

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность 12.05.03 «Технология геологической разведки»
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения водонефтяного контакта на Чкаловском месторождении (Томская область)

УДК 550.832:553.982(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Универсальные компетенции	
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
Профессиональные компетенции	
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)

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин для уточнения водонефтяного контакта на Чкаловском месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 45-44/С от 14.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	28.05.2020 г.
--	---------------

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГИС для специальной главы
<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</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований. 4. Основные вопросы проектирования. 5. Методические вопросы. 6. Анализ гидродинамических исследований на примере пласта М1 Чкаловского нефтяного месторождения (Томская область)

<i>дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Обзорная карта района работ Чкаловского месторождения. 2. Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза по результатам бурения скважин. 3. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты(фрагмент). Редактор Сурков В.С 4. Прибор К1А-723-М. 5. Прибор РКС-3М. 6. Обзорная карта испытаний пласта М1 Чкаловского месторождения. 7. Общий вид индикаторных кривых по результатам исследования скважин в период разработки пласта