

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

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 «Технология геологической разведки»

Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
Геофизические исследования продуктивной части разреза Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯМАО)

УДК 553.98:550.83(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Кузьмин Михаил Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Юрий Викторович	к.г.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

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

Томск – 2022 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	Применять математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности
P2	Анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности
P3	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Ростовцев В. В.

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломный проект

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Кузьмину Михаилу Валерьевичу

Тема работы:

Геофизические методы исследования скважин с целью оценки их технического состояния на Уренгойском газовом месторождении (ЯНО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 21-49/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	1. Общие сведения об объекте исследования 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов проведенных геофизических исследований по скважинам и разрезу.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Обновлена методика, поправка за пластовые условия в К _п .
Перечень графического материала	1. Обзорная карта района работ. 2. Литолого-стратиграфический разрез 3. Тектоническая карта района работ 4. Карта нефтегазоносности Ямбургского месторождения 5. Структурная карта по кровле сеноманской продуктивной толщи Ямбургского месторождения

Консультант по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна доцент, к.э.н
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович старший преподаватель

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Колмаков Юрий Викторович	к.г.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Кузьмин Михаил Валерьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2271	Кузьмину Михаилу Валерьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Геология
Уровень образования	Специалитет	Направление / специальность	21.05.03 Технология геологической разведки «Геофизические методы исследования скважин»

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

1. Виды и объемы проектируемых работ	1. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49). 2. Нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др. 3. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии	1. Расчет затрат времени
2. Расчет затрат труда	2. Сметные расчеты по видам работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Кузьмин Михаил Валерьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2271		Кузьмин Михаил Валерьевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Геология
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	Технология геологической разведки

Тема ВКР:

<p>Геофизические исследования продуктивной части разреза Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯМАО)</p>	
<p>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</p>	
<p>1. Характеристика объекта исследования и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является проектная скважина на Ямбургском месторождении. Участок геофизических работ находится в тундровой зоне. Климат субарктический. Выполнение работ ГИС на Ямбургском месторождении осуществляется в полевых и камеральных условиях. Осуществляется проектирование комплекса геофизических исследований скважин с целью уточнения запасов сеноманского горизонта.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93.</p>
<p>2. Производственная безопасность 2.1 Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению при геофизических исследованиях и камеральных работах, на месторождении в ЯМАО 2.2 Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению при геофизических исследованиях и камеральных работах на месторождении в ЯМАО</p>	<p>Вредные факторы: 1. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм рабочей зоны; 2. Повышенные уровни шума на рабочем месте; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; 4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений.</p> <p>Опасные факторы: 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>3. Экологическая безопасность</p>	<p>В данном разделе рассматривается пагубное влияние геофизических исследований скважин на литосферу, гидросферу и атмосферу: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - загрязнением поверхностных водных</p>

	источников и подземных вод; - повреждением почвенно- растительного покрова.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	В данном разделе описывается при геофизических исследованиях скважин на открытой местности безопасность при возникновении ЧС: - незапланированные выбросы углеводородов.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2271	Кузьмин Михаил Валерьевич		

Сокращения, условные обозначения, символы и специальные термины

а.о. – абсолютная отметка

АК – акустический каротаж

БК – боковой каротаж

БКЗ – боковое каротажное зондирование

ВНК – водонефтяной контакт

ГВК – газовойдной контакт

ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной

ГИС – геофизическое исследование скважин

ГЗ – градиент зонд

ГК – гамма каротаж

ГП – горная порода

ИК – индукционный каротаж

КВ – кавернометрия

КС – метод кажущегося сопротивления

МКЗ – микрокаротажное зондирование

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ННК-Т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

ПЗ – потенциал зонд

ПС – метод самопроизвольной поляризации

ПЖ – промывочная жидкость

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

Реферат

Выпускная квалификационная работа 107 страниц, 12 рисунков, 14 таблиц, 28 источников.

Ключевые слова: Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, Сенноманский нефтегазоносный комплекс, Ямбургское НГКМ, Геофизические исследования, Геологическая интерпретация, Базовая методика подсчета, Поправка за коэффициент пористости.

Объектом исследования является сенноманский продуктивный горизонт Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Цель работы: составление проекта на исследование сенноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения геофизическими методами с целью уточнения запасов обновленной методикой.

В процессе исследования проводились геофизические работы в открытом стволе.

Основные результаты: построена физико-геологическая модель объекта с использованием типовой методики оценки запасов, а также рассмотрена обновленная методика подсчета запасов с поправкой за пластовые условия.

Область применения: для фонда добывающих, длительно работающих скважин.

Значимость работы: результат ВКР имеет практическое значение, обновленная методика дает более точные подсчеты запасов газа.

Abstract

Graduation qualification work 107 pages., 12 pictures, 14 tables, 28 sources.

Key words: West Siberian oil and gas bearing province, Cenomanian oil and gas bearing complex, Yamburg OGCF, geophysical studies, geological interpretation, basic calculation technique, correction for porosity coefficient.

The object of the study is: the Cenomanian productive horizon of the Yamburg oil-gas-condensate field.

Purpose of work: to make a project on study of the Cenomanian reservoir of Yamburgskoye oil-gas-condensate field by geophysical methods in order to specify reserves with the updated methodology.

In the course of the study, geophysical work was carried out in an open borehole.

Main results: a physico-geological model of the object was built using standard reserve estimation methodology and an updated methodology of reserves estimation with correction for reservoir conditions was considered.

Scope: for a stock of producing, long-operating wells.

Significance of the work: the result of the work has practical value; the new methodology gives more accurate estimates of gas reserves.

Содержание

Введение.....	13
1. Общие сведения об объекте исследования.....	14
1.1. Физико-географическая характеристика района работ	14
1.2. Геолого-геофизическая изученность	16
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	22
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика продуктивного	22
разреза	22
2.2. Тектоника.....	29
2.3. Гидрогеологическая характеристика разреза	34
2.4. Нефтегазоносность	35
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических	44
исследований	44
3.1. Литологическое расчленение	44
3.2. Выделение коллекторов	45
3.3. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и	47
характера насыщения	47
4. Основные вопросы проектирования	48
4.1. Задачи геофизических исследований	48
4.2. Обоснование объекта исследований (месторождения, участка	48
месторождения, скважины)	48
4.3. Физико-геологическая модель объекта исследования. Выбор методов и	50
обоснование геофизического комплекса.....	50
5. Методические вопросы.....	52
5.1. Методика и техника выполнения работ	52
5.2. Интерпретация геофизических данных.....	58
6. Специальное исследование	67
6.1. Выделение коллекторов, определение эффективных толщин.....	67
6.2. Оценка характера насыщенности коллекторов, определение эффективных	69
газонасыщенных толщин	69
6.3. Определение коэффициента пористости и литологическое расчленение	70
разреза	70
6.4. Определение поправки за пластовые условия в коэффициент	71
пористости.....	71
6.5. Определение коэффициентов газонасыщенности.....	71
7. Финансовый менеджмент,.....	75

ресурсоэффективность и ресурсосбережение	75
7.1. Организация работ и условия труда	75
7.2. Расчет затрат времени и стоимости комплекса ГИС на Ямбургском месторождении.....	79
8. Социальная ответственность	83
8.1. Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению	85
8.2. Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению	94
8.3. Экологическая безопасность	99
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	100
8.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	101
Заключение	105
Список использованных источников	106

Введение

На современном этапе развития наблюдается ярко выраженное лидерство Российской Федерации на мировом рынке энергоносителей. Для повышения эффективности использования энергоресурсов необходимо производить регулярный учет и переоценку запасов нефти и газа.

Ямбургское месторождение находится в Заполярной части Западно Сибирской равнины, на Тазовском полуострове.

Данное месторождение занимает пятое место в мире по объему исходных запасов газа. Открыто в 1969 году, разработка месторождения начата в 1980 году, добыча осуществлена в 1986 году.

Отдельные участки эксплуатируются с 2006 года. Значительная доля данных участков слабо исследована геофизическими скважинными методами. Существует необходимость устранить эти пробелы для увеличения промышленной значимости данного объекта.

Целью работы является составление проекта на исследование сеномаской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения геофизическими методами с целью уточнения запасов с использованием обновленной методики.

Базовыми данными для решения поставленной цели служит материал, собранный во время прохождения производственных практик на предприятии ООО «Газпром недра» ПФ «Севергазгеофизика», также в данной работе изучались и использовались литературные и фондовые источники.

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

3.1. Литологическое расчленение

Анализ необходимо начать с комплексной геологической интерпретации диаграмм геофизических методов для расчленения разреза скважины и составление предварительной литологической колонки. В песчано-глинистом разрезе основными методами для литологического расчленения служат методы потенциалов собственной поляризации (ПС), бокового каротажа (БК).

По результатам анализа каротажной диаграммы выделяют следующие пласты (рис. 3.1):

Глины являются плотными непроницаемыми породами. Выделение их на кривой ПС высокими значениями (34-40 мВ), что вызвано образованием избыточного положительного заряда на стенке скважины (диффузионно-адсорбционного потенциала). Им свойственны низкие значения по НГК (0,68 – 0,9 у.е.) вызванные влиянием водородосодержания пород, тем выше, чем больше пористость пород, а также пониженными значениями по зондам БК (7 – 12 Ом). Песчаники хорошо проницаемые породы. По кривой ПС можно видеть, что значения минимальны (12,5 – 25 мВ) по сравнению с глинами, что вызвано образованием избыточного отрицательного заряда на стенке скважины (диффузионного потенциала). На НГК значения повышенные (1,2 у.е.) из-за химически несвязанной воды, вследствие чего даже самые пористые отмечаются более высокими значениями НГК. Сравнительно невысокий перепад (5-14 мВ) между диффузионно-адсорбционными и диффузионными потенциалами объясняется низкой минерализацией пластовой воды.

Карбонитизированный песчаник (плотный) на диаграмме ПС не выделяется, по НГК (~1,6 у.е.). Такие низкие значения, обуславливаются мощностью пластов менее двух метров. Расхождение градиент и потенциал зондов выше, чем у песчаников, но ниже чем у углей. Из-за высокой плотности породы, показания акустического каротажа достаточно велики. На диаграмме метода

ННК-Т, выделяется максимальными значениями ($\sim 3,7$ у.е.). Этот метод поможет в определении данного песчаника.

При нахождении угля в пласте, на кривой ПС никак не выделяется. Расхождение градиент и потенциал зондов на пласте угля максимальное. Уголь образуется из пористой породы и тем самым обладает самой высокой пористостью, что определяет самые низкие значения интервального времени.

3.2. Выделение коллекторов

Прямые качественные признаки, с помощью которых в терригенном разрезе выделяют песчаные и алевритовые коллекторы:

- отрицательная аномалия ПС, если $\rho_{\text{ф}} > \rho_{\text{в}}$, положительная аномалия, если $\rho_{\text{ф}} < \rho_{\text{в}}$;
- положительное приращение ($\rho_{\text{к мпз}} > \rho_{\text{к мгз}}$) на диаграмме микрозондов;
- сужение диаметра скважины за счет наличия глинистой корки, $d_{\text{с}} > d_{\text{н}}$;
- наличие повышающего проникновения фильтрата глинистого раствора в пласт, отмеченное по трехслойным кривым БКЗ или по результатам измерений установками с различной глубиной исследования;
- минимальные показания на диаграмме ГК;
- средние показания на диаграмме НГК. Исключения составляют газоносные коллекторы с неглубокой зоной проникновения. В этом случае показания НГК не отличаются от показаний в плотных породах;
- увеличение интервального времени ΔT на диаграмме акустического каротажа.

