

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
Промыслово-геофизические исследования с целью оценки эффективности ГТМ (ГРП) в эксплуатационных скважинах Хандинского лицензионного участка (Иркутская область)

УДК 622.276.66:550.83(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Чиков Иван Андреевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп.	Гаврилов М. Н.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В. Н.	к.ф.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е. В.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Чикову Ивану Андреевичу

Тема работы:

«Промыслово-геофизические исследования с целью оценки эффективности ГТМ (ГРП) в эксплуатационных скважинах Хандинского лицензионного участка (Иркутская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1330/С от 20.02.19 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.19 г.
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p><i>Материалы по Хандинскому лицензионному участку предоставлены по месту прохождения преддипломной производственной практики в ООО «Газпром Георесурс» ПФ «Иркутскгазгеофизика» отделом КИП, нормативно-правовые акты, учебная литература.</i></p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Рассмотреть географо-экономический очерк района работ, геолого-геофизическую изученность, геологическое строение территории, петрофизические свойства пород, и сделать анализ работ прошлых лет; 2) Проанализировать каротажные диаграммы и построить ФТМ объекта. Запроектировать комплекс промыслово-геофизических исследований скважин с целью оценки эффективности проведения геолого-технических мероприятий; 3) В рамках тематики проекта провести специальное исследование; 4) Произвести расчет сметных расходов на проектируемые работы; 5) Сделать анализ опасных и вредных факторов при проведении исследований в скважине и в процессе обработки данных, а также рассмотреть процесс со стороны экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Обзорная карта района. 2) Сводный геологический разрез Ковыктинской группы месторождений. 3) Карта тектонического районирования Иркутской области. 4) Неинформативные ПГИ после ГРП. 5) Физико-техническая модель. 6) Схема монтажа УЛГ-65х35. 7) Скважинный прибор КСА-Т12. 8) Оптоволоконная система DTS. 9) Спектр обратного рассеяния. 10) Вероятное размещение кабеля-датчика в скважине. 11) Динамика изменения температуры при запуске погружного электродвигателя (ПЭД). 12) Зависимость температуры от дебита. 13) Контроль ГТМ методом термометрии.
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Фадеева В. Н.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Белоенко Е. В.</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1) Реферат

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Чиков Иван Андреевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Чикову Ивану Андреевичу

Школа		Отделение школы (НОЦ)	
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки. Специализация «Геофизические методы исследования скважин»

Тема ВКР: «Промыслово-геофизические исследования с целью оценки эффективности ГТМ (ГРП) в эксплуатационных скважинах Хандинского лицензионного участка (Иркутская область)»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	1. Рассчитать сметную стоимость проектируемых работ – выполнение комплекса ПГИ;
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	2. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49); Геофизические работы. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы. ССН. Вып.7.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	3. Налоговый кодекс РФ. Ставка налога на прибыль 20 %. Налог на добавленную стоимость (НДС) 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	1. Оценка капитальных вложений, показатели экономических и эксплуатационных затрат
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	2. Расчет затрат времени и труда по видам работ
3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	3. Нормы расхода материалов (ГСМ), в том числе учет амортизационных отчислений на оборудование за период эксплуатации
4. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	4. Расчет сметной стоимости проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева В. Н.	к.ф.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Чиков Иван Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2231	Чикову Ивану Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки». Специальность «Геофизические методы исследования скважин»

Тема ВКР: «Промыслово-геофизические исследования с целью оценки эффективности ГТМ (ГРП) в эксплуатационных скважинах Хандинского лицензионного участка (Иркутская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Хандинский лицензионный участок административно располагается в Казачинско-Ленском районе Иркутской области. Участок является перспективным в сфере газодобычи. Входит в Ковыктинскую группу месторождений, входящую в состав газовой магистрали «Сила Сибири».
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	1. Правила безопасности при геологоразведочных работах ПБ 08-37-93 2. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах».
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных производственных факторов при реализации проектируемых решений: 2.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов при реализации проектируемых решений:	2.1. <i>Полевые работы:</i> - Отклонение показаний микроклимата - Превышение уровня шума <i>Камеральные работы:</i> - Отклонение микроклимата в помещении - Недостаточная освещенность рабочей зоны - Отсутствие или недостаток естественного света 2.2. <i>Полевые работы:</i> - Опасность поражения электрическим током - Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования <i>Камеральные работы:</i> - Опасность поражения электрическим током
3. Экологическая безопасность.	В процессе проведения геофизических работ в скважине возможно влияние на литосферу, гидросферу и атмосферу.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Как ЧС наиболее вероятная – пожар в вахтовом поселке или каротажной станции.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Белоенко Е.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2231	Чиков Иван Андреевич		

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение геологии
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Дипломный проект

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.19 г.
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Общая часть</i>	
	<i>Проектная часть</i>	
	<i>Специальная часть</i>	
	<i>Финансовый менеджмент</i>	
	<i>Социальная ответственность</i>	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврилов М. Н.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает в себя 85 страниц, 13 иллюстраций, 10 таблиц, 25 источников.

Ключевые слова: промыслово-геофизические исследования скважин, Хандинский лицензионный участок, Ковыктинское газоконденсатное месторождение, гидроразрыв пласта.

Объектом исследования является эксплуатационная скважина Хандинского лицензионного участка Ковыктинской группы месторождений.

Цель работы – составление проекта на проведение комплекса промыслово- геофизических работ в эксплуатационной скважине.

В процессе проектирования проводится качественный анализ предыдущих промыслово-геофизических исследований в скважине, в которой выполнялись мероприятия по интенсификации притока – гидравлический разрыв пласта.

В результате анализа запроектирован комплекс промыслово-геофизических исследований в добывающей газовой скважине при соблюдении требований подготовки скважины к проведению геофизических работ.

Настоящий дипломный проект может рассматриваться как типовой план проведения промыслово-геофизических исследований, направленных на определение профиля притока, дебита и пластового давления.

ESSAY

Final qualifying work includes 85 pages, 13 pictures, 10 tables, 25 sources.

Keywords: wells logging, Khandinsky license area, The Kovykta gas condensate field, hydraulic fracturing.

The object of study is production well of Khandinsky license area, Kovykta group of fields.

Purpose – creation of a project for the well logging complex in a production well.

The design process is conducted a qualitative analysis of the previous logging, which carried out fluid intensification activities – hydraulic fracturing.

The analysis is projected complex geophysical studies in extracting gas well, subject to the requirements of the well preparation for the geophysical survey.

This thesis project can be seen as a model plan for geophysical studies aimed at determining the inflow profile, flow rates and reservoir pressure.

СПИСОК ОБЩЕПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- ПГИ – промыслово-геофизические исследования
- ГИС – геофизические исследования в скважине
- ГТМ – геолого-технические мероприятия
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ФТМ – физико-техническая модель
- ГКМ – газоконденсатное месторождение
- УЛГ – установка лубрикаторная геофизическая
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- ЛМ – локатор муфт
- КВД – кривая восстановления давления
- СТД – скважинный термокондуктивный дебитомер
- ГК – гамма-каротаж
- СПО – спуско-подъемные операции
- КИП – контрольно-интерпретационная партия
- ППУ – передвижная паровая установка
- ГСМ – горюче-смазочные материалы
- DTS – distributed temperature sensing (распределенные датчики температуры)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ.....	15
1.1 Географо-экономический очерк района.....	15
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность района.....	20
2. Геолого-геофизическая характеристика района.....	24
2.1 Литолого-стратиграфический разрез.....	24
2.2 Тектоника.....	28
2.3 Газоносность.....	30
2.4. Петрофизическая характеристика коллектора.....	32
3. Анализ ранних геофизических исследований.....	34
4. Основные вопросы проектирования.....	37
4.1. Задачи промыслово-геофизических исследований.....	37
4.2. Обоснование объекта исследования.....	38
4.3. Физико-техническая модель. Выбор и обоснование геофизического комплекса.....	38
5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	40
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	41
5.2 Интерпретация геофизических данных.....	46
6. Специальное исследование.....	48
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	59
8. Социальная ответственность.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	83
Список литературы.....	84

ВВЕДЕНИЕ

Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) скважин является неотъемлемым мероприятием на стадии, как разведки, так и эксплуатации месторождений нефти и газа. Методы исследований позволяют определить гидродинамическую и энергетическую характеристику залежей.

Актуальным является получение достоверной информации по каждому исследуемому объекту.

Целью данной работы является проектирование комплекса промыслово-геофизических исследований, необходимого для оценки эффективности геолого-технических мероприятий (гидравлический разрыв пласта) в эксплуатационных скважинах.

Для достижения указанной цели в настоящем проекте необходимо выполнить ряд задач, направленных достижение максимальной информативности по объекту.

Также стоит отметить, немаловажной задачей является выполнение подготовительных мероприятий направленных на обеспечение технических условий для проведения промыслово-геофизических исследований и работ в скважине в соответствии с требованиями регламентирующих документов.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

1.1 Географо-экономический очерк района

В административном отношении Хандинский лицензионный участок расположен на территории Казачинско–Ленского района. Географически расположен на северо-восточной части Ангаро–Ленского плато, входящего в состав Средне–Сибирского плоскогорья.

Территория района работ охватывает северную часть Предбайкальской впадины и север Байкальского хребта, в составе впадины выделяются следующие морфоструктуры: Лено-Киренский антиклинорий, Киренго-Ульканская впадина и Хандинская депрессия.

Местность холмистая до горных форм рельефа, наиболее высокие отметки от 1000 до 1500 м при глубине вреза речных долин 580-700 м.

Рельеф района резко пересеченный, склоны водоразделов крутые.

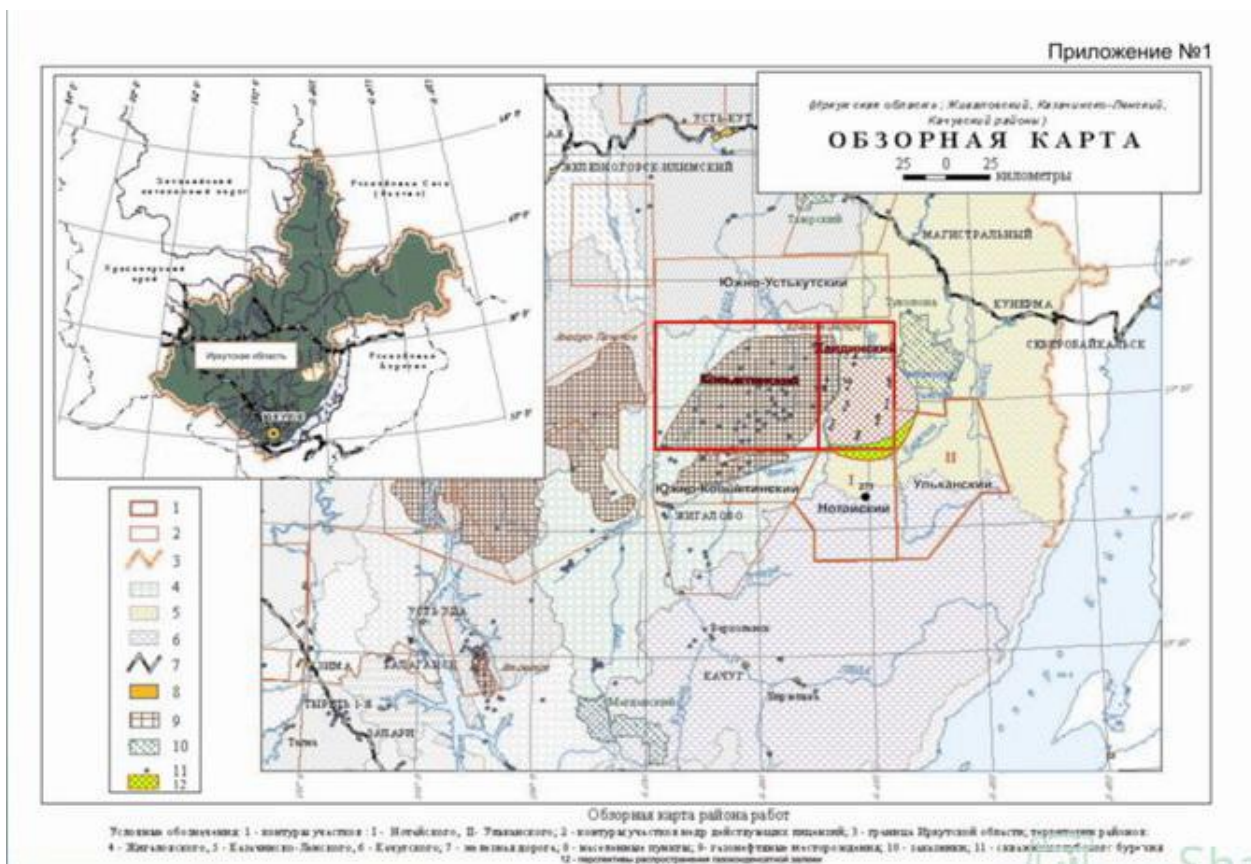


Рис. 1 – Обзорная карта района.

Вдоль края Прибайкальской горной страны в бассейне реки Киренги широкой полосой (около 100 км) протягивается пониженная территория, имеющая меньшие высоты по сравнению с окружающей местностью. Положение позволяет назвать ее Предбайкальской впадиной. Она отличается характерным грядовым рельефом, причем гряды и разделяющие их понижения вытянуты параллельно краю горной страны. Абсолютная высота гряд достигает в среднем течении реки Киренги 1000-1200 м, постепенно убывая к югу до 600-800, а к северу до 500-600 м. Днища межгрядовых понижений, занятые долинами рек, опущены по сравнению с грядами на 120-300 м. Существенное влияние на рельеф Предбайкальской впадины оказывают заболачивание и мерзлотные процессы.

С востока территорию района ограничивают склоны Байкальского хребта, представляющие крупное горное сооружение северо-восточного простирания с абсолютными высотами 2000-2500 м.

