

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

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН ДЛЯ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА НА МЕДВЕЖЬЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ЯНАО).

УДК 553.981:550.832(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Малинин Руслан Борисович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г-М.Н		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Дукарт С.А.	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:
 Дипломного проекта
 Студенту:

Группа	ФИО
226А	Малинин Руслан Борисович

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для контроля технического состояния скважин и определения эксплуатационных характеристик пласта-коллектора на Медвеьем месторождении (ЯНАО).
Утверждена приказом директора (дата, номер)
27.01.2021, №27-15/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Текстовый и графический материалы по Медвеьему нефтегазоконденсатному месторождению, обзорная карта района работ, каротажные диаграммы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о месторождении 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы 6. Магнитно-импульсная дефектоскопия 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность
Перечень графического материала	<ol style="list-style-type: none"> 1. Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. 2. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю I (Надым-Пурский регион) 3. Литолого-стратиграфическая колонка 4. Структурная карта месторождения Медвеье

	5. Геологический разрез месторождения Медвежье 6. Каротажная диаграмма термометрии, влагометрии, шумометрии, манометрии в скважине 1 7. Замер КВД 8. Заколонные скопления газ по диаграмме НГК в скважине 1 9. ФГМ для определения эксплуатационных характеристик 10. Физико-технологическая модель для контроля технического состояния скважины 1 11. Схема прибора РЛТ-9 12. Схема прибора СГДТ-100 13. Схема прибора МАК-9 14. Схема прибора СКАТ-К8-38-150/40 15. Обработка непрерывной расходомерии 16. Градуировочные графики для определения толщины стенки труб 17. МИД-К. Схема прибора 18. Интервальные участки замеров 19. Каротажная диаграмма МИД-К
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

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

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	19.03.2021 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Малинин Руслан Борисович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Малинину Руслану Борисович

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

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, финансовых и человеческих</i>	<i>Данные о стоимости материально-технических ресурсов взяты из справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49)</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>ПОСН 81-2-49 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоговый кодекс РФ 41 Статья Ф3-213 от 24.04.2009 в редакции от 09.03.2018г. №55-ФЗ. Статья 4.8, Абзац 39</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Оценки капитальных вложений, показатели экономической и эксплуатационных затрат</i>
<i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет сметной стоимости проекта</i>
<i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	<i>Расчет сравнительной эффективности проекта</i>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Малинину Руслану Борисович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
226А	Малинину Руслану Борисович

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

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований для контроля технического состояния скважин и определения эксплуатационных характеристик пласта-коллектора на Медвежьем месторождении (ЯНАО).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Проектирование комплекса ГИС для контроля технического состояния скважин и определения эксплуатационных характеристик пласта-коллектора на Медвежьем месторождении (ЯНАО).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: - <ul style="list-style-type: none"> • Неудовлетворительный микроклимат; • Повышенный уровень шума; • Недостаточная освещенность рабочей зоны; • Поражение электрическим током • Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования • Повышенный уровень напряженности электростатического поля, электромагнитных полей. Выводы на соответствие допустимым условиям труда согласно специальной оценке условий труда.
3. Экологическая безопасность:	При геофизических работах возможно негативное воздействие на: <ul style="list-style-type: none"> • Атмосферу • Гидросферу • Литосферу Разработать решения по обеспечению безопасности окружающей среды.

4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – Выбор наиболее типичной ЧС; – Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)
--	---

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226А	Малинину Руслану Борисович		

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

Абс – абсолютные отметки

АК – акустический каротаж

АКЦ – акустическая цементометрия

ВНК – водонефтяной контакт

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование

ГИС – геофизические исследования скважин

ГНК – газонефтяной контакт

ГК – гамма-каротаж

ГГКп – гамма-гамма каротаж плотностной

ГГЦ – гамма-гамма цементометрия

ЛМ – локатор муфтСкв – скважина

УВ – углеводород

ЦМ – цементометрия

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 81 с., 19 рис., 22 табл., 36 источников.

Ключевые слова: Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение, техническое состояние скважины, промыслово-геофизические исследования скважин, магнитно-импульсная дефектоскопия, термометрия.

Объектом исследования является: Медвежье нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – Проектирование комплекса промыслово-геофизических исследований для оценки технического состояния скважины после капитального ремонта.

В процессе исследования проводился: анализ промыслово-геофизических исследований.

В результате исследования: был запроектирован комплекс для изучения технического состояния скважины.

Область применения: результаты ВКР могут использоваться на нефтегазовых месторождениях с целью изучения технического состояния скважин.

Значимость работы: ВКР имеет научное и практическое значение.

В будущем планируется: расширить комплекс методов, для контроля технического состояния скважин и определения притоков.

ESSAY

Final qualifying work 81 p., 19 fig., 22 tab., 36 sources.

Key words: Medvezhye oil and gas condensate field, technical condition of the well, production logging of wells, magnetic pulse flaw detection, thermometry.

The object of research is: Medvezhye oil and gas condensate field.

The purpose of the work is to design a complex of field-geophysical surveys for assessing the technical condition of a well after major repairs.

In the course of the study, the following was carried out: analysis of field geophysical studies.

As a result of the study: a complex was designed to study the technical condition of the well.

Field of application: the results of the research and development work can be used in oil and gas fields in order to study the technical condition of wells.

Significance of the work: FQP is of scientific and practical importance.

In the future, it is planned: to expand the range of methods for monitoring the technical condition of wells and determining inflows.

ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ	8
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
1.1. Географо-экономический очерк района работы	15
1.2. Геолого-геофизическая изученность района.....	17
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ....	20
2.1. Стратиграфия	20
2.2. Тектоника.....	23
2.3. Краткие сведения о нефтегазоносности района.....	26
2.4. Петрофизическая характеристика разреза.....	28
3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	29
4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	35
4.1. Задачи геофизических исследований	35
4.2. Обоснование объекта исследований	35
4.3. Физико-технологическая модель объекта исследования. Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	36
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	42
5.1. Методика проектных геофизических работ	42
5.2. Интерпретация геофизических данных	46
6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	50
7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
7.1. Виды и объемы проектируемых работ	54
7.2. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ.....	55
7.3. Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ.....	56
7.4. Расчет сметной стоимости работ	57
8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	60
8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	61
8.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	61
8.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	63
8.2. Производственная безопасность	64
8.2.1. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	66

8.2.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	70
8.3. Экологическая безопасность	78
8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	84

ВВЕДЕНИЕ

Геофизические методы исследования скважин - один из разделов прикладной геофизики. Они применяются для решения геологических и технических задач, связанных с поисками, разведкой и разработкой месторождений полезных ископаемых, а также с изучением гидрогеологических и других особенностей исследуемых районов.

Наиболее широкое применение геофизические методы получили при изучении нефтяных и газовых скважин в процессе их бурения, опробования и эксплуатации.

Целью данной работы является проектирование комплекса промыслово-геофизических исследований для контроля технического состояния скважин и определения эксплуатационных характеристик пластов-коллекторов Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения.

Западная Сибирь была и остается надежной сырьевой базой страны. Разработка крупнейших в мире по запасам и уровню добычи углеводородного сырья газовых и газоконденсатных месторождений Надым - Пур - Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа обеспечивает 90 % добычи газа России.

Месторождение Медвежье расположено в Надымском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в междуречье рек Ныда и Правая Хетта, в 100 км к северо-востоку от г. Надыма. Территория месторождения относится к 1Г и 1Д климатическим подрайонам России и характеризуется суровыми климатическими условиями со следующими показателями:

- среднемесячная температура самого холодного месяца минус 23 °С;
- средняя температура наиболее холодной пятидневки минус 44 °С;
- среднемесячная температура самого жаркого месяца июля 14,7 °С;
- абсолютная максимальная температура 35 °С.

Преобладающее направление ветров: зимой - южное, летом - северное.

Район освоения относится к переходной зоне распространения талых, высокотемпературных и низкотемпературных многолетнемерзлых грунтов.

Месторождение Медвежье открыто в 1967 г. Освоение месторождения началось в 1969 - 1970 гг. со строительства установки комплексной подготовки газа (УКПГ-2), которая была введена в эксплуатацию в 1972 г. К этому времени в южной части месторождения была проложена первая нитка газопровода-коллектора, которая соединила строящиеся УКПГ - 1, 3 и 2 и подала газ в газопровод «Медвежье-Пунга».

К 1978 г. уровень отбора газа составил 65 млрд. м³/г. Максимальные годовые отборы в период постоянной добычи составляли 73 млрд. м³. С 1979 г. начался

компрессорный период эксплуатации месторождения, а 1995 г. - период падающей добычи газа.

Часть эксплуатационных скважин простаивают из-за низкого пластового давления и капитальных ремонтов.

Так как месторождение Медвежье находится в последней стадии разработки (период падающей добычи), жизнь скважин можно продлить только установив правильный технологический режим работы скважины. Это позволит уменьшить обводнение скважин и вынос механических примесей.

Правильный технологический режим скважины можно установить только при знании достоверных и точных коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В. Поэтому в данном дипломном проекте представлено пять методик обработки исследований скважин, что позволит найти наилучший метод обработки для данного месторождения.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Географо-экономический очерк района работы

Месторождение Медвежье находится на севере Западно-Сибирской равнины, в междуречье реки Надым и реки Пур и простирается в субмеридиональном направлении на юг, от юго-восточной границы Обской губы, восточнее поселка Ныда, до реки Правая Хета (рис. 1).

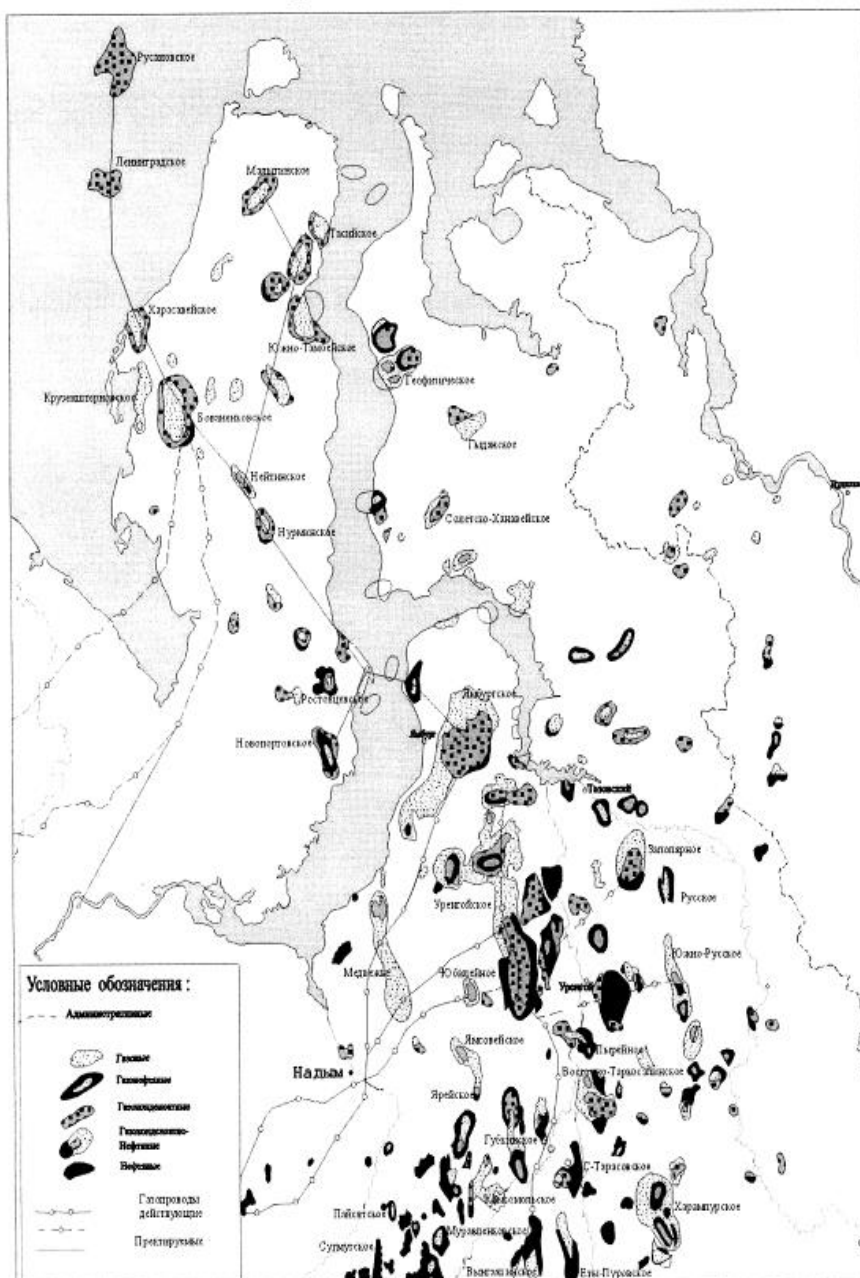


Рис. 1 Обзорная карта нефтегазоносности севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна [1].

В административном отношении месторождение расположено на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Город Надым расположен в 70 - 80 километрах к западу от месторождения на правом берегу одноименной реки, впадающей в Обскую губу. В северном направлении расположен посёлок Ныда и посёлок Нумги, а в юго-восточном - посёлок Пангоды. Ближайшая железнодорожная станция Лабытнанги находится на расстоянии 330 километров западнее месторождения. Грузовое движение осуществляется по железной дороге Старый Надым - Новый Уренгой. В южной части месторождения проходит трасса газопроводов Надым - Пунга - Урал. Месторождение находится в зоне деятельности ООО «Газпром добыча Надым».

В орографическом отношении район работ представляет собой пологохолмистую водораздельную равнину с абсолютными отметками рельефа от 35 до 100 метров. В долинах рек отметка рельефа уменьшается до 7-20 метров. Наименьшие отметки характерны для северной части месторождения. Наиболее крупной рекой является река Надым. Ширина ее составляет 200-300 метров, глубина 2-3 метра на плесах и 20-60 сантиметров на перекатах. Течение спокойное, русло сильно маневрирует, образуя на всём протяжении большое количество протоков. Ширина речных долин изменяется в пределах от 0,1 до 10 километров. Вскрытие ото льда происходит в конце мая в начале июня. Ледостав заканчивается в конце октября, однако движение гусеничного транспорта по льду возможно лишь с конца ноября.

Наибольшим распространением пользуются озёра, большинство термокарстового происхождения, характеризующиеся округлыми очертаниями. Размер озёр варьируется в интервале от 4,5 до 20 квадратных километров, глубина от 1 до 5 метров. Встречаются озёра провального типа, размером до 2,5 квадратных километров и глубиной до 20 метров. Площадь месторождения находится в зоне развития многолетней мерзлоты. Глубина промерзания пород на участке Надым - Правая Хета достигает 200-250 метров, нижняя граница вечной мерзлоты на северо-востоке месторождения достигает примерно 430 метров [2].

Район расположен в лесотундровой зоне. Леса приурочены в основном к долинам рек и склонам водоразделов. Здесь произрастают лиственница, ель, сосна, берёза, кедр.

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

Среднегодовое количество осадков составляет 300 миллиметров, из них 3/4

выпадает летом. Мощность снежного покрова в понижениях рельефа достигает 1 метра, а на открытых участках 25 -30 сантиметров.

Сложный рельеф, а также плохой климат сказались на отсутствии дорог, что создаёт определенные трудности при освоении этого региона. Вдоль месторождения проложена автомобильная дорога из посёлка Пангоды. Действуют железная и автомобильная дороги Старый Надым - Пангоды. Грузы доставляются водным путём до посёлка Ныда или Старого Надыма. Зимой возможна перевозка грузов гусеничным транспортом.

В районе производятся геологоразведочные работы и добыча газа. Водоснабжение объектов осуществляется с крупных водозаборов: Ныдинского и Пангодинского [2].

1.2. Геолого-геофизическая изученность района

Первоначальные геологические сведения о районе расположения Медвежьего месторождения получены в результате геолого-геоморфологических исследований, которые проводились экспедицией ВНИГРИ.

По материалам региональных геолого-геоморфологических исследований была составлена геологическая карта, по данным сейсморазведки - тектоническая карта, на которых выделены крупные структуры первого и второго порядков [1].

Газовая залежь Медвежьего месторождения приурочена к Медвежьему валу и Ныдинскому куполовидному поднятию, осложняющему южное крыло структуры I порядка Медвежье-Ямбургского мегавала.

По кровле сеноманских отложений залежь Медвежьего месторождения оконтуривается изогипсом -1180 м. Длина месторождения 120 км, ширина до 26 км, амплитуда 175 м на юге и 125 м на севере.

Месторождения ЯНАО имеют ряд специфических особенностей, упрощающих их разведку: массивное строение залежи, небольшое изменение коллекторских свойств песков и песчаников по площади и разрезу, примерно одинаковое соотношение между эффективной мощностью и общей по разрезу и по площади.

В 1952 - 1955 гг. были выполнены геолого-геофизическая и аэромагнитная съёмки территории, на которой в данный момент находится месторождение Медвежье.