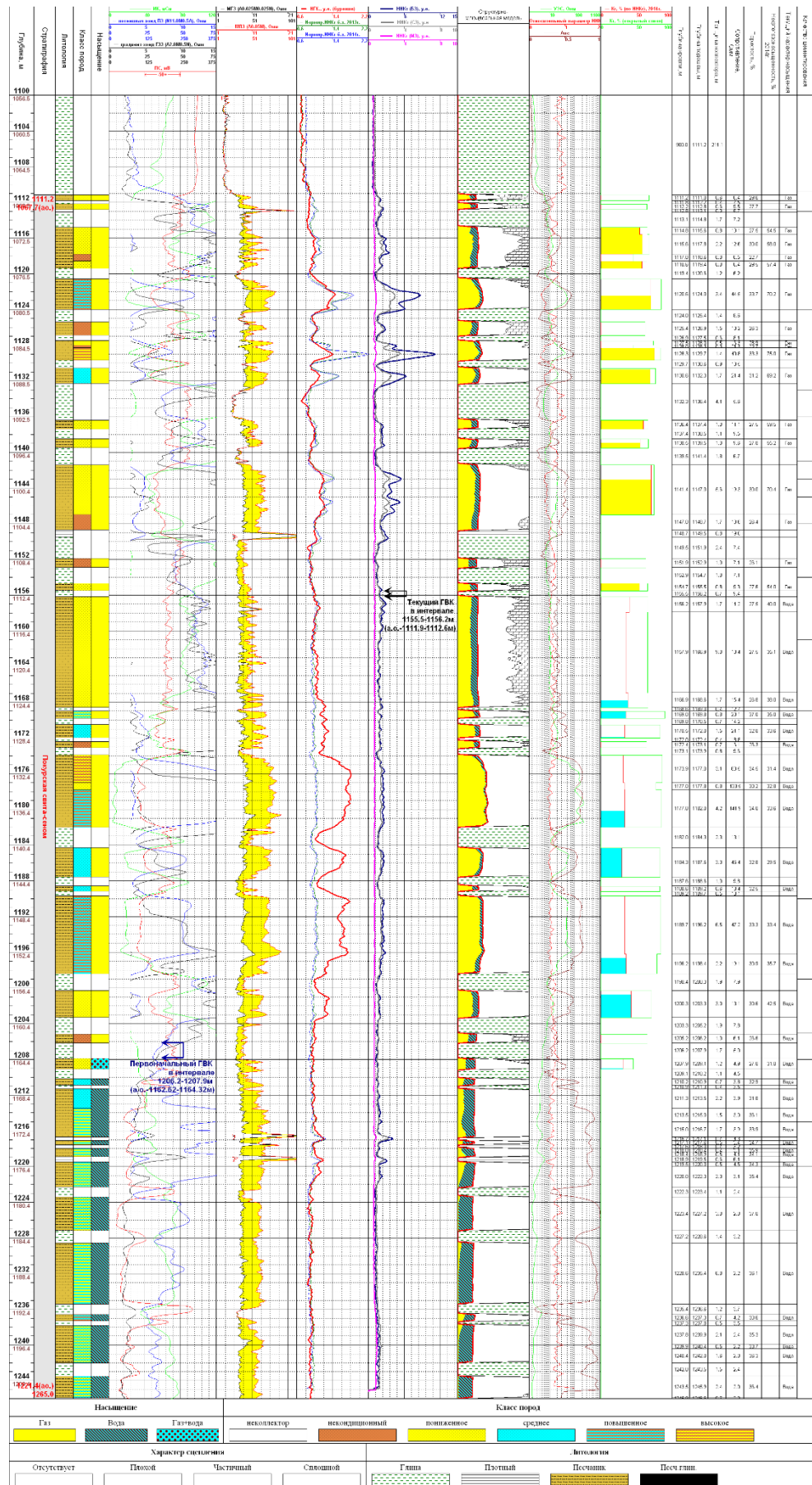


Рисунок 3.1 – Диаграмма исследований наблюдательной скважины №4160 Ямбургского месторождения

3.3. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и характера насыщения

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

Для определения характера насыщения необходимо определить коэффициент пористости методом самопроизвольной поляризации (ПС), акустического каротажа (АК) и гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П).

Водонасыщенные коллекторы отмечаются повышенным водородосодержанием, следовательно, имеют пониженные значения по ННК, а газонасыщенные насыщения благодаря пониженному водородосодержанию – повышенные (рис. 3.1).

Положение ГВК сеноманских отложений на дату вскрытия бурением 31.01.1991 г. отмечалось в интервале 1206,2-1207,9 м. В 2013 году газоводяной контакт сместился и отмечался на глубине 1155,5 – 1156, 2 м.

По результатам сопоставления временных замеров НГК бурения и НГК-2013г./2014г. и ННКТ-б.з.-2013г./2014г. текущий ГВК находится в интервале 1155,5-1156,2м (рис. 3.1).

Положение ГВК по отношению с замерами 2013г. не изменилось.

Стоит отметить, что коэффициенты $K_{н}$, $K_{г}$ и $K_{в}$ являются функциями

$$P_{н} = \frac{\rho_{п}}{\rho_{в}}$$

4. Основные вопросы проектирования

4.1. Задачи геофизических исследований

В ходе исследования скважины Ямбургского месторождения, необходимо решить ряд типовых задач с помощью геофизических методов:

- литологическое расчленение разреза скважины;
- выявление коллекторов и определение их эффективных мощностей;
- количественная оценка физико-емкостных параметров пластов;
- разграничение пластов по характеру насыщающего флюида ;
- определение положения газоводяных и водонефтяных контактов.

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

Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является по своей структуре уникальной за счет таких газовых залежей, как сеноманская. Сеноманский нефтегазоносный комплекс продуктивен по всей провинции.

Необходим более точный подсчет запасов залежи, так как данных, которыми мы располагаем с наиболее близких скважин недостаточно. К тому же мешает их удаленность друг от друга.

Чтобы устранить возникшую проблему, была запроектирована скважина, которую планируется разместить к Юго-Востоку от 915 и к Северо-Западу от 1001 эксплуатационных кустов. На рисунке будет продемонстрировано расположение скважины на структурной карте кровли продуктивной толщи Ямбургского месторождения (рис. 4.1).

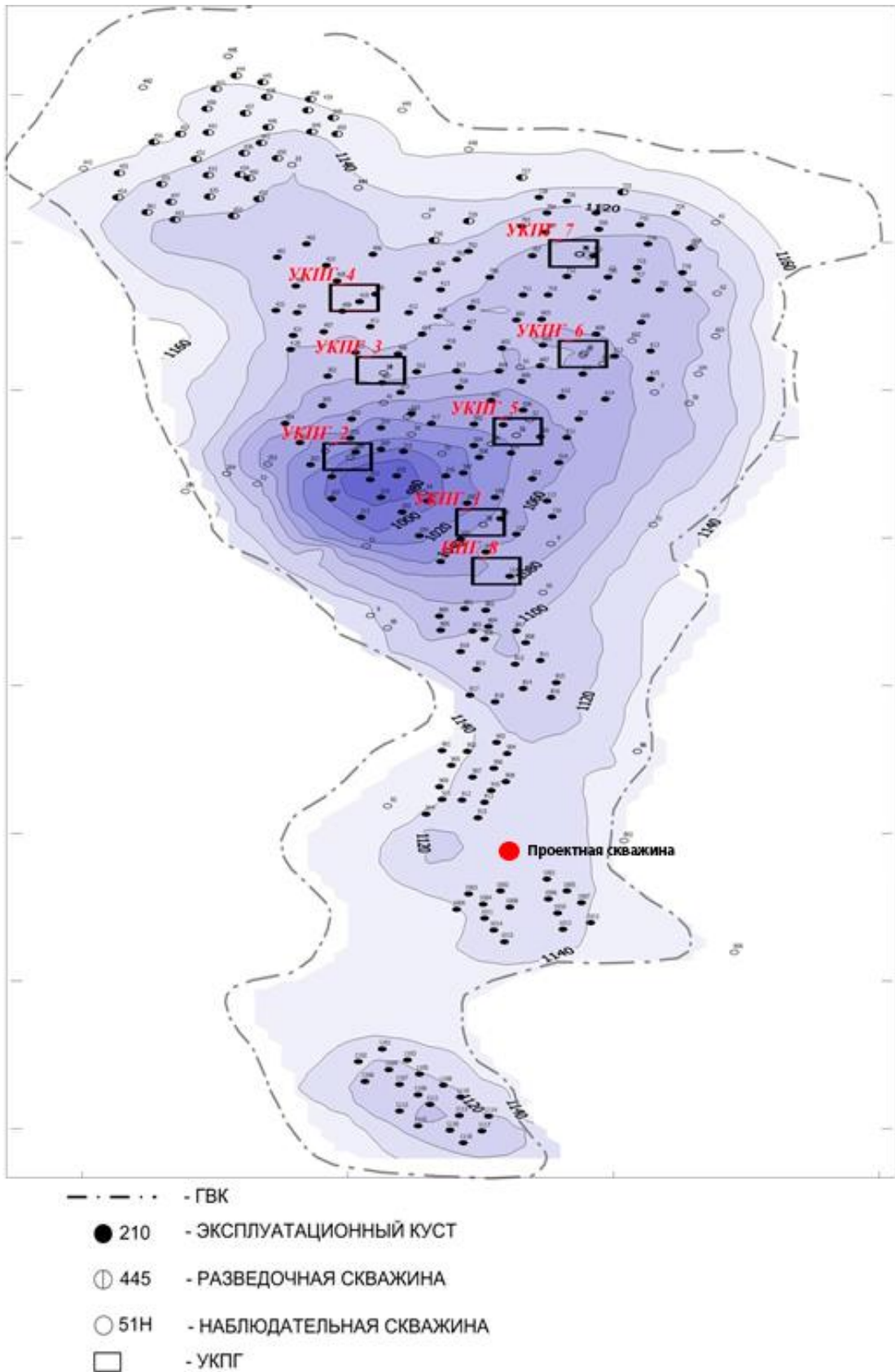


Рисунок 4.1 – Расположение спроектированной скважины на Ямбургском НГКМ

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

Физико-геологическая модель объекта была построена, исходя из данных полученных с соседних скважин месторождения. Полученная модель является типовой для терригенного разреза. Представленные на ней породы, в том числе слагают разрез Ямбургского НГКМ.

Глины отмечаются положительными аномалиями на диаграмме ПС (самопроизвольной поляризации), повышенными показаниями ГК (гамма-каротажа) и низкими значениями по НГК (нейтронного-гамма каротажа) и КС (кажущегося сопротивления).

Песчаники отмечаются отрицательными аномалиями по ПС, пониженными значениями по ГК, более высокими значениями по НГК и КС.

Насыщение коллекторов определялось по методу НГК и КС. Показания метода НГК для газа показывают более высокие значения, чем для воды и усреднённые при их смешивании. Метод КС для коллекторов, наполненных газом показывает приблизительно равные значения для ГЗ (градиент-зонд) и ПЗ (потенциал-зонд), в то время как, коллектора наполненные водой имеют большую амплитуду расхождения, т.е. ГЗ показывает низкие значения, а ПЗ высокие. При смешивании газа с водой у метода КС приблизительно равные значения для каждого зонда.

Уголь по методу КС имеет максимально допустимые значения, в то время как, показания ГК, НГК и ПС колеблются в пределах минимума.

Физико-геологическая модель для Ямбургского НГКМ представлена ниже (рис. 4.2).