Западную часть района занимает Лено-Киренский антиклинорий, простирающийся параллельно Байкальской складчатой области и ограниченный на северо-западе поднятиями Лено-Ангарского плато.

Киренго-Ульканская впадина, вытянутая от верховьев Киренги и Улькана до Кутимы, занимает положение, соответствующее синклинальной структуре, с абсолютными высотами 500-600 м. На окраинах ее поверхность переходит в пологие склоны плоских междуречий.

На северо-востоке района небольшой участок Байкало-Патомского нагорья представлен Чая-Витимской ступенью с преобладающим среднегорным рельефом (1500м).

Природно-климатические условия района работ характеризуются предельно высокими значениями всех показателей суровости климата. В связи с коротким вегетационным периодом и минимальной суммой активных температур, комфортный период для проживания здесь составляет менее двух месяцев. Климат для земледелия на большей части территории района

неблагоприятен, т.к. короткое лето и ранние заморозки не дают вызреть ни овощным, ни зерновым культурам.

Согласно климатическому районированию для строительства, исследуемый район расположен в зоне 1А, по районированию северной строительно-климатической зоны, относится к зоне с наиболее суровыми условиями, а по степени влажности относится к сухой зоне.

Географическое положение территории определяет её климатические особенности. Данную территорию почти не достигают Атлантические и Тихоокеанские воздушные массы, поэтому арктические циркуляции воздуха являются климатообразующим фактором.

Зимой в отроге сибирского антициклона происходит формирование зимнего континентального восточносибирского воздуха, самого холодного по сравнению со всеми другими воздушными массами Евразии. Зима продолжительная, очень морозная, малоснежная, безоблачная, со слабыми ветрами.

Климат района резко континентальный, отличается длинной, суровой зимой (с октября по апрель) и непродолжительным летним периодом. Абсолютный минимум температуры воздуха зафиксирован в феврале 2001 г. – минус 55,4°С. Среднегодовая амплитуда температур составляет 43,1°С. Переходные сезоны года кратковременны и характеризуются большими суточными амплитудами температуры воздуха. Многолетняя средняя годовая температура воздуха, имеет отрицательное значение (минус 4,2°С).

Холодный период года со среднесуточной температурой воздуха ниже 0°С наступает в октябре. Интенсивное радиационное выхолаживание в условиях развитого сибирского антициклона приводит к тому, что уже в ноябре устанавливаются морозы ниже минус 20°С и удерживаются до середины марта. В наиболее холодном месяце - январе - средняя месячная температура опускается до минус 26,4°С. Период с устойчивыми морозами (ниже минус 10 град в среднем за сутки) удерживается 114 дней.

Первые оттепели отмечаются в конце апреля. Продолжительность теплого периода (выше 0 град в среднем за сутки) в среднем составляет 165 суток.

Средняя температура воздуха в июле достигает плюс 16,7°C, абсолютный температурный максимум зафиксирован в 2010 г. – плюс 36°C. Среднесуточная температура меняется довольно в широких пределах из-за разнообразия рельефа. Так, разница температур в полуденное время между пологими склонами (менее 10°) северной и южной экспозиции составляет 2-4°C, на более крутых склонах термические различия выражены резче.

Главными факторами, определяющими такое своеобразие климата, являются характер циркуляции воздушных масс и физико-географические условия территории, ее удаленность и отгороженность от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана. В зимний период территорию охватывает мощный Азиатский антициклон. В нем происходит формирование континентального, очень холодного воздуха, устанавливается ясная сухая погода, способствующая сильному охлаждению земной поверхности и нижних слоев воздуха. Особенно сильное выхолаживание происходит в долинах рек и котловинах, куда стекает холодный воздух, и зимние температуры достигают исключительно низких значений.

Над рассматриваемой территорией в течении года преобладают и юго-западные воздушные течения. Сезонная смена полей давления определяет ветровой режим территории, однако ее сложные орографические условия вносят значительные изменения.

Годовое количество осадков невелико, колеблется в разные годы в пределах 400-450 мм и распределяется по временам года неравномерно. В летне-осенний период (апрель-октябрь) выпадает около 80% от годовой суммы.

Снежный покров появляется в третьей декаде сентября и окончательно формируется к началу третьей декады октября. Наибольшая декадная высота

снежного покрова 5% обеспеченности составляет 68 см. С открытой местности снег часто сдувается, в результате чего на защищенных от ветра участках высота снега, как правило, на 5-15 см больше, чем на открытых. Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 21 октября, разрушения 25 апреля и схода 6 мая. Число дней со снежным покровом 243 дня.

Общая среднегодовая облачность в районе составляет 7-7,2 балла. Годовой ход облачности определяется условиями циркуляции атмосферы. Зимой район находится под влиянием периферии азиатского антициклона, вследствие чего создаются низкие температуры воздуха, мощные инверсии, пониженное влагосодержание атмосферы.

В районе образуются туманы сплошного адвективно-радиационного типа, обусловленные обменной суточной циркуляцией воздуха в теплые месяцы года между речными долинами и возвышенными водоразделами, над которыми воздух в ночные часы охлаждается сильнее. Максимальное число дней с туманами в годовом ходе совпадает с периодом установления наиболее резкого термического контраста между долинами и водораздельными пространствами и приходится на август (9,85 дней) и сентябрь (5,33 дней).

Грозы в рассматриваемом районе, как и на всей территории Восточной Сибири, связаны с прохождением холодных фронтов. Наибольшее за месяц число дней с грозой отмечается в июне – августе. Среднее многолетнее число дней с грозой за год составляет 15,0 дней.

Среднее многолетнее число дней с градом составляет 0,33 дня. Град в районе наблюдается в теплый период с мая по сентябрь.

Среднее многолетнее число дней с метелью составляет 6,49 дней. Метели в районе наблюдается с декабря по июль, когда азиатский антициклон находится в стадии формирования или разрушения и достаточно развита циклоническая деятельность.

Район работ находится в бассейне р. Ханда (приток второго порядка р. Лена). Площадка разведочной скважины №17 Хандинской площади расположена на водоразделе двух ручьев Левый Ломовой и Правый Ломовой (правобережные притоки второго порядка р. Ханда).

Растительность района типична для зоны сибирской тайги. На плоских водораздельных пространствах и на склонах долин распространены кедр, лиственница, ель, пихта, сосна, реже – осина, береза. Сосна составляет основное богатство растительного покрова, являясь прекрасным строительным материалом. В долинах рек произрастают лиственные породы деревьев: береза, осина, ольха и тополь. Кустарниковая растительность развита почти повсеместно, наиболее распространена она на холмистых россыпях и на безлесных плоских водоразделах. В поймах рек по берегам озер встречаются участки с травяно-луговой растительностью.

Животный мир представлен типичными для Восточной Сибири видами. В районе обитают: олень, лось, изюбр, медведь, рысь, встречаются соболь, белка, колонок, ондатра, норка. Из боровой дичи водятся глухарь, рябчик и тетерева. В весенне-осенние перелеты появляются утки, гуси, журавли.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность района

Хандинский лицензионный участок входит в Ковыктинскую группу месторождений (Хандинское, Чиканское и Ковыктинское) общей площадью более 10000 км².

Электроразведка

В 1983 г. проведены региональные работы методом вертикального электрического зондирования с целью изучения строения осадочного чехла и глубинного геоэлектрического разреза в районе Ковыктинского ГКМ и к югу от него. Основным результатом работ было выявление аномально проводящих зон в верхней части осадочного чехла.

В 1998-99 гг. ГФУГП «Иркутскгеофизика» были проведены детальные работы методом ЧЗ-ВП в районе участка опытно-промышленной эксплуатации. Оценены проводимость надсолевой части разреза, поперечное сопротивление карбонатно-галогенного комплекса. Выделена обширная аномалия понижения поперечного сопротивления. Выделены зоны повышенной проводимости карбонатно-галогенного комплекса, 25-30 % изученной территории.

В 2004 г. проведены работы по сети профилей в центральной части КГКМ, изучены геоэлектрические параметры горизонтов вблизи скважин, вскрывших коллекторы с аномально высокими пластовыми давлениями. По результатам работ были построены разрезы и карты геоэлектрических параметров, которые позволили оценить площадное распределение коллекторов.

Магниторазведка

В 1953 г. в результате работ в бассейне р. Ханды была выделена положительная Мироново-Хандинская магнитная аномалия изометричной формы, связанная со структурой и составом фундамента платформы.

В 1983 г. построена карта аномального магнитного поля, проведено структурно-тектоническое районирование.

Гравиразведка

В 1957 г. проведена гравиметрическая съемка на Ангаро-Ленском междуречье, что входит в Лено-Байкальскую область пониженного гравитационного поля.

В 1984 г. в результате гравиметрической съемки выделены блоки фундамента, совпадающего в плане с Ковыктинской структурой.

В 1987 г. проведена комплексная интерпретация сейсмо- и гравиразведки с целью подготовки Ковыктинской антиклинальной структуры для поисково-разведочного бурения.

Сейсморазведка

1990-1991 гг. Проведены региональные сейсмо-разведочные работы МОГТ с целью изучения зоны сочленения Ангаро-Ленской ступени и Прибайкальского прогиба по отражающим горизонтам Н-М. Изучен структурный план зоны сочленения Прибайкальского прогиба с Ангаро-Ленской ступенью и Непско-Ботуобинской антеклизой. Установлено, что региональный профиль находится в зонах со сложными сейсмо-геологическими условиями.

2004г. Проведены профильные сейсмо-разведочные работы МОГТ в пределах восточной части КГКМ. Изучен структурный план по поверхности кристаллического фундамента и отражающим горизонтам подошвы боханского горизонта, подошвы парфеновского горизонта, кровли осинского горизонта, К2. В результате динамической интерпретации выделена область устойчивого прослеживания коллектора в парфеновском горизонте, проведена количественная оценка эффективной толщины и среднего коэффициента пористости.

2005 г. Проведены геофизические исследования в зоне сочленения Ковыктинского и Хандинского участков. Определены критерии выделения газоперспективных сейсмических аномалий и сделан прогноз коллекторских свойств парфеновского горизонта в пределах сейсмического куба.

Бурение

В 2002г. составлен групповой «Проект поисков месторождений (залежей) газа на Хандинской площади».

Целевой задачей рассматриваемого проекта являлась оценка продуктивности парфеновского горизонта и проведение поисков новых месторождений УВ в пределах рассматриваемой площади. С этой целью предусматривалось бурение шести поисковых скважин. В 2005г. для оценки в восточной части Хандинского участка продуктивности боханского горизонта нижнемотской подсветы и базального горизонта ушаковской

свиты было составлено дополнение к групповому проекту на строительство скважин 6-Х, 7-Х. К техническому проекту бурения поисковых скважин 2-Х, 3-Х, 7-Х была выполнена дополнительная привязка в юго-восточной части Хандинской площади двух новых скважин 8-Х, 9-Х. Проектный горизонт – парфеновский.

Согласно групповому проекту, со вскрытием парфеновского горизонта пробурены поисковые скважины 2-Х, 3-Х, 4-Х, 10-Х (западный блок) и скважины 6-Х, 7-Х (восточный блок). Из-за аварийного состояния ствола скв. 5-Х при забое 1737 м (булайская свита) была ликвидирована. В пределах ее площадки пробурена скв.10-Х.

На Хандинской площади проведены: переобработка сейсморазведочных материалов – 255 пог. км с использованием современных вычислительных средств и методик, выполнены полевые сейсморазведочные работы 2D в объеме 1453.3км. Проведены площадные сейсморазведочные работы МОГТ 3D (Хурканский участок), площадью 67 км² (6,8x9,05км).

Значительные объемы площадных сейсморазведочных работ (масштаб 1:200000), выполненные в 70-90гг. в пределах Хандинской зоны, показали сложное строение галогенно-карбонатного комплекса, осложненного многочисленными дизъюнктивными нарушениями. Установлено несоответствие верхнего и нижнего структурных планов для Хандинского вала. Обширные субмеридианально вытянутые зоны дислоцированности верхних интервалов осадочного чехла (в основном галогенно-карбонатного комплекса) прослеживаются на временных сейсмических разрезах вдоль Хандинского вала.

Проведенные поисковые работы на Хандинской площади позволили существенно уточнить ее геологическое строение, установить площадной характер развития газонасыщенных пород-коллекторов парфеновского горизонта, а также уточнить сложное литологическое строение коллекторов и тектонику исследуемого района.

2. Геолого-геофизическая характеристика района

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Геологический разрез территории представлен протерозойскими образованиями и отложениями осадочного чехла, сложенного породами вендского, кембрийского и четвертичного возрастов. Основную роль в строении осадочного чехла играют терригенно-карбонатные отложения венда и галогенно-карбонатные образования кембрия.