1960г. Тюменское геологическое управление проводило региональную гравиметрическую съёмку.

1960 - 1964 гг. были проведены региональные исследования методом магнито-теллурического профилирования.

1963 - 1964 гг. проведены поисковые сейсморазведочные работы на территории Ненецкого свода с целью поиска локальных структур и подготовки их к разведочному бурению. В результате этих исследований была оконтурена Ныдинская структура и открыта Надымская. После обработки результатов, было определено, что эти две структуры соединены. Новую структуру назвали Медвежья.

1968 г. Проводилось интенсивное геолого-разведочное бурение.

2015 г. Проведение сейсмогеологических работ

2016г. Построен сейсмогеологический разрез по композитному профилю (рис. 2).

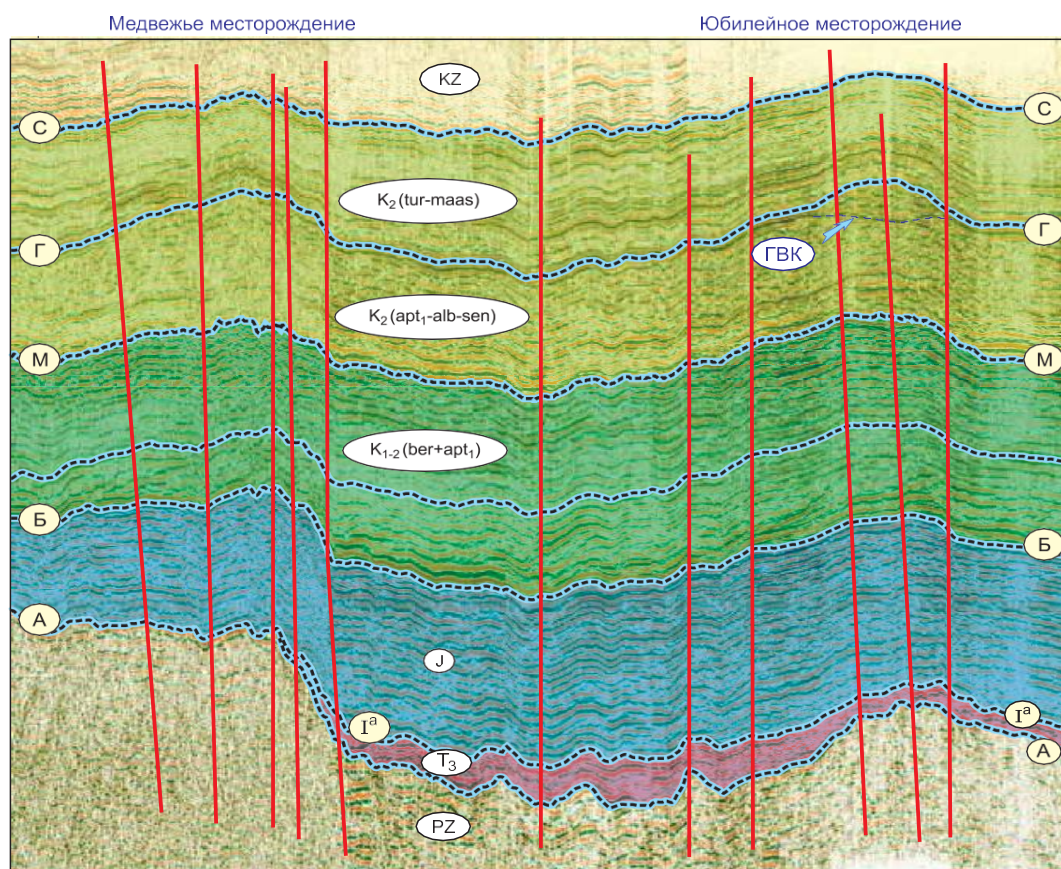


Рисунок 2. Сейсмогеологический разрез по композитному профилю I (Надым-Пурский регион) [2].

Условные обозначения к рис. 2.1 – основные (а) и дополнительные (б) отражающие горизонты, 2 – разрывные нарушения, 3 – сейсмические комплексы. Сейсмические комплексы: rg – пырейный СК, rd – родниковый СК, sv – савуйский СК, ch – чеускинский СК, sr – сармановский СК, urn – уренгойский СК, pm – пимский СК, jm – ямбургский СК, bs – быстринский СК, nal – нижеалмский СК

2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Стратиграфия

Геологический разрез месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и метаморфизованными породами палеозойского фундамента (Рис. 3). Только в разрезах глубоких разведочных скважин (2, 17, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 39) вскрыты нижнемеловые и частично юрские отложения на максимальной глубине 4024 м (скв. 30).

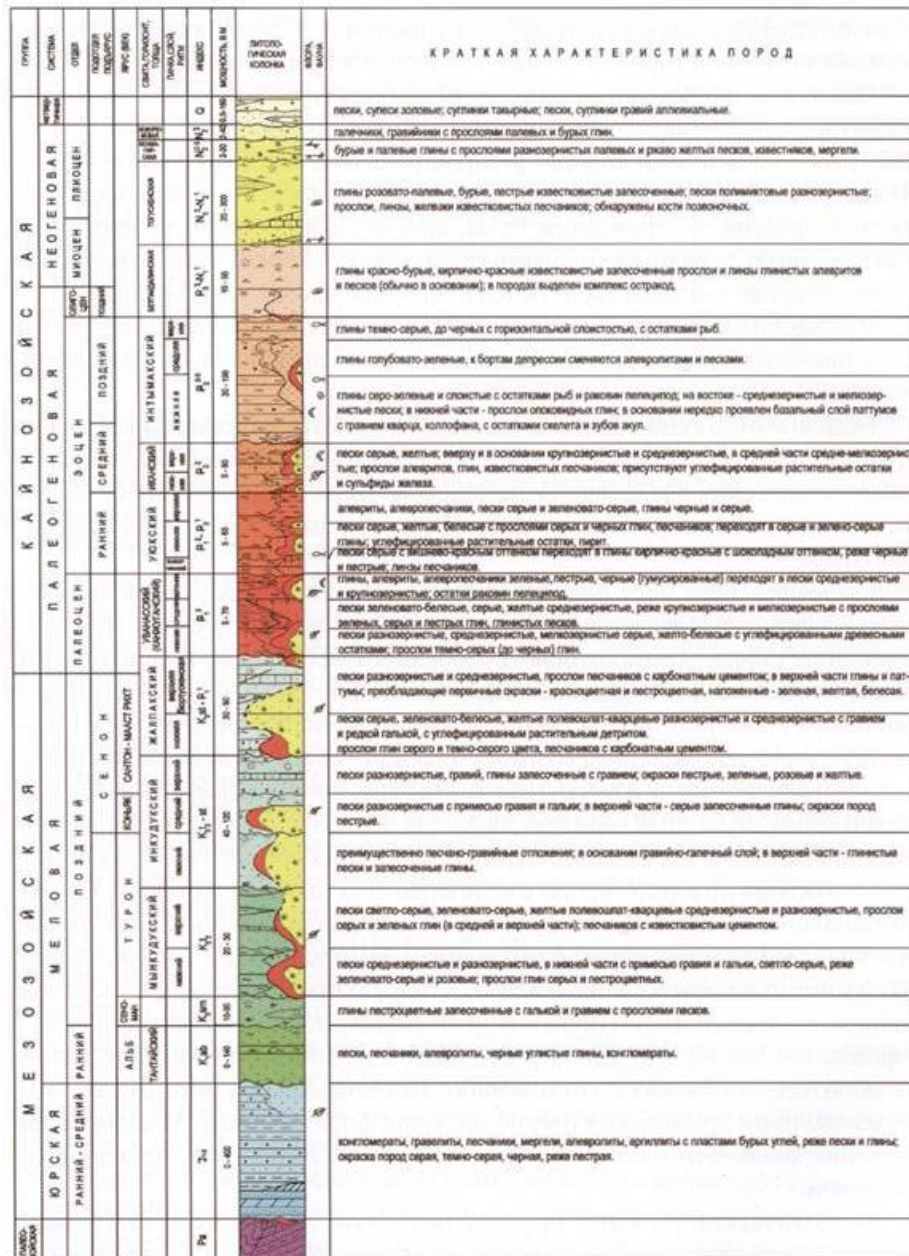


Рис 3. Литологo-стратиграфическая колонка [4].

Охарактеризованность керновым материалом крайне неравномерная и

сравнительно хорошо изучена только сеноманская продуктивная толща.

Юрская система

Отложения юрской системы подразделяются на тюменскую, абалакскую и баженовскую свиты.

Тюменская свита - (нижняя и средняя юра) представлена аргиллитами, алевролитами и песчаниками, сложно чередующимися между собой. Алевролиты серые, темно-серые, слюдистые, крепко сцементированные с тонкой горизонтальной и волнистой слоистостью. Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, крепко сцементированные, прослоями карбонатные. Аргиллиты темно-серые, почти черные, алевроитовые, слюдистые, плотные, прослоями сидеритизированные. По разрезу наблюдаются обильные включения углистого и углисто-глинистого материала. Песчано-алевроитовые пласты характеризуются резкой невыдержанностью по площади, значительной глинистостью. Толщина отложений свиты 64-538 м (скв. 30, 31, 32, 34).

Абалакская свита - сложена аргиллитами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, слабоалевроитистыми, прослоями сидеритизированными. Толщина отложений свиты 20-22 м.

Баженовская свита (верхняя юра) представлена аргиллитами черными, темно-серыми, битуминозными, плитчатыми, массивными, тонко отмученными с большим количеством фаунистических остатков. Толщина отложений свиты 12-67 м.

Меловая система

Нижний мел

Отложения нижнего мела подразделяются на сортымскую, тангаловскую (бывшие мегионская, вартовская) и покурскую свиты.

Сортымская свита. Отложения характеризуются преимущественно глинистыми осадками с прослоями алевролитов, реже песчаников. Толщина отложений резко увеличивается в северном направлении от 403 м (скв. 31) до 714 м (скв. 30). В пределах Уренгойского нефтегазоносного района свита подразделяется на пять пачек снизу вверх: подачимовская, толщиной 5-10 м; ачимовская, толщиной 60-160 м (к ее кровле приурочена газоконденсатная залежь); очимкинская, толщиной 285-305 м; южно-балыкская, толщиной 60-80 м; чеускинская, толщиной 25-27 м.

Тангаловская свита, представлена чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, аркозовые, мелкозернистые, слабослюдистые, глинистые, прослоями известквистые. Алевролиты светло-серые, глинистые, с прослоями известняка, слюдистые. Аргиллиты серые, грязно-зеленые, гидрослюдистые, слабо известквистые. По плоскостям наложения в породах отмечаются скопления

растительного детрита. В нижней части песчаные прослои являются более выдержанными, чем в верхней. Толщина отложений 613-747 м.

Покурская свита, представлена песчаниками, алевролитами и глинами, чередующимися между собой. Песчаники серые, светло-серые, с зеленоватым оттенком, мелко-среднезернистые, слюдистые, слабосцементированные, в различной степени глинистые, прослоями карбонатные, в верхней части с включениями янтаря. Алевролиты серые, темно-серые, разномзернистые, слюдистые, глинистые с прослоями тонких черных глин, реже карбонатные. Глины серые, темно-серые, плотные, алевролитистые, с тонкими линзами песчано-алевритового материала. По всему разрезу отмечается обилие растительного детрита, включения янтаря. В нижней части разреза характерно преобладание песчаных пород (ево-яхинская пачка). К верхней части разреза приурочена сеноманская газовая залежь. Толщина отложений свиты 816-938 м, а верхней части сеномана - 300-320 м.

Верхний мел

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

Кузнецовская свита, представлена глинами темно-серыми с зеленоватым и коричневым оттенком, плотными. Толщина отложений 50-60 м.

Березовская свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена глинами серыми, опоковидными, слабоалевритистыми, плитчатыми, с редкими прослоями опок.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми со слабым буроватым оттенком, слабоалевритистыми, опоковидными, с тонкими прослоями светло-серых, полевошпатово-кварцевых, глауконитовых алевролитов. Толщина отложений свиты 158-253 метров.

Ганькинская свита представлена глинами серыми с зеленоватым оттенком, алевролитистыми, иногда известковистыми, плотными, с многочисленными углистыми растительными остатками. Толщина отложений свиты 180-238 м.

Палеогеновая система

В палеогеновых отложениях выделяются тибейсалинская, люлинворская, тавдинская, атлымская свиты.

Тибейсалинская свита, подразделяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю. Нижняя подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми, алевролитистыми с включениями растительных остатков.

Верхняя подсвита более опесчанена и представлена песками и песчаниками серыми, тонкозернистыми, слюдистыми с многочисленными растительными остатками, с

прослоями серой глины и, иногда, бурых углей. В верхней части разреза залегает пласт черных глин толщиной 15-20 м. Общая толщина отложений свиты 354-316 м.

Люлинворская свита, по литологическому составу, подразделяется на три подсвиты.

Нижняя подсвита представлена опоковидными глинами с примесью алевритового материала, с прослоями опок и, реже, диатомитов.

Средняя подсвита сложена серыми с зеленоватым оттенком плитчатыми диатомовыми глинами и диатомитами.

Верхняя подсвита представлена диатомовыми глинами зеленовато-серыми, с прослоями глауконитовых алевритов и песков. Общая толщина отложений свиты 180 - 210 м.

Тавдинская свита представлена глинами, зеленовато-серыми, хорошо отмученными, слабо алевритистыми с прослоями песков. Общая толщина отложений свиты достигает 70 м.

Атлымская свита сложена песками, светло-серыми, тонко-грубозернистыми, полевошпатово-кварцевыми, каолинизированными, с прослоями плитчатых глин и включениями гравия и галек. Толщина отложений свиты до 70 м.

Четвертичная система

Четвертичные отложения залегают на размывтой поверхности палеогеновых отложений и представлены песками, с включениями гальки и гравия, глинами, супесями, суглинками, в верхней части с пропластками торфа. Толщина отложений до 80 м [3].

2.2. Тектоника

Месторождение связано с трехкупольной системой поднятий, среди которых наиболее четко выделяются Ныдинский и Медвежий куполы (рис. 4 и 5). Данные эксплуатационного бурения позволили существенно уточнить структурный план месторождения. В большинстве случаев отметки кровли сеноманской продуктивной толщи по новым разведочным наблюдательным и добывающим скважинам, существенно отличаются от отметок на структурной карте подсчета запасов газа 1969 г. Расхождение отметок составляет 6-40 м. По новым данным бурения структурная поверхность сеноманской продуктивной толщи по своей конфигурации оказалась более сложной, чем представлялась на этапе разведочного бурения, причем сложность строения отмечается как в сводовой части, так и в крыльевых зонах.

В пределах сводовой части выявились более мелкие структурные формы размером

от 1,1 до 1,4 км и разделяющие их прогибы, образующие чередующиеся “цепочки”. Крыльевые зоны оказались нарушенными заливами, направленными к осевой зоне поднятия.

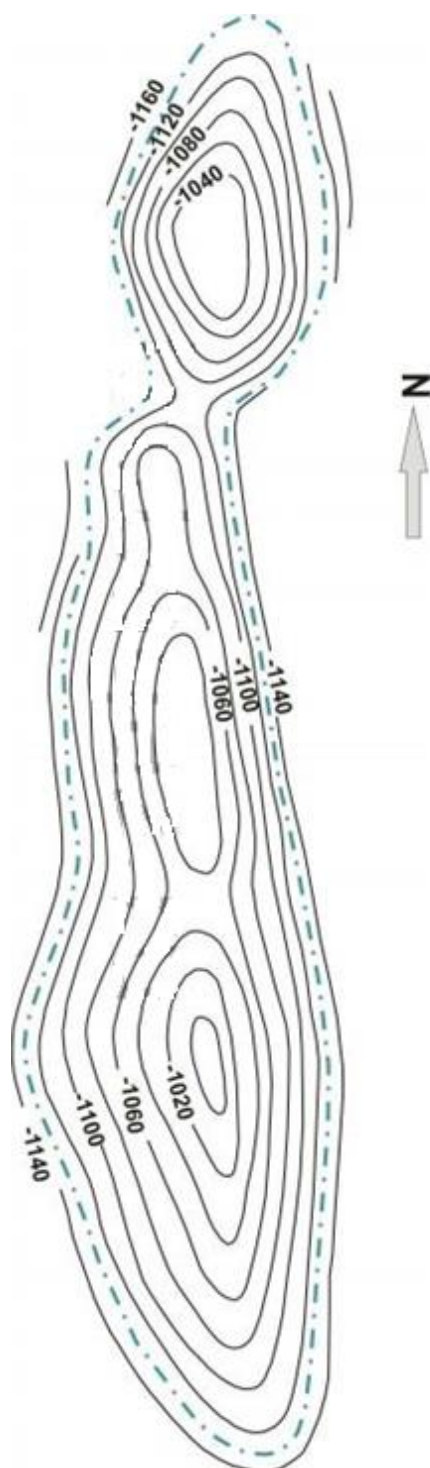


Рис. 4 - Структурная карта месторождения Медвежье [5].