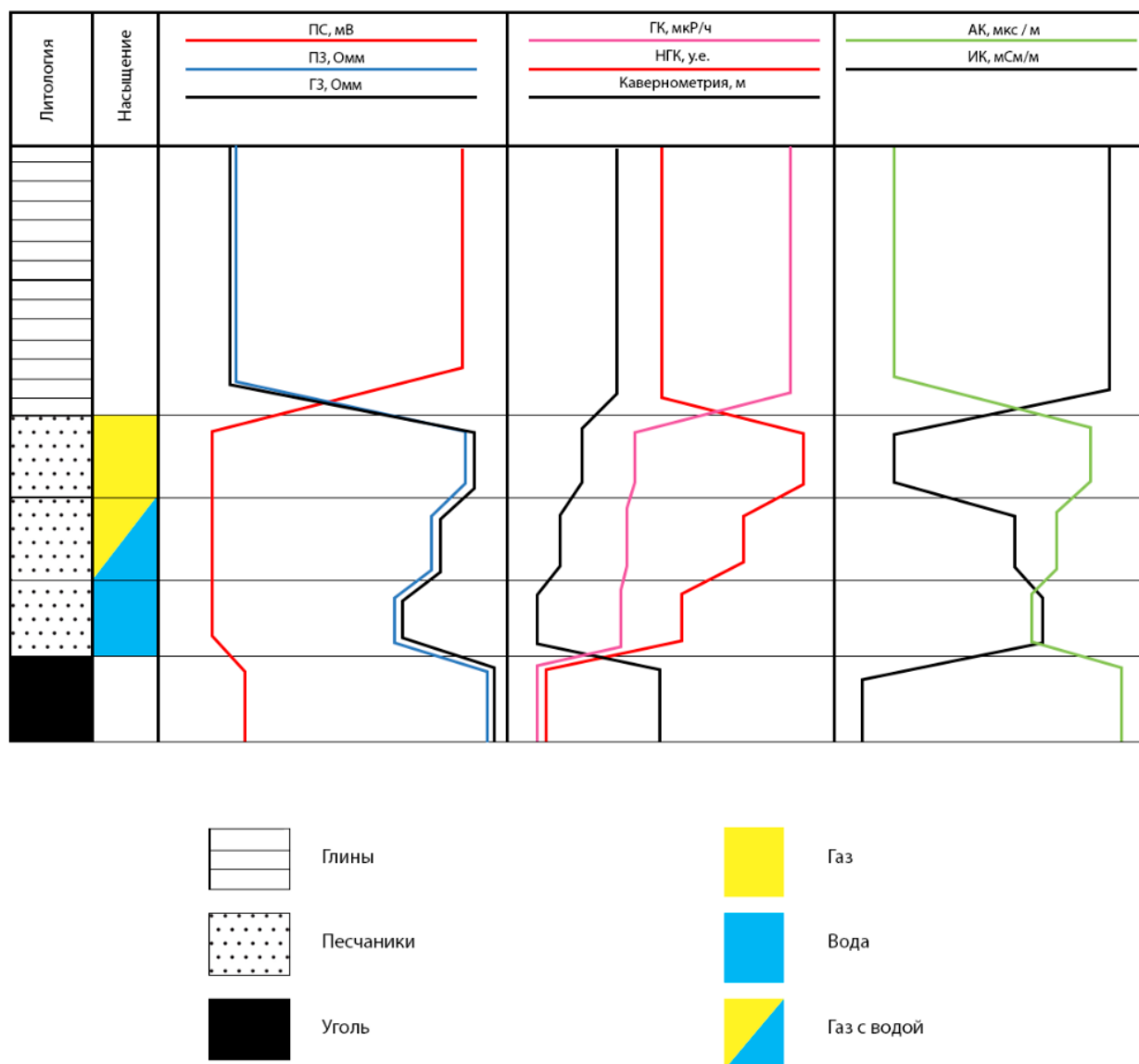


Рисунок 4.2 – Физико-геологическая модель Ямбургского НГКМ

Поставленные геологические задачи, представленные в разделе 4.1., будут решаться при помощи данных, полученных геофизическими методами:

1. Литологическое расчленение разреза (опираясь на данные ПС, БК ГК, КВ);
2. Выявление коллекторов, определение их эффективных мощностей (ПС, БК, МПЗ, МГЗ, ИК, КВ);
3. Количественная оценка параметров пластов (ПС, ГК, АК).
4. Разграничение пластов по характеру насыщающего флюида (ПС, БК, ГК, АК, НГК).
5. Определение положения газожидкостных и водонефтяных контактов (ГК, НГК, ННК-Т).

5. Методические вопросы

5.1. Методика и техника выполнения работ

Для решения задач, поставленных в пункте 4.1., применяется стандартный комплекс ГИС, указанный в “Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах”, принятой и введенной в действие приказом Минэнерго России от 7 мая 2001 года №134.

представленный в таблице №5.1

Таблица №5.1 – Комплекс ГИРС, выполняющийся в скважинах, бурящихся на сеноманские продуктивные отложения Ямбургского НГКМ.

№ п/п	Вид исследования	Масштаб записи	Интервал исследования
1	2	3	4
2	Стандартный каротаж (А2МО; 5НМО.5А; ПС)	1:200	1000 – 1700 м
3	Боковой каротаж	1:200	1000 – 1700 м
4	Микрокаротаж	1:200	1000 – 1700 м
5	Радиоактивный каротаж (НГК, ГК)	1:500 1:200	0 – 1700 м 1000 – 1700 м
5	ННК-Т	1:200	1000 – 1700 м
6	Акустический каротаж	1:200	1000 – 1700 м
7	Индукционный каротаж	1:200	1000 – 1700 м
8	Кавернометрия	1:200	1000 – 1700 м
9	Инклинометрия	через 25 м	0 – 1700 м

Примечания:

Замеры инклинометром проводить согласно инструкции по бурению скважин с кустовых площадок на месторождениях ВПО "Тюменьгазпром", РД-9510-65-85, г. Тюмень 1985г.

По согласованию с Генеральным заказчиком в комплекс могут быть включены новые и дополнительные методы. Эти дополнения к комплексу обязательны для буровых организаций.

Стандартный электрический каротаж

При проведении каротажа пишутся диаграммы зондов и диаграмма ПС. Скорость записи диаграмм масштаба 1:500 не должна превышать 2500 м/час.

Ведущий масштаб записи у КС – 2,5 Ом*м/см, ПС – 12,5 мВ/см.

Для ведения наблюдений пользуются аппаратурой АБКТ, Э-1, ЭК-1.

Приборы, погружаемые в скважину, имеют для 2-х метровых зондов три предела измерений КС - 200, 1000, 5000 Омм, а для потенциал-зонда два предела 200, 1000 Омм.

Настройка масштаба записи КС происходит по стандарту-сигналам, подходящим сопротивлению среды 40, 200 Омм.

Настройка аппаратуры, определение метрологических характеристик проводится в установленные сроки по заводским инструкциям на базах партий. При настройке аппаратуры основное внимание уделяется определению линейности измерительных каналов КС.

Канал ПС калибруется только на скважине с помощью градуированного компенсатора поляризации (ГКП).

При работе на скважине, в начале и в конце записи диаграммы КС на ленте прописываются отклонения блика гальванометра при закороченном входе регистратора "нуль-регистратора", "нуль-сигнал", стандарт-сигнал".

Через каждые 500 м записи производится проверка "нуля-регистратора". На диаграммах ПС фиксируется в начале и в конце записи показания от ГКП, контрольная запись в масштабе 25 мВ/см.

Категориями операторского контроля за качеством записи диаграмм КС на скважине являются:

- постоянство значений "стандарт-сигнала" до и после замера;
- значение КС против опорных пластов;
- отсутствие показаний в колонне и в режиме "нуль-сигнал";
- неизменность значений КС при неподвижном приборе;

- сходимость значений в интервалах перекрытий с предыдущими каротажными.

Для диаграмм ПС критериями качества являются:

- соответствие записи разрезу;
- отсутствие изрезанности записи против однородных пластов;
- сходимость основной и контрольной записи;
- неизменность линии глиен в интервале исследования;
- постоянство показаний при неподвижном приборе.

Микрокаротаж

Регистрация производится аппаратурой МДО-3, Э-2, МК-АГАТ.

Одновременно регистрируется две диаграммы АО.025МО.025 и АО. 05М.

Предел измерения 400-100 Ом*м. Основной масштаб записи 2,5 Ом*м/см. дополнительные 12,5; 62,5 Ом*м/см.

Скорость регистрации - 1000 м/час. Градуировка приборов производится на базах в металлических емкостях по растворам с известной минерализацией. При градуировке уточняются коэффициенты зондов, определяются значения "стандарт-сигнал»: в Омм/м.

На скважине в начале и в конце, записи прописываются на диаграмме "стандарт-сигнал", "нуль-сигнал", "нуль-регистратора".

В интервале однородных пластов и в колонне делается контрольная запись.

Операторский контроль качества аналогичен другим методам КС и кроме того производится по:

- отсутствию изрезанности кривых в однородных пластах;
- равенству КС обоих зондов в кавернах, в интервалах однородных глиен;
- наличию положительных приращений против коллекторов.

Боковой каротаж

Измерение КС при боковом каротаже осуществляется аппаратурой АБКТ, Э-1 ЭК-1.

Пара разнесенных бликов равной чувствительности осуществляет регистрацию измерений данных.

Предел измерения КС при боковом каротаже 0,5-5000 Ом*м.

Скорость регистрации не более 2500 м/час, масштаб записи логарифмический и устанавливается логарифматором ИПЧМ-2 равным 10 см на декаду.

В аппаратуре предусмотрена проверка нулевого уровня выходного сигнала " нуль-сигнал", "стандарт-сигнала", имитирующего среду сопротивлением 80, 400, 800 Ом*м.

С помощью магазинов сопротивлений, включенных в цепь центрального и экранного электрода на базе, происходит оценка линейности каналов БК.

Качество полученного материала оценивается по требованиям обязательным для методов электрического каротажа.

Индукционный каротаж

Выполняется приборами АИК-М, Э-3М и АИК-5 в интервалах стандартного каротажа.

В приборе типа АИК-М применяется 6-ти катушечный индукционный зонд (1,2) в АИК-5 – 8-ми катушечный зонд (1,4).

Диапазон измерений кажущихся удельных проводимостей для АИК-4 от 10 до 2000 мСм, для АИК-М от 10-1500 мСм.

Приборы имеют режимы "стандарт-сигнал" и "измерение".

Кроме того, в аппаратуре АИК-4 предусмотрена регистрация нуля канала "нуль-сигнал".

Значение "стандарт-сигнала" соответствует среде с проводимостью 300 мСм. Калибровка приборов на базе и на скважине проводится по заводским тестам, имитирующим среду с известной проводимостью.

При работе на скважине до начала и после окончания исследований на диаграмме записываются:

- показания приборов в воздухе;
- отклонения от тестов;
- стандарт-сигнал;
- нуль-сигнал канала;
- нуль регистратора.

Основной масштаб записи 10 мСм/см. Масштаб глубин в интервале стандартного каротажа 1:500.

Скорость регистрации не более 2500 м/час.

Операторский контроль по скважине проводится по:

- отсутствию изменений контрольных сигналов до и после замера;
- сходимость основной и контрольной записи;
- значениям проводимостей против опорных пластов.

Радиоактивный каротаж (НГК, ГК)

Проводится приборами ДРСТ-3-90 и СРК-01 в необсаженных скважинах.

Одновременно регистрируются диаграммы гамма-каротажа и нейтронного гамма-каротажа (НГК, ГК).

Размер зонда НГК 600 мм. В качестве источника используется плутонево-берилиевый источник нейтронов с периодом полураспада 24360 лет.

При детальных исследованиях диаграммы записываются в масштабе глубин 1:200 со скоростью 200-230 м/час.

Определение условной единицы НГК производится в баке с пресной водой. Линейность канала НГК проверяется с помощью имитаторов пористых пластов (ИПП) конструкции ВНИИГИС.

Калибровка канала гамма каротажа проходит в сроки, заявленные инструкций на основе методик массовых поисков.

Диаграммы данного каротажа фиксируют не только основные и контрольные записи в начале и конце, но и:

- отклонение от рабочего эталона для канала ГК;
- отклонение от калибратора;
- космический фон канала ГК;
- флуктуации на глубине 100-200 м.

После каждого пройденного в 500 м каротажа нужно производить проверку нулей регистратора.

Проверка нулей регистратора производится через каждые 500 м записи.

Операторский контроль записи ведется:

- по отсутствию взаимного влияния каналов;
- по соответствию записи с другими методами каротажа;
- по отсутствию расхождений контрольных и калибровочных сигналов.

Акустический каротаж

Для фиксации кривых акустического каротажа применяются приборы СПАК-6, УЗБА-21, АКВ-1 и АКШ.

Регистрируются временные параметры T_1 , T_2 , T и амплитудные A_0/A_2 , A_0/A_1 , A_1/A_2 .

Скорость регистрации до 1200 м/час. Масштаб записи временных параметров T - 10 мкс/см. T_1 , T_2 - 50 мкс/см, амплитудных A_1 , A_2 дБм/см, A_1/A_2 -1 дБм/см.

При помощи встроенного в панель калибровочного устройства, выполняется градуировка приборов. Это происходит и на базе, и на скважине.

Операторский контроль качества полученного материала проводится:

- по отсутствию незакономерных срывов на диаграммах;
- по сходимости основной и контрольной записей;
- по значениям интервального времени и свободной от цемента колонне.

Кавернометрия

Проводится приборами СКП-1 в интервалах стандартного каротажа.

Прибором регистрируют значения двух профилей скважины и их полусумму. Полусумма, записанная в масштабе 1:2 используется как кавернограмма.