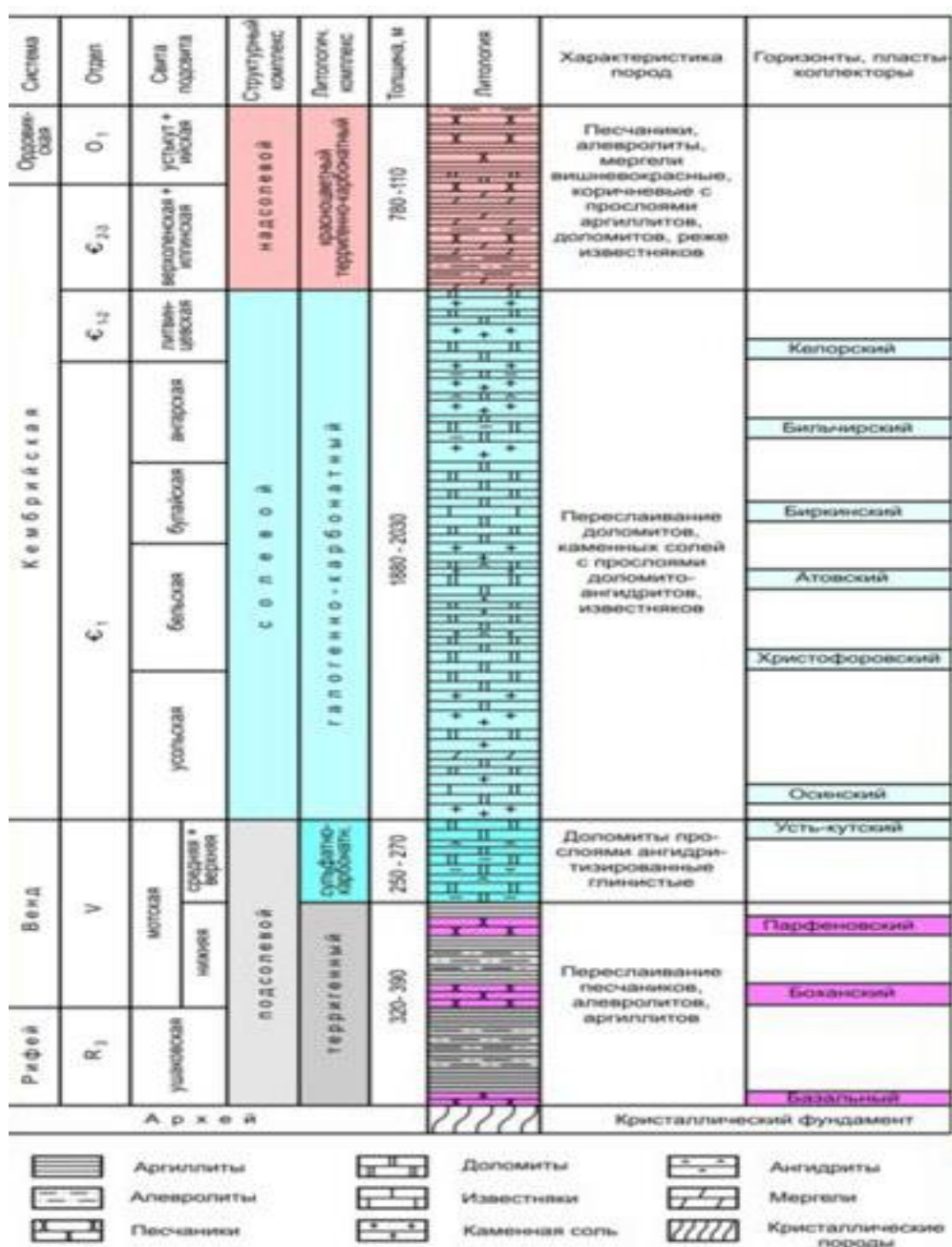


Рис. 2 – Сводный геологический разрез Ковыктинской группы месторождений.

Венд (V)

Чорская свита – по вещественному составу и характеру чередования пород в составе свиты выделены две подсвиты.

В основании верхней подсвиты чорской свиты (тирский горизонт) залегает, преимущественно песчаная пачка, получившая название парфеновской. Входящие в состав пачки песчаники имеют желтовато-серый цвет и по гранулометрическому составу изменяется от мелкозернистых до гравелитистых. В кровле пачки получил развитие слой алевролитов и песчанистых алевролитов.

Часто парфеновская песчаная пачка прослоем алевролитов разделяется на два отличных по коллекторским свойствам песчаных пласта, получивших наименование P_1 (верхний) и P_2 (нижний). Пласты имеют сложное строение, часто разделяются на более мелкие пропластки и прослои.

Катангская свита сложена мергелями, глинистыми известняками и доломитами, часто сульфатоносными. В основании катангской свиты получил развитие пласт доломитов мощностью до 20 м, выделяемый как преобразенский продуктивный горизонт.

Собинская свита согласно залегает на катангской. Разрез представлен доломитами, реже известняками, иногда сульфатоносными и глинистыми. Изредка встречены маломощные (первые метры) слои мелкозернистых песчаников и алевролитов.

Стратиграфическая граница венда и кембрия носит неопределенный характер и располагается внутри тэтэрской свиты.

Венд-Кембрий (V-Є₁)

Тэтэрская свита согласно залегает на собинской, отличаясь от последней пониженной сульфатоносностью и терригенностью. Свита сложена преимущественно доломитами, реже – известняками, иногда органогенными, реже – обломочными. Сульфаты, глинистый и кремнистый материал присутствует редко. Верхняя часть свиты, представленная

преимущественно органогенными доломитами, получила название устькутского продуктивного горизонта.

Кембрий (Є)

В исследуемом районе кембрийские отложения представлены усольской, бельской, булайской, ангарской и литвинцевской свитами.

Нижний Кембрий (Є₁)

Усольская свита представлена мощными пластами соли, разделенными небольшими пропластками доломита. В пределах Ковыктинского месторождения мощность базальных солей составляет 70-75 м, мощность доломитового прослоя незначительно превышает 10 м. Согласно существующей стратиграфической схемы, эта часть разреза выделена в нижнеусольскую подсвиту.

Выше по разрезу залегает пачка карбонатных, преимущественно доломитизированных пород. Этот горизонт, получивший название осинского, является наиболее надежным сейсмогеологическим репером в западной части Сибирской платформы.

Осинский горизонт перекрыт толщей пород, сложенной переслаивающимися пластами солей и доломитов. Характерной особенностью этих отложений является постепенное увеличение количества и мощности карбонатных слоев вверх по разрезу.

Бельская свита – в основание её выделена толща карбонатных пород, объединенных в нижнебельскую подсвиту. Базальная часть нижнебельской подсвиты, представленная практически чистыми доломитами, слагает эльгянский горизонт. В средней части подсвиты появляются единичные прослои солей, нередко имеет место примесь сульфатов.

Верхняя подсвита бельской свиты сложена переслаивающимися солями и доломитами. Местами в разрезе подсвиты встречаются достаточно мощные прослои ангидритов.

Булайская свита – разрез сложен преимущественно карбонатными породами, иногда с незначительной примесью терригенного материала и

сульфатов. Булайская свита является одним из основных маркирующих горизонтов для нижнего кембрия запада Сибирской платформы.

Ангарская свита – согласно залегающая на булайской, в нижней части представлена толщей карбонатов, часто с примесью сульфатов, иногда глинистых, с подчиненными прослоями солей.

Верхняя подсвита ангарской свиты представлена преимущественно солями с пропластками карбонатных пород и сравнительно небольшой примесью сульфатов.

Нижний + средний Кембрий (Є₁₊₂)

Литвинцевская свита – нижняя её часть сложена преимущественно карбонатными породами с единичными маломощными прослоями солей и незначительной примесью сульфатов. В пределах месторождения в литвинцевскую свиту включена не только преимущественно карбонатная пачка, но и перекрывающая ее соленосно-карбонатная толща, датируемая средним кембрием.

Средний + верхний Кембрий (Є₂₊₃)

Верхняя часть разреза в пределах месторождения сложена средневерхнекембрийскими отложениями (верхоленская и иглинская серия). Отложения представлены преимущественно мергелями с редкими прослоями известковых аргиллитов и алевролитов. В связи с однородностью разреза границы между этими подразделениями проведены условно.

Ордовик (О)

Нижний ордовик (О₁)

Отложения представлены преимущественно мергелями с редкими прослоями известковых аргиллитов.

Четвертичные отложения

Четвертичные отложения на площади залегают локально и представлены песками, глинами, супесями с галечниками и обломками нижележащих пород.

Формационные комплексы

По структурно-литологическим особенностям в строении осадочного разреза площади выделяется три формационных комплекса: подсолевой, соленосный и надсолевой.

Подсолевой комплекс сложен терригенными породами венда и карбонатными породами нижнего кембрия. Данные отложения с размывом и угловым несогласием залегают на выветрелой поверхности метаморфизованных пород фундамента Ангаро-Ленской ступени, а также рифейских отложениях. Отложения подсолевого комплекса являются основной газосодержащей толщей региона. В составе чорской свиты венда выделяется парфеновский горизонт, с которым связаны основные запасы газа региона. Он залегают в верхней части чорской свиты и сложен кварцевыми, полево-шпат-кварцевыми и полимиктовыми песчаниками, мелко-среднезернистыми до разномзернистыми, послойно гравелитистых с редкими прослоями гравелитов, алевролитов и аргиллитов.

Породы солевого комплекса представлены переслаиванием каменной соли с доломитами, известняками и ангидритами. В кровельной части нередки прослои мергелей, песчаников и доломитов. Общая мощность комплекса может достигать 1800 м.

Надсолевой комплекс сложен терригенно-карбонатными породами среднего и верхнего кембрия, а также терригенными породами ордовика.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане исследуемая территория расположена в восточной части Ангаро-Ленской ступени юга Иркутского амфитеатра.

Кристаллический фундамент имеет блоковое строение. По данным гравиразведочных работ территория Ковыктинского месторождения находится в пределах Орлингско-Хандинского блока фундамента. В осадочном чехле выделяются три структурно-тектонических комплекса:

Средний градиент погружения составляет 1–2,5 м/км. Наиболее высокий уровень структурных отметок отмечается на юге площади.

Более сложное тектоническое строение характерно для среднего галогенно-карбонатного комплекса и тесно связанного с ним верхнего – надсолевого.

Наблюдаемые здесь изменения обусловлены влиянием соляной тектоники в составе среднего структурно-тектонического комплекса. Наиболее мощные проявления соляного тектогенеза характерны для двух интервалов: усольского и ангаро-литвинцевского.

2.3 Газоносность

В нефтегазоносном отношении площадь исследования располагается в Ангаро-Ленской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской провинции. На ее территории в 1986 г. открыто Ковыктинское газоконденсатное месторождение.

В разрезе осадочного чехла выделяется три нефтегазоносных комплекса: рифейский карбонатный, вендский терригенный и нижнекембрийский карбонатный. Они вмещают 12 продуктивных горизонтов мощностью от 10 до 100 м. Главным продуктивным горизонтом, к которому приурочены основные залежи УВ, является парфеновский горизонт венда.

Парфеновский горизонт приурочен к кровельной части разреза нижнемотской подсветы, имеет региональный характер распространения. С песчаниками парфеновского горизонта связана промышленная газоносность.

Его толщины в центральных районах Ангаро-Ленской ступени меняются от 20 до 70 м, на востоке (в пределах Ковыктинской и Хандинской площадей) – до 90...100 м. Пористость меняется от 2 до 21 %, в среднем составляя 7-9 %, проницаемость – $2,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, преобладают значения от 10 до $60 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. Тип коллектора – поровый. Особенностью строения парфеновского горизонта Ковыктинской группы месторождений является

разделение его на два пласта – Π_1 и Π_2 (вниз по разрезу), резко различающихся по литологическим и петрофизическим свойствам. Газовая залежь приурочена преимущественно к нижнему пласту песчаников повышенной емкости и проницаемости. Пространственное размещение залежей УВ в вендском и кембрийском комплексах контролируется литологическими особенностями пород (фациальными замещениями и, как следствие, изменением коллекторских свойств), что значительно осложняет процесс поиска новых залежей УВ.

Хандинское месторождение включает в себя два тектонических блока - западный и восточный, содержащих газоконденсатные залежи в пластах Π_1 и Π_2 . В западном блоке ГВК в интервале парфеновского горизонта не вскрыт и принят условно по подошве газонасыщенного коллектора в скв. 4-Х, в восточном – установлен по скв. 6-Х.

Пласт Π_1

Западный блок. Газоконденсатная залежь приурочена к линзе песчаников, вскрытой скважиной 2-Х. При опробовании интервала 2931,0-2959,0м (-2125,6-2153,6м) в открытом стволе получен приток газа дебитом 200 тыс.м³/сут. Залежь структурная, литологически экранированная. Пласт газонасыщен до подошвы. Размер залежи 21,5 км х 9,5 км. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи - -2118 м. Эффективная газонасыщенная толщина в скважине составляет 8,4 м. Коэффициент пористости в среднем по залежи равен 0,135, средний коэффициент газонасыщенности – 0,837.

Восточный блок. Газоконденсатная залежь вскрыта скважиной 7-Х. При опробовании интервала 2089,0-3109,6м (-2121,2-2141,8м) в открытом стволе получен приток газа дебитом 82 тыс.м³/сут. Залежь литологически экранированного типа. Для выполнения подсчета запасов восточная граница условно картируется замещением коллекторов в пределах Ульканского лицензионного участка и нераспределенного участка недр. Залежь продуктивна до подошвы. Размер залежи 48,9 км х 23,4 км. Наивысшая отметка кровли коллектора в залежи - -2114 м. Эффективная газонасыщенная

толщина в скважине составляет 3,5 м. Коэффициент пористости в среднем по залежи равен 0,101, средний коэффициент газонасыщенности – 0,755.

2.4. Петрофизическая характеристика коллектора

Пласт Π_1 представлен песчаниками мелкозернистыми, алевритистыми, реже среднезернистыми, не отсортированными или слабо сортированными, из угловатых и слабо окатанных зерен кварц-полевошпатового состава, с ритмичными прослоями алевролитов и аргиллитов.

В песчаниках преобладает мелкопесчаная фракция (от 40-50 % до 70-80 %), среднепесчаная фракция составляет от 10-20 % до 50 %, крупнозернистая – 5-15 %. Зерна чаще угловатой или слабо окатанной до хорошо окатанной формы.

Регенерационный кварц в пласте Π_1 является главной причиной уменьшения пористости в песчаниках, блокируя систему первичных пор. Уменьшение содержания хлорита с его способностью подавлять кварцевую цементацию и уплотнение также отрицательно сказалось на сохранении коллекторов в верхней части разреза парфеновского горизонта.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта Π_1

Коэффициент пористости K_n измерен на 17 образцах. Среднее значение K_n коллекторов по керну составляет 10,9 %.

Коэффициент проницаемости $K_{пр}$ измерен на 15 образцах. По коллекторам среднее значение $K_{пр}$ составляет 2,15 мД. В целом фильтрационные свойства коллекторов пласта Π_1 низкие.