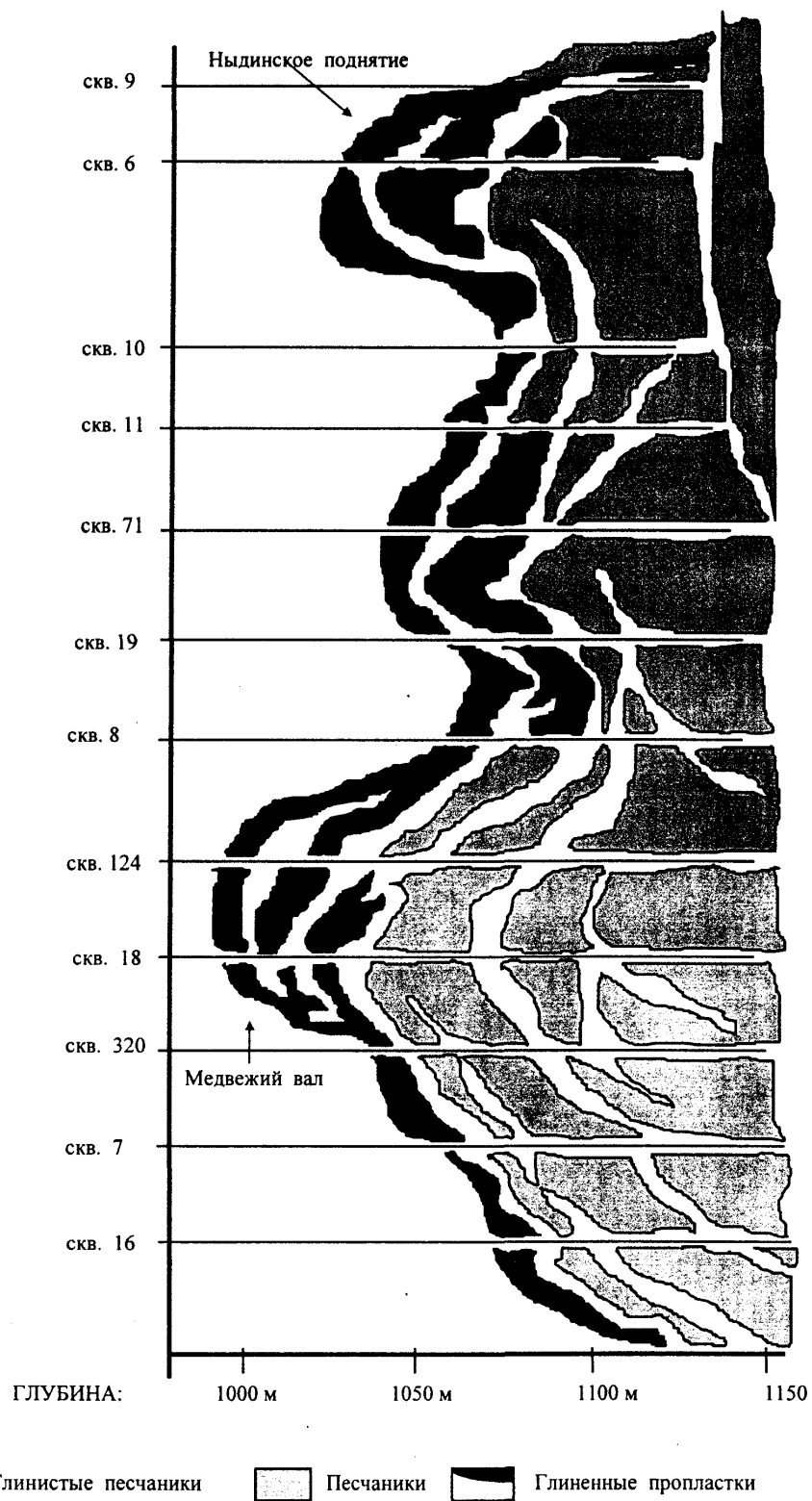


Рис. 5 - Геологический разрез месторождения Медвежье [4].

Мегавал имеет меридиональное простирание. Длина составляет 180 км, ширина - 20-50 км. С севера мегавал отделяется седловиной от Харвутинского вала, на юге

граничит с Танловской впадиной, на западе - Нижненадымской впадиной. В пределах мегавала выделяются (с севера на юг): Ныдинское куполовидное поднятие. Медвежий вал, Западно-Пангодинский структурный нос, осложнённые локальными поднятиями III порядка. Строение их прослежено по опорным отражающим горизонтам и данным бурения.

По отражающему горизонту "Б" (верхняя юра) Ныдинское куполовидное поднятие оконтуривается изогипсой - 3300 м, имеет размеры 17,5 - 12,5 км, при амплитуде 150 м.

Свод поднятия осложнён двумя вершинами. Медвежий вал также оконтуривается изогипсой - 3300 м, размеры его 40 - 90 км, амплитуда 250 м. Вал характеризуется резко асимметричным строением: крутое, резко выраженное восточное крыло и пологое западное крыло с расплывчатыми очертаниями. Сводовая часть осложнена тремя вершинами на разных гипсометрических уровнях. Седловина разделяющая эти структуры имеет широтное простираение при глубине около 50 м;

По отражающему горизонту "Г" (сеноман) Медвежий вал и Ныдинское поднятие оконтуриваются изогипсой - 1100 м. Их асимметричное строение сохраняется, восточное крыло круче западного. По сейсмоизогипсе - 1100 м, Ныдинское поднятие имеет размеры 20-35 км при амплитуде более 50 м. Медвежий вал, по изогипсе - 1100 м, имеет размеры и 20-80 км и амплитуда его составляет 100 м. По кровле сеноманских отложений Медвежий вал и Ныдинское поднятие оконтуривается изогипсой - 1150 м, при этом их длина составляет 120 км, ширина до 26 км. Амплитуда Медвежьего вала равна 175 м, а Ныдинского поднятия - 125 м. Восточное крыло крутое (до 2°) по сравнению с западным 30° - 40°. Медвежий вал осложнен тремя локальными поднятиями: Северо-Медвежье, Средне-Медвежье и, собственно, Медвежьим (южным).

2.3. Краткие сведения о нефтегазоносности района

В пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции выделяются три нефтегазоносных комплекса: юрский, неоком-аптский и апт-сеноманский. Основные запасы газа приурочены к сеноманским отложениям, которые являются объектом разработки. Кровля сеноманской продуктивной толщи вскрыта на абсолютных глубинах 979,9 - 1130,4 м и контролируется отложениями глин (покрышкой); турон-алеогенового возраста, толщинами до 500 м. Продуктивная толща сеномана представлена песчаниками, алевролитами и глинами, которые выклиниваются, фациально замещаются на различных расстояниях [4].

Толщина пропластков и пластов-коллекторов составляет 0,4 - 28 м. Наибольшее

распространение имеют коллектора от 2 до 4 м. Толщины глин заглинизированных пород изменяются от 0,4 до 25 м.

Таким образом, продуктивная толща Медвежьего месторождения расчленяется наряд мезоциклитов, циклитов, продуктивных пачек. Сверху вниз: песчано-алевритовая; песчаная и песчано-алевритовая пачки. В своих верхних частях пачки имеют алеврито-глинистые пласты, неоднородные и прерывистые по площади и разрезу. Отсюда макро - и микронеоднородность, расчлененность, и прерывистость геологических тел, слагающих пачки, определяют в целом газодинамическую, но не гидродинамическую связанность коллекторов в залежи. Блочная или пачечная модель-схема геологического строения отвечает пластово-массивному типу залежей.

Содержание коллекторов в газонасыщенной части разреза колеблется от 17 до 90 %, составляя в среднем для залежи - 70 %. В результате эксплуатационного бурения было установлено значительное сокращение содержания коллекторов в зонах микропрогибов и структурных заливов на крыльях. В этих зонах эффективные газонасыщенные толщины составили 30 - 50 м, вместо ожидаемых 60 - 70 м. Суммарная эффективная газонасыщенная толщина по скважинам изменяется 3,6 - 126,0 м в пределах южного купола, от 14,0 до 96, 4 м на центральном куполе, от 14,6 до 99,4 м, на северном куполе, от 7,0 до 97,4 м на Ныдинском куполе [4].

Залежь газа является пластово-массивной, по всей площади подстилается подошвенной водой. ГВК отбит на абсолютных отметках от 1227,6 до 1141,2 м и постепенно погружается с юга на север [5].

В пределах Медвежьего вала ГВК наклонен в основном в пределах отметок от 1227,6 до 1133,8 м, а на Ныдинском поднятии от 1136,6 до 1141,4 м. Данные эксплуатационного бурения подтвердили ранее установленный наклон ГВК в северном направлении.

Высота залежи в пределах южного, среднего и северного куполов Медвежьего вала равна 155 м и 122 м, а Ныдинского поднятия 125 м. Залежь имеет следующие размеры: длина 116 км, ширина до 26 км, площадь газоносности 1993,3 км².

При испытании разведочных скважин из продуктивной толщи сеномана получены промышленные притоки газа от 541 до 1490 тыс. м³/сут через 25,4 - 31,7 мм штуцер при депрессиях 0,195 - 3,75 МПа. Начальный дебит эксплуатационных скважин 519- 1500 тыс. м³. Геологические запасы газа составляет 4700 млрд м³ на 1967 г. Остаточные запасы газа оценивались в 2200 млрд м³ на 2004 г. Состав газа представлен в таблице 1

Таблица 1. Состав газа

Наименование компонента	Химическая формула	Содержание, % об
Метан	CH ₄	98,860
Этан	C ₂ H ₆	0,100
Пропан	C ₃ H ₈	0,009
Бутан	C ₄ H ₁₀	0,002
Пентан	C ₅ H ₁₂	следы
Двуокись	CO ₂	0,100
Азот	N ₂	0,880
Гелий	He	0,016
Аргон	Ar	0,033

2.4. Петрофизическая характеристика разреза

Коллекторами газа являются пески, песчаники с глинистым цементом, а также крупно и среднезернистые алевролиты. Коллекторские свойства песчано-алевролитовых пород высокие. Определение пористости проведено на 1091 образце, из них на 534 - из газонасыщенной части разреза.

Наиболее часто встречаются значения пористости 25-35 %. Среднее значение пористости по керну составило 28,8 %. Проницаемость определена на 569 образцах, в том числе на 273 - из газонасыщенной части. Изменяется проницаемость от 0,001 мкм² до нескольких тысячных мкм². Остаточная водонасыщенность определена на 535 образцах.

Коллекторские свойства изменяются в зависимости от гранулометрической характеристики. Так, открытая пористость песчаников изменяется от 33,9 % до 38,4 %, проницаемость - от 0,8 до 3,1 мкм², остаточная водонасыщенность 8,1-23,5 %.

Открытая пористость алевролитов составляет 20,1-36,3 % проницаемость 0,0006-0,118 мкм², остаточная водонасыщенность 19,9-92,5 %.

В не отсортированных породах открытая пористость составляет 22,1-37,6 %, проницаемость 0,0046-2,305 мкм², остаточная водонасыщенность 14,4-87,4 %.

Фильтрационно-емкостные параметры определены по материалам геофизических исследований скважин (ГИС). По ГИС коэффициент пористости, определенный по уравнению регрессии вида $K_p=f(P_o)$ составил 30,2 %.

Газонасыщенность по ГИС определена по зависимости $g_{WB}=f(\lg R_n)$, построенной по данным керна. Средневзвешенное значение коэффициента газонасыщенности составило 70,5%. Проницаемость определена по установленной универсальной зависимости Требина-Ханина $\lg K_{пр}=f(K_{пр} \text{ эф})$. Для Медвежьего месторождения получено уравнение регрессии: $\lg K_{пр}=0,18+10,38 K_{пр} \text{ эф}$. Средневзвешенное значение

проницаемости по месторождению составило 0,8 мкм² [5].

Продуктивная толща имеет сложное строение: характеризуется значительной изменчивостью литологического состава, сильной расчлененностью, повышенной неравномерной глинистостью.

3. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В обсаженном стволе эксплуатационной скважины №1 Медвежьего месторождения месторождения был проведен комплекс промыслово- геофизических исследований:

Пробуренный забой равен 1202 м. Искусственный забой равен 1145 м. (цементный мост).

Исследования выполнил начальник партии стандартной аппаратурой СКАТ-К8-38-150/40 №134, СКАТ-РК-42-150/100 №204, МО-0.4-160 №38463 и регистрирующим комплексом «Геомак».

Список ранее проведенных исследований представлен в таблице 2

Таблица 2. Список методов ПГИ в скважине 1

№ п/п	Вид исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м	Дата замера	Качество
Скважина работает в шлейф					
1	Термометрия	1: 500, 1:200	4-900-1125,4	18.05.2019 г.	Хор.
2	Манометрия	1: 500,1:200	4-900-1125,4		Хор.
3	Шумометрия	1: 500,1:200	4-900-1125,4		Хор.
4	Влагометрия	1: 500,1:200	4-900-1125,4		Хор.
5	Термоанемометрия	1: 500,1:200	4-900-1125,4		Хор.
6	Расходометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
Скважина работает на факел, д.ш. 17.0 мм.					
1	Термометрия	1:200	900-1125,4	18.05.2019 г.	Хор.
2	Манометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
3	Шумометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
4	Влагометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
5	Термоанемометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
6	Расходометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
Скважина работает на факел, д.ш.25,4 мм.					
7	Термометрия	1:200	900-1125,4		Хор.

8	Манометрия	1:200	900-1125,4	18.05.2019 г.	Хор.
9	Шумометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
10	Влагометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
11	Термоанемометрия	1:200	900-1125,4		
12	Расходометрия	1:200	900-1125,4		Хор.
Скважина остановлена.					
13	КВД	6 час. 15 мин.	1119,6 м	18 - 19 .05.2019 г.	Хор.
14	Термометрия	1:500:200	11-900-1125,4		Хор.
15	Манометрия	1:500:200	11-900-1125,4		Хор.
16	Шумометрия	1:500:200	11-900-1125,4		Хор.
17	Влагометрия	1:500:200	11-900-1125,4		Хор.
18	РК (НГК, ГК)	1:500:200	0-900-1125,4	21.01.2019 г.	Хор.

На рис. 6 представлен каротажные диаграммы методов ПГИ

17-19.05.2019г. ТЕРМОМЕТРИЯ, МАНОМЕТРИЯ, ВЛАГОМЕТРИЯ, ШУМОМЕТРИЯ ПО СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

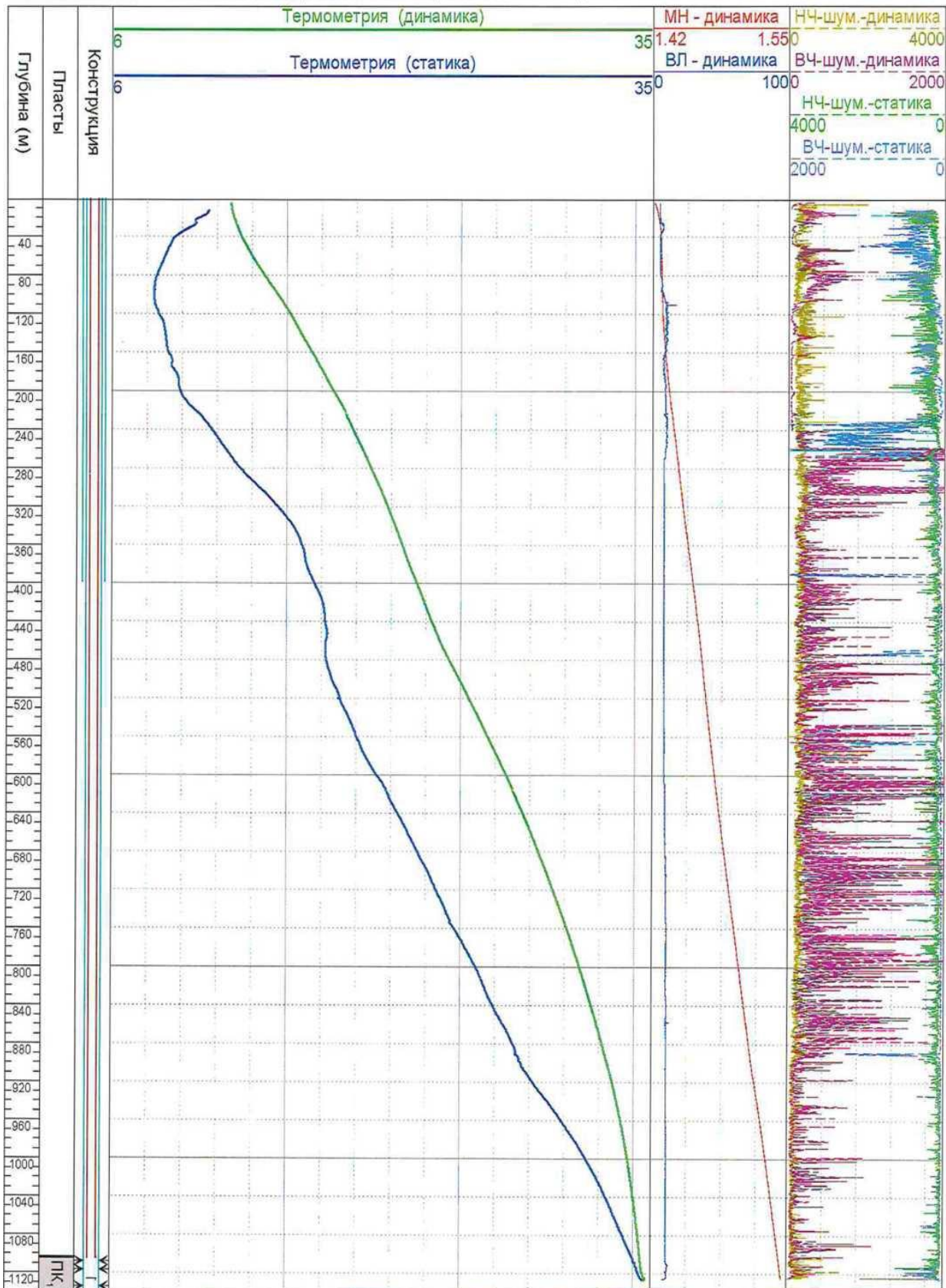


Рис. 6. Каротажная диаграмма термометрии, влагометрии, шумометрии, манометрии в скважине 1

В исследовании в режиме статика добавился метод КВД для определения давления

Плотность флюида в интервале по данным манометрии распределяется следующим образом.