Предел измерения СКП-1 от 76 до 760 мм. Скорость регистрации до 2000 м/час.

Градуировка прибора проводится заводским градуировочным устройством.

При работе на скважине сигналы от калибровочного устройства записываются на диаграмме. Во время записи через каждые 500 м отмечается нуль калибратора.

Операторский контроль качества проводится по отсутствию изрезанности записи в интервалах однородных пластов, по соответствию диаграммы литологии разреза, по записи в колонне.

Инклинометрия

Проводится по всему стволу скважинными приборами КИТ и КИТ-А. Замеры точечные с интервалом в 25 м. Градуировка приборов на базах проводится с установочными стволами УСИ-2.

Правильность регистрируемых значений угла и азимута при замерах подтверждается контрольными замерах. Работа в наклонно-направленных скважинах ведется в соответствии со специальной инструкцией.

5.2. Интерпретация геофизических данных

5.2.1. Литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов

Как мы могли понять, Сенманская толща достаточно продуктивна и имеет перспективные залежи газа, но её геологическое строение достаточно сложное:

- литологический состав сильно изменчив;
- большая расчлененностью;
- неоднородная слоистость;

- высокая глинистость.

По физическим свойствам, отличным между собой, выделяют пласты и прослой границы и глубины залегания, в пределах перспективного интервала, позволяет определить литологическое расчленение разреза.

Литологическая принадлежность выделенных пластов определяется по совокупности характерных признаков на диаграммах различных методов ГИС.

По данным ГИС продуктивный разрез можно расчленить на песчано-алевролитовые породы, глинистые и плотные разности.

Глинистые разделы внутри песчано-алевролитовой толщи, как правило, не выдержаны, сильно опесчанены и имеют, аналогично плотным прослоям, преимущественно линзовидное залегание. Глины уверенно выделяются на диаграммах ПС, МКЗ, КВ, МКВ, плотные прослой - МКЗ, БК.

Коллектором считается порода, способная принимать или отдавать газ, или воду при заданном перепаде давления в системе скважина - пласт. На этом основании задача выделения в разрезе коллекторов сводится к выделению пластов, содержащих подвижные флюиды в любых, пусть даже незначительных количествах.

Терригенные коллекторы, представленные песками и песчаниками с глинистым цементом, а также крупно- и среднезернистыми алевролитами, являются межзерновыми и выделяются по прямым качественным признакам, которые обусловлены проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласты-коллекторы.

Качественными признаками коллекторов являются:

- отрицательные аномалии собственных потенциалов (ПС);
- положительные приращения на диаграммах микрозондов;
- сужение диаметра скважины относительно номинального, фиксируемое на кавернограмме;

- наличие градиента сопротивления в радиальном направлении, устанавливаемого по диаграммам электрических методов каротажа с различным радиусом исследования БК.

Используемая методика проводки скважины, данные промывочной жидкости и необходимый комплекс ГИС позволяет получить прямые качественные признаки во всех скважинах, как разведочных, так и эксплуатационных. В скважинах или интервалах, при отсутствии прямых качественных признаков по различным причинам (нарушение технологии, разные добавки в ПЖ, измененный геофизический комплекс по техническим причинам), выявление коллекторов происходит по данным амплитуды ПС ($\alpha_{пс}$), критическое значение которого (более 0,2) определено по результатам опробования залежи.

Точность отбивки границ пласто-коллекторов составляет 0,2 м. Толщина, которую можно выделить и чтобы она несла в себе какую то пользу составляет – 0,4 м.

5.2.2. Удельные электрические сопротивления

Удельные электрические сопротивления определяются в коллекторах с толщинами более 1,5 м по комплексу БК, ИК.

Для коллекторов с толщинами менее 1,5 м удельное электрическое сопротивление (УЭС) оцениваются по методу ИК.

УЭС в однородных пластах с толщинами более 5 м определяются по статистическим зависимостям показаний зондов: АО=0,45 м, АО=1,05 м, АО=2,25 м; БК с УЭС (ИК), которые были выявлены во время подсчетов запасов углеводородного сырья по сеноманским залежам близлежащих месторождений.

5.2.3. Фильтрационно-емкостные свойства продуктивных прослоев пластов Сеноманской залежи

Удельное электрическое сопротивление газоносного пласта применяется для оценки ФЕС (пористость, проницаемость, газонасыщенность) продуктивных прослоев сеноманской залежи. Данный параметр более привязан к

коллекторским свойства, более надежен и достоверен из всех остальных параметров промысловой геофизики.

Остаточная водонасыщенность статистически связана с пористостью и проницаемостью, она показательна для терригенных пород-коллекторов газовых месторождения севера Тюменской области. В зонах стабильного газонасыщения (вдали от ГВК) корреляционно связана с удельным электрическим сопротивлением.

При определении параметров: коэффициент пористости (K_p), коэффициент проницаемости ($K_{пр}$), коэффициент газонасыщенности (K_T) используются петрофизические связи – $P_{п} = f(K_p)$, $K_{п}^{эфф} = f(K_{пр})$, $\delta_{п} = f(\omega_B)$, полученные при подсчете запасов углеводородов в сеноманских отложениях Северной группы месторождений на основе керновых данных ЦЛ “Главтюменьгеологии” по базовым скважинам: 110 Уренгойской площади, 41 и 48 Ямбургской площади.

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

На основании анализа минерализации отжатой воды из керна, отобранного на безводных промывочных жидкостях, и комплексного геофизического параметра $lg \rho_{п}/\alpha_{пс}$ в разрезе сеноманской толщи четко выделяется три зоны различной минерализации внутриконтурных вод представленные в таблице №5.2.

Таблица №5.2 – Зоны различной минерализации

Зона	$lg \rho_{п}/\alpha_{пс}$	M, кг/м ³	ρ_B , Ом*м
ГАЗ - 1	2,9	18	0,28
ГАЗ - 2	3,6	9	0,55
ГАЗ - 3	4,8	6	0,85

По высоте залежи зоны располагаются следующим образом:

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

5.2.4. Определение пористости

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

$$K_{п} = 10,45 * 1g P_{п} + 11,56, r = 0,91$$

(ГАЗ - 1; ГАЗ - 2; ГАЗ - 3)

Модель, $P_{п} = \rho_{вп}/\rho_{в}$ используемая при интерпретации сеноманских отложений, базируется на учете изменения минерализации отжатой из керна воды по высоте залежи.

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

$$K_{п} = 17,2 * \alpha_{пс} + 20.$$

При оценке $\alpha_{пс}$ за опорные пласты принимаются мощные газонасыщенные коллекторы , расположенные практически всегда в зоне ГАЗ - 1 , тоесть. в одинаковых условиях по минерализации пластовой воды с интерпретируемыми коллекторами, и глины туронского возраста. Значения амплитуды ПС в случае необходимости исправляются за ограниченную толщину по палеткам $\alpha_{пс} = f(\rho_{п}/\rho_{с})$ - Вендельштейн Б. Ю. “Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов”. М., Недра, 1978 г.

5.2.5. Определение коэффициента газонасыщенности

При определении коэффициента газонасыщенности используются следующие формулы:

$$K_{г} = 100 - (w * 100) / K_{п};$$

$$W = 10^{2.86 - \lg(\rho_{п}) / 1.88};$$

$$W = K_{п} * K_{в}, K_{г} = 100 - K_{в};$$

где $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности пор; $\rho_{п}$ – удельное электрическое сопротивление, Омм; W – объемная влажность; $K_{п}$ – коэффициент пористости (всей) – межзерновая пористость; $K_{в}$ – коэффициент водонасыщенности пор.

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

Полученные корреляционные зависимости описываются следующими уравнениями:

$$1g W_{в} = - 0.46 * 1g \rho_{п} + 1.47 \quad r = 0.98 \quad (\text{ГАЗ} - 1)$$

$$1g W_{в} = - 0.42 * 1g \rho_{п} + 1.47 \quad r = 0.98 \quad (\text{ГАЗ} - 2, \text{ГАЗ} - 3), \text{ где}$$

$$W_{в} = K_{п} * K_{в}$$

5.2.6. Определение проницаемости

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

$$K_{п}^{\text{эфф}} = 7,57 1g K_{пр} + 5,68,$$

$$K_{п}^{\text{эфф}} = K_{п} * K_{г}.$$

где $K_{п}$ – коэффициент пористости (всей); $K_{г}$ – коэффициент газонасыщенности пор.

Средневзвешенные по толщине залежи значения параметров $K_{п}$, $K_{г}$, $K_{пр}$ рассчитываются по формуле:

$$(K_1 * h_1 + K_2 * h_2 + \dots + K_i * h_i) / (h_1 + h_2 + \dots + h_i),$$

где K_i – один из параметров ($K_{п}$, $K_{г}$, $K_{пр}$) i -го пласта;

h_i – мощность i -го пласта.

5.2.7. Классификация пород - коллекторов

Решение вопросов анализа отработки различных по свойствам пород-коллекторов; влияния свойств пород на темп обводнения залежи становится возможным лишь в том случае, когда установлены обоснованные нижние (кондиционные) пределы свойств пород-коллекторов, что приводит, в свою очередь, к задаче разделения пород-коллекторов на группы (классы) по их качеству.

Горные породы вмещающие флюиды и обладающие способностью возвращать их при разработке являются коллекторами нефти и газа. Отсюда можно сделать заключение, что породы-коллекторы могут различаться по качеству между собой. Качество пород-коллекторов, определяется их способностью вмещать в себя и пропускать, при перепадах давления, через себя жидкость и газ.

Особенность, проявляющаяся при изучении породы в процессе эксплуатации месторождения, определяет свойство породы-коллектора.

Показатель качества породы-коллектора – количественная характеристика свойств породы - коллектора, составляющая ее качество и рассматриваемая применительно к определенным условиям ее изучения и эксплуатации.

Опираясь на определения М.М. Элланского (1985) о понятиях качества коллектора, показателя качества и пределов, выделяем три вида границ коллекторов, учитывая при этом условия, методы исследования и эксплуатации.

Абсолютный предел коллектора – первая граница. В ней при фазовой проницаемости отличной от нуля, породы могут содержать нефть и газ. Ниже данной границы при различном перепаде давления флюид неподвижен. Данный предел определяется в лабораторных условиях на моделях и керне.

Нижний относительный или технологический предел – вторая граница. Определяется по данным керна и ГИС и их продуктивностью или дебитом газа, и характеризует минимальные величины коллекторских свойств породы. При этом должны учитываться условия освоения и вскрытия пластов.

Кондиционный или «экономический» предел – третья граница. Он определяется по данным ГИС, ГДК и ГДИ при рациональной системе разработки, отталкивая от минимального рентабельного дебита.

На сегодняшний день нет однозначного мнения о методике определения граничных значений свойств пород-коллекторов. Все предлагаемые пределы могут варьироваться в большом диапазоне. Опираясь на данные относительных проницаемостей (А.А. Ханин, В.И. Азаматов и Н.М. Свихнушин, 1976; М.М. Элланский, 1985) определение нижних пределов проницаемости и пористости на данный момент более обоснованно. Принимая водонасыщенность, при которой прослой не могут отдавать газ, за предельную, по уравнениям регрессии найдены нижние границы $K_{пр}$, K_p , $K_{п\text{эфф}}$.

Проанализировав имеющиеся материалы, которые легли в основу классификации коллекторов сеномана Ямбургского, Медвежьего, Уренгойского и др. месторождений, мы видим, что кондиционный предел коллектора должен быть установлен по нижней границе класса 4. Класс 5 коллекторов отнесен к непромышленным коллекторам, представленным в таблица № 5.3.

Таблица № 5.3 – Классификация пород – коллекторов

Классы	Проницаемость, мДарси	Нижние граничные значения параметров			Качество пород-коллекторов
		$K_{п}, \%$	$K_{г}, \%$	$K_{п\text{эфф}}, \%$	
1	2	3	4	5	6
1	>1000	>34,1	>83,3	>28,4	очень высокое
2	500 - 1000	32,9-34,1	79,3-83,3	26,1-28,4	высокое
3А	300 - 500	32,0-32,9	76,3-79,3	24,4-26,1	повышенное
3Б	100 - 300	30,1-32,0	69,1-76,3	20,8-24,4	среднее
4	10 - 100	26,2-30,1	50,6-69,1	13,25-20,8	пониженное
5	1 - 10	22,3-26,2	25,5-50,6	5,7-13,25	низкое (некондиционный коллектор)

5.2.8. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов

Определение характера насыщения коллекторов пластов-коллекторов базируется на использовании критических значений удельного электрического сопротивления ($\rho_{п}$), численное значение которого устанавливается сопоставлением его с результатами опробования пластов различного

насыщения. Достоверность устанавливаемых таким образом количественных критериев зависит от объема и качества опробований пластов с различными свойствами и характером насыщения.