Коэффициент остаточной водонасыщенности $K_{во}$ измерен капилляриметрическим способом на 14 образцах. Среднее значение равно 29,7 %, что косвенно соответствует средней газонасыщенности коллекторов 70 % в чисто газовой зоне. Минимальное значение $K_{во}$ равно 13,9 %. Это значит, что предельная газонасыщенность может достигать 86 %.

Порометрическая характеристика $R_{пор}$ коллекторов была рассчитана по величинам пористости и проницаемости $R_{пор} \approx \sqrt{K_{np}/K_n}$. Пределы изменения $R_{пор}$ от 0,09 мкм до 1,1 мкм и среднее значение $R_{пор}$ в коллекторах, равное 0,457 мкм, свидетельствуют о наличии образцов с преимущественно субкапиллярными порами с $R_{пор} = 0,1-1$ мкм.

Объемная плотность δ_n в коллекторе имеет значение 2,35 г/см³.

3. Анализ ранних геофизических исследований

Процесс изучения данного участка характеризуется большим объемом разведочного бурения, которое сопровождается комплексами геофизических методов исследований скважин.

Комплекс исследований в процессе строительства скважины подразумевает решение следующих задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов и эффективных мощностей;
- изучение их фильтрационно-емкостных свойств;
- определение характера насыщения и положения флюидоконтактов.

Комплекс исследований по всему пробуренному интервалу включил такие методы как: кавернометрия, инклинометрия, многозондовый боковой каротаж (БК), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микрокаротаж (МКЗ), акустический каротаж (АК), высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), гамма-каротаж (ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), плотностной гамма-гамма каротаж (ГГКп), нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (ННКт), импульсный нейтронный каротаж (ИННК).

На стадии завершения скважины, во время заключительного каротажа использовались методы детальных исследований, такие как: спектрометрический гамма-каротаж (СГК), акустический широкополосный кросдипольный каротаж (MPAL), акустический микросканер, электрический микросканер, диэлектрическое сканирование, ядерно-магнитный каротаж (ЯМК), импульсная нейтрон-гамма спектрометрия (ИНГК-С).

По завершении этапа бурения, крепления скважины, по результатам интерпретации данных ГИС скважина перешла в стадию освоения. В рамках геологоразведочных работ при испытании пластов парфеновского горизонта с целью определения их продуктивности в скважине произведена

перфорация интервала, что обозначило этап гидродинамических исследований.

В процессе исследований была произведена запись кривой восстановления давления (КВД) в остановленной скважине, а затем регистрация изменений забойных параметров на точке в процессе работы скважины на разных режимах.

В целях интенсификации притока скважинного флюида был произведен гидравлический разрыв пласта (ГРП) с последующим определением профиля притока.

По результатам проведенных исследований на каротажной диаграмме не наблюдается объективных признаков интервалов притока газа. По данным термометрии интервал притока должен выделяться характерной отрицательной аномалией, что обусловлено дроссельным эффектом. Также отмечено, что по данным термометрии контрастные режимы в скважине не соблюдаются.

Запись механической расходомерии не информативна по причине недостаточной очистки скважины и малой скорости потока флюида.

Глубина положения воронки НКТ не соответствует заявленной в плане проведения работ.

Также, по причине недостаточной очистки скважины отсутствует зумпф. Текущий забой скважины регистрируется в интервале нижних отверстий перфорации.

Полученный материал не отражает объективной картины.

Регистрация данных выполнялась скважинным прибором СКАТ-К8-38, совместно с газовым расходомером ДИС.

Фактические данные по скважине:

- Естественный забой – 3010 м
- Искусственный забой – 2896 м
- Диаметр эксплуатационной колонны – 127 мм

• Воронка НКТ – 2872 м

Интервалы перфорации:

- 1). 2874–2891 м; 2). 2901–2914 м; 3). 2940–2946 м.

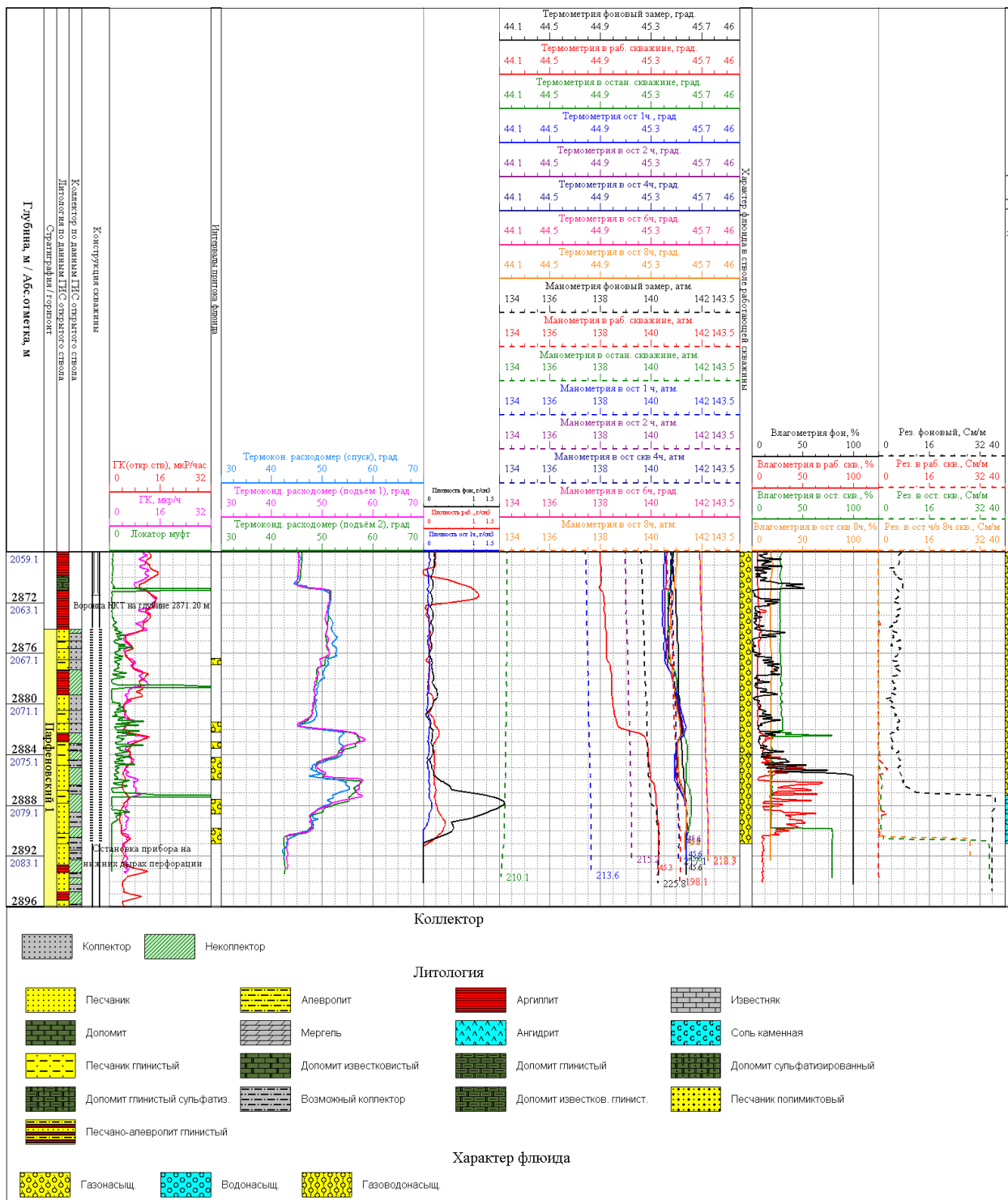


Рис. 4 – Неинформативные ПГИ после ГРП

4. Основные вопросы проектирования

4.1. Задачи промыслово-геофизических исследований

Проанализировав результаты предыдущих ПГИ в скважине, необходимо, первоначально, определить задачи, и обозначить условия, при которых поставленные задачи будут реализованы.

Задачами ПГИ в скважине является:

- выделение интервалов притока пластового флюида;
- определение профиля притока работающих интервалов;
- оценка дебита и состава притока.

Решение задач будет осуществляться следующим комплексом методов:

- термометрия;
- термодобитометрия;
- барометрия;
- локация муфт;
- механическая расходомерия;
- влагометрия;
- резистивиметрия.

От уровня выполнения требований к подготовке скважины к проведению ПГИ зависит качество полученного материала. Соответственно, от качества материала напрямую зависит достоверность и объективность конечной информации при интерпретации геофизических данных.

Руководствуясь результатами проведенных ранее ПГИ, необходимо усилить требования к подготовке скважины:

1. Необходимо обеспечить тех.отстой скважины – с целью возможности регистрации фоновой записи параметров скважины.
2. Технологические условия должны позволять прописывать зумпф не менее 7-15 метров ниже зоны перфорации.
3. Воронка НКТ должна быть установлена не ниже 50 метров от интервала перфорации.

4.2. Обоснование объекта исследования

Проведение ПГИ обусловлено необходимостью изучения эффективности проведенных мероприятий по интенсификации притока, и в соответствии с приказом №30 от 2002 г. Министерства Энергетики РФ (МУ «Комплексирование и этапность промыслово-геофизических, гидродинамических и геохимических методов контроля за разработкой месторождений нефти и газа»).

4.3. Физико-техническая модель. Выбор и обоснование геофизического комплекса.

Построение ФТМ позволяет наглядно рассмотреть варианты и определиться с выбором конкретных методов исследований для выполнения задач в полном объеме.

Кривые гамма-каротажа и локатора муфт позволяют определить точное положение текущего забоя. ЛМ обозначает положение воронки НКТ и интервалы нарушения целостности обсадной колонны, в данном случае интервал перфорации.

Профиль притока возможно определить с помощью методов термометрии, термодобитометрии, механической расходомерии. Данные методы позволяют регистрировать наличие поступления флюида в скважину.

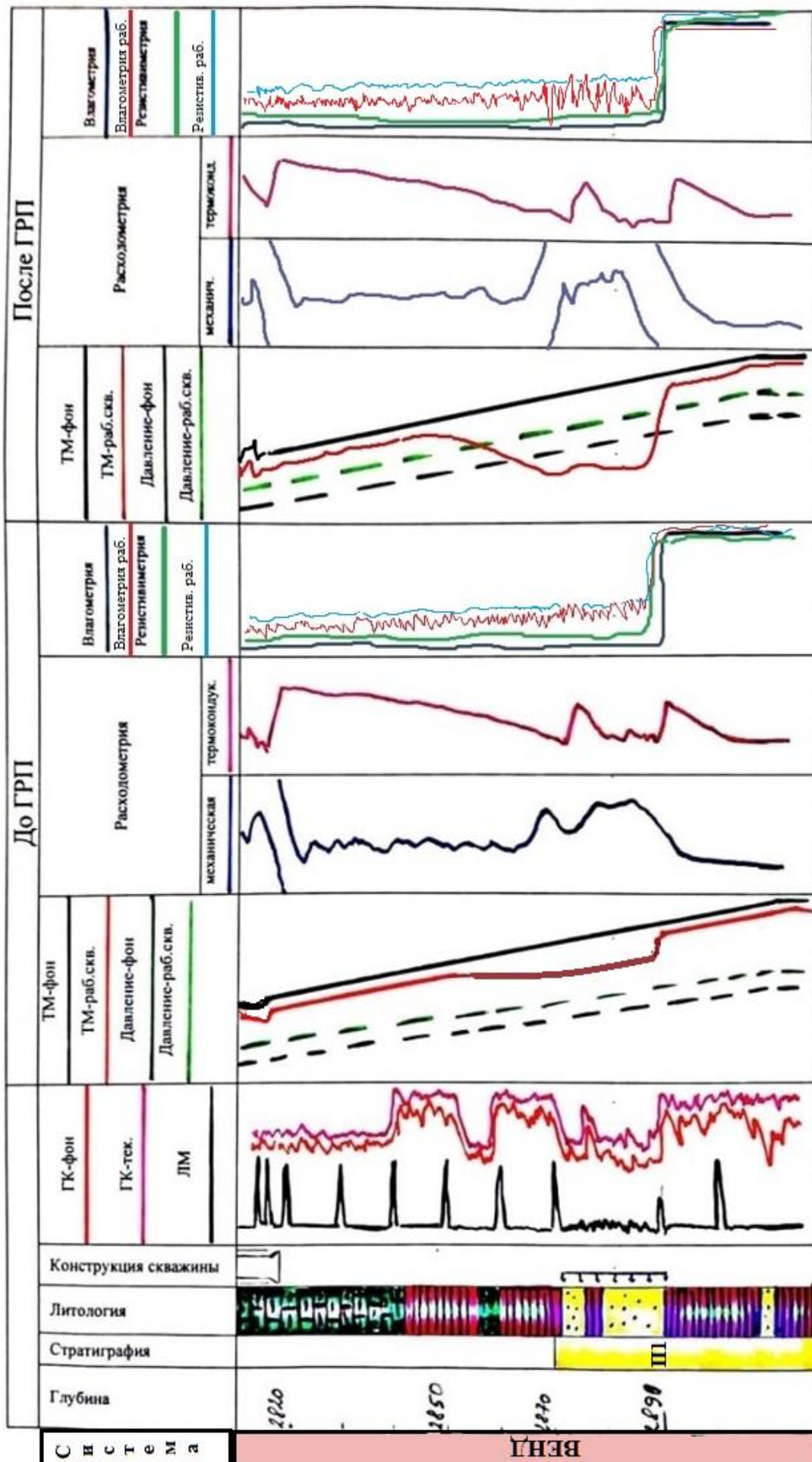
Методы состава притока – влагометрия, резистивиметрия. Также за счет изменения термоградиента возможно определить тип флюида поступающего в скважину. Так, например, при наличии притока газа напротив работающего интервала будет зафиксирована отрицательная температурная аномалия, что обусловлено дроссельным эффектом.

Пластовое давление и дебит скважины позволяют определить механическая расходомерия, термодобитометрия и барометрия (КВД).