Динамика (работа в шлейф) 09 ч. 10 мин. – 10 ч. 58 мин.		Динамика ($d_{ш} = 17$ мм.) 14 ч. 08 мин. – 14 ч. 58 мин.	
Интервал, м	Плотность, г/см ³	Интервал, м	Плотность, г/см ³
4 – 1125,4	0,002 – 0,015	900 – 1125,4	0,051 – 0,012
Динамика ($d_{ш} = 25,4$ мм.) 15 ч. 30 мин. – 16 ч. 15 мин.		Статика 00 ч. 12 мин. – 02 ч. 05 мин.	
Интервал, м	Плотность, г/см ³	Интервал, м	Плотность, г/см ³
900 – 1125,4	0,003 – 0,013	11 – 1125,4	0,006 – 0,018

По данным механической и термокондуктивной расходомерии, термометрии, ВЧ, НЧ-каналам шумомерии отмечаются следующие работающие интервалы (табл 3):

Таблица 3. Работающие интервалы

Пласт	Интервал перфорации, м	Работающие интервалы, м	Характеристика работающих интервалов
ПК1	1107.0-1142.0	1107.0-1113.0	Интенсивно работает газом, представлен газонасыщенными песчаниками с повышенными коллекторскими свойствами.
		1116.2-1121.0	Работает газом, представлен газонасыщенными песчаниками в основном с высокими коллекторскими свойствами.
		1121.0-1125.4 остановка приборов	Интенсивно работает газом, представлен газонасыщенными песчаниками с высокими коллекторскими свойствами.
		1125.4-1142.0	Ниже глубины

			остановки приборов, недоступен для исследований, отмечается поступление газа, представлен газонасыщенными песчаниками в основном с высокими коллекторскими свойствами.
--	--	--	--

Признаков водопритока в ствол скважины в интервале исследований не отмечается.

Суммарный дебита газа, рассчитанный по данным механической расходомерии, при работе скважины в шлейф составляет 57 тыс.м³/сут (ДР=0.83ата). При работе скважины на факел рассчитанные дебиты газа составляют:

$Q_r = 22$ тыс.м³/сут (din = 17.0 мм, ДР = 0.74ата); $Q_r = 55$ тыс.м³/сут (din =25.4 мм, ДР=0.81ата)

Дебит газа равен 57 тыс. м³/сут

Замер КВД производился в течение 6 часов 15 минут на глубине 1119.4 м (Рис.7).



Рис. 7. Замер КВД

По замерам термометрии, термоанемометрии, шумометрии в остановленной скважине термоаномалий, связанных с нарушением герметичности эксплуатационной колонны, НКТ не отмечено. По данным термометрии, НЧ-шумометрии в остановленной скважине признаки заколонного движения пластового флюида не отмечаются. По результатам нормализации текущего замера НГК с замером НГК-бурение от 12.1973г. отмечается наличие скоплений газа в межколонном пространстве в интервалах: 4 -*• 50м,

109 122м, 152 161м, 381 +399м (Рис. 8).

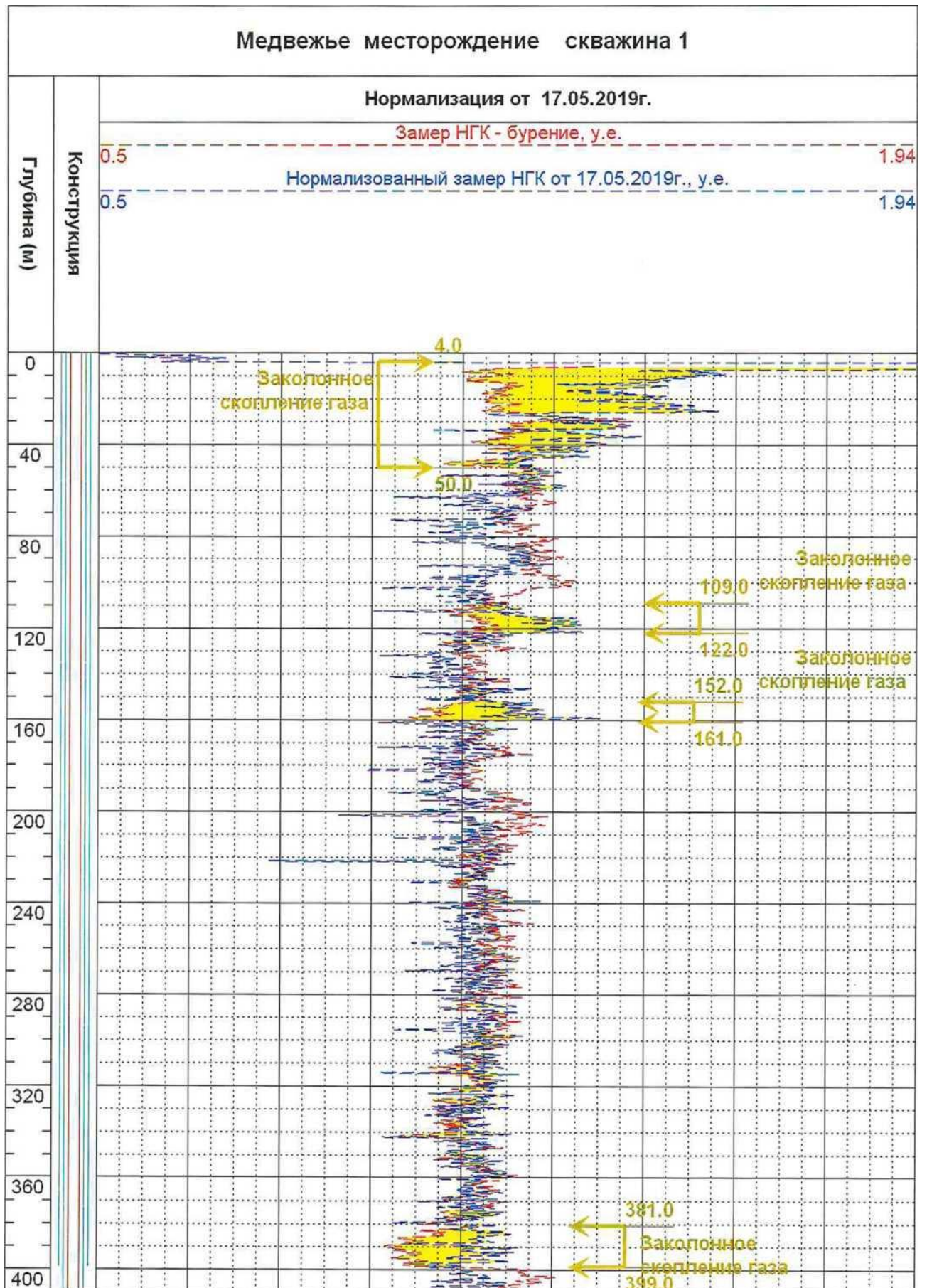


Рис. 8. Заколонные скопления газ по диаграмме НГК в скважине 1

4. ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1. Задачи геофизических исследований

Целевое назначение работы – выбор комплекса ГИС для определения эксплуатационных характеристик пласта и оценки технического состояния ствола скважины [6].

Для определения эксплуатационных характеристик пласта решаются такие задачи как:

Выделение отдающих и поглощающих флюиды интервалов пласта, определение профиля притока;

- Определение состава флюида в стволе скважины;
- Определение заколонных перетоков;
- Определение R_z , T_z , P , Q , $R_{пл}$, $T_{пл}$;

Оценка качества цементирования – важная задача на этапе строительства скважины и при проведении контроля технического состояния скважин.

В эту задачу входят следующие пункты:

- Контроль самого качества цемента;
- Контроль контакта цемент – порода, цемент – скважина;
- Уровень подъема цемента, после ремонтных работ;
- Контроль технического состояния колонны [7].

4.2. Обоснование объекта исследований

Исследование проводится с целью определения эксплуатационных характеристик пласта и контроля технического состояния скважины.

Каротажные диаграммы прошлых лет не дают точных данных о местах заколонных перетоков и зон не герметичности не связанных с перфорацией скважин. Наличие заколонных перетоков газа говорит о возможном повреждении колонны скважины. В интервале 0-400 по кривой НГК было обнаружено заколонное скопление газа.. Возможное появление негерметичности НКТ связано с некорректной работой скрепера или работой бурильщика в процессе очистки НКТ скрепером от остатков цемента на стенках НКТ.

Так как скважина является эксплуатационной, требуется провести комплекс ГИС для оценки качества цементирования, проверки ее герметичности.

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

Для контроля технического состояния скважин Медвежьего НГКМ применяется следующий комплекс методов [7]:

- Термометрия;
- Термоанемометрия;
- Влагометрия;
- Манометрия;
- Шумометрия;
- Расходометрия;
- Резистивиметрия;
- Гамма-каротаж;
- Магнитный локатор муфт;
- Гамма-гамма цементометрия
- АКЦ

Исходя из анализа исследований прошлых лет были построены ФГМ для определения эксплуатационных характеристик (рис. 9) и контроля технического состояния скважины (рис. 10)

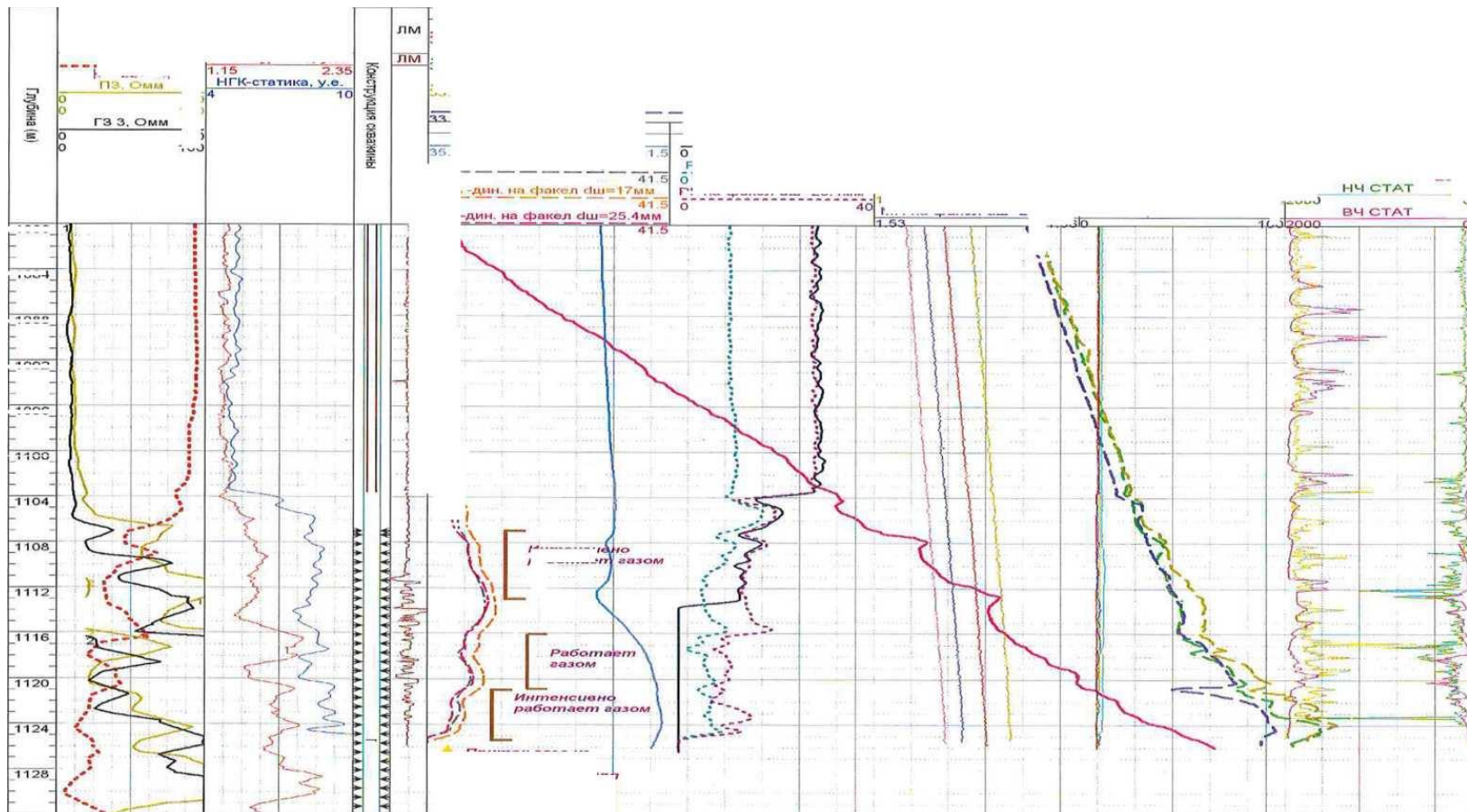


Рис. 9. ФГМ для определения эксплуатационных характеристик

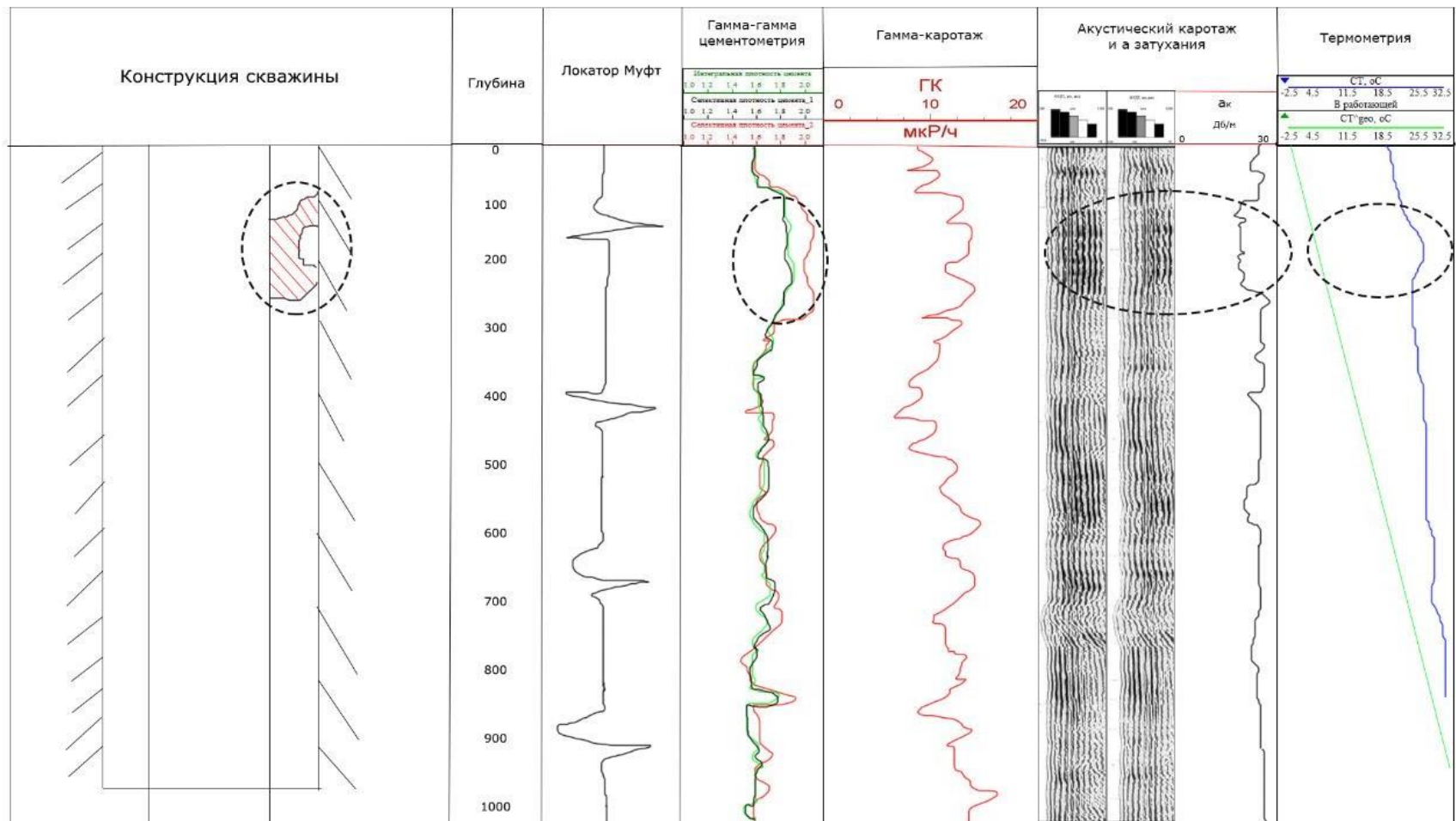


Рис. 10. Физико-технологическая модель для контроля технического состояния скважины 1

Как видно из графика выше операции по цементации затрубного пространства в интервале 100-250 м прошли успешно, по графику ГГЦ мы видим уплотнение в этом интервале, благодаря более плотной и полной цементации, по ФКД видно увеличение амплитуды и более четкие показания, это говорит о очень малом количестве трещин или их полном отсутствии, т.е. цемент схватился достаточно хорошо и контакт цемент-колонна уверенный. Также имеется график коэффициента затухания, на нем в нашем интервале видно, что он уменьшается, следовательно, среда более плотная, т.е. опять же подтверждение слов о хорошей цементации. Все выше сказанное отражает график ТМ, по которому видна небольшая аномалия в виде скачка, но она обусловлена скорее всего еще не остывшим горячим цементом, в остальном нету каких-либо аномалий отражающих притоки флюидов.