По результатам сопоставления данных интерпретации и опробования (из выборки более 1 000 пластов по материалам разведочных и эксплуатационных скважин) нижний предел глинистого газонасыщенного коллектора для Северной группы месторождений составил 4 Ом*м, верхний предел - 8 Ом*м. Зона неоднозначности (4-8 Ом*м) невелика, поэтому знание рп позволяет с достаточной точностью оценивать коллекторы по их продуктивности.

6. Специальное исследование

В своём специальные исследования, я собираюсь рассказать об обновленной методике подсчета запасов сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

Обновленная методика будет заключаться в дополнение базовой введением региональной поправки за пластовые условия в коэффициент пористости.

Обоснование этой методики заключается в том, что $K_{п}$ Ямбургского месторождения вероятнее всего завышен по сравнению с близлежащими месторождениями северной группы (Уренгойское, Северо - Уренгойское, Ен - Яхинское, Песцовое, Восточно - Песцовое, Юбилейное, Ямсовейское, Медвежье, Харвутинское, Заполярное, Анерьяхинское). В этой связи, вводится, так называемый, региональный понижающий коэффициент пористости для продуктивных интервалов сеноманских отложений.

6.1. Выделение коллекторов, определение эффективных толщин

Песчаники, алевролиты, аргиллиты, плотные карбонатизированные песчаники слагают на Ямбургском месторождении разрез сеноманских отложений. Коллекторами газа являются пески и песчаники с глинистым цементом, а также крупно- и среднезернистые алевролиты, характеризующиеся прямыми и косвенными качественными признаками по ГИС:

- за счет образования на стенках скважины фильтрационных глинистых корок, заужен фактический диаметр скважины по кавернометрии и происходит приращение кривых МКЗ;
- независимо от глубины (разреза) исследования (БКЗ, БМК-БК-ИК) происходит изменение удельных сопротивлений пластов в радиальном направлении;
- на диаграмме (кривой) самопроизвольной поляризации (ПС) присутствует отрицательные аномалии.

Анализ значительного объема фактических материалов показал, что в сеноманских отложениях коллекторы в большинстве случаев уверенно выделяются по качественным признакам.

В скважинах с неполным комплексом ГИС или при неоднозначной характеристике разреза на кривых, фиксирующих качественные признаки, выделение коллекторов проводилось по количественным критериям.

Для отложений пласта ПК₁ Ямбургского месторождения граничные значения принимаются без изменения и составляют $K_{п.гр} = 21,0 \%$ и $K_{пр.гр} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ определены при величине эффективной пористости $K_{пэф} = 6,0 \%$.

Статистическим методом обоснованы граничные значения относительного параметра ПС ($\alpha_{пс.гр}$). Способ основан на построении интегральных статистических распределений геофизических параметров в интервалах коллекторов и неколлекторов, идентифицированных по наличию или отсутствию качественных признаков ГИС. С этой целью были отобраны скважины с широким набором методов ГИС, в первую очередь требовалось наличие записи кавернометрии и микрозондирования, фиксирующих проникновение фильтрата ПЖ в пласт. При построении статистических распределений производилось взвешивание толщин класса к общей толщине выборки.

Перестроение статистического распределения для определения граничного значения относительной амплитуды ПС показало корректность принятого ранее параметра. Как видно на статистическом распределении (рис.6.1) коллектора по качественным признакам выделяются при относительной амплитуде ПС $\alpha_{пс} = 0,2$.

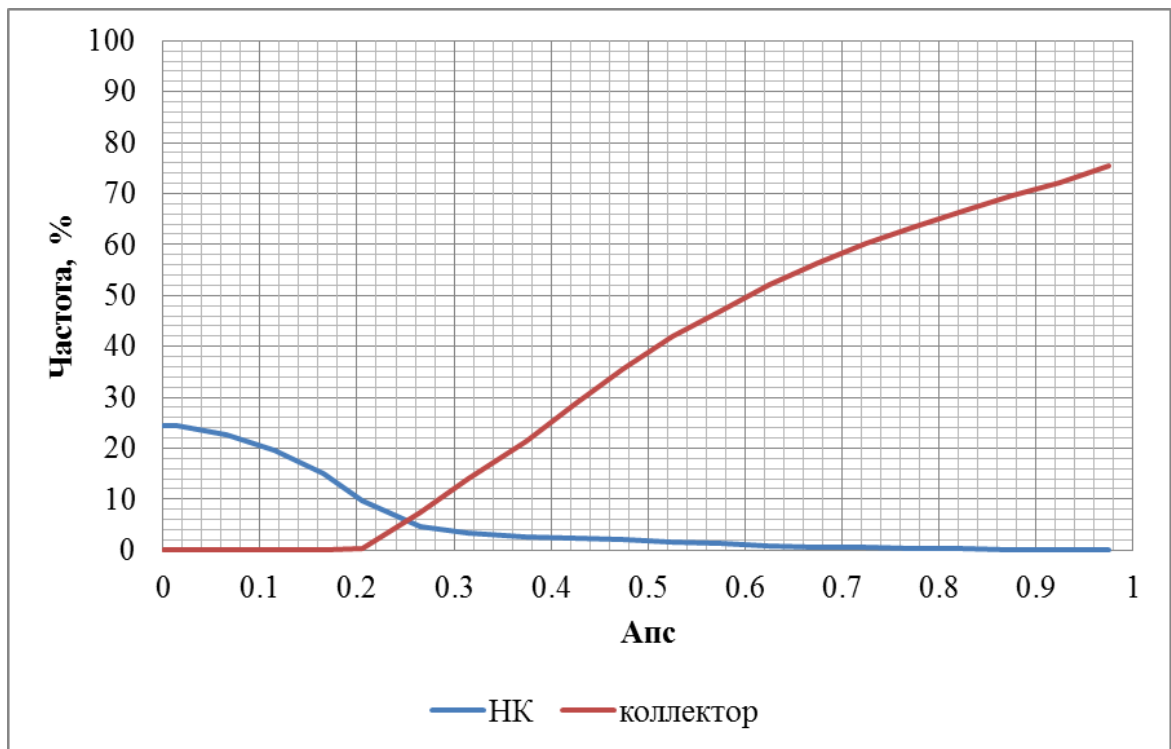


Рисунок 6.1 – Интегральные распределения относительной амплитуды ПС в коллекторах и неколлекторах, идентифицированных по качественным признакам ГИС, ПК₁, Ямбургское месторождение

Для подсчета запасов принимается величина граничного значения относительной амплитуды ПС ($\alpha_{пс}$) без изменения – 0,2.

6.2. Оценка характера насыщенности коллекторов, определение эффективных газонасыщенных толщин

Для обоснования критериев разделения коллекторов на продуктивные и водоносные анализировались геолого-геофизические характеристики испытанных пластов.

Для испытанных интервалов построены интегральные распределения удельного электрического сопротивления. По точке пересечения интегральных функций распределения продуктивных и водоносных интервалов определена величина критического сопротивления: $\rho_{п кр} = 5,7$ Омм.

6.3. Определение коэффициента пористости и литологическое расчленение разреза

Определение коэффициентов пористости реализовано в основном по данным ПС. Данные акустического (АК) и гамма-гамма плотностного (ГГК-П) каротажа, а также методов электрореметрии использовались в качестве дополнительных.

Основой определения коэффициента пористости по ПС ($K_{п}$) послужила корреляционная связь типа «керна-ГИС» $K_{п} = f(\alpha_{пс})$, аппроксимированная уравнением (рис.6.2).

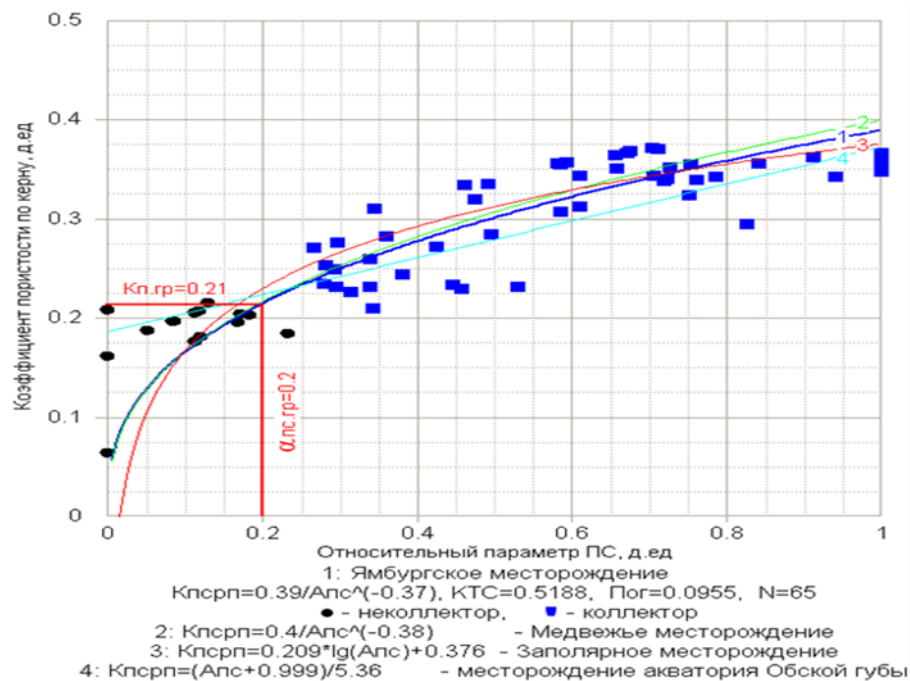


Рисунок 6.2 – Зависимость коэффициента пористости от относительного параметра ПС по результатам керна и ГИС. Ямбургское месторождение.

Для подсчета запасов предлагается использовать уточненную петрофизическую зависимость 2017 г. с использованием всех скважин. Уравнение регрессии имеет вид:

$$K_{п} = 0,3743 / \alpha_{пс}^{-0,3881}, R^2 = 0,753, N = 86.$$

Основным методом определения коэффициента пористости в интервале залегания сеноманских отложений выбран ПС. Выбор обусловлен массовостью выполнения каротажа ПС в скважинах Ямбургского месторождения и хорошей сопоставимостью с результатами других методов и данными керна.

6.4. Определение поправки за пластовые условия в коэффициент пористости

В настоящей работе произведен расчет коэффициента пористости с поправкой за пластовые условия по региональной зависимости, которая согласуется с соседними месторождениями.

$$K_{п.п.у.} = 0,963 * K_{п.а.у.}, R2 = 0,99.$$

Рассчитанное значение коэффициента пористости с поправкой за пластовые условия для подсчета запасов Ямбургского НГКМ в настоящем отчете не используется.

6.5. Определение коэффициентов газонасыщенности

Применяется три основных алгоритма для определения коэффициента газонасыщенности:

- по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей $P_{п}(K_{п})$, $P_{н}(K_{в})$;
- по зависимостям от объёмной влажности: $\rho_{п}(w_{в})$, $Po(w_{в})$;
- по остаточной водонасыщенности.

Определение коэффициента газонасыщенности было проведено по стандартной методике с использованием петрофизических зависимостей $P_{п}(K_{п})$ и $P_{н}(K_{в})$.

В текущей работе использованы исследования керна скважины 24803 для построения петрофизической зависимости $P_{н}-K_{в}$ и проведены дополнительные исследования керна скважины 211 в условиях, имитирующих пластовые для построения зависимости $P_{п}-K_{п}$ (рис. 6.3, 6.4).

