев, Е. В. Чепкасова [и др.] ; заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Газпром добыча Ноябрьск".

12. Сизов, Д. А. Аналитика методов определения остаточного коэффициента нефтегазонасыщения в обсаженных скважинах / Д. А. Сизов,

А. В. Вдовкин // Труды университета. – 2021. – № 2(83). – С. 107-113. – DOI 10.52209/1609-1825_2021_2_107. – EDN NSZZML.

13. Обзорная карта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Ред. Брехунцов А.М., Нестеров И.И., Шпильман В.И. 1990, Масштаб 1:1000000.

14. Фондовые материалы ООО «Газпром Недра» ПФ «Севергазгеофизика»

15. Бурков, Ф. А. Геофизические исследования скважин: учебное пособие / Ф.А. Бурков, В.И. Исаев, Г.А. Лобова ; Томский политехнический университет. – 2-е изд., доп. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. – 110 с.

16. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» ВКР магистра и специалиста всех направлений и форм обучения ТПУ/Е.Н. Пашков, А.И. Сечин, И.Л. Мезенцева, О.А. Антонец, И.И. Авдеева – Томск: Изд-во ТПУ, 2022. – 18 с.

17. ПБ 08-37-93 Правила безопасности при геологоразведочных работах.

18. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

19. ГОСТ Р 53709–2009. Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования.

20. ГОСТ 12.2.034–78. Система стандартов безопасности труда. Аппаратура скважинная геофизическая с источниками ионизирующих излучений. Общие требования радиационной безопасности.

21. ГОСТ Р 51978–2002. Кабели грузонесущие геофизические бронированные. Общие технические условия.

22. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 19.12.2022, с изм. от 11.04.2023).

23. ГОСТ 12.3.009–76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
24. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
25. СП 2.2.3670–20 Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда.
26. ГОСТ 12.1.019–79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
27. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
28. ГОСТ 12.4.124–83 ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
29. ГОСТ 12.1.019–2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
30. ГОСТ 12.1.045–84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля.
31. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
32. СанПиН 2.6.1.1202-03 «Гигиенические требования к использованию закрытых радионуклидных источников ионизирующего излучения при геофизических работах на буровых скважинах».
33. СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009.
34. ГОСТ 17925–72. Знак радиационной опасности.
35. СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.
36. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
37. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

38. ГОСТ 12.1.029–80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
39. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
40. СанПиН 1.2.3685–21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
41. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
42. ГОСТ Р 12.4.296–2013. ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных).
43. МР 2.2.9.2311–07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности».
44. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
45. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.
46. ГОСТ Р 53692–2009 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Этапы технологического цикла отходов».
47. ГОСТ 12.4.009–83. ССБТ. Пожарная техника для защиты объектов.
48. НПБ 105–03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
49. Правила устройства электроустановок (ПУЭ. 7-е изд.). - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. - 464 с.
50. Приказ Минтруда России от 15.12.2020 № 903н (ред. от 29.04.2022) «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

Приложение Б. Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