Опишем задачи выбранного комплекса методов:

Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)

Применение метода рассеянного гамма-излучения (ГГЦ) для контроля качества цементирования скважин основано на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, слагающих обсаженную скважину в интервале исследования. Метод гамма-излучения, чувствительный к плотности вещества, является надежным индикатором наличия и распределения цементного раствора в затрубье.

По графику мы увидели увеличение плотности среда напротив нашего интервала 100-250 м, это обусловлено более полной и свежей цементацией, по сравнению с остальным интервалом кондуктора. Данный метод подтвердил наличие результатов, проведенных работ по ремонту скважины.

Локация муфт (ЛМ)

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб, обсадной колонны и насосно-компрессорных труб при нарушении их сплошности.

В нашем случае линия ровная, муфты все отбились, состояние скважины хорошее, так как нету аномалий.

Термометрия (ТМ)

В нашем случае проводилась с целью проверки остывания цемента, по графику видно, что аномалий не наблюдается, характерных для притоков, кроме небольшого повышения температуры, напротив интервала. Скорее всего это связано с еще не

остывшим цементом, что нагрел скважину, от чего показания стали выше.

Акустический каротаж (АК)

Метод геофизических исследований в скважинах, основанный на изучении акустических свойств (скоростей распространения и затухания упругих волн) горных пород, пересечённых скважиной.

Что мы и видим на нашем графике – более четкие волны с высокой амплитудой, нету просадок, следовательно, как качество цементирования, так и контакт хороший.

Гамма-каротаж (ГК)

Данный метод тут используется для привязки графиков по глубине в скважине, для достоверных показаний и их сравнения.

Термоанемометрия Для определения отдающих интервалов перфорированного интервала пласта.

Сущность термокондуктивного метода заключается в измерении температуры перегретого относительно окружающей среды датчика. При изменении относительной скорости датчика и потока жидкости увеличивается теплоотдача от датчика в окружающую среду и соответственно уменьшается температура регистрации.

Влагометрия

Использование влагометрии для исследования состава скважинной смеси основано на зависимости показаний метода от ее диэлектрической проницаемости. Глубинные влагомеры представляют собой LC- генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа.

Манометрия

Для изучения градиентов давления, которыми определяется скорость движения жидкости в пласте, а, следовательно, и темпы выработки запасов газа. Чем больше эти градиенты, тем выше энергетические показатели залежи.

Информация о давлении в залежи получается по результатам систематических измерений давления в скважинах. Анализ изменения давления по площади на определенную дату эксплуатации скважин позволяет судить об энергетическом состоянии залежи.

В эксплуатационных и нагнетательных скважинах давление на глубине против середины работающей толщины пласта называется забойным давлением. При отсутствии отбора или нагнетания жидкости в пласт забойное давление называется пластовым давлением.

Шумометрия

Движение газа в стволе скважины, а также его заколонное проявление на

качественном уровне, оцениваются исследованиями методом шумометрии. Применяется низкочастотная и высокочастотная шумометрия.

Расходомерия

Используются расходомеры типа "Метан-2", с помощью которых проводят замеры в пределах интервала перфорации, не перекрытого НКТ, в действующих скважинах, что позволяет выделить: газоотдающие интервалы, распределение суммарного дебита по отдельным интервалам, выявить перетоки между перфорированными пластами по стволу скважины после ее остановки

В механическом расходомере в качестве чувствительного элемента используется крыльчатка с лопастями (турбинка с магнитом), расположенная так, что через нее проходит весь или часть потока. Жидкость, перемещаясь по стволу скважины, заставляет вращаться турбинку. Частота вращения ее пропорциональна скорости движения жидкости.

5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1. Методика проектных геофизических работ

Данная работа заключается в проведении комплекса ГИС для определения эксплуатационных характеристик и изучения состояния цемента в затрубном пространстве. Следуя каротажной диаграмме, приведенной на рисунке 4.3, можно увидеть, что использовался комплекс ГИС, состоящих из следующих методов:

- Локатор муфт (ЛМ),
- Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ),
- Гамма-каротаж (ГК),
- Термометрия (ТМ),
- Термоанемометрия
- Шумометрия
- Манометрия
- Влагометрия
- Резистивометрия
- Акустика по ФКД (АК).

Приборы и методика проектных работ была следующая:

Прибор PLT-9

Аппаратурный комплекс PLT-9 предназначен для проведения исследований в действующих скважинах в процессе контроля над разработкой нефтегазовых месторождений [8].

Прибор PLT9 предназначен для привязки интервалов и включает в себя следующий набор датчиков (рис. 11):

- датчик термометра;
- локатор муфт;
- датчик уровня акустических шумов;
- датчик уровня естественного гамма-излучения.

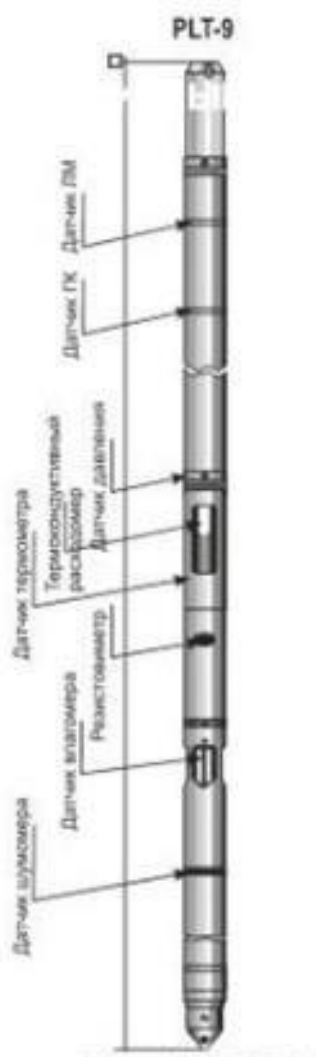


Рис. 11. Схема прибора PLT-9

Скорость записи этого прибора не должна превышать 540 м/ч, наша запись интервала 100-250 м производилась со скоростью 510-515 м/ч. Данный прибор позволил нам получить данные термометрии, отбить муфты по локатору муфт, провести, а также привязать кривые по гамма каротажу

Прибор СГДТ-100 [9].

Прибор предназначен для проведения метода гамма-гамма цементометрии (рис. 12)



Рис. 12. Схема прибора СГДТ-100

Благодаря данному прибору был проведен методе ГГЦ, с помощью которого мы точно узнали о состоянии цемента в нашем интервале, о успешном проведении ремонтных

работ. Замеры происходили со скоростью 325 м/ч, при допустимой 400 м/ч. Диаметр прибора составляет 93 мм.

Прибор МАК-9 (рис. 13) [8].

Последний прибор, с которого были сняты значения АК, благодаря которым мы узнали о контакте и качестве цемента в нашем интервале.



Рис. 13. Схема прибора МАК-9

Модуль акустического каротажа МАК-9 предназначен для контроля качества цементирования обсадных колонн в обсаженных скважинах, а также для акустического каротажа в не обсаженных скважинах.

Область применения: обсаженные скважины, оборудованные колонной с внешним диаметром от 140 до 245 мм, и не обсаженные скважины диаметром от 120 до 300 мм.

Скорость записи 260 м/ч на интервале 100-250 м [21].

Скважинный прибор СКАТ-К8-38-150/40 (рис. 14). Данный 6-ти канальный прибор предназначен для проведения геофизических исследований в действующих скважинах нефтяных, и газоконденсатных месторождений с внутренним диаметром 50 мм и более при температуре окружающей среды от - 10 до + 150 °С и избыточном давлении до 60 25 Мпа. Прибор опускается в скважину на одножильном бронированном геофизическом кабеле и за один спуско-подъем обеспечивает одновременное измерение температуры и давления, регистрацию муфтовых соединений, мощности экспозиционной дозы естественного гамма-излучения, определение фазового состава флюида, индикацию скорости потока газа механическим и термокондуктивным расходомерами, уровня акустического шума, а также регистрацией, с помощью дополнительного модуля, данных по резистивимитрии [9].



Рис. 14. Схема прибора СКАТ-К8-38-150/40

Данный капитальный ремонт скважины производился со следующим оборудованием:

- Самоходным каротажным подъемником на шасси КАМАЗ с механическим и гидравлическим и электрическим приводами лебедок ПКС 5М;
- Каротажный регистратор «Вулкан»;
- Устьевое герметизирующее оборудование.

Благодаря данному оборудованию ремонт проведен технически верно и с последующим решением проблемы.

5.2. Интерпретация геофизических данных

После проведения комплекса геофизических методов оценки технического состояния скважин, полученные данные подвергаются обработке и интерпретации, выделяются интервалы притока в скважине, получают профили притока или приемистости для перфорированных пластов, определение ГВК, определение негерметичности по гамма-гамма цементометрии и АКЦ

Определение профиля притока

Протокол обработки непрерывной расходомерии на скоростях рисунок 15. Скважина работает на факел (dш=17мм).

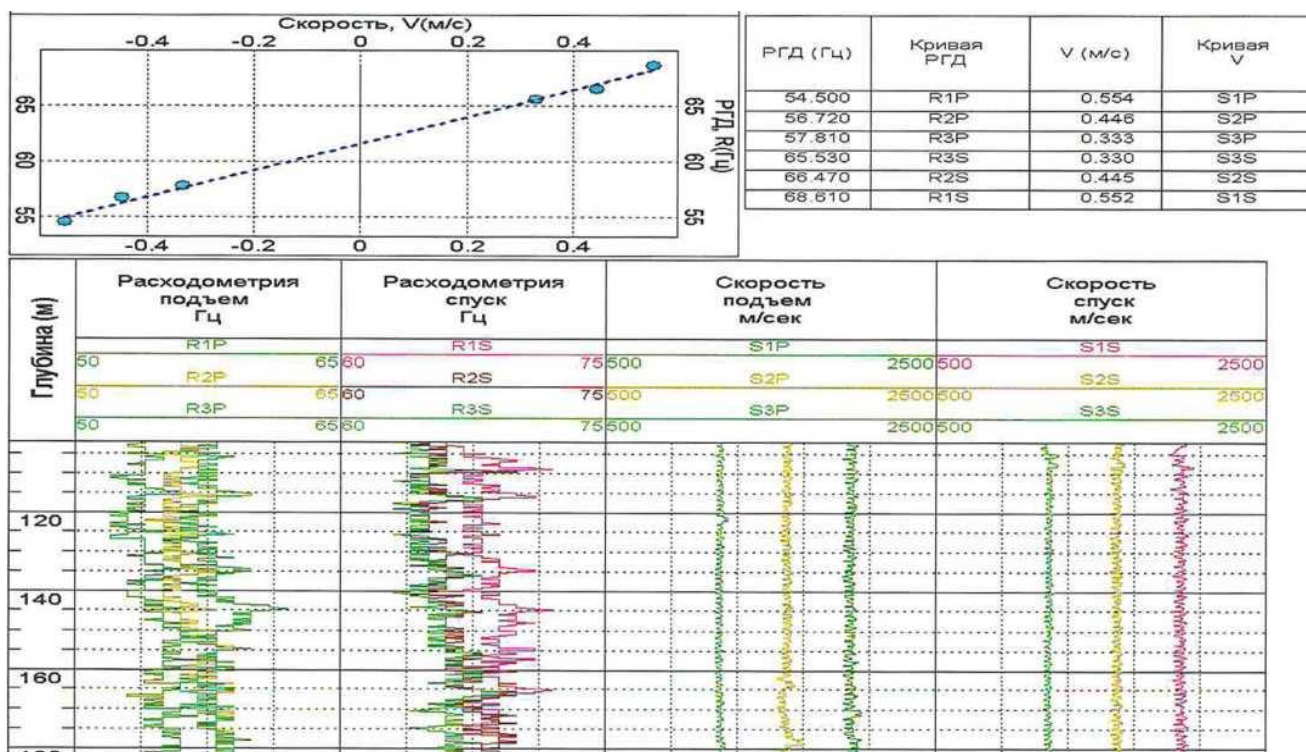


Рис. 15. Обработка непрерывной расходомерии

Определение профиля притока рассмотрен в таблице 4

Таблица 4. Определение профиля притока

Аппаратурный коэффициент расходомерии	0.08315 м/с на гц
Средняя температура в интервале обработки	16.2 град
Среднее давление в интервале обработки	1.43155 МПа
Кажущаяся скорость потока	5.124 м/с
Внутренний диаметр	0.112 м

Диаметр прибора	0.038 м
Фактическая скорость потока	4.534 м/с
Коэффициент сжимаемости газа	0.96917
Дебит газа	57 тыс.м ³ /сут

Гамма-гамма цементометрия

Метод плотностного гамма-гамма каротажа основан на измерении интенсивности искусственного гамма-излучения, рассеянного породообразующими элементами в процессе их облучения потоком гамма - квантов. Основными процессами взаимодействия гамма - квантов с породой являются фотоэлектрическое поглощение, комптоновское рассеяние и образование электронно-позитронных пар. Вероятность комптоновского рассеяния, в конечном счете, находится в прямо пропорциональной зависимости от плотности горной породы, а вероятность фотоэлектрического поглощения - от ее вещественного состава и особенно от содержания тяжелых элементов [10].

Таким образом, если горную породу облучить гамма - квантами не ниже 0,5 МэВ и установить энергетический порог дискриминации, обрезающий мягкую компоненту, то по результатам измерений ГГК-П можно установить плотность породы или цементного кольца.

Для перехода от полученных в результате измерений интенсивностей гамма - излучения I_x к толщине стенки трубы используются градуировочные зависимости для прибора, представляющие собой семейства кривых $I_x/I_{эт} = f(h_k)$ для различных обсадных колонн (рис. 16).

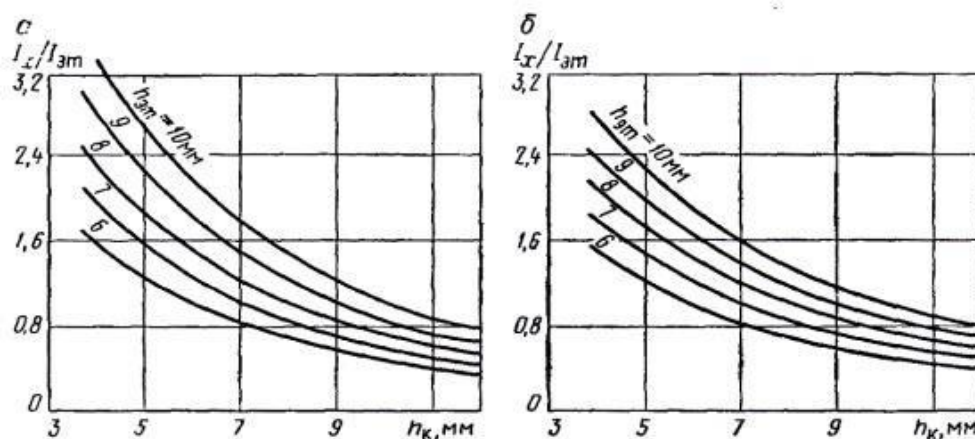


Рис. 16. Градуировочные графики для определения толщины стенки труб обсадной колонны [11].