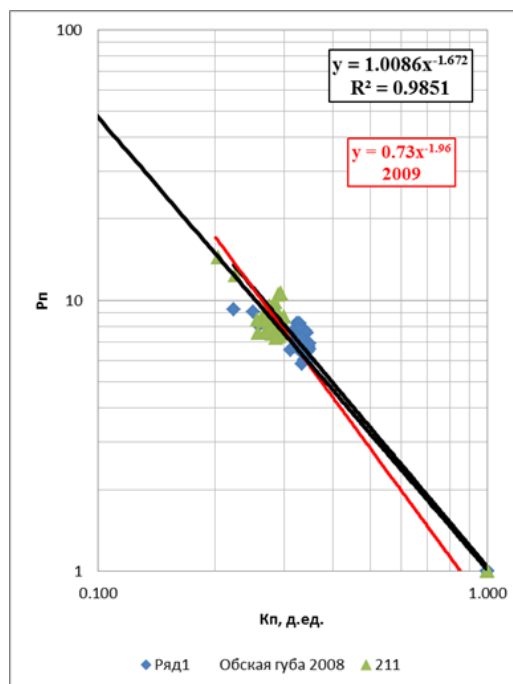


Рисунок 6.3 – Графическая зависимость параметра от коэффициента пористости

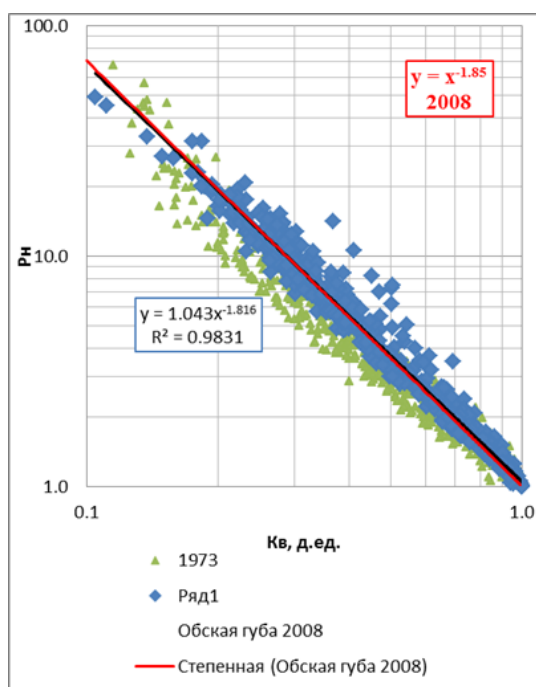


Рисунок 6.4 – Графическая зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности

Как видно на представленном рисунке используемые петрофизические зависимости 2009 г. тесно лежат с новыми исследованиями ядра (зеленые точки). Для определения параметра пористости используется следующее уравнение регрессии:

$$P_{\Pi} = 1,0086 / K_{\Pi}^{1,672}, R^2 = 0,985.$$

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

$$\rho_B = 0,3 \text{ Омм в I зоне (0-90 м от ГВК);}$$

$$\rho_B = 0,5 \text{ во второй зоне (90-140 м от ГВК);}$$

$$\rho_B = 0,8 \text{ в третьей зоне (выше 140 м от ГВК).}$$

Для определения коэффициента водонасыщенности определено следующее уравнение:

$$P_H = 1,043/K_B^{1,816}; R^2 = 0,985.$$

Коэффициент газонасыщенности рассчитывался из соотношения $K_G = 1 - K_B$. При определении коэффициента газонасыщенности (K_G) по зависимости ρ_B (w_B) как и при предыдущих подсчётах запасов, прошедших защиту в ГКЗ, использовались зависимости, полученные по данным скважины Р-41 Ямбургской, дифференцированные по минерализации пластовых вод (Рисунок 6.5):

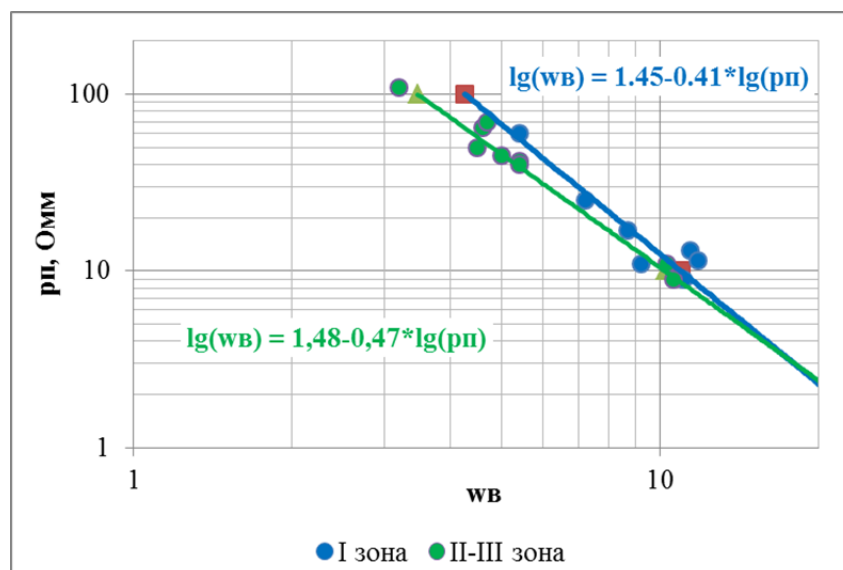


Рисунок 6.5 – Зависимость удельного электрического сопротивления (ρ_p) от объемной влажности (w_B) сеноманских отложений Ямбургского месторождения

В представленном отчете для определения коэффициента газонасыщенности использованы уравнения, прошедшие защиту в 1982 г.:

$$\text{I зона: } \lg w_B = -0,41 * \lg \rho_p + 1,45, r = 0,94;$$

II и III зоны: $lgw_b = -0,47 * lgr_{II} + 1,48, r = 0,99$.

Газовые запасы сеноманской залежи Ямбургского месторождения утверждались ГКЗ четыре раза. В нижеследующей таблице №6.1 приведены данные по ранее утверждавшимся запасам газа по годам, по количествам скважин, по категориям.

Таблица №6.1 – Ранее утверждавшиеся запасы газа по годам

Номер и дата протокола	Количество скважин	Запасы газа, млрд. м ³		Добыча, млн. м ³
		A+B+C ₁	C ₂	
№ 7083 от 26.12.73	21	2810,4	829,6	-
№ 7336 от 26.11.76	29	3298,7	260	-
№ 9284 от 19.08.83	77	5059,3	51	-
№ 1959 от 21.08.09	157	5788,065	-	3114059

Как выяснилось за последние годы для месторождения принимались завышенные коэффициенты пористости. С учетом региональной обстановки был введен понижающий коэффициент пористости. На ряду с этим в период с 2009 по 2017 г. путем разведочного бурения удалось существенно нарастить размеры газовых залежей. С учетом этих двух факторов пересчет запасов углеводородов Ямбургского месторождения на 2017 г. существенно не изменился по сравнению с 2009 г., но пока результаты оценки запасов 2017 г. на сегодняшний день официально не приняты государственной комиссией по запасам полезных ископаемых.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1. Организация работ и условия труда

Геофизические исследования в скважинах производятся поэтапно в следующей последовательности:

1. Подготовительные работы на базе.
2. Переезд с базы на скважину.
3. Подготовительные работы на скважине.
4. Геофизические исследования в скважине.
5. Заключительные работы на скважине.
6. Переезд со скважины на базу.
7. Заключительные работы на базе.

7.1.1. Подготовительные работы на базе

Содержание подготовительных работ.

Получение заявки на геофизические работы и оформление необходимой технической документации, ознакомление с геофизическими материалами по исследуемой скважине, заправка и проверка автомашин, проверка исправности механизмов, приборов и инструмента, каротажной станции (подъемника и лаборатории), а также получение скважинных приборов в соответствии с заданием в заявке.

Погрузка аппаратуры, оборудования и материалов.

Предварительная обработка каротажных диаграмм (оформление заголовка диаграмм, отметок глубин, нулевой линии пишущего устройства и оценка качества должна производиться на скважине).

Расстановка работников.

Начальник партии получает задание на выполнение исследований, уточняет геолого-геофизические особенности скважины, осуществляет общее руководство при подготовке к выезду на скважину и при заключительных работах по возвращении на базу, организует сдачу каротажных диаграмм сразу по приезде на базу.

Геофизик проверяет и подготавливает аппаратуру к погрузке, производит проверку станции и ее узлов, проверяет точность параметров аппаратуры и скважинных приборов, сдает аппаратуру и приборы по возвращении на базу.

Каротажник-перфораторщик по геофизическим исследованиям в скважинах проверяет исправность каротажных и перфораторных механизмов (узлов лебедки), блок-балансов, грузов, устьевого оборудования, аппаратов, снаряжения и соединительных проводов схемы. Обеспечивает исправность кабеля (изоляцию жил кабеля, целостность верхнего бронированного покрытия). Устраняет дефекты оборудования, аппаратуры и инструмента. Осуществляет руководство и лично участвует в погрузке, разгрузке и переноске оборудования.

Машинист подъемника каротажной и перфораторной станции обеспечивает своевременную подготовку подъемника к выезду на скважину и его транспортировку, проверяет и обеспечивает исправность лебедки; осуществляет заключительные работы, связанные с возвращением подъемника на базу; участвует в погрузке и разгрузке аппаратуры и приборов. Осуществляет профилактический ремонт подъемника на базе.

Моторист самоходной каротажной и перфораторной станции обеспечивает своевременную подготовку станции к выезду и ее транспортировку; обеспечивает подготовку и обогрев салона станции и выполняет заключительные работы, связанные с возвращением станции на базу; участвует в погрузке и разгрузке аппаратуры и приборов. Осуществляет профилактический ремонт станции на базе.

Рабочий на геофизических работах принимает непосредственное участие в подготовительно-заключительных работах под руководством каротажника - перфораторщика по геофизическим исследованиям в скважинах.

7.1.2. Перезезды с базы на скважину и со скважины на базу

Следование с базы до скважины и обратно производится строго по маршрутам на основании действующих карт шоссейных и грунтовых дорог. Скорость движения подъемника и станции определяется установленными

нормами скорости пробега в данной местности в зависимости от технической характеристики автомашин, перевозимой аппаратуры и взрывчатых материалов.

Во избежание повреждения скважинные приборы, содержащие сложные электрические устройства и электронные схемы, а также наземные панели с электронными схемами и измерительными приборами, перевозятся с необходимыми предосторожностями.

7.1.3. Подготовительно-заключительные работы на скважине

На скважине партия проверяет готовность буровой скважины в соответствии с Техническими условиями подготовки скважин к промыслово-геофизическим работам, проверяет правильность полученного задания и при необходимости уточняет его, устанавливает и подготавливает станцию (подъемник и лабораторию) к работе, устанавливает, разгружает и погружает скважинные приборы и транспортирует их к устью скважины.

Устанавливает блок-баланс на устье скважины, собираются и разбираются схемы с первичным присоединением и конечным отсоединением грузов и приборов, проверяются схемы и настраивается станция, проверяется кабель на утечку и обрыв в конце работы, определяется цена первой метки, устанавливают скважинный прибор в устье скважины и поднимают его из устья после работы, промывают и чистят аппаратуру и оборудование.

Проявляют и проверяют первичное оформление диаграмм и необходимой документации.

Расстановка работников.

Начальник партии проверяет готовность скважины к заявленному геофизическому комплексу, уточняет задание и возможность выполнения исследований, осуществляет общее руководство подготовительно-заключительными работами, составляет необходимую документацию.

Геофизик совместно с электриком бурбригады подключает станцию к электросети и подготавливает аппаратуру к работе. По окончании работ на скважине руководит проверкой аппаратуры и приборов, демонтажем

соединительных схем, участвует в первичном оформлении каротажных диаграмм.

Каротажник-перфораторщик по геофизическим исследованиям в скважинах устанавливает каротажную и перфораторную станцию и блок-баланс на скважине, заземляет лебедку, подсоединяет к кабелю контрольно-измерительную аппаратуру, оборудования и рабочих схем при проведении всех видов геофизических исследований в скважине. Подготавливает подъемник и станцию к началу работ на скважине. Осуществляет руководство машинистом, мотористом и рабочим.

Машинист-водитель подъемника, моторист-водитель лаборатории, рабочий под руководством каротажника-перфораторщика устанавливают подъемник и станцию, разгружают скважинные приборы и аппаратуру, устанавливают блок-баланс на роторе бурового агрегата, а в действующих газовых скважинах монтируют устьевое оборудование, присоединяют скважинные приборы, подготавливают подъемник и станцию к началу работ на скважине.