Таким образом, оптимальным комплексом для выполнения поставленных задач является ряд следующих методов:

- термометрия;
- термодобитометрия;
- барометрия;
- магнитная локация муфт;
- механическая расходомерия;
- влагометрия;
- резистивиметрия.

Рис. 5 - Физико-техническая модель для газонасыщенного пласта



5. МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Промыслово-геофизические исследования скважин осуществляются по общепринятой схеме проведения работ – поэтапно:

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

Подготовительные работы на базе начинаются с момента получения заявки на проведение ПГИ. Оформляется необходимая техническая документация.

В заявке на ПГИ предоставляется следующая информация:

- наименование участка (площади, месторождения), номер скважины, дата и время проведения исследований;
- цель исследования;
- заявленный интервал исследования;
- текущий забой скважины;
- диаметр обсадной колонны;
- тип и параметры промывочной жидкости.

Затем осуществляется подготовка геофизического оборудования к предстоящей работе. Эталонирование и настройка аппаратуры, а также метрологическая поверка осуществляется на базе экспедиции в аппаратно-метрологическом участке. Также проверяется состояние и работоспособность агрегатов рабочей техники, заправка автомашин. Завершающим этапом

подготовительных работ на базе будет являться загрузка техники необходимым оборудованием и материалами.

Переезд от базы до места работ и обратно проводится по маршрутам актуальных карт шоссейных и грунтовых дорог. Скорость движения определяется согласно нормам, а также исходя из особенностей местности, метеоусловий, технических характеристик техники. Особой предосторожностью при перевозке геофизической аппаратуры является склонность к механическим повреждениям. Следовательно, оборудование требует надежной фиксации при транспортировке.

По прибытии партии к месту проведения работ, на специально подготовленную площадку размерами 10х10 м устанавливается каротажный подъемник на расстоянии 25–40 м от устья скважины. Подъемник фиксируется противооткатными устройствами.



Рис. 6 – Схема монтажа УЛГ-65х35

Для работы в скважине под давлением на фонтанную арматуру монтируется установка лубрикаторная геофизическая УЛГ 65х35 (рис. 6),

которая включает в себя герметизирующий сальник, лубрикаторные трубы, превентор, «ловушку» и ролики (блок-баланс). Проверяется герметичность сборки методом опрессовки.

Перед подключением подъемника к электросети станцию необходимо заземлить.

Промыслово-геофизические исследования проводятся с применением лубрикаторной установки, рассчитанной на максимальное давление 35 МПа, что превышает фактическое давление в исследуемой скважине.

Скважинный прибор, утяжеленный сборкой грузов, внедряется в полость лубрикатора. Лубрикатор закрепляется на месте план-шайбы. Открывается буферная задвижка и производится спуск прибора в исследуемый интервал.

Первостепенным является шаблонирование и отбивка забоя скважины.

Под заключительными работами подразумевается демонтаж устьевого геофизического оборудования и передача скважины заказчику (представителю).

По возвращению на базу производится разгрузка оборудования и аппаратуры. Также оборудование подлежит промывке, чистке и смазке узлов. Аппаратура сдается в аппаратно-метрологический участок. Начальником партии отправляется материал ГИС в контрольно-интерпретационную партию; оформляется документация, свидетельствующая о завершении проведения геофизических работ.

Методика проведения ПГИ

Выбор аппаратурного комплекса осуществляется на основании поставленных задач.

Для регистрации данных будет использоваться малогабаритная система «Кедр-02/1,5В». Данная лаборатория комплектуется датчиками глубины импульсными «Кедр ДГИ-1», датчиками магнитных меток глубины «Кедр-ДММГ», а также тремя резервными блоками в отдельной стойке.

В качестве геофизического прибора рационально использовать многофункциональный прибор КСА-T12.



Рис. 7 – Скважинный прибор КСА-T12

Дополнительно с прибором используется модульный механический расходомер МРГ.

Термометрия - наиболее информативный метод, при котором изучается пространственно-временное измерение температуры по стволу скважины при установившемся и неустойчивом режиме, для решения геологических и технологических задач.

Термодебитометрия - Термокондуктивный расходомер представляет собой один из видов термоанемометра (термокондуктивный анемометр), работающего в режиме постоянного тока. Принцип работы таких расходомеров основан на зависимости температуры подогреваемого термодатчика от скорости потока. Термодатчиком в приборе служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Термокондуктивные расходомеры с термодинамическим датчиком СТД основаны на зависимости степени охлаждения нагреваемого сопротивления, помещенного в поток, от средней линейной скорости потока. Они предназначены для исследования фонтанирующих скважин через насосно-компрессорные трубы и глубинно-насосных скважин через межтрубное пространство (1).

Манометрия - применяется 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 (2). Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

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 (2).

КВД – При переходе с динамического режима в статический, прибор устанавливается в середину зоны перфорации и производят временную регистрацию изменения давления и температуры после остановки скважины. Регистрация длится не менее 12 часов. Если после 12 часов остановки скважины давление и температура не установились, регистрацию продолжают до полного восстановления скважины или останавливают по согласованию с заказчиком.

Влагометрия - Метод используется для исследования состава флюидов в стволе скважины по величине их диэлектрической проницаемости. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час.

Принцип измерения основан на различии величин диэлектрической проницаемости воды и газа. Известно, что диэлектрическая проницаемость воды изменяется от 50 до 80, газа равна 1, что позволяет разделять эти среды и оценивать их содержание в смеси.

Конструкция прибора представляет собой измерительный RC-генератор, в колебательный контур которого включен измерительный проточный конденсатор. Между обкладками конденсатора проходит газ или вода, водонефтяная смесь.

Резистивиметрия - основана на измерении удельного электрического сопротивления бурового раствора или жидкости, заполняющей скважину

Расходометрия - Методы расходометрии позволяют выделить интервал притока или поглощения жидкости в действующих скважинах, выявить наличие перетока жидкости по стволу скважины, определить суммарный дебит (расход) жидкости отдельных пластов, построить профиль притока (приемистости) как по отдельным участкам пласта, так и для пласта

в целом и провести разделение добычи жидкости из совместно эксплуатируемых пластов (1).

Магнитный локатор муфт - Применяется для привязки диаграмм ПГИ по глубинам. Масштаб записи 1:200, скорость записи 400 м/час

Гамма-каротаж - Используется также для привязки диаграмм и определения забоя. Забой определяется при сопоставлении кривой ГК в открытом стволе, которая была записана во время бурения и текущей кривой. Масштаб записи 1:400, скорость записи 600м/час.

Спуско-подъемные операции будут выполняться на каротажном подъемнике ПКС-3,5М на базе автомобиля УРАЛ-4320.

Для работы на скважине, находящейся под давлением комплектуется устьевое герметизирующее оборудование УЛГ–65х35.

5.2 Интерпретация геофизических данных

Перед началом интерпретации следует привязать кривую по глубинам используя локатор муфт и ГК.

Определение профиля притока и дебита скважины осуществляется следующими методами: термометрия, механический и термокондуктивный расходомеры, влагометрия, резистивиметрия. Сначала определяется сам профиль притока, оценивается дебит каждого интервала перфорации, насыщение флюида поступающего в скважину. Для этих целей применяется все вышеперечисленные методы. Затем определяется суммарный дебит скважины, он измеряется выше воронки НКТ, чтобы увеличить мощность потока, проходимого через крыльчатку механического расходомера, т.к. диаметр НКТ намного меньше диаметра эксплуатационной колонны. Увеличение показателей дебита скважины сообщает об эффективности проведенного ГРП. В результате ГРП увеличивается доля работающих толщин относительно эффективной мощности. Уменьшается скин-эффект.

То есть эффективность ГТМ характеризуется коэффициентом рабочей мощности, коэффициентом охвата воздействия

Газовые и газоконденсатные притоки дают отрицательные аномалии на кривой термометрии. Это объясняется дроссельным эффектом. Температура после ГРП будет характеризоваться высокоамплитудной отрицательной аномалией в связи с увеличением рабочей мощности пласта.

Для определения пластового давления используется кривая восстановления давления.

6. Специальное исследование.

Контроль динамики работы пласта по данным термометрии в режиме реального времени с использованием оптоволоконного кабеля.

6.1 Актуальность и понятие о мониторинге

В современном мире во всех областях нефтегазовой отрасли наблюдается тенденция к оптимизации производства. Компании-недропользователи стремятся к получению большей результативности при минимизировании затрат, соответственно. Некоторыми предприятиями разрабатывается технология «интеллектуального месторождения».

Политика оптимизации затронула и геофизику, а именно, в области контроля разработки месторождений.

В рамках развития интеллектуализации месторождений актуальной темой является переход от технологии единичных периодических исследований к постоянному (непрерывному) мониторингу скважины и изучению ее промыслово-геофизических параметров.

В настоящей работе поставлена задача – оценка возможностей систем непрерывного мониторинга. Решением задачи заключается в применении метода аналитического обзора, в ходе которого было рассмотрено порядка 30 опубликованных, нормативных и фондовых источников.

Мониторинг – непрерывный процесс наблюдения и регистрации параметров объекта.

Периодические исследования предполагают обязательную остановку скважины с целью ее подготовки к проведению ПГИ, и соответственно, затраты времени и ресурсов на исследования. Технология постоянного мониторинга позволяет непрерывно получать данные в процессе работы скважины. Например, изменяя динамику отбора вести регистрацию изменения притока в реальном времени.

Развитие технологий постоянного мониторинга продиктовано технологической обоснованностью и прямой выгодой – отсутствием

простоев и возможностью диагностики проблем непосредственно в моменты их возникновения. Это особо актуально, так как остановка добывающих скважин приводит к прямым потерям в добыче, а нагнетательных скважин – к косвенным, вследствие недокомпенсации отборов флюида закачкой.

6.2. Выполняемые задачи.

К числу задач ПГИ относятся определение профиля притока или приемистости и источника обводнения в скважинах; оценка технического состояния колонны; выявление заколонных перетоков; контроль за работой скважинного оборудования; а также отслеживание изменений термоаномалий по стволу скважины.

Термометрия – наиболее информативный метод, при котором изучается пространственно-временное измерение температуры по стволу скважины при установившемся и неустойчивом режиме, для решения геологических и технологических задач.

Оптоволоконные распределенные системы мониторинга (distributed temperature sensing – DTS) позволяют решать данные задачи в режиме реального времени. Данная система применяется как в добывающие, так и в нагнетательные скважины.

Стандартный метод термометрии имеет ряд недостатков: точечные замеры с периодичностью, необходимость остановки скважины, ограничение технологических режимов эксплуатации скважин, а также неточность измерений в процессе движения прибора по стволу. Помимо этого вмешательство в работу скважины может привести к возможному изменению продуктивности, потере добычи, перераспределению притока флюида из пласта. Зачастую контроль с помощью ГИС не позволяет выявить начало таких процессов как прорывы воды или газа в скважину. Система DTS лишена этих недостатков.

Применение оптоволоконных систем значительно сокращает экономические затраты на проведение геофизических и гидродинамических

исследований скважин (снижение прямых потерь в добыче нефти, заложенных на время остановки скважин для проведения исследований); следить за изменением профиля притока флюида, поступающего из пласта; обнаруживать негерметичность эксплуатационной колонны скважины и выявлять заколонные перетоки. При наличии в скважине насосного оборудования появляется возможность контролировать его работу в режиме реального времени.

6.3. Технические характеристики, принцип и особенности работы.

Оптическое волокно представляет из себя нить из оптически прозрачного материала (пластик, стекло), которое используется с целью переноса света внутри себя за счет полного внутреннего отражения.

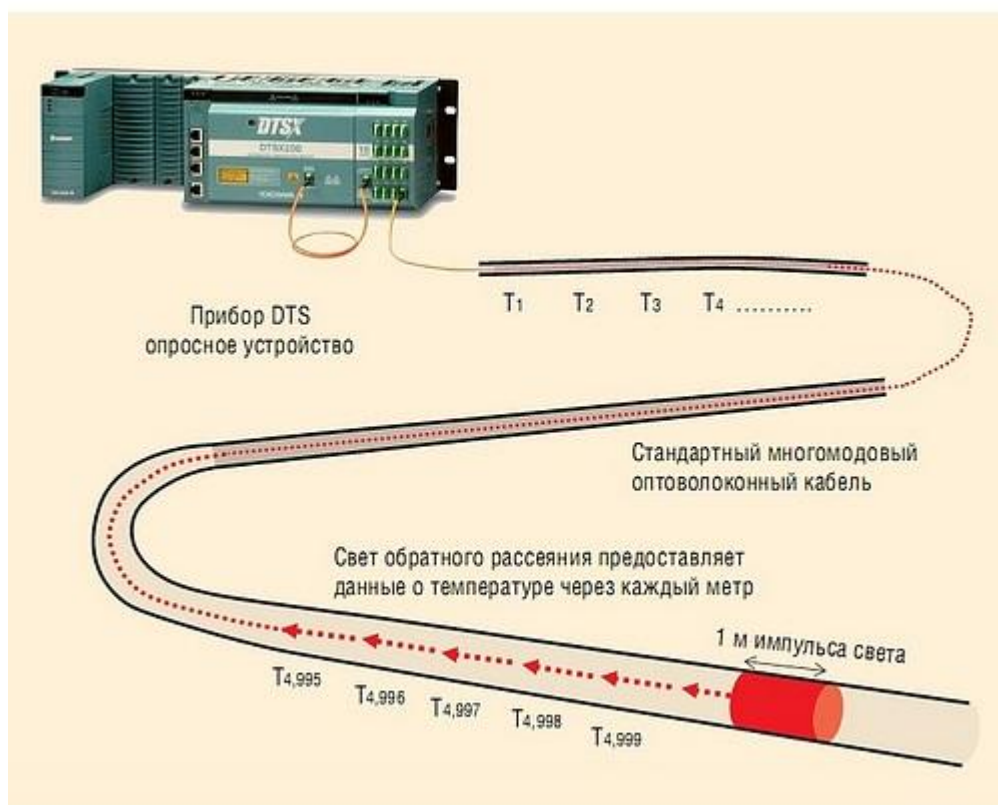


Рис. 8 – Оптоволоконная система DTS

Для эксплуатации в скважинных условиях кабели на основе оптических волокон исполнены по аналогии с геофизическим кабелем. Оптоволоконно

покрывается герметичной оболочкой, а затем защитной броней, позволяющей выполнять грузонесущие функции.