Диаметр обсадной колонны: а — 116 мм, б — 168 мм и т.д., $h_{эт}$ — толщина стенки трубы в эталонировочном устройстве. Определение толщины стенки сводится к следующему:

- снимаются показания I_x с диаграммы;
- находится отношение I_x к показаниям $I_{эт}$ в эталонировочном устройстве;
- по величине этого отношения по градуировочной кривой находят толщину стенки h_k трубы обсадной колонны.

Каждый прибор СГДТ регистрирует одну или несколько толщинограмм одну или несколько цементограмм.

Таким образом, интенсивность излучения есть функция, зависящая от толщины колонны, толщины цементного кольца, плотности цемента. Для расчета обычно применяют метод Монте-Карло для случайного прохождения гамма-квантов через заданную модель среды таблица 5:

Таблица 5. Зависимость коэффициента a от глубины z и радиуса дискового источника r

$z, \text{ см}$	$a, \text{ см}$					
	0.25	0.5	1	2	4	5
5	10	5.3	3.2	2.0	1.6	1.4
10	9.8	5.1	2.8	1.8	1.4	1.2
20	9.5	4.7	2.6	1.5	1.3	1.1
30	9.3	4.5	2.3	1.3	1.1	1.08

Далее относительно этого коэффициента, строятся графики зависимостей коэффициента относительно интенсивности излучения.

Решения данной системы известны и опубликованы в виде палеточных зависимостей, именно эти зависимости легли в основу используемых алгоритмов и методик интерпретации СГДТ [10].

В качестве источника гамма - излучения обычно используется Cs^{137} с энергией 0,66 МэВ, а мягкая компонента излучения поглощается экранами из свинца и кадмия [11].

По данным плотностного каротажа можно рассчитать коэффициент пористости породы K_p (%).

Акустический каротаж

Акустический каротаж основан на разности скорости распространения упругих волн от источника к приёмнику прибора V (м/сек). Также в данном методе ГИС дополнительно используются: интервальное время, амплитуда колебаний и коэффициент поглощения.

В нашем случае у нас графики самих волн и коэффициента поглощения коэффициент поглощения (ослабления) — величина, показывающая уменьшение амплитуды колебаний волны по мере удаления от приёмника — α (дБ):

$$\alpha = 1/\Delta L \ln(A_1/A_2)$$

где ΔL — расстояние между приёмниками постоянно и на каротажных материалах приводится величина $\ln(A_1/A_2)$.

По данному коэффициенту, мы увидели, где волна имеет более сильный коэффициент, например, трещиноватая порода, и более слабый – в нашем интервале плотного цемента [11].

Привязка кривых по глубине

Привязка кривых относительно глубины, для сравнения с остальными графиками – является очень важной задачей, и в данный момент времени привязка делается по ГК, так как на показания этого метода влияет только радиоактивность пород, следовательно, относительно неизменяющийся горной породы, имеющей статичное радиоактивное поле можно привязывать кривые по глубинам. Данный способ наиболее универсальный и простой в использовании, ибо идет практически со всеми приборами в комплекте при съемке каротажных диаграмм [10].

6. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

В данной главе мною был рассмотрен новый современный метод, позволяющий решить проблему по оценке технического состояния колонны, который на данный момент активно применяется в ООО «Газпром добыча Надым» с ноября 2012 года.

Магнитно-импульсная дефектоскопия

Системы, позволяющие проводить изучение околоскважинного пространства и многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны. В отечественной геофизической практике на данный момент распространена аппаратура серии «МИД-К» (табл. 6).

Таблица 6. Общие сведения скважинной части аппаратуры МИД-К

<i>Наименование изделия</i>	Дефектоскоп-толщиномер магнитоимпульсный кабельный типа МИД-К
<i>Назначение и область применения</i>	Исследование газовых, нефтегазовых и других скважин, обсаженных трубами наружным диаметром не более 324 мм, через НКТ с внутренним диаметром не менее 52 мм, при суммарной толщине исследуемых труб до 25 мм
<i>Дата выпуска</i>	Ноябрь 2012 года
<i>Изготовитель</i>	ЗАО НПФ «ГИТАС»
<i>Типоисполнение</i>	МИД-К (P=100 МПа, T= 150 С)

Аппаратура этих серий основана на регистрации и анализе декремента затухания ЭДС, образующейся в колонне, относительно базы зонда (рис. 17). Цифровой магнитоимпульсный дефектоскоп-толщиномер МИД-К позволяет исследовать одну (центральную) колонну или одновременно две колонны, например, НКТ и ЭК или две ЭК, с указанием дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины каждой колонны в миллиметрах [13].



Рис. 17. МИД-К. Схема прибора

Интерпретация

Исходной информацией для обработки и интерпретации является кривые,

отражающие амплитуды ЭДС индукции, с различным временем задержки от генерирующего импульса. После по специальной обработке данных рассчитывается декремент затухания для каждой определенной зоны колонны, по которым можно судить о состоянии цемента и колонны в целом.

Рассмотрим несколько кривых в разные промежутки времени, чтобы лучше понять метод интерпретации (рис. 18):



Рис. 18. Интервальные участки замеров

Первый участок выделяется стабильным ЭДС, наведенной в измерительной катушке и в основном определяется конструкцией зонда.

Второй участок характеризуется резким изменением градиента кривых. Величина градиента существенно зависит от толщины стенок и количества труб. Этот участок для МИД является наиболее информативным.

Третий участок определяется стабилизацией по времени показаний, т.е. влияние поля возбуждения закончилось и по сути должны согласоваться с обычным локатором муфт (ЛМ).

Данные участки рассчитываются исходя из толщины трубы и варьируются от 6 мкс до 24 мкс до начала второго участка замера.

Известно, что для любой экспоненциальной функции зависимость между $U(t + Dt)$ и $U(t)$ будет линейной и имеет вид и называется уравнением авторегрессии:

$$U(t + Dt) = a \times U(t) + B - \text{уравнение 1}$$

Если в уравнении (1) параметр $U(t+Dt)=0$, то оценка параметров в этом случае легко находится методом наименьших квадратов после приведения уравнения (1) к линейной зависимости:

$$\ln U(t) = -\lambda \times t + C - \text{уравнение 2}$$

В реальных условиях применения метода импульсной электромагнитной дефектоскопии, как правило, $U(t+Dt) \neq 0$. Поэтому иногда удобно комбинировать два метода. Методом наименьших квадратов для уравнения (1) производится первое приближение оценки λ и значения $U(t+Dt)$. Затем, вычитая полученное значение $U(t+Dt)$ из $U(t)$, методом наименьших квадратов получаем окончательную оценку параметра λ (декремента затухания) для уравнения (2) [12].

Опыт интерпретации одиночных кривых на определенных временных задержках показывает, что на результаты измерений кроме толщины трубы и дефектов существенное влияние оказывают другие мешающие факторы, такие как намагниченность труб.

Последний фактор приводит к появлению аномалий, которые меняют свои характеристики в зависимости от скорости каротажа и направления движения прибора. На рисунке ниже представлены каротажные диаграммы, на которых показано влияние намагниченности труб, а также сам график декремента затухания ЭДС, красными овалами выделены области с очень низкими показаниями, что говорит нам о резком снижении ЭДС в данной области, следовательно, о плохом качестве колонны (рис. 19).

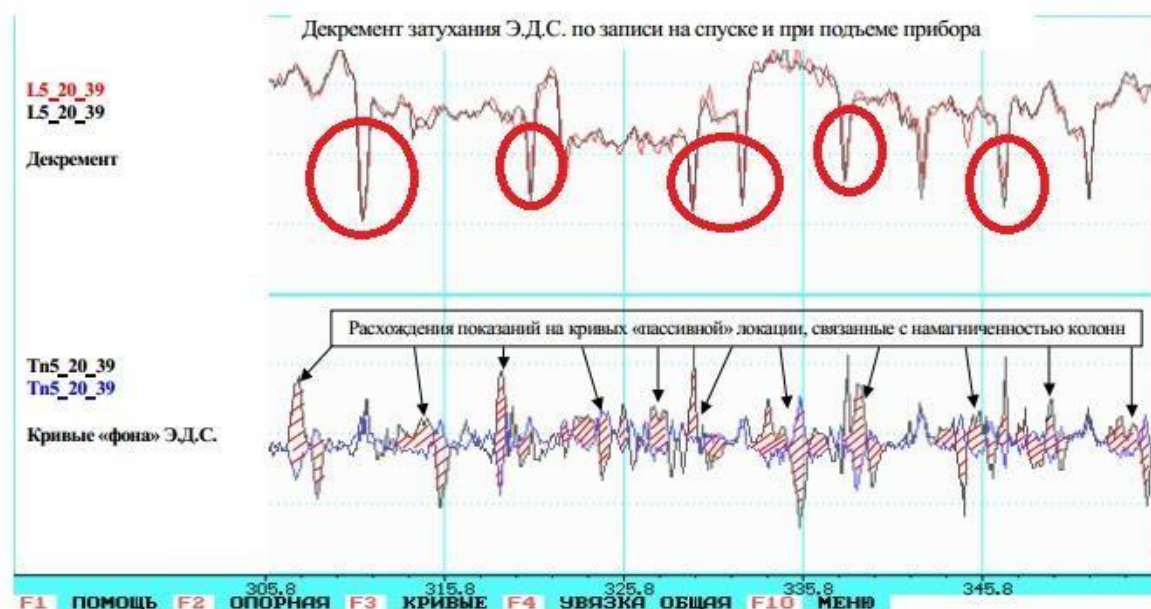


Рис. 19. Каротажная диаграмма МИД-К

На графике с намагниченностью видно, что кривые явно разнятся, но сам декремент спада наведенной ЭДС является достаточно стабильным и не зависит от режима измерений и намагниченности трубы, так как рассчитывается относительно уравнения и толщины трубы, и в основном зависит от массы металла в одной

определенной точке.

Особенности:

Основными отличительными особенностями аппаратуры являются:

- В аппаратуре МИД-К оцифровывается и передается весь переходной процесс становления электромагнитного поля, содержащий полную информацию от каждого зонда в форме, пригодной для разносторонней математической обработки, включая Фурье-преобразования.
- Большой динамический диапазон измерений – 144 Дб – позволяет производить высококачественные измерения как в ближней зоне, так и в многоколонных конструкциях.
- Компактность и надежность аппаратуры. Скважинный прибор гораздо легче и компактнее аналогов. В комплектации с модулем ГК около 10 кг, длина 2600 мм.
- Применение самых лучших материалов:
- конструкционный – титан OT-4, GR-23;
- уплотнительные элементы – фторкаучук 250С, устойчивость ксероводороду до 25%. Позволяет обеспечить максимальную коррозионную устойчивость в агрессивных средах.
- Обработывающее программное обеспечение аппаратуры МИД-К основано на методах математического моделирования и итерационных методах решения обратных задач, что позволяет проводить расчет толщины труб в любых конструкциях скважин с учетом изменения электромагнитных характеристик труб и автоматически выделяет дефекты в первой и второй колоннах, учитывая эксцентриситет труб и магнитный шум [13].

Подводя итог можно выделить, что новые технологии постепенно входят в новые комплексы ГИС, и позволяют проводить исследования в ранее невозможных ситуациях – в нашем случае, оценка технического состояния НКТ, а также оценки нескольких колонн одновременно, например, ЭК (эксплуатационной колонны) и НКТ одновременно, имея при этом графики для каждой трубы в отдельности. Опыт использования и ее успешное применение в ООО «Газпром добыча Надым» подтверждает выше изложенное.

7. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1. Виды и объемы проектируемых работ

Целью данного раздела является оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Запланированные ПГИ в скважине выполняются в комплексе. Комплекс работ формируется, базируясь на поставленных целях (контроля технического состояния колонны) и выполняется геофизической партией. Основной задачей планирования деятельности геофизических партий является своевременное и качественное выполнение взятых на себя обязательств по проведению геофизических работ. Геофизическая партия является основной производственной единицей, непосредственно выполняющей исследования в скважинах. Объемы запланированных работ определяются в соответствии с действующим обязательным комплексом ГИС в скважинах и технологией их производства.

Затраты на проектный комплекс определяются прежде всего материально-технической базой предприятия. Для выполнения геофизических исследований на Медвежьем месторождении компания ООО «Газпром добыча Надым» предоставляет технологии, соответствующие современным стандартам. Также на затраты оказывают влияние такие факторы, как вид, объемы выполняемых работ, геолого-географические условия, в которых они будут выполняться, квалификация работников и уровень организации работ (табл. 7).

Таблица 7. Виды работ и необходимое оборудование

№	Вид работы	Оборудование	Кол-во, ед.
ПГИ в обсаженном стволе			
1	Промыслово-геофизические исследования в эксплуатационной скважине	Подъемник каротажный ПКС-5М на базе КамАЗ-4118	1
		Каротажная регистратор «Вулкан»	1
		Скважинный прибор МАК-9	1
		Скважинный прибор РЛТ-9	1
		Скважинный прибор СГДТ-100	1
Обработка данных ПГИ			

2	Контрольно-интерпретационные работы	Программное обеспечение «Соната»	1
---	-------------------------------------	----------------------------------	---

Проектируемые работы помимо комплекса ПГИ определяются также преодолеваемым расстоянием от базы до места исследований грузовым автомобильным транспортом, техническим дежурством, суммарным метражом спуско-подъемных операций (СПО) с производением записи и контрольными спуском, подъемом прибора без записи, и объемом интерпретации, как правило, оплачиваемым 50% от стоимости полевых работ (табл. 8). Получаем:

- расстояние от базы до места проведения работ – 110 км;
- СПО – 1100 м.

Таблица 8. Виды и объемы проектируемых работ

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Интервал записи, м	
			Кровля	Подошва
ПГИ в обсаженном стволе				
1	Термометрия	1:200	100	250
2	Акустическая цементометрия (АКЦ)	1:200	100	250
3	Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	1:200	100	250
4	Гамма картаж (ГК)	1:200	100	250
5	Локатор муфт (ЛМ)	1:200	100	250
Обработка данных ПГИ				
	Контрольно-интерпретационные работы			

По действующим нормам определяется время, необходимое для выполнения планируемого объема работ, рассчитывается трудоемкость работ. Исходя из договорного объема, по установленным нормам времени и расценкам составляется смета.

7.2. Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

Нормативную продолжительность цикла работ определяем по отдельным составляющим его производственных процессов. В качестве нормативного документа был использован справочник по сметным нормам времени (СНВ) на ПГИ в скважинах.

В таблице 9 представлены результаты расчетов времени на выполнение работ на скважине.

Таблица 9. Нормы времени выполнения технологических операций

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Состав бригады, чел
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольный спуск, подъем прибора без замера	м	650	0,25	2
2	Термометрия	м	150	0,25	2
3	Акустическая цементметрия (АКЦ)	м	150		2
4	Гамма-гамма цементметрия (ГГЦ)	м	150		2
5	Гамма каротаж (ГК)	м	150		2
6	Локаатор муфт (ЛМ)	м	150		2
10	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1	1	2
11	Проезд до скважины и обратно	км	220	6	
Итого, времени на 1 скважину				8,5	

Принимая во внимание то, что геофизические методы выполняются одновременно, приборы находятся в связке и занимают 0,25 часа, получаем, что все работы на скважине выполняются в 1 день и занимают 8,5 часов.

7.3. Нормативная база для расчета сметы на выполнение работ

Планирование и финансирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат.

В качестве нормативного документа были использованы производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (табл. 10).

Таблица 10. Стоимость необходимого оборудования по элементам затрат на 1 скважину

№	Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.
1	Подъемник каротажный ПКС-5М на базе КамАЗ-4118	1	23200000
2	Регистратор «Вулкан»	1	2410000
3	Скважинный прибор PLT-9	1	670580

4	Скважинный прибор СГДТ-100	1	780500
5	Скважинный прибор МАК-9	1	567012
6	Программное обеспечение «Соната»	1	114538
		Итого:	27742630

7.4. Расчет сметной стоимости работ

Денежные средства, необходимые для выполнения проектных работ, обеспечивает заказчик, поэтому необходимо заблаговременно рассчитать смету. Сметные затраты определяются узаконенными справочниками, сборниками норм, инструкциями и другими, имеющими законную силу, материалами для выполнения работ.

Для расчета сметной стоимости работ используется ресурсный метод, то есть калькулирование в текущих ценах и тарифах элементов затрат, необходимых для реализации проектного решения.