По окончании исследований указанные работы осуществляется в обратной последовательности.

7.1.4. Геофизические исследования в скважинах

Расстановка работников.

Начальник партии осуществляет общее руководство, обеспечивает быстрое и бесперебойное выполнение заявленного объема геофизических исследований, согласованность в действиях всех работников и рациональную их расстановку. В отсутствие геофизика производит геофизические измерения.

Геофизик оформляет диаграммы, производит геофизические измерения и в необходимых случаях в процессе исследований подменяет начальника партии.

Каротажник-перфораторщик по геофизическим исследованиям в скважинах проверяет наличие предупредительных меток, измерение цены первой метки. Производит спуск в скважину, подъем и пересоединение

контрольно-измерительных приборов, следит за работой лебедки и укладкой кабеля во время работы.

Машинист подъемника каротажной и перфораторной станции управляет подъемником при производстве геофизических работ, производит спуск и подъем кабеля, регулирует работу двигателя автомашины.

Моторист самоходной каротажной и перфораторной станции участвует в пересоединении скважинных приборов; при необходимости осуществляет спуск и подъем кабеля; управляет подъемником.

Рабочий совместно с каротажником-перфораторщиком (или мотористом) производит спуск и подъем скважинных приборов в устье скважины. Следит во время работ за прохождением кабеля у ротора. Присоединяет и отсоединяет скважинные приборы и грузы, производит чистку аппаратуры и оборудования.

7.1.5. Заключительные работы

При возвращении на базу производится разгрузка, чистка, промывка и смазка оборудования и аппаратуры, сдача их в аппаратурную мастерскую с указанием в специальном журнале сведений об обнаруженных неисправностях, заполняется акт о выполнении работ, проверяется правильность оформления технической документации и диаграмм, которые сдаются в контрольно-интерпретационную партию.

7.2. Расчет затрат времени и стоимости комплекса ГИС на Ямбургском месторождении

Проектом предусматривается проведение промыслово-геофизических работ в скважине Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения с целью доразведки.

Геофизические исследования, проводимые в скважине, обеспечивают получение геофизической информации о продуктивных горизонтах.

При расчете времени учитывались следующие виды работ:

1. Подготовительно-заключительные работы (ПЗР).
2. Исследования в скважине.
3. Переезды на скважину и обратно.

4. Дежурство.
5. Вспомогательные работы.
6. Спускоподъемные операции.

В таблице №7.1 представлен комплекс исследований, проводимых в скважине. Исследования проводятся двумя партиями, так как каждая партия специализируется по разным методам исследований. Каждая партия состоит из пяти человек: начальник партии, инженер-геофизик, каротажник, моторист и водитель.

- назначение скважины – разведочная;
- каротажная станция – "Каскад - 1";
- расстояние до скважины 200 км;
- угол искривления скважины – 25°;

Таблица №7.1 – Комплекс проводимых исследований в разведочной скважине

№ п/п	Вид исследования	Масштаб записи	Интервал исследования	Объем
1	2	3	4	5
2	Стандартный каротаж (А2МО; 5NMO.5A; ПС)	1:200	1000 – 1700 м	700 м
3	Боковой каротаж	1:200	1000 – 1700 м	700 м
4	Микрокаротаж	1:200	1000 – 1700 м	700 м
5	Радиоактивный каротаж (НГК, ГК)	1:500	0 – 1700 м	1700 м
		1:200	1000 – 1700 м	700 м
5	ННК-Т	1:200	1000 – 1700 м	700 м
6	Акустический каротаж	1:200	1000 – 1700 м	700 м
7	Индукционный каротаж	1:200	1000 – 1700 м	700 м
8	Кавернометрия	1:200	1000 – 1700 м	700 м
9	Инклинометрия	через 25 м	0 – 1700 м	1700 м

Таблица №7.2 – Расчет стоимости на проведение исследований

№ п/п	Вид работ	Ед. измер.	Расценка, руб	Интервал		Объём работ	Поправоч. коэф.	Всего
				от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ПЗР на базе и скважине	опер.	1200,0			5	1	6000,0
3	Проезд в оба конца	км	62,50			400	1	25000,0
4	Эл. каротаж + 50 м повтор (ПС, КС)	100 м	62,50	1700	1000	7,5	1,25	585,94
5	МК + 50 м повтор	100 м	120,50	1700	1000	7,5	1,25	1 129,69
6	Вспомогательные работы при МК	опер.	754,5			1	0,9	679,0
7	БК + 50 м повтор	100 м	82,96	1700	1000	7,5	1,25	777,75
8	Вспомогательные работы при БК	опер.	758,5			1	0,9	682,65
9	ИК + 50 м повтор	100 м	113,80	1700	1000	7,5	1,25	1 066,88
10	Вспомогательные работы при ИК	опер.	1030,5			1	0,9	927,45
11	Кавернометрия + 50 м повтор	100 м	55,16	1700	1000	7,5	1,25	517,13
12	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер.	669,62			1	0,9	602,3
13	Инклинометрия через 25 м	точка	17,4	1700	25	68	1,25	1479
14	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер.	193,4			1	0,9	174,1
Итого по работе партии №1:				37425,32				
1	ПЗР на базе и скважине	опер.	1200,0			5	1	6000,0
2	Проезд в оба конца	км	62,5			400	1	25000,0
3	РК (ГК + НГК) 1:500 + 50 м повтор	100 м	181,1	1700	0	17,5	1,25	3 961,56
4	РК (ГК + НГК) 1:200 + 50 м повтор	100 м	389,4	1700	1000	7,5	1,25	3 650,63
5	Вспомогательные работы при РК	опер.	532,2			1	0,9	478,9
6	ННК-Т 1:200 + 50 м повтор	100 м	410,1	1700	1000	7,5	1,25	3 844,69
7	Вспомогательные работы при ННК-Т	опер.	1305,6			1	0,9	1175,1
8	АК + 50 м повтор	100 м	380,3	1700	1000	7,5	1,25	3 565,31
9	Вспомогательные работы при АК	опер.	1961,9			1	0,9	1765,7
Итого по работе партии №2				34419,7				
Итого основных расходов:				71 845,02				

Коэффициент за угол наклона скважины $K_1 = 1$;

Коэффициент зимнего удорожания $K_2 = 1$;

Повышающий коэффициент при регистрации $K_3 = 1,25$;

Понижающий коэффициент на вспомогательные работы $K_4 = 0,9$.

Таблица №7.3 – Расчет полной стоимости

Виды расходов	Полная стоимость
Итого основных расходов:	71 845,02 руб.
Накладные расходы (12 % от основных расходов):	8 621,4 руб.
Итого (с учетом НДС):	96 559,68 руб.

Итого общая сметная стоимость на проведение геофизических исследований скважины при разведке на Ямбургском месторождении составляет 96559,68 руб. Стоит также учесть и контрольно-интерпретационную часть работы, которая оплачивается в размере 50% от стоимости комплекса каротажных работ и составляет 48279,84 руб. Общая стоимость работ, выполняемая двумя геофизическими партиями и интерпретация составит 144839,52 руб. Самыми трудоемкими операциями будут радиоактивные методы. Значительную часть времени будут занимать подготовительно-заключительные работы и переезды на скважину и обратно.

8. Социальная ответственность

Социальная или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ICCSR 26000:2011 «Социальная ответственность организации»).

Работы проводятся на открытом воздухе круглый год. Ямбургское газоконденсатнонефтяное месторождения расположено на юго-западе Тазовского полуострова на территории Надымского района Ямало- Ненецкого автономного округа Тюменской области. Город газодобытчиков Надым, база Надымского управления по добыче газа ДП «Тюментрансгаз», находится в 210 км юго-западнее района проектируемых работ. Район расположен в тундровой зоне с субарктическим климатом.

Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с использованием и перевозкой взрывчатых веществ, применением электрической энергии и радиоактивных веществ, постоянными переездами на автотранспорте, выполнением работ на открытом воздухе, применением спускоподъемных и погрузочно- разгрузочных механизмов, скважинной аппаратуры и кабеля в условиях высоких температур и давлений и др. Это требует разработки специальных правил по технике безопасности и принятия противопожарных мер, твердое знание и выполнение которых работниками геофизических партий обеспечивает безаварийную работу.

Таблица №8.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении геофизических работ при оценке продуктивности сеноманского горизонта

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Исследования:	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током	1. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм рабочей зоны	ГОСТ Р 12.1.019-2009 [18]
	– Метод ПС;			ГОСТ 12.1.030-81 [19]
	– БК;			ГОСТ 12.1.038-82 [20]
	– МКЗ;	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	2. Повышенные уровни шума на рабочем месте	ГОСТ 12.1.003-2014 [9]
	– ИК;			ГОСТ 12.2.003-91 [23]
	– Кавернометрия (КВ)			ГОСТ 12.2.062-81 [21]
	– ГК;			ГОСТ 12.4.125-83 [22]
	– АК;	3. Пожаровзрывоопасность	3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП.51.13330.2011 [12]
	– ННК-Т			ГОСТ 12.1.004-91 [26]
	– Инклинометрия			ОСПОРБ-99 [13]
			4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений	
Камеральный	Обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1. Производственные факторы, связанные с электрическим током	1. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм рабочей зоны	СанПиН 1.2.3685-21[14] ГОСТ 12.1.030-81 [19] ГОСТ 12.1.038-82 [20]
		2. Пожаровзрывоопасность	2. Повышенные уровни шума на рабочем месте	СП.60.13330.2012 [16]
			3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП.51.13330.2011 [12]

8.1. Анализ потенциально вредных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Вредные производственные факторы – факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве.

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

8.1.1. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм рабочей зоны

Метеоусловия – это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения.

Влияние метеоусловий на организм человека достаточно сложно и многообразно. При благоприятном сочетании метеопараметров сохраняется нормальное функциональное состояние организма, и создаются предпосылки для плодотворного труда. Неблагоприятные условия снижают работоспособность, могут вызвать изменение частоты пульса, дыхания, артериального давления, напряжение нервной системы, перегрев организма и т.д.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Надымском районе Ямало-ненецкого автономного округа Тюменской области, где климат района субарктический. Зима продолжительная, около 8-9 месяцев. Средняя температура самого холодного месяца (января) –25°С.

Так как полевые работы проводятся круглый год, указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями. В качестве средств индивидуальной защиты

при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки [8].

8.1.2. Повышенные уровни шума на рабочем месте

Основными источниками шума при работе являются: дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов буровой установки и двигатель каротажной станции, обеспечивающий работу лебедки.

Шумом является всякий неприятный для восприятия звук. Как физическое явление представляет собой совокупность звуков, слышимых в диапазоне от 16 до 20 тысяч Гц. Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Шум снижает слуховую чувствительность, нарушает ритм дыхания, деятельность сердца и нервной системы.

Шум нормируется согласно ГОСТу 12.1.003-2014 [9] и СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [10]. В указанных нормативных документах предусмотрены два метода нормирования шума: по предельному спектру шума и по интегральному показателю – эквивалентному уровню шума в дБА.

Выбор метода нормирования в первую очередь зависит от временных характеристик шума. По этим характеристикам все шумы подразделяются на постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется не более, чем на 5 дБА, и непостоянные, аналогичная характеристика которых изменяется за рабочий день более, чем на 5 дБА. Нормирование по предельному спектру шума является основным для постоянных шумов.

Предельный спектр шума – это совокупность нормативных значений звукового давления на следующих стандартных среднегеометрических частотах: 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц. В таблице 8.2 представлены допустимые уровни шума на постоянных рабочих местах.

Таблица №8.2 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий (ГОСТ 12.1.003-2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Второй метод нормирования - по эквивалентному уровню шума - основан на измерении шума по шкале А шумомера. Эта шкала имитирует чувствительность человеческого уха. Уровень шума, измеренный по шкале А шумомера, обозначается в дБА.

Таблица №8.3 – Основные мероприятия по борьбе с шумом

№ п/п	Источник шума	Меры борьбы с шумом, предпринятые заводом-изготовителем	Дополнительные меры борьбы с шумом
1	2	3	4
1	Работа буровой станции;	Виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов;	Использование звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (Специальные наушники, вкладыши).
2	Работа геофизического оборудования (лебедки, станции, мотора машины);	Звукоизоляция кожухами;	Использование звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты (Специальные наушники, вкладыши).
3	Работа дизельного генератора.	Экранирование шума преградами;	Использование средств индивидуальной защиты (Специальные наушники, вкладыши).