Основными элементами измерительной системы с волоконно-оптическим датчиком температуры, являются источник монохроматического света – импульсный лазер (лазерный диод), оптическое волокно, протянутое по всей глубине скважины, и светоприемное устройство (спектрометр), позволяющее проводить измерения спектров излучения, испытавшего обратное рассеяние (в направлении источника света). Далее, для практического внедрения волоконно-оптических датчиков необходимы элементы электронно-вычислительной техники, которые в совокупности с вышеуказанными элементами образуют измерительную систему (3).

Принцип действия оптоволоконной системы основан на передаче через ОВК импульса лазерного излучения. Свет, попавший в сердцевину и отклонившийся от ее оси, затем попадает на границу с оболочкой под углом, за счет которого световой импульс отражается обратно к оси сердцевины. Этот процесс называется полным внутренним отражением.

Но в действительности при прохождении импульса через оптоволоконно часть света рассеивается, это может происходить из-за различий плотности или состава стекла, акустических колебаний. Самое сильное влияние оказывает комбинационное (рамановское) рассеяние, которое вызывается неупругими столкновениями фотонов с молекулами оптоволоконна. Рассеянный фотон может либо отдать свою энергию молекуле, либо принять ее. В первом случае молекула перейдет на более высокий колебательный уровень (стоксово рассеяние), во втором на уровень ниже (антистоксово рассеяние). Спектр обратного рассеяния представлен на рис.10.

Рассеянный свет частично отражается и, возвращаясь по оптоволокону к источнику излучения, через оптический разветвитель попадает в высокочувствительное устройство – блок обработки сигнала, в котором спектрально фильтруется в оптическом модуле и преобразуется в электрические сигналы с помощью фотодетекторов. Затем измеренные

сигналы усиливаются. В результате преобразований получаются две кривые сигналов обратного (комбинационного) рассеяния.

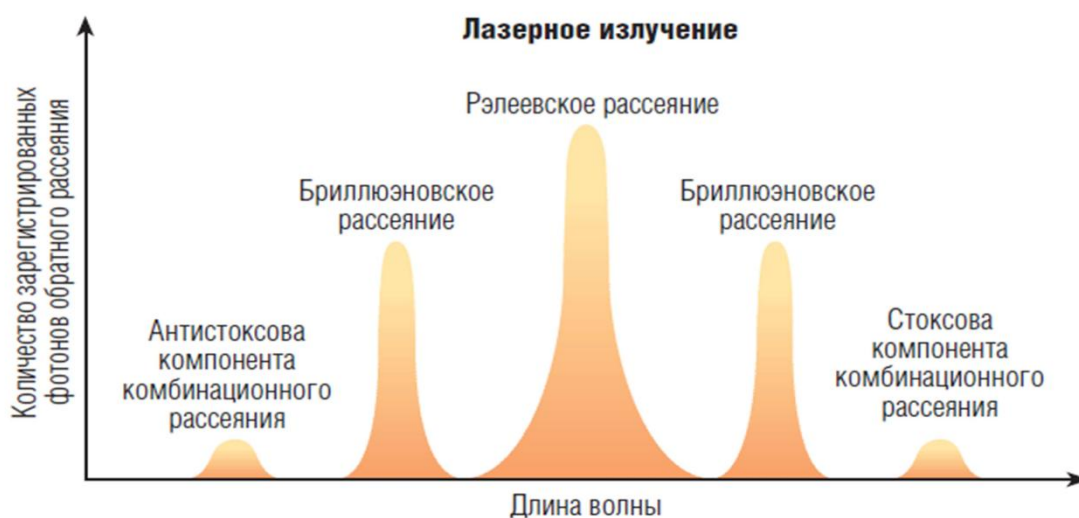


Рис. 9 – Спектр обратного рассеяния

Сигнал комбинационного рассеяния имеет две составляющие: стоксова, у которой длина волны больше и слабая зависимость от температуры, и антистоксова, у которой, наоборот, меньшая длина волны и высокая зависимость от температуры. Отношение этих составляющих прямо пропорционально температуре среды. Так как длительность каждого импульса составляет 10 нс, то при анализе излучения определяется интервал оптоволоконного кабеля, на котором произошло рассеяние импульса.

Преимущество системы DTS заключается в том, что данные о температуре записываются по всей длине кабеля на каждом метре в режиме реального времени, что позволяет получать достоверные и актуальные сведения и оперативно принимать решения. Система работает в широком диапазоне температур (от -20 до $+250^{\circ}\text{C}$) и давлений. Погрешность измерения температуры составляет $0,1^{\circ}\text{C}$. Размеры кабеля позволяют устанавливать его в зазоре между обсадной колонной и НКТ. Максимальная длина датчика зависит от глубины скважины, и достигает 5 км. Позволяет проводить наблюдения до 16 скважин от одного блока.

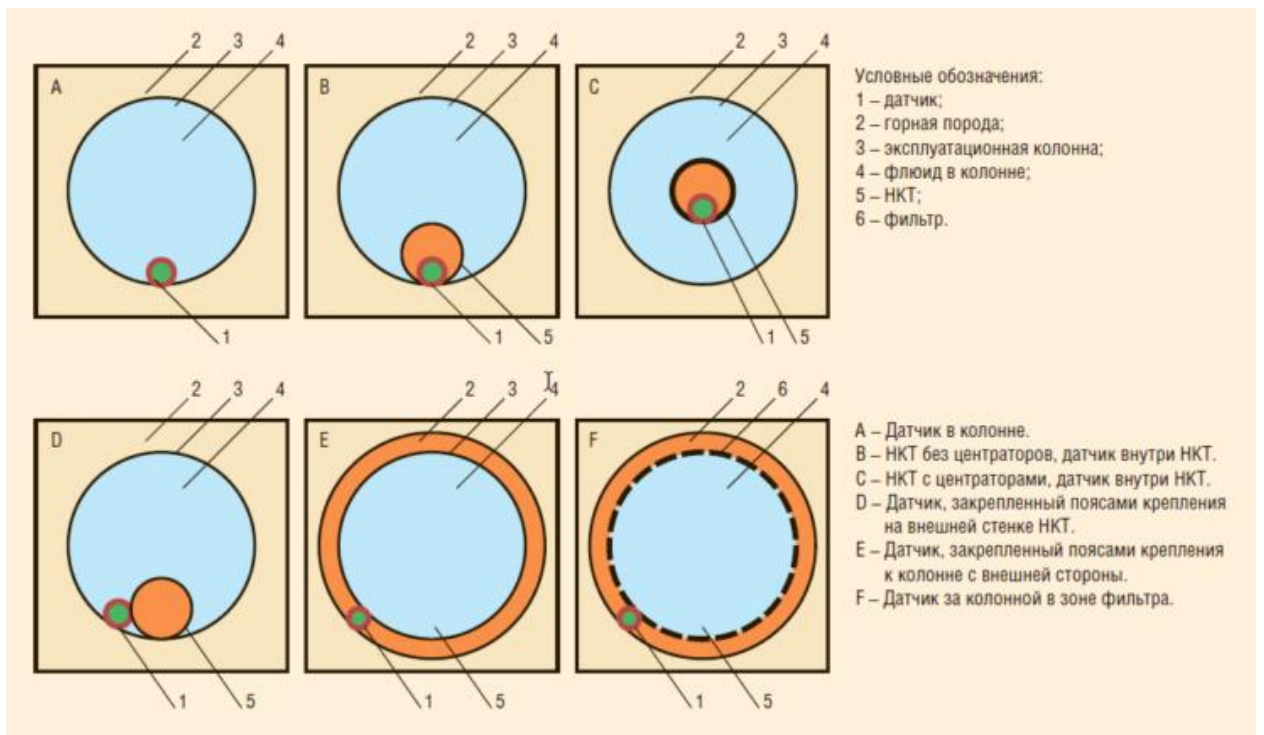


Рис. 10 – Вероятное размещение кабеля-датчика в скважине

6.4. Примеры альтернативного выполнения задач, решаемых промыслово-геофизическими исследованиями.

На рис. 11 изображен пример отображения температурной аномалии на примере добывающей скважины с насосным оборудованием. На диаграмме виден отчетливый скачок кривой термометрии в интервале расположения погружного электродвигателя. Данная аномалия свидетельствует о том, что произошел запуск двигателя. Изменения термоградиента в интервале пласта сообщает о наличии притока флюида.

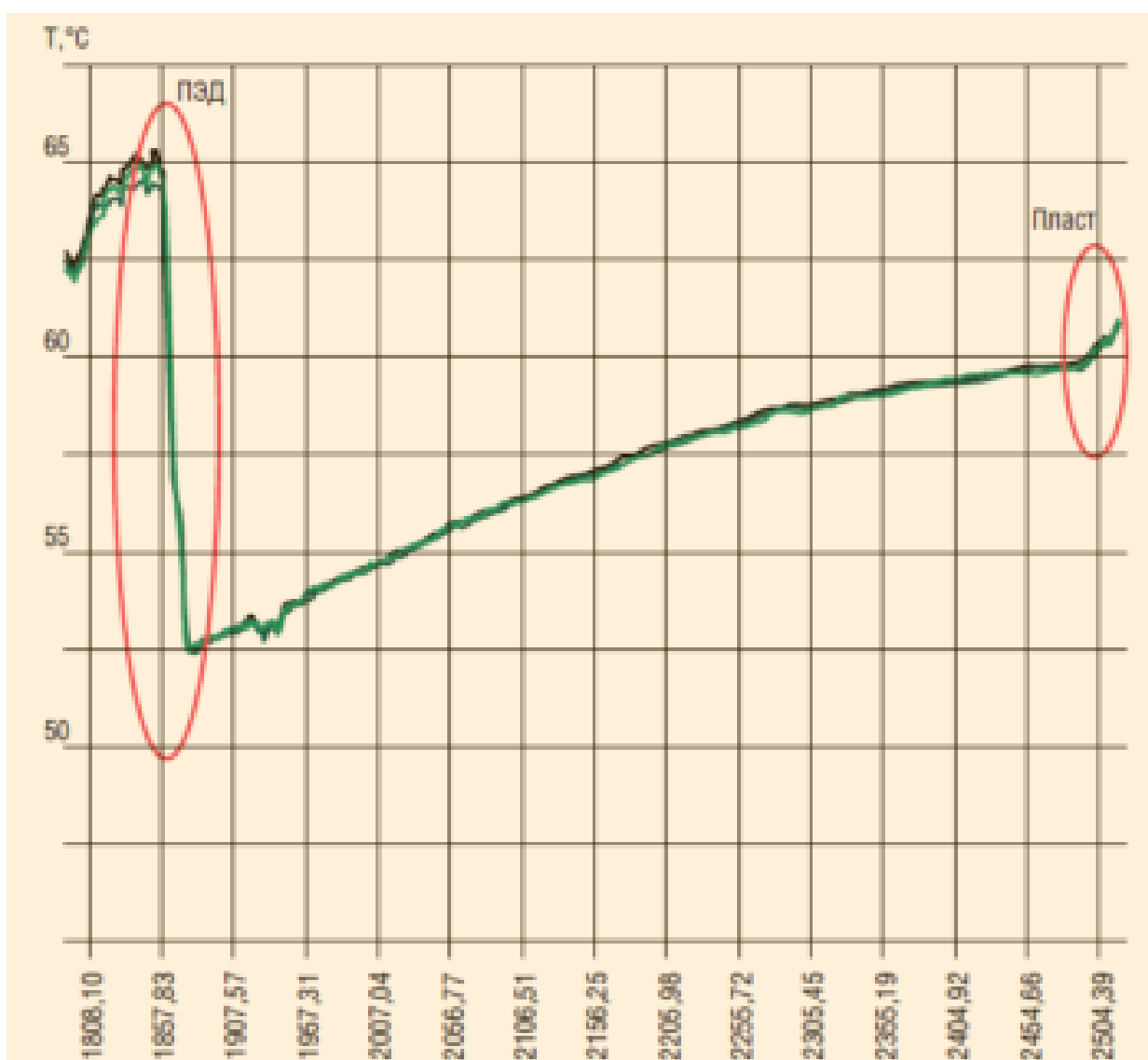
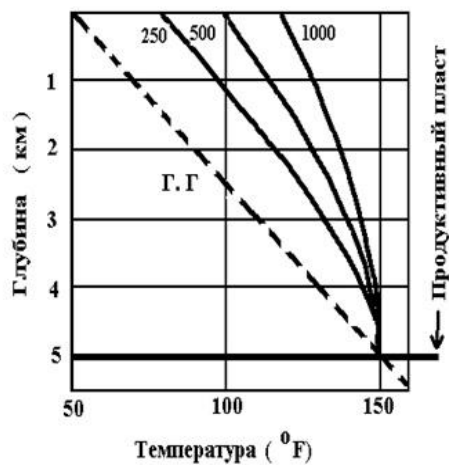


Рис. 11 – Динамика изменения температуры при запуске ПЭД



Распределения температуры при продуктивности скважины

250
500
1000

баррелей в сутки

Рис.12 – Зависимость температуры от дебита

Кроме того, система DTS позволяет в реальном времени делать выводы о продуктивности. Посредством наблюдения за интенсивностью формирования термоаномалии в зоне работающих интервалов (рис. 12).

Применение метода распределенного измерения температуры позволяет осуществлять контроль проведения ГТМ – контроль за гидроразрывом пласта (рис. 13). Технология позволяет операторам оценивать эффективность попадания жидкости в пласт в ходе воздействия на скважину. За счет контроля воздействия в реальном времени операторы получают возможность быстро вносить коррективы и в процедуру обработки и, таким образом, оптимизировать результаты.