Расчет заработной платы исполнителей, комплекса методов ПГИ, расхода горюче-смазочных материалов и сумма расходов материалов при проведении геофизических исследований в скважине указаны в таблицах ниже (таб. 11 – 14).

Таблица 11. Результаты расчетов заработной платы за проведение ПГИ 1 скважины

Должность	Количество	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведение работ, ч	Заработная плата с учетом надбавок*, руб
Нач. партии	1		1113,09	8,5	9461,3
Машинист	1	6	809,5	8,5	6880,8
Итого за 1 скважину					16342,05

* - в данном случае надбавку представляет районный коэффициент равный 1,7.

Таблица 12. Результаты расчетов стоимости материалов на проведение ПГИ 1 скважины

№	Наименование	Кол -во	Ед. изм.	Цена за кг/м/л, руб.	Стоимость, руб.
1	Бумага диаграммная	1	рулон	100	100
2	Тонер	0,2	кг	1000	200
3	Изолента	0,5	кг	40	20
4	Припой	0,2	кг	35	7
5	Провод ПВР	500	м	7	3500
6	Спирт	0,5	л	50	25
Итого на 1 скважину, руб.					3752

Таблица 13. Результаты расчетов расхода ГСМ на проезд до места проведения работ и обратно

Наименование	Норма расхода, л/ч	Время работы автомобиля, ч	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб
Расход ГСМ автомобиля	22,4	8,5	190,4	42	7996,8

Далее рассчитываем амортизацию используемого оборудования при проведении ПГИ 1 скважины (за 1 день работы):

Таблица 14. Результаты расчетов амортизации при проведении ПГИ 1 скважины

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный ПКС-5М	1	23200 000	20	12712,3
Регистратор «Вулкан»	1	24100 00	10	660,3
Скважинный прибор РЛТ-9	1	67058 0	22,2	407,85
Скважинный прибор СГДТ-100	1	78050 0	22,2	474,7
Скважинный прибор МАК-9	1	56701 2	22,2	338,1
Итого				14593,25

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяем общую сумму затрат на проведение промыслово-геофизических исследований в 1 скважине, учитывая, кроме полевых работ (проведения комплекса ПГИ в скважине), стоимость контрольно-интерпретационных работ, составляющую 50% от стоимости комплекса ПГИ (табл. 15).

Таблица 15. Результаты расчетов стоимости комплекса геофизических работ

№	Наименование операций	Объем работ		Продолжительность работ, ч	Стоимость работ, руб
		Ед. изм.	Кол-во		
1	Контрольные спуско-подъемные операции с прибором без записи	м	650	0,25	144400
2	Спуско-подъемные операции с прибором с производением записи	м	450	0,25	288592
3	Термометрия	м	150		1842,56
6	Акустическая цементометрия (АКЦ)	м	150		1409,7
7	Гамма-гамма цементометрия (ГГЦ)	м	150		1340,68
8	Гамма каротаж (ГК)	м	150		1225,2
9	Локатор муфт (ЛМ)	м	150		1169,38
10	Вспомогательные работы для PLT	опер.	1	1	8720
11	Контрольно-интерпретационные работы				224349,7
Итого					673049,26

Таблица 16. Результаты расчетов затрат на проведение организационно-технического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	8388,8
2	Проведение геофизических работ	673049,26
3	Затраты на оплату труда	16342,05
4	Страховые взносы	10606,8
5	Амортизационные отчисления	14593,25
Итого основные расходы		722980,16

В ходе написания раздела финансовый менеджмент были произведены расчеты затрат времени и труда на выполнение проектных работ, расчет затрат средств на выполнение интерпретационных работ, составлены сметы по скважинным и камеральным работам и сформирована общая сметная стоимость по проекту.

В разделах был предложен комплекс геофизических методов, который решает поставленные задачи исследования, но и уменьшает количество издержек на геофизические работы.

Основные расходы по проведению организационно-технического мероприятия составило 722980,16 руб.

8. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность – 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.

Проектируемые геофизические работы будут выполняться на месторождении Медвежье в камеральных и полевых условиях с целью контроля технического состояния скважин и определения эксплуатационных характеристик пласта-коллектора. Месторождение Медвежье находится на севере Западно-Сибирской равнины, в междуречье реки Надым и реки Пур и простирается в субмеридиональном направлении на юг, от юго-восточной границы Обской губы, восточнее поселка Ныда, до реки Правая Хета (рисунок 1).

В административном отношении месторождение расположено на территории Надымского района Ямало-Ненецкого автономного округа. Город Надым расположен в 70 - 80 километрах к западу от месторождения на правом берегу одноименной реки, впадающей в Обскую губу. В северном направлении расположен посёлок Ныда и посёлок Нумги, а в юго-восточном - посёлок Пангоды. Ближайшая железнодорожная станция Лабытнанги находится на расстоянии 330 километров западнее месторождения. Грузовое движение осуществляется по железной дороге Старый Надым - Новый Уренгой. В южной части месторождения проходит трасса газопроводов Надым - Пунга - Урал.

В орографическом отношении район работ представляет собой пологохолмистую водораздельную равнину с абсолютными отметками рельефа от 35 до 100 метров. В долинах рек отметка рельефа уменьшается до 7-20 метров. Наименьшие отметки характерны для северной части месторождения. Наиболее крупной рекой является река Надым. Ширина ее составляет 200-300 метров, глубина 2-3 метра на плесах и 20-60 сантиметров на перекатах. Течение спокойное, русло сильно маневрирует, образуя на всём протяжении большое количество протоков. Ширина речных долин изменяется в пределах от 0,1 до 10 километров. Вскрытие ото льда происходит в конце мая в начале июня. Ледостав заканчивается в конце октября, однако движение гусеничного транспорта по льду возможно лишь с конца ноября.

Наибольшим распространением пользуются озёра, большинство термокарстового

происхождения, характеризующиеся округлыми очертаниями. Размер озёр варьируется в интервале от 4,5 до 20 квадратных километров, глубина от 1 до 5 метров. Встречаются озёра провального типа, размером до 2,5 квадратных километров и глубиной до 20 метров. Площадь месторождения находится в зоне развития многолетней мерзлоты. Глубина промерзания пород на участке Надым - Правая Хета достигает 200-250 метров, нижняя граница вечной мерзлоты на северо-востоке месторождения достигает примерно 430 метров.

Район расположен в лесотундровой зоне. Леса приурочены в основном к долинам рек и склонам водоразделов. Здесь произрастают лиственница, ель, сосна, берёза, кедр.

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

Среднегодовое количество осадков составляет 300 миллиметров, из них 3/4 выпадает летом. Мощность снежного покрова в понижениях рельефа достигает 1 метра, а на открытых участках 25 -30 сантиметров.

Сложный рельеф, а также плохой климат сказались на отсутствии дорог, что создаёт определенные трудности при освоении этого региона. Вдоль месторождения проложена автомобильная дорога из посёлка Пангоды. Действуют железная и автомобильная дороги Старый Надым - Пангоды. Грузы доставляются водным путём до посёлка Ныда или Старого Надыма. Зимой возможна перевозка грузов гусеничным транспортом.

В районе производятся геологоразведочные работы и добыча газа. Водоснабжение объектов осуществляется с крупных водозаборов: Ныдинского и Пангодинского.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «Газпром добыча Надым» предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками. Согласно статье 135 ТК РК, работодатель обязан обеспечивать работников, работающих вахтовым методом, в период нахождения на объект производства работ жильем и организовать их питание для обеспечения

жизнедеятельности, доставку от пункта сбора до места работы и обратно, а также условиями для выполнения работ и междусменного отдыха.

Работодатель определяет порядок применения вахтового метода работы, а также обеспечивает необходимыми условиями пребывания работника на объекте производства работ и в местах, специально оборудованных для проживания (вахтовых поселках), в соответствии с трудовым, коллективным договорами и (или) положением о вахтовом методе работы, утверждаемым работодателем.

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические исследования в скважине должны проводиться в присутствии ответственного представителя «заказчика» (работника геологической службы) под руководством начальника партии или другого ответственного инженерно-технического работника.

Геофизические исследования разрешается производить только в специально подготовленных скважинах. Подготовка должна обеспечить беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований. Подготовленность скважины к геофизическим исследованиям оформляется актом, который подписывается ответственными представителями «заказчика» и геофизического предприятия. Запрещается проводить геофизические исследования:

- а) в газифицируемых и поглощающих скважинах, разрешается с герметизирующим устьевым оборудованием;
- б) в скважинах с уровнем бурового раствора ниже статического (на месторождениях нефти и газа);
- в) при выполнении на буровой установке работ в скважинах, не связанных с геофизическими исследованиями.

Перед проведением геофизических работ необходимо измерить величину сопротивления заземляющего провода от каротажной станции до места его присоединения к контуру заземления буровой. Суммарная величина сопротивления заземляющего провода и контура заземления буровой (по акту готовности скважины) не должна превышать 10 Ом.

Инструмент и материалы, не имеющие непосредственного отношения к геофизическим работам, должны быть убраны от устья скважины и с приемных мостков, а машинные ключи отведены в сторону и надежно закреплены.

Между каротажной станцией и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля, а пол буровой очищен от промывочной жидкости, грязи и т.д.

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.

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).

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. 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.

Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции.

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.

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).

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.

8.2. Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите. Ответственность за соблюдение требований по охране труда и технике безопасности возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Техника безопасности – это система организационно-технических мероприятий и средств, предотвращающих воздействие на работающих, опасных производственных факторов.

При производстве геофизических работ, как на полевом, так и на камеральном этапе, возможно столкновение с опасными и вредными факторами, которые могут нанести вред здоровью людей работающих в данных условиях или повлечь их смерть. К опасным воздействиям относятся поражение электрическим током, механические травмы, пожар. К вредным воздействиям относятся отклонение показаний микроклимата, превышение уровня шума, ионизирующих излучений, а также недостаточная освещенность рабочего места. Элементы, формирующие опасные и вредные факторы, представлены в таблице 17.

Таблица 17. Основные элементы производственного процесса геофизических работ, формирующие опасные и вредные факторы

Этапы работ	Наименование запроектированных работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	<p>Проведение запроектированного комплекса геофизических исследований в скважине на кабеле:</p> <p>1) Гамма-гамма цементометрия; 2) Акустический метод; 3) Термометрия; 4) Локатор муфт.</p>	<p>1. Электрический ток</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</p>	<p>1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе</p> <p>2. Превышение уровней шума</p> <p>3. Превышение уровня ионизирующих излучений</p>	<p>ГОСТ 12.1.019-79 [60] ГОСТ 12.1.030-81 [59] СниП 2.04.05-91 [77] ГОСТ 12.1.005-88 (2000г изменения) [61] ГОСТ 12.1.003-83 [58] ГОСТ 12.2.003-91 [62] ГОСТ 12.2.062-81 (переиздание 2008) [63] ГОСТ 12.4.125-83 (переиздание 2003) [57] РД 34.21.122-87 [72] ОСПО РБ - 99 [70]</p>
Камеральный	<p>Анализ геофизических каротажных диаграмм, полученных на скважине, с помощью компьютера</p>	<p>1. Электрический ток</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата в помещении</p> <p>2. Недостаточная освещенность рабочей зоны</p> <p>3. Превышение уровня шума</p>	<p>СанПиН 2.2.4.548-96 [74] ГОСТ 12.1.030-81 [59] ГОСТ 12.1.038-82 [64] НПБ 105-03[69]</p>

8.2.1. Анализ опасных 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 [14].

Полевой этап

Электрический ток

Источником электрического тока при проведении промыслово- геофизических исследований являются: электрические установки, приборы, агрегаты генерирующие напряжение в 380/220 В (Генераторы электрического тока, кабель подающий ток от сети общего пользования до каротажной станции).

Действие электрического тока на организм человека носит многообразный характер. Проходя через тело человека, ток вызывает термическое, электролитическое и биологическое поражения, которые приводят к электрическим травмам и ударам.

Электрические травмы:

- электрические ожоги;
- электрические знаки;
- металлизация кожи;
- электроофтальмия;
- механические повреждения.

Электрический удар – это результат биологического действия тока. Возбуждение внутренних живых тканей организма проходящим через него электрическим током сопровождающиеся непроизвольными судорожными сокращениями мышц.

При работе с электрическим током нужно соблюдать правила электробезопасности (ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.038-82).

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.

Предельно – допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью не должно превышать значений

указанных в табл. 19

Таблица 18. Предельно – допустимые значения напряжения и силы тока (ГОСТ 12.1.038-82 [14])

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения при продолжительности воздействия тока t, с						
		0,01-0,08	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1
Переменный 50 Гц	U, В	550	340	135	105	85	70	60
	I, мА	650	400	160	125	90	65	50
Постоянный	U, В	650	500	350	250	230	210	200
	I, мА							
Переменный 400 Гц	U, В	650	500	330	200	140	110	100
	I, мА							

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. Электрозащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на *коллективные и индивидуальные*.

Индивидуальные- это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения, так же диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Коллективные- изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка оградительных устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; защитное отключение.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При работе с полевым оборудованием происходят различные виды травматизма. Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с оборудованием, инструментами в случае аварии, стихийного бедствия, климатических факторов. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81 (переиздание 2008) [63], ГОСТ 12.4.125-83 (переиздание 2003).

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Лица, ответственные за исправное состояние и безопасную эксплуатацию оборудования назначаются

начальником партии. Оборудование, аппаратура и инструменты 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 неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты. Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением РД 153-39.0-072-01 [15]. 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.

Основным движущимся механизмом при проведении исследований в скважине является каротажный подъемник.

Основные правила безопасности при работе с каротажным подъемником согласно ПБ 08-37-2005:

- направляющий блок (оттяжной ролик) или наземный блок - баланс должен жестко крепиться у устья скважины болтами или хомутами. Прочность узла крепления должна не менее чем в два с половиной раза превышать вес каротажного кабеля.
- подвесной блок (ролик) должен подвешиваться к вертлюгу через стропы или непосредственно на крюк талевого блока через накидное кольцо. Не допускается использовать подвесные блоки без предохранительного кожуха (скобы).
- прочность узлов крепления подвесного и наземного блоков должна проверяться при вводе подъемника в эксплуатацию, после каждого ремонта блоков и в любом случае не реже 1 раза в год. Исправность защелки крюка талевого блока должна проверяться непосредственно перед проведением геофизических работ.

Между каротажной станцией и устьем скважины не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и проходу людей и ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника. При наличии бурового оборудования, мешающего проходу и переноске скважинных приборов, должны устраиваться специальные переходы (трапы, мостки). Устье скважины и мостки должны быть очищены от промывочной жидкости, грязи, нефти, снега и льда во избежание падений.

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.

Камеральный этап

Электрический ток

Геофизик, который интерпретирует полученную в полевых условиях информацию работает с такими электроприборами, как системный блок и монитор. В данном случае существует опасность электропоражения в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, оказавшимся под напряжением; при соприкосновении с полом, стенами, оказавшимися под напряжением. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов регламентированы ГОСТ 12.1.038-82.

Проходя через тело человека электрический ток вызывает одно из следующих воздействий: термическое, электролитическое (разложение органических жидкостей и изменение их состава), биологическое (раздражение и возбуждение живых тканей организма).

Предельно допустимые уровни напряжений прикосновений токов напряжением до 1000В с частотой тока 50, 400 Гц не должна превышать значений: при продолжительности воздействия до 1 сек. предельно допустимый уровень напряжения должен быть не более 200 В.

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [59], ГОСТ12.1.019-79 [15]).

Геофизические камеральные лаборатории относятся к помещениям *без повышенной опасности* поражения людей электрическим током, так как характеризуются наличием в них следующих условий:

- влажность, не превышающая 75%;
- отсутствует токопроводящая пыль;
- отсутствуют токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные);
- в лабораториях поддерживается средняя комнатная температура (не выше + 30°С);
- отсутствует возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землёй металлоконструкциям зданий, механизмов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- 1) устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- 2) устройством защитного заземления;
- 3) защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;
- 4) проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний;
- 5) применением специальных схем защитного отключения.

8.2.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

Вредные производственные факторы, воздействие которых на работающих в определенных условиях людей может привести к заболеванию, снижению работоспособности и отрицательному влиянию на потомстве [14].

Полевой этап

Отклонение параметров климата на открытом воздухе.

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 ит.д.

Климат района резко континентальный, с продолжительной суровой зимой с сильными ветрами, метелями и устойчивым снежным покровом. Продолжительность морозного периода (с температурами ниже -15°C) в среднем составляет 120 дней в году. Среднемесячная температура наиболее холодного месяца (февраль) составляет -22°C при абсолютном минимуме в зимний период -57°C . Среднемесячная температура наиболее теплого месяца (июль) составляет $+22.7^{\circ}\text{C}$ при абсолютном максимуме в летний период

$+35^{\circ}\text{C}$. Продолжительность зимнего периода с ноября по апрель. Общее число осадков в год достигает 400 мм, причем наибольшее их количество выпадает в июле-августе и декабре-январе. Снежный покров появляется в октябре, а сходит в апреле. Толщина его на открытых участках составляет 0,8 - 1,0 м, а в залесенных местах 1,6 и

более метров. Средняя продолжительность отопительного сезона составляет 257 дней.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе круглый год, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, особенно в северных районах страны, а также в ночное время суток. Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении

безопасности этого процесса.

В инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах (МР 2.2.7.2129-06) [14], сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре -27°C , -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C , -39°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы.

Для проведения работ персонал снабжается следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ): валенками, телогрейками, ватными штанами, рукавицами, теплыми шапками [15].

При температуре -35°C , -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра -40°C работы на открытом воздухе прекращаются.

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 [17].

Превышение уровней шума.

При промыслово – геофизических исследованиях источником шума является: вращение барабана лебедки при спуско – подъемных операциях, работа буровой установки, дизельный грузовик.

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. Нормирование шума с частотой до 11 кГц производится ГОСТ 12.1.003-83 [16] в зависимости от характера работ. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука представлены в таблице 19.

Таблица 19. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003–83 с изм. 1999 г.)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

- виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (под оборудование, создающее вибрацию устанавливают экструдированный пенополистирол, который поглощает вибрацию от работы оборудования);
- звукоизоляция кожухами (иногда геофизическая станция работает от генератора, если нет другого источника тока, который находится недалеко от рабочей зоны геофизика, что бы предотвратить влияние шума на генератор надевают специальный звукоизолирующий кожух);
- использование звукопоглощающих материалов (при строительстве или ремонте добавляется звукопоглощающее покрытие, изготовленное из минеральной ваты толщиной 50 мм, покрытие размещается между внешней обшивкой и внутренней облицовкой геофизической станции);
- использование средств индивидуальной защиты (беруши).

Превышение уровня ионизирующих излучений.

Ионизирующими называют любые излучения, вызывающие ионизацию среды, т.е. протекание электрических токов в этой среде, в том числе и в организме человека, что часто приводит к разрушению клеток, изменению состава крови, ожогам и другим тяжелым последствиям. Источники этих излучений широко используются при геофизических исследованиях скважин. Различают внешнее и внутреннее облучение организма. Под внешним облучением понимают воздействие на организм ионизирующих излучений от внешних по отношению к нему источников. Источники внешнего излучения – космические лучи, естественные радиоактивные источники, находящиеся в атмосфере, воде, почве, продуктах питания, источники альфа-, бета-, гамма-, рентгеновского и

нейтронного излучений, ускорители заряженных частиц, ядерные реакторы и ряд других. Внутреннее облучение осуществляется радиоактивными веществами, попавшими

При проведении ГИС возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения.

В таблице 20 приведены мощности эквивалентных доз, используемых при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения.

Таблица 20. Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения.

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

Примечание: в таблице 8.1.3, Группа А - лица, работающие с техногенными источниками излучения. Группа Б – лица, находящиеся по условиям работы в сфере их воздействия.

Во избежание превышения предельно допустимой дозы облучения необходимо :

- а) максимально удалять источники излучения от работающего (при работе геофизик вплотную работает с источником, чем быстрее геофизик поместит источник в прибор СГДТ-100, тем меньше дозы облучения получит); б) снижать, насколько

это возможно, время общего и местного облучения работающего (после того как источник достали из контейнера, его сразу же следует поместить в прибор СГДТ-100, который тут же опускается в скважину);

в) применять контейнеры, экраны и различные защитные приспособления;

Работающие с источниками гамма-излучения снабжаются индивидуальными дозиметрами.

Транспортировка источников должна производиться только в специальных стандартных контейнерах. Контейнеры, как и автомобили, используемые для транспортировки РВ, должны иметь знак радиационной опасности.

При радиометрических исследованиях скважин используют закрытые источники излучений. На базах ОАО «Нижневартовскнефтегеофизика» 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.

Камеральный этап

Отклонение показателей микроклимата в помещении.

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

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

Параметры микроклимата оказывают огромное влияние на функциональную деятельность человека, его самочувствие и здоровье и на надежность работы средств вычислительной техники. Эти микроклиматические параметры влияют как на каждый фактор в отдельности, так и различные их сочетания.

Не меньшее влияние на функциональную деятельность человека оказывают скорость и относительная влажность воздуха.

С целью создания нормальных условий для персонала, работающего на ЭВМ, установлены нормы параметров производственного микроклимата. Оптимальные показатели распространяются на всю рабочую зону с учетом избытков явной теплоты, тяжести выполняемой работы и сезонов года, а допустимые устанавливаются отдельно для постоянных и непостоянных рабочих мест в тех случаях, когда по технологическим или

экономическим причинам невозможно обеспечить оптимальные нормы. Параметры микроклимата, которые приведены в табл. 21, являются оптимальными для пользователей ПЭВМ при легкой категории тяжести [14].

Таблица 21. Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры (СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03)

Период года	Параметры 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	Параметры микроклимата	23-25°С
	Температура воздуха в помещении	40-60%
	Относительная влажность	0,1-0,2 м/с

Камеральное помещение представляет из себя офис с компьютерами. Для того чтобы обеспечить вышеуказанные параметры необходимо предусматривать систему отопления и кондиционирования [15]. В помещении с ПЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

Превышение уровня шума.

Источником шума на рабочем месте является сама вычислительная машина (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), система вентиляции и другое оборудование [16].

Сильный шум вызывает трудности в распознавании цветовых сигналов, снижает быстроту восприятия цвета, остроту зрения, зрительную адаптацию, нарушает восприятие визуальной информации, снижает способность быстро и точно выполнять координированные движения, уменьшает на 5-12 % производительность труда.

Кроме того, медицинские обследования показали, что помимо снижения производительности труда высокие уровни шума приводят к ухудшению слуха и появлению тугоухости.

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 [17] нормируемой шумовой характеристикой рабочих мест при постоянном шуме являются уровни звуковых давлений в децибелах в октавных полосах. Совокупность таких уровней называется предельным спектром (ПС), номер которого численно равен уровню звукового давления в октавной полосе со среднегеометрической частотой 1000 Гц. В табл. 22 приведены допустимые уровни звукового давления на рабочем месте.

Таблица 22. Допустимые уровни звукового давления на рабочем месте Согласно

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Рабочие места в помещениях геофизиков-интерпретаторов и вычислительных машин	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

В соответствии с данным нормативом защита от шума, создаваемого на рабочих местах внутренними источниками, а также шума, проникающего извне, осуществляется следующими методами: уменьшение шума в источнике (например, замена громко работающего вентилятора на компьютере); использованием звукоотражающих материалов (например, гипсокартон, который при строительстве помещения можно поместить между внешней стеной и внутренней отделкой); уменьшением площади стеклянных ограждений или окон (сам по себе кирпич или бетон поглощает звук лучше чем стекло, тем самым уменьшив количество или размер окон, мы добьемся лучшей звукоизоляции).

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

При работе на компьютере, как правило, применяется одностороннее естественное боковое освещение. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем - при недостаточном естественном освещении. Источниками света при искусственном освещении являются газоразрядные лампы низкого и высокого давления (лампы ДРЛ) и лампы накаливания.

Согласно санитарно-гигиеническим требованиям рабочее место инженера программиста при камеральных работах должно освещаться естественным и искусственным освещением. Согласно действующим строительным нормам и правилам СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [18] (табл. 22), для искусственного освещения регламентирована наименьшая допустимая освещенность рабочих мест, а для естественного и совмещенного коэффициент естественной освещенности КЕО (%), который представляет собой отношение освещенности в данной точке внутри помещения,

к одновременно измеренной наружной горизонтальной освещенности под открытым небом.

Таблица 22. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению. (СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03)

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г – горизонтальная, В - вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО е _н , %		КЕО е _н , %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	от общего	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Кабинеты, рабочие комнаты, офисы, представительства	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300
2. Помещения для работы с дисплеями и видеотерминалами, залы ЭВМ	Г-0,8 Экран монитора: В-1,2	3,5 -	1,2 -	2,1 -	0,7 -	500 -	300 -	400 200
3. Аналитические лаборатории	Г-0,8	4,0	1,5	2,4	0,9	600	400	500

Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой точности общая освещенность должна составлять 300 лк, комбинированная – 750 лк; при выполнении работ средней точности – 200 и 300 лк соответственно согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03 [18].

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

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

8.3. Экологическая безопасность

Геофизические организации в своей практической деятельности обязаны соблюдать законы об охране окружающей природной среды и проводить мероприятия, направленные на ее сохранение.

При проектировании и производстве геофизических работ в скважинах работники геофизической службы принимают меры по предотвращению загрязнения окружающей среды при геологоразведочных работах: по охране недр, вод, почв, лесов, воздушной среды, рыбных богатств внутренних водоемов, животного мира. В связи с этим при геофизических исследованиях бурящихся и эксплуатационных скважин работники отрядов не должны допускать разлива нефти и нефтепродуктов, утечки газа, загрязнения водоемов нефтепродуктами, химикатами и мусором.

Для прибытия на скважину используется грузовой автомобиль КАМАЗ, который выбрасывает в атмосферу отработавшие двигателем газы, картерные газы, топливное испарение. Контроль за загрязнением атмосферы автотранспортом рассматривается в ГОСТ Р 56162-2014. Для решения данной проблемы используют:

- Снабжение выхлопных труб автомобилей нейтрализаторами, которые очищают выхлопные газы от вредных примесей;
- Создание зоны зелёных насаждений вдоль дорог. Данная мера позволяет в половину уменьшить вредное воздействие автомобильных выбросов на окружающую среду. Одно дерево за год поглощает объём выхлопных газов, выделяемый среднестатистической машиной за 25 000 км пробега.

На атмосферу так же оказывает влияние работа с источниками ионизирующего излучения ОСПО РБ-99. Для уменьшения влияния на атмосферу геофизические партии используют источники цезий-133, которые обладают меньшей мощностью излучения.

При бурении загрязнение гидросферы происходит в основном из-за смешивания различных водо,-нефтеносных горизонтов ГОСТ 17.1.3.12-86. Для предотвращения смешивания, пространство вокруг скважины цементируют. Для контроля качества цементирования используют геофизические приборы.

При работе с нефтью стоит вопрос о загрязнение почвы. После проведения в скважине геофизических исследований на приборе остаются нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. Для того что бы на землю не попадала нефть с прибора, его над скважиной моют или, если нет воды, протирают ветошью. Также сооружают специальные поддоны, по которым прибор доставляется в геофизический автомобиль. Все буровые и прилегающие к ним территории отсыпаются песком. Происходит вывоз,

уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и мусора.

Мероприятия по охране окружающей природной среды рассматриваются в проектах и сметах на производство геофизических исследований скважин.

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.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований 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 угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противопожарной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена. Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена пожарная безопасность.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются:

- неосторожное обращение с огнем;
- неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции);
- 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).

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:

- огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
- ведро пожарное – 1 шт.
- топоры – 1 шт.
- ломы – 2 шт.
- кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

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

Вывод: в данном разделе были рассмотрены вопросы, связанные с обеспечением безопасности труда работников геофизического предприятия.

Проанализировали вредные и опасные производственные факторы, которые могут влиять на работу геофизика. К основным вредным факторам, которые могут влиять на состояние здоровья и работоспособность геофизика, относятся: отклонение показателей микроклимата, повышенный уровень шума, недостаточная освещенность место работы. К основным опасным факторам относятся: электрический ток, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Проанализировав производственные факторы, привели рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снизить уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрены вредоносное влияние геофизической работы на

экосистему и рекомендации по его снижению.

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К ним относятся незапланированные выбросы углеводородов, которые зачастую сопровождаются пожарами, которые еще более усугубляют положение. В камеральных условиях встречаются в основном пожары, из-за несоблюдения правил противопожарного инструктажа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Цель дипломного проекта была разработка комплекса промыслово-геофизических исследований для оценки технического состояния скважины и определения эксплуатационных характеристик пласта-коллектора .

Перед нами стояли задачи:

- Контроль самого качества цемента;
- Контроль контакта цемент – порода, цемент – скважина;
- Уровень подъема цемента, после ремонтных работ;
- Контроль технического состояния колонны.
- Определение притока

Для решения поставленных перед нами задач мной был выбран комплекс, состоящий из 7 методов:

- Акустическая цементометрия;
- Гамма-гамма цементометрия;
- Локатор муфт;
- Термометрия;
- Гамма каротаж;
- Расходомерия;
- Влагометрия;

По данным этих методов мы сможем судить о состоянии скважины на текущий момент. Так же была составлена геолого-техническая модель. Данная модель является теоретической, но она показывает нам как должны выглядеть каротажные диаграммы на практике.

Было выбрано оборудование, которым будет проводиться исследования, это:

- Самоходный каротажный подъемник на шасси КАМАЗ с механическим и гидравлическим и электрическим приводами лебедок ПКС5М;
- Каротажный регистратор «Вулкан»;
- Устьевое герметизирующее оборудование;
- Прибор МАК-9;
- Прибор СГДТ-100;
- Прибор РЛТ-9.
- Прибор СКАТ-К8-38-150/40

Для проектируемых работ также были рассмотрены экономическая и социальная части.

CONCLUSION

The purpose of the diploma project was to develop a complex of field geophysical studies to assess the technical condition of the well and determine the operational characteristics of the reservoir.

We were faced with the following tasks:

- Control of the quality of cement itself;
- Control of contact cement - rock, cement - well;
- Level of cement lifting after repair work;
- Monitoring the technical condition of the column.
- Determination of inflow

To solve the tasks set before us, I chose complex consisting of 7 methods:

- Acoustic cement measurement;
- Gamma-gamma cement measurement;
- Clutch locator;
- Thermometry;
- Gamma logging;
- Flow measurement;
- Moisture measurement;

Based on the data of these methods, we will be able to judge the state of the well at the current moment. A geological and technical model was also compiled. This model is theoretical, but it shows us how well logs should look like in practice.

The equipment was chosen, which will be used for research, this is:

- Self-propelled logging hoist on KAMAZ chassis with mechanical and hydraulic and electric drives of PKS 5M winches;
- Logging recorder "Volcano";
- Wellhead sealing equipment;
- MAK-9 device;
- SGDT-100 device;
- PLT-9 device.
- Device SKAT-K8-38-150 / 40

The economic and social aspects were also considered for the projected works.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Клещенко И.И., Кустышев А.В., Телков А.П. Геология нефтяных и газовых месторождений Сибири. – М.: Недра, 2003. – 479 с.
2. Геология нефти и газа Западной Сибири. А.Э. Конторович, И.И. Нестеров, Ф.К. Салманов. М., «Недра», 1975. – 680 с. ;
3. История формирования крупных антиклинальных структур - ловушек для уникальных газовых залежей на севере Западной Сибири (на примере Медвежьего месторождения). В.А. Конторович, Д.В. Конторович, Е.С. Сурикова., Геология и геофизика, 2014, т. 55, N 5-6, 862—873 с.;
4. Особенности геологического строения и разработки уникальных залежей газа крайнего севера Западной Сибири. Ермилов О.М., Карогодин Ю.Н., Конторович А.Э., Тер-Саакян Ю.Г., Агалаков С.Е., Беляев С.Ю., Борисова Л.С., Букреева Г.Ф., Бурштейн
5. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири. Конторович В.А. Геология и геофизика, 2009, т. 50 (4), 461—474 с. ;
6. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. Под ред. д. г.-м. н. В.М. Добрынина, к.т.н. Н.Е. Лазуткиной – М.:ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 400 с.
7. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин. Калининкова М. В., Головин Б. А., Головин К. Б. — Саратов, 2005. – 155 с.
8. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений/ Ю.В. Коноплев, Г.С. Кузнецов, Е.И. Леонтьев и др. – М.: Недра, 1986
9. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. – Минэнерго РФ. РД 153- 39.0-072-01;
10. Методические рекомендации по интерпретации материалов геофизических исследований скважин в период их освоения и эксплуатации на основе использования типовых диаграмм/ Валиуллин Р.А. Вахитова Г.Р. – Уфа: изд-во Башк. Госуд. Ун-та, 1998. – 45с.
11. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Итенберг С.С. М.: Недра, 1987г. -375 с. ;
12. Потапов А.П Численное решение прямой и обратной задач импульсной электромагнитной толщинометрии обсадных колонн в скважинах/ А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер// Геология и геофизика – 2001. - № 8. – Т.42. – С. 1279-1284.
13. Пат. № 2333461. Скважинный магнитоимпульсный дефектоскоп-толщиномер.

– Зарег. 10.09.2008/ А.П. Потапов, В.Н. Даниленко, А.Н. Наянзин.

14. ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;

15. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);

16. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация ;

17. ГОСТ 12.1.030–81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.;

18. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (с Изменением № 1); 81

19. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;

20. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»;

21. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;

22. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.