8.1.3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться.

Рабочее освещение нормируется СП.51.13330.2011 [12] в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона. Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость

рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации.

Источниками света в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

При подготовке скважин к геофизическим работам, которые проводятся в ночное время, освещение обеспечивает Заказчик.

Освещенность при этом должна быть следующей:

- устья скважины не менее – 50 лк;
- мостков, кабеля и путей переноса скважиной аппаратуры не менее – 25 лк;

При освещенности буровой ниже указанных норм производство геофизических работ в темное время суток запрещается [12].

8.1.4. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений

При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ). Источниками ионизирующего излучения служат плутоний- бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивные изотопы цезия.

Вовремя ГИС возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений согласно ОСПОРБ – 99 [13].

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.

Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия РВ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (табл. 8.4).

Таблица №8.4 – Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения (ОСПОРБ- 99)

Категория облучаемых лиц		Назначение помещений и территорий	Продолжительность облучения, ч/год	Проектная мощность эквивалентной дозы, мкЗв/ч
Персонал	Группа А	Помещение постоянного пребывания персонала	1700	6
		Помещения временного пребывания персонала	850	12
	Группа Б	Помещения организации и территория санитарно-защитной зоны, где находится персонал группы Б	2000	1,2
Население		Любые другие помещения и территории	8800	0,06

Группа А – непосредственно работающие с источником ионизирующего излучения.

Группа Б – обслуживающий персонал, находящийся на территории ионизирующего излучения.

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила [13]:

- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На предприятиях радиоактивные вещества хранятся в специальных помещениях (хранилищах), оборудованных в соответствии со всеми современными требованиями. Хранилище имеет отделения для источников нейтронов, источников гамма-излучений, а также для радиоактивных источников, непригодных для дальнейшего использования.

К основным параметрам радиоактивного заражения относятся:

1. Уровень радиации (доза), который показывает какую дозу можно получить в единицу времени, обозначается буквой Р (р/час), (рад/час), а доза – рентген (Р), (рад).
2. Степень зараженности поверхности объекта (мкр/час). Уровень радиации на местности, степень зараженности поверхности различных объектов радиоактивными веществами определяют по показаниям дозиметрических приборов (ДП – 5В, ИД – 1 и т.д.).

Условия труда соответствуют допустимым нормам.

КАМЕРАЛЬНЫЙ ЭТАП

8.1.5. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм рабочей зоны

Показатели микроклимата: температура, влажность, скорость воздуха, тепловое излучение. Метеорологические условия для рабочей зоны производственных помещений (пространство высотой до 2 м над уровнем пола) регламентируется ГОСТ 12.1.005-88 [11] и СанПиН 1.2.3685-21[14]. ГОСТ устанавливает оптимальные и допустимые микроклиматические условия в зависимости от характера производственных помещений, времени года и категории выполняемой работы.

Микроклиматические параметры оказывают значительное влияние как на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье, так и надежность работы ПЭВМ (персональная электронно-вычислительная машина) и ВДТ (видеодисплейный терминал). В помещениях с такой техникой на микроклимат больше всего влияют источники теплоты, к ним относятся

вычислительное оборудование, приборы освещения (лампы накаливания, солнечная радиация). Из них 80% суммарных выделений дают ЭВМ, что может привести к повышению температуры и снижению относительной влажности в помещении. В помещениях, где установлены компьютеры, должны соблюдаться определенные параметры микроклимата.

Таблица №8.5 – Оптимальные параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении	22-24 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	23-25 °С
	Относительная влажность	40-60 %
	Скорость движения воздуха	0,1 – 0,2 м/с

В таблице №8.5 приведены оптимальные нормы микроклимата для профессиональных пользователей в помещениях с ВДТ и ПЭВМ при легкой работе. Для поддержания вышеуказанных параметров воздуха в помещениях с ВДТ и ПЭВМ необходимо применять системы отопления или кондиционирования. Расчет потребного количества воздуха для местной системы кондиционирования воздуха ведется по теплоизбыткам от машин, людей, солнечной радиации и искусственного освещения, согласно СП 60.13330.2012 [16]. В помещениях с ВДТ и ПЭВМ ежедневно должна проводиться влажная уборка.

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

8.1.6. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП.51.13330.2011 [12]. При этом естественное освещение для данных помещений осуществляется через окна.

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, а вследствие этого к последующему снижению работоспособности и внимательности. Недостаточное внимание может стать причиной какого-либо несчастного случая. Постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

Искусственное освещение помещений осуществляется системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы (ЛБ-40). Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.

При работе на компьютере, обычно, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении.

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать светорассеивающими шторами, регулируемыми жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

На случай внезапного (при аварии) отключения рабочего освещения существует аварийное освещение.

Освещение помещений вычислительных центров должно быть смешанным. При выполнении работ категории высокой зрительной точности величина коэффициента естественного освещения (КЕО) должна быть не ниже 1,5 %, а при зрительной работе средней точности КЕО должен быть не менее 1 %. Требования к освещённости в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещённость должна составлять 300 лк, комбинированная - 750 лк; при выполнении работ средней точности - 200 и 300 лк соответственно [12].

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым.

8.2. Анализ потенциально опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которые при определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти. ГОСТ 12.0.003-2015 [27].

ПОЛЕВОЙ ЭТАП

8.2.1. Производственные факторы, связанные с электрическим током

Опасность поражения током при проведении полевых работ заключается в возможности поражения от токонесущих элементов каротажной станции (подъёмника, лаборатории, скважинных приборов) из-за несоблюдения правил эксплуатации приборов, нарушения правил и инструкций, по техническим причинам таким, как ухудшение электроизоляции, дефектов монтажа; поэтому требования безопасности сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

При работе с электрическим током нужно соблюдать требования электробезопасности, согласно (ГОСТ 12.1.030-81 [19], ГОСТ 12.1.038-82 [20]).

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию,

концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

1. обеспечением недоступности прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
2. устройством защитного заземления;
3. защитой перехода от высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
4. применением защитных средств при обслуживании электроустановок;
5. проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
6. применением устройством зануления;
7. применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
8. организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
9. специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрозщитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.

8.2.2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возможность получить различного вида травму, возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а вследствие, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных, монтажно-демонтажных работах на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 [21], ГОСТ 12.4.125-83 [22], ГОСТ 12.2.003-91 [23]).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются приказом начальника партии. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда). Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с правилами [30]. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) содержится в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Рабочие и инженерно - технические работники, находящиеся на рабочих местах, обязаны предупреждать всех проходящих об опасности и запрещать им подходить к аппаратуре, проводам и заземлениям.

8.2.3. Пожаровзрывоопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного

электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [26].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

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

1. Огнетушитель – 1 шт. (на каждую машину) марки ОП-5.
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2мх2м (на каждую машину).

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

Причинами пожара в камеральных помещениях являются следующие:

- Причины электрического характера – короткое замыкание, нагрев оборудования;
- Открытый огонь – сварочные работы, курение;
- Удар молнии;

- Разряд зарядов статического электричества.

Согласно ПУЭ классом зоны пожароопасности этих помещений является П - 2а, т.е. это зона, расположенная в помещениях, в которых обращаются твёрдые горючие вещества.

Мероприятия по предотвращению пожароопасных ситуаций:

Предотвращение короткого замыкания на рабочем месте:

- измерение сопротивления изоляции $R > 0,5 \text{ МОм}$;
- защита от механических повреждений;
- отключающая аппаратура (коммутирующая),

предохранители, автоматы.

Для предотвращения нагрева количество подключаемых к источнику потребителей должно соответствовать мощности источника.

Работы по предотвращению открытого огня:

- все сварочные работы должны производиться на определенном участке (сварочном посту), работа производится по разрешению;
- организация специальных мест для курения;

Работа по предотвращению накопления статического электричества:

- все объекты заземляются, где ожидаются заряды статического электричества;
- увлажнение помещений, при влажности $> 60\%$ заряды не накапливаются.

Организация и технические мероприятия в зданиях предполагают инструктирование персонала, обслуживающего электрические и другие устройства, использование СИЗ (средств индивидуальной защиты) такие как: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными ручками, указателей напряжения, резиновые коврики, диэлектрические ботинки, изолирующие подставки. В камеральном помещении, где установлены компьютеры, должен находиться углекислотный огнетушитель (ОУ-3).

8.3. Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.). Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении месторождения необходимо создать систему экономических и правовых механизмов, направленную на недопущение нарушений природоохранного законодательства, т.е. своеобразную программу экологической безопасности, учитываемую на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

Таблица №8.6 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах.

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами.	1.1. Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники. 1.2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли. 1.3. Рекультивация земель.
	2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя.	2. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение производственными водами и мусором.	1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.
	2. Загрязнение бытовыми сточными водами.	2. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ, автотранспорт, работа с источниками ионизирующих излучений.	1. Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного значения.
Животный мир	1. Распугивание местообитания представителей животного мира, случайное уничтожение.	1. Планирование работ с учетом охраны животных.
	2. Браконьерство	2. Разъяснительная работа

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью, материальные потери или нарушение условий жизнедеятельности людей.

Классификация ЧС по основным признакам:

- По сфере возникновения:
 - техногенные;
 - природные;
 - экологические;
 - социально-политические и др.
- По ведомственной принадлежности:
 - в промышленности;
 - в сельском хозяйстве и лесном хозяйстве;
 - в строительстве и др.
- По масштабу возможных последствий:
 - глобальные;
 - региональные;
 - местные.
- По масштабу и уровню привлекаемых для ликвидации последствий сил, средств и органов управления.
- По сложности обстановки и тяжести последствий.

На нефтяных и газовых месторождениях при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, размножаются и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В

перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья.

Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противодонной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противодонной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена [24].

8.5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы в скважинах (кроме ГТИ в процессе бурения) должны производиться в присутствии представителя "Заказчика" под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика).

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем

каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным "Заказчиком" и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

При работе буровых агрегатов по обеспечению проведения геофизических работ (дополнительная проработка скважины, подъем оставленных в скважине приборов с помощью бурильных труб и т.д.) персонал геофизических подразделений может находиться на буровой установке только с согласия руководителя буровых работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки).

Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование:

диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при: а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч); б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах); в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [28].

Заключение

Геофизические исследования являются неотъемлемым этапом при поисках, разведки и разработке нефтегазовых месторождений. Интерпретация материалов ГИС напрямую зависит от качества сведений об изучаемом геологическом объекте. Цель дипломного проекта заключалась в представлении обновленной методики подсчета запасов сеноманской залежи.

Для этого был выполнен анализ основных результатов и проведенных ранее геофизических исследований, построена физико-геологическая модель объекта с использованием типовой модели.

Также была рассмотрена методика выполнения проектных геофизических работ и порядок обработки и интерпретации полученных данных.

В рамках специальной части была рассмотрена и обоснована обновленная методика подсчета запасов с поправкой в коэффициент пористости за пластовые условия.

Список использованных источников

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ямало-Ненецкого автономного округа»: 2002;
2. Отчет ТО ЯмбургГазДобыча «Подсчет геологических запасов нефти и газа Ямбургского месторождения», 2012;
3. Фондовые материалы геологического отдела «Севергазгеофизика», ООО «Газпром недра»;
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2006. – 780 с.;
5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин / М.Г. Латышова. – Москва : Недра, 1991. – 218 с.;
6. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважина / С.С. Итенберг. – Москва : Недра, 1987. – 372 с.;
7. Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике/ под общ. ред. В.Г. Мартынова, Н.Е. Лазуткиной, М.С. Хохловой. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.;
8. Ширшков А.И. Охрана труда в геологии. - М.: Недра, 1990. – 235с.
9. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (01.01.89).
12. СП.51.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
13. ОСПОРБ – 99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности.

14. СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
15. СанПиН 2.4.3648-20. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.
16. СП.60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
19. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.
20. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
22. ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
24. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. - М.: 1999. -67с.
25. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
26. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).
27. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93
28. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.