Рис. 13 – Контроль ГТМ методом термометрии

6.5. Интерпретация современного измерения.

Притоки нефти или газа изменяют температуру потока флюида за точкой поступления, а пласты, в которые нагнетается вода, становятся более холодными. Температурные каротажные диаграммы отражают эти процессы, однако прежние интерпретационные методы обеспечивали в лучшем случае качественный анализ вклада потоков. Они не только являлись указателем поступления свободного газа (падение температуры из-за охлаждающего действия расширяющегося газа), но и могли подтвердить профили нагнетания воды, межпластовые перетоки и потоки, выходящие из обсадной колонны наружу.

В отличие от диаграмм современные датчики геофизических исследований в эксплуатационных скважинах дают более подробное и, что важно, количественное представление о многокомпонентных потоках, включая анализ добычи трехфазного флюида вплоть до подсчета пузырей нефти и газа в потоке.

Однако при необходимости разобраться в причинах изменения эксплуатационных показателей на мобилизацию оборудования и персонала для каротажных исследований в эксплуатационных скважинах требуется некоторое время. Для выполнения геофизических исследований в сильно искривленных и горизонтальных эксплуатационных скважинах могут потребоваться устройства доставки скважинных приборов, (в том числе гибкие НКТ), что делает такую операцию экономически нерентабельной. В других эксплуатационных скважинах, выполнение каротажа во время эксплуатации может оказаться просто невозможным. Поэтому, даже если температура является лишь одним из многих параметров описывающих приток флюида, применение системы DTS в таких случаях вполне обоснованно.

Контроль температурных профилей с помощью системы DTS добавляет к температурному каротажу новую размерность. Непрерывно выявляя изменения температуры, система DTS в значительной степени

расширяет сферу интерпретации результатов в сравнении с одиночным снимком состояния эксплуатационной скважины, полученным в ходе типового каротажа. Эволюция температурных профилей раскрывает процесс изменения в добыче, и за счет применения современных методов компьютерного моделирования появляется возможность получения достаточно точных и достоверных количественных результатов.

Дополнительная привлекательность постоянно размещенной в скважине системы DTS заключается в мгновенном выявлении изменений в потоках скважинных флюидов. Система позволяет в любой момент эксплуатации скважины незамедлительно предпринимать необходимые действия, выявляя аномалии в ее стволе и используя плановые и неплановые переходные процессы для анализа, не требуя затрат на получение дополнительных данных (4).

6.6. Составляющие экономического эффекта.

Экономический эффект от применения данной технологии складывается из нескольких составляющих:

- мониторинг профилей нагнетания и притока, подбор оптимального алгоритма для выстраивания системы разработки и мероприятий, направленных на повышение флюидоотдачи, а также рекомендации по оптимизации системы поддержания пластового давления;
- сокращение прямых потерь в добыче нефти, заложенных на время остановки скважин для проведения исследований;
- оперативное (в режиме реального времени) обнаружение негерметичности и заколонных перетоков;
- начало реализации проекта интеллектуального месторождения.

6.7. Заключение.

В результате изучения материалов из научных источников, ознакомления с докладами научных конференций можно сделать некоторые выводы.

Оптоволоконные системы постоянного мониторинга в силу своих аспектов применимости успешно набирают популярность применения. Оптимизация производства является масштабной областью интересов недропользователей.

На базе оптоволоконной системы специалисты мировых нефтегазовых компаний работают над созданием комплекса приборов, контролирующих работу как отдельных скважин, так и всего месторождения.

Технология «умной скважины» на газовых месторождениях еще не внедрена, но в перспективе, особенно касается небольших месторождений, разрабатываемыми кустами с малым количеством скважин, логично было бы вести контроль при помощи систем дистанционного мониторинга.

Рассмотренная аппаратура не обделена недостатками. Основным является проблема с интерпретацией. Интерпретация неоднозначная – помехи, погрешности. Воздействие внешних факторов искажают конечную информацию, что требует внесение поправок. Также на качестве данных могут отражаться различные деформации кабеля.

Также, недостатком является ограниченность системы в спектре регистрируемых параметров, чем заведомо уступает стандартному комплексу ПГИ на кабеле.

В целом, оптоволокно – перспективный метод для выполнения задач по контролю за эксплуатацией, но для полноценного функционирования требует достаточного развития интерпретационной системы.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Характеристика предприятия

ООО «Газпром георесурс» — 100-процентное дочернее общество ПАО «Газпром», входит в число крупнейших российских геофизических многопрофильных сервисных предприятий.

В его составе — 13 производственных и научно-производственных филиалов, расположенных во всех газодобывающих регионах России и имеющих в своем активе около 250 специализированных полевых партий. Компания предоставляет полный спектр сервисных услуг в области разведочной геофизики (сейсморазведка), скважинной геофизики (ГИРС), специальных работ в скважинах, тематико-аналитических работ, производства геофизического оборудования и аппаратуры, научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ.

ООО «Газпром георесурс» является основным источником геофизических данных Группы «Газпром» в сфере оптимизации добычи сырья, снижения эксплуатационных затрат и оценки эффективности геофизических работ, подсчета запасов залежей и хранилищ газа, обеспечения экологической безопасности.

Коллектив ООО «Газпром георесурс» насчитывает более 3500 работников. Головной офис находится в г. Москва.

7.1. Виды и объёмы проектируемых работ

Комплекс проектируемых работ зависит от геологической задачи, которая формулируется в геологическом задании.

Для определения денежных затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Денежные затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ указаны в таблице 7.1.1.

Таблица № 7.1.1 – Виды и объёмы проектируемых работ

№	Виды работ	Оборудование	Объем		Условия производства
			Ед. изм.	Кол-во	
1	Промыслово-геофизические исследования в скважине	Подъёмник каротажный самоходный ПКС-3,5М		1	Расстояние от базы 120 км. Работа при высоком давлении в скв. Промывочная жидкость – тех.вода.
		Каротажная станция «Кедр-02/1.5В», программа «Геофизика» «КСА-Т12»	м	19163	
2	Контрольно-интерпретационные работы	Средства вычислительной техники Программное обеспечение: «Прайм», «АРМГ», «Кедр», «Соната»			Камеральные работы осуществляются в г. Иркутск.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

В данном случае текущий забой скважин - 2896 м, работы по проекту в 1 скважине, расстояние от геофизической базы до скважины 120 км.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49).

Таблица 7.1.2 – Виды и объёмы проектируемых работ по проекту

№	Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся		
			На глубине , м	В интервале, м	
				от	до
1	ГК	1:200		2820	2891
2	Локатор муфт	1:200		2820	2891
3	Термометрия (на режимах)	1:200		2820	2891
4	СТИ (на режимах)	1:200		2820	2891
5	Манометрия (на режимах)	1:200		2820	2891
6	Влагометрия (на режимах)	1:200		2820	2891
7	Резистивиметрия (на режимах)	1:200		2820	2891
8	Расходометрия (на режимах)	1:200		2820	2891
9	КВД	11 ч.	2873		

СПО -19163 м.

Проезд до места исследований автомобильным транспортом.

Интерпретация - 50% от стоимости полевых работ.

7.2. Расчет затрат времени и труда

Расчеты затрат времени, труда и оборудования производим для каждого проектируемого вида работ. Эти расчеты оформлены в виде таблиц.

Расчет затрат времени

Расчет затрат времени проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (таблица 7.2.1).

Таблица 7.2.1 – Расчет затрат времени

Вид работ	Объем	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	Ед. изм.	Итого времени на объем, мин.
	Ед. изм.				
ГК (1:200)	м	3287	50	мин/100м	1643,5
Локатор муфт (1:200)	м	3287	32	мин/100м	1051,84
Термометрия (1:200) (в т.ч. фоновая запись)	м	4143	34	мин/100м	1408,6
СТИ (1:200)	м	220	59	мин/100м	129,8
Манометрия (1:200)	м	4143	65	мин/100м	2693
Влагометрия (1:200)	м	4143	43	мин/100м	1781,5
Резистивиметрия (1:200)	м	367	30	мин/100м	110,1
Расходометрия (1:200)	м	397	59	мин/100м	234,2
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	68	мин	68
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	5782	1,18	мин/100м	68,2
КВД (11 ч.)	ч	11	35	мин/1 замер	660
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	68	мин.	68
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	5782	1,18	мин/100м	68,2
Проезд	км	240	1,9	мин/км (дор. 2 кат.)	456
Итого	На запись диаграмм:				2693
	Всего:				3353,4

Так как прибор комплексный то вспомогательное время для калибровки и установки прибора будет одинаковым – 68 минуты. Спуск и подъем приборов без замера также для всех методов одинаковый и составляет 1.18 мин/100м.

В связи с тем, что прибор включает в себя все датчики регистрации, технически центрировано расположенные, то под максимальными затратами времени на записи диаграмм следует принимать наибольшее количество времени, затраченное на один из методов. В данном случае ориентир – манометрия.

Расчет затрат труда

Расчет затрат труда проводим для комплексной партии выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (таблица 7.2.2).

Таблица 7.2.2 – Расчет затрат труда

Вид работ	Объем		Затраты труда					
	Ед. изм.	Кол-во	Рабочие			ИТР		
			Норма времени по ПОСН 81-2-89	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-89	Ед. изм.	Итого времени на объем, чел-час
ГК (1:200)	м	100	3	чел-час/ 100м	3	2	чел-час/ 100м	2
Локатор муфт (1:200)	м	100	1,94	чел-час/ 100м	1,94	1,3	чел-час/ 100м	1,3
Термометрия (1:200)	м	100	2,06	чел-час/ 100м	2,06	1,37	чел-час/ 100м	1,37
СТИ (1:200)	м	100	3,54	чел-час/ 100м	3,54	2,36	чел-час/ 100м	2,36
Манометрия (1:200)	м	100	0,72	чел-час/ 100м	0,72	0,48	чел-час/ 100м	0,48
Влагометрия (1:200)	м	100	0,39	чел-час/ 100м	0,39	0,26	чел-час/ 100м	0,26
Резистивиметрия (1:200)	м	100	0,36	чел-час/ 100м	0,36	0,24	чел-час/ 100м	0,24
Расходомерия (1:200)	м	100	3,54	чел-час/ 100м	3,54	2,36	чел-час/ 100м	2,36
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	5782	0,07	чел.час/ 100м	4,04	0,05	чел-час/ 100м	2,89
КВД (11 ч.)	ч	11	2,1	чел-час/35 мин.	39,6	1,4	чел-час/35 мин.	26,4
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	4,08	чел-час	4,08	2,72	чел-час	2,72
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	5782	0,07	чел-час/ 100м	4,04	0,05	чел-час/ 100м	2,89
Проезд	км	120	0,114	чел-час/км	13,68	0,076	чел- час/км	9,12
На запись диаграмм (чел-час):					55,15			36,77
Всего (чел-час):					85,07			57,11

7.3. Сметные расчеты по видам работ

Для выполнения работ по проекту необходимы денежные средства, которые обеспечивает заказчик. Авансовое финансирование геологоразведочных работ является их отличительной чертой. Смету рассчитывают сами будущие исполнители проектируемых работ. Оптимальные сметные затраты определяются узаконенными инструкциями, справочниками и другими материалами, имеющими для выполнения работ по проекту силу закона. От полноты включенных затрат зависит в будущем экономика предприятия.

Таблица 7.3.1 – Сметные расчеты по видам работ

Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб.	Повышающие коэф.		Итого
	Ед. изм.	Кол-во				Кэф. удор.	Кэф. норм. усл.	
ГК (1:200)	м	100	363,16	Руб/10 0м	363,16	3,98	1,53	2001,0 1
Локатор муфт (1:200)	м	100	387,88	Руб/10 0м	387,88	3,98	1,53	2137,2 2
Термометрия (1:200)	м	100	643,29	Руб/10 0м	643,29	3,98	1,53	3544,5 3
СТИ (1:200)	м	100	932,9	Руб/10 0м	932,9	3,98	1,53	5140,2 8
Манометрия (1:200)	м	100	1208,7	Руб/10 0м	1208,7	3,98	1,53	6659,9 4
Влагометрия (1:200)	м	100	600,26	Руб/10 0м	600,26	3,98	1,53	3307,4 3
Резистивиметрия (1:200)	м	100	1156,74	Руб/10 0м	1156,74	3,98	1,53	6373,6 4
Расходометрия (1:200)	м	100	818,51	Руб/10 0м	818,51	3,98	1,53	4510
Вспомогательные работы для комплексного прибора	Опер.	1	898,6	Опер.	898,6	3,98	1,53	4951,2 9
Спуск и подъем без замера для комплексного прибора	м	5782	62,12	Руб/10 0м	5257,84	3,98	1,53	28970, 7
КВД (11 ч.)	ч	11	1117,9	Руб/ча с	13414,8	3,98	1,53	73915, 55
Вспомогательные работы для записи кривой КВД	Опер.	1	1144,1	Опер.	1144,1	3,98	1,53	6304
Спуск и подъем без замера для прибора КВД	м	5782	62,12	Руб/10 0м	5277,72	3,98	1,53	29080, 24
Проезд	км	120	19,63	Руб/км	471,12	2,08	1,53	17000,7
Итого								193896 ,48

Таблица 7.3.2 – Расчет заработной платы за фактически отработанный объем

Статьи зарплат	Оклад	Руб./час	Районный коэф.	Сев.коэф.	Итого с учётом коэф-нтов	Факт. за объем работ, руб.
Начальник партии	35000	219	1,7	1,5	77000	12264
Геофизик	28000	175	1,7	1,5	61600	9800
Каротажник	24800	155	1,7	1,5	54560	8680
Машинист ПКС	24800	155	1,7	1,5	54560	8680
Машинист ПКС	23600	147	1,7	1,5	51920	8232

Заработная плата промыслово-геофизической партии за фактически отработанный объем на скважине составляет 47656 рублей.

7.4. Расходы на ГСМ и амортизацию оборудования

Таблица 7.4.1 – Расход ГСМ на проезда до места работ и в обратном направлении, а также за период выполнения работ

Мобильность	Норма расхода, л/ч (л/100км)	Время работы, ч (км)	Расход ГСМ, л	Цена, руб/л	Стоимость, руб.
Стационар	8,1	44,8	362,8	46,50	16870,2
Динамика	51,7	240	124,1		5770,65

Таблица 7.4.2 – Амортизация оборудования

Наименование	Кол-во, ед.	Балансовая стоимость, руб.	Норма амортизации в год, %	Сумма амортизации за 1 день, руб.
Подъемник каротажный ПКС-3,5М	1	23200000	20	12712,3
Регистратор «Кедр»	1	2410000	10	660,3
Скважинный прибор КСА-Т12	1	670580	22,2	407,85
Итого				13780,45

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 193896,48 рублей.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% от стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 96948,24 рублей.

Коммерческая стоимость проекта состоит из стоимости работ выполняемых комплексной геофизической партией, стоимости работ выполняемых КИП и составляет 290844,72 руб.

Амортизация и затраты на ГСМ составили 36421,3 рублей.

8. Социальная ответственность

Введение

Проектируемые геофизические работы для определения эффективности ГРП методами ПГИ планируются проводиться осенью на Хандинском лицензионном участке. Административно участок располагается в Казачинско-Ленском районе Иркутской области к северо-востоку от г. Иркутск. Рельеф района резко пересеченный, местность холмистая до горных форм рельефа. Климат района резко континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким, сравнительно теплым летом. Самый холодный месяц – январь (абсолютный минимум –55 С).

Актуальность проектируемых работ заключается в изучении целесообразности проведения геолого-технических мероприятий, направленных на обеспечение интенсификации притока пластового флюида. Интенсификация притока осуществляется методами воздействия на призабойную зону. В данном проекте рассматривается метод гидравлического разрыва пласта. Результатом данного метода является значительное повышение дебита скважины за счет увеличения проницаемости пласта-коллектора, что, в свою очередь, положительно сказывается на показателях флюидоотдачи. От повышения объема добычи напрямую зависит рентабельность разрабатываемого месторождения, что является первоочередным для нефтегазовых компаний. Таким образом, проведение комплекса промыслово-геофизических исследований с целью определения профиля притока, а также подсчета дебита скважины представляет основной интерес недропользователя.

8.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Геофизические работы в скважинах должны производиться после принятия скважины у представителя «заказчика», как правило, это мастер участка или главный геолог.

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного геофизического оборудования и беспрепятственный спуск и подъем каротажных зондов и скважинных приборов в течение времени, необходимого для проведения всего комплекса геофизических исследований.

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

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

Автокран, ППУ, каротажный подъемник должны быть исправны для бесперебойного обеспечения выполнения геофизических работ.

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

Мостки на устье скважины должны быть исправны и очищены от нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий

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

8.2. Производственная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы представлены в таблице 8.2.1.

Таблица 8.2.1 – Опасные и вредные факторы при проведении промыслово-геофизических исследований скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	1. ГОСТ 12.1.003–2014 [24] «Шум. Общие требования безопасности».
2. Превышение уровня шума	+		2. ГОСТ 12.1.029–80 [14] «Средства и методы защиты от шума».
3. Отсутствие или недостаток естественного света		+	3. ГОСТ 12.1.005–88 [16] «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны		+	4. ГОСТ 12.1.030–81 [15] «Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление».
			5. ГОСТ 12.1.038–82 [17] «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов».
			6. ГОСТ Р 12.1.019–2017 [22] «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты».
			7. ГОСТ 12.3.009–76 [18] «Работы погрузочные-разгрузочные. Общие требования безопасности».
			8. СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03 [19] «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работ»
			9. СП 60.13330.2012 [20] «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха». Актуализированная редакция СНиП 41-01–2003
			10. СанПиН 2.2.4.548–96 [21] «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

			11. СП 52.13330.2016 [23] «Естественное и искусственное освещение.» Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. 12. ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны" [25]
5.Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	
6. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		

8.2.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Полевой этап

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

1. Отклонение показаний микроклимата на открытом воздухе

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

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

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

суток.

Исследования в скважине будут проводиться в конце сентября 2018 года, температура воздуха составляет от +15 до -10 °С в данной климатической зоне, возможны осадки в виде дождя и снега, а также установление постоянного снежного покрова.

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

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

2. Превышение уровня шума

При геофизических исследованиях в эксплуатационных скважинах возрастает уровень шума на устье скважины. Источником шума являются каротажный подъемник, передвижная паровая установка (ППУ), дизельная электростанция; скважина, открытая на выкидную линию.

Шум является не только причиной несчастных случаев, но и заболеваний. Особенно частыми профессиональными заболеваниями являются тугоухость, а также разрыв барабанной перепонки. Следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека, до значений, не превышающих допустимые 80 дБА для рабочих мест водителей и обслуживающего персонала тракторов самоходных шасси, прицепных и навесных сельскохозяйственных машин, строительно-дорожных и других аналогичных машин (ГОСТ 12.1.003-2014).

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом:

– виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов (установка дизельного генератора на полимерные проставки и пружины, чтобы уменьшить вибрацию на жилой вагончик, т.к. они совмещены в один прицеп);

– звукоизоляция моторных отсеков кожухами из звукопоглощающих материалов;

– использование средств индивидуальной защиты (наушники, шлемы, беруши, специальные костюмы).

Камеральные работы

1. Отклонение показаний 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 помещении передвижной каротажной лаборатории. Источниками теплоты здесь являются ЭВМ и вспомогательное оборудование, приборы освещения, обслуживающий персонал. В каротажной станции установлен 1 компьютер.

В помещениях, должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96 (Табл. 8.2.1.1).

Таблица 8.2.1.1 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

Предварительная обработка и интерпретация относится к «Іб» категории работ.

Объем помещения каротажной станции составляет 12 м^3 . Норма подачи воздуха на одного человека, в помещении объемом до 20 м^3 , составляет не менее $30 \text{ м}^3/\text{чел.} \cdot \text{час}$.

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

2. 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 в передвижной каротажной станции при искусственном освещении являются лампы накаливания.

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

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

Рабочие места операторов, работающих с дисплеями, располагают подальше от окон таким образом, чтобы оконные проемы находились с левой стороны. Если экран дисплея обращен к оконному проему, необходимы специальные экранизирующие устройства. Окна лучше оборудовать

светорассеивающими шторами, регулируемые жалюзи или солнцезащитной пленкой с металлизированным покрытием.

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

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

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

Полевые работы

1. Опасность поражения электрическим током

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

Основными причинами электротравматизма являются: ошибочное неотключение ремонтируемого элемента системы; работа без проверки правильности отключения, отсутствия заземления, работа на оборудовании с неисправной изоляцией и защитой (ГОСТ 12.1.019-2017).

Согласно ГОСТ 12.1.019-2017 защита от поражения электрическим током, используются следующие технические мероприятия:

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

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую,

дополнительную, усиленную, двойную);

- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

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

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

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

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

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

Камеральные работы

1. Опасность поражения электрическим током.

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

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

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

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

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

Основные меры защиты:

- защита от прикосновения к токоведущим частям электроустановок (изоляция проводов, блокировка, сигнализация, знаки безопасности и плакаты);
- защиты от поражения электрическим током при контакте человека с металлическими корпусами, оказавшимися под электричеством (защитное заземление, защитное отключение).

При работе с компьютером соблюдаются требования безопасности согласно нормативных документов (ГОСТ 12.1.030-81 [15], ГОСТ 12.1.019-2017 [22], ГОСТ 12.1.038-82 [17]).

8.3. Экологическая безопасность

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

Влияние на литосферу

Проведение геофизических работ в скважине может привести к загрязнению почв. Вредное воздействие на литосферу заключается в:

1. Загрязнение ГСМ (дизельное топливо, моторное масло, в случае неисправности двигателей автомашин и неаккуратности при дозаправке), и жидкостью, которой заполнена скважина (газоконденсат, состоящий из бензиновых и керосиновых компонентов).

Загрязнение происходит непосредственно на почву во время записи каротажных диаграмм, так как лубрикаторное оборудование не обеспечивает полную герметичность работающей скважины, а также во время замены скважинного прибора с него стекает жидкость.

Влияние на гидросферу

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

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

Влияние на атмосферу

Источником загрязнения атмосферы будут являться выхлопные газы от работы каротажной станции, дизельного электрогенератора, которые содержат в себе оксид азота (NO_2), оксид углерода (CO - угарный газ), диоксид серы (SO_2), сажу, а также выбросы газа и газоконденсата с лубрикаторного оборудования, в состав которого входят легкие углеводороды (метан, этан, пропан, бутан и др.), в наибольшей концентрации это метан (до 96%).

По ГН 2.2.5.3532–18 [25] предельная допустимая среднесуточная концентрация данных веществ будет составлять:

- Оксиды азота: 0,04-0,06 мг/м³
- Оксид углерода: 3 мг/м³
- Диоксид серы: 0,05 мг/м³
- Метан: 7000 мг/м³

Для исключения сверхнормативного выброса в атмосферу загрязняющих веществ, планируется использование исправных установок с ежемесячным контролем за выбросом загрязняющих веществ, а также проверка и ремонт сальников лубрикатора, чтобы минимизировать выбросы природных углеводородов.

8.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

1. Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину)
2. Ведро пожарное – 1 шт.
3. Топоры – 1 шт.
4. Ломы – 2 шт.
5. Кошма – 2×2м (на каждую машину).

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

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

Также возможно возникновение пожара в каротажной станции.

Общие требования пожарной безопасности к объектам защиты различного назначения регламентируются Федеральным законом от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).

По пожарной и взрывной опасности, (согласно НПБ 105-03), помещения с ПЭВМ и лаборатория относятся к категории В1-В4 (пожароопасные): твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы способные при

взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они имеются в наличии или обращаются, не относятся к категориям А или Б (в помещениях преобладает деревянная мебель и пол).

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

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

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

Условие проведения работ по проекту исключает ГНВП (газонефтеводопроявление).

Выводы

Производственный процесс, связанный с проведением проектных промыслово-геофизических исследований должен осуществляться и контролироваться согласно утвержденным нормативным и руководящим документам. Выполнение работ в соответствии с установленными правилами позволяет минимизировать определенные риски. Например, обязательное использование в процессе профессиональной деятельности средств индивидуальной защиты позволяет предотвратить наступление необратимых последствий, связанных с травматизмом.

В процессе выполнения профессиональных обязанностей возникает риск влияния негативных производственных факторов, последствия которых могут принимать оборот вплоть до летального исхода. В этом случае необходимо руководствоваться утвержденными госстандартами, исходя из специфики условий выполнения работ. Соблюдение требований инстанциями разных уровней позволит эффективно предотвратить возможность наступления последствий отрицательного характера.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте изучен район проведения геофизических работ, его геолого-геофизическая, петрофизическая характеристики.

По результатам анализа предшествующих исследований был запроектирован комплекс промыслово-геофизических исследований, отвечающий на все поставленные задачи, при соблюдении требований подготовки скважины к проведению работ. Определена методика полевых и камеральных (интерпретация данных) работ.

В специальной части рассмотрен метод регистрации термометрии в режиме реального времени, с помощью оптоволоконного кабеля с распределенными датчиками температуры. Описаны преимущества и недостатки метода.

Список литературы

1. **Абубакирова, З. В.** *Методы измерения скорости потока в скважинной геофизике.* б.м. : Молодой ученый, 2017. стр. 223.
2. **Меркулов, В. П.** *Геофизические исследования скважин: учебное пособие.* Томск : Изд-во ТПУ, 2008. стр. 139.
3. **Евдокимов, И. Н.** *Методы и средства исследований.* Москва : б.н., 2004.
4. *Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков.* **Джеймс Браун, Денис Рогачев (Schlumberger).** б.м. : Научно-технический журнал "Технологии ТЭК", 2005 г.
5. **Кременецкий, М. И.** *Интерпретация термограмм в действующих скважинах вне интервалов притока.* Уфа : Изд-во Башкирского гос. ун-та, 1983.
6. **А. Мендес, Т.Ф. Морзе.** *Справочник по специализированным оптическим волокнам.* б.м. : Мир, 2012. стр. 728. Переведено с англ..
7. **Косков, В.Н.** *Комплексная оценка состояния и работы нефтяных скважин промыслово-геофизическими методами: учеб. пособие.* Пермь : Изд-во Пермского гос. техн. ун-та, 2010. стр. 226.
8. **М.Г. Латышова, Б.Ю. Вендельштейн, В.П. Тузов.** *Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин.* б.м. : Недра, 1975. стр. 166.
9. **М.И. Кременецкий, А.И. Ипатов.** *Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие.* б.м. : МАКС Пресс, 2008. стр. 476.
10. **Болдырева, Н.М.** *Промыслово-геофизические исследования и контроль динамики работы пласта в режиме реального времени с использованием оптоволоконного кабеля.* Нефтяное хозяйство, 2016 г., 10.

11. *ПОСН 81-2-89 "Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ".*
12. *РД 153-39.0-109-01 МУ "Комплексирование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений". Москва : б.н., 2002.*
13. *ГОСТ 12.1.003–15 Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.*
14. *ГОСТ 12.1.029-80 Средства и методы защиты от шума. Классификация.*
15. *ГОСТ 12.1.030–81 Защитное заземление, зануление.*
16. *ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.*
17. *ГОСТ 12.1.038–82 Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.*
18. *ГОСТ 12.3.009–76 Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.*
19. *СанПиН 2.2.2/2.4.1340–03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы».*
20. *СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.*
21. *СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.*
22. *ГОСТ Р 12.1.019-2017 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.*
23. *СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.*
24. *ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности.*
25. *ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) веществ в воздухе рабочей зоны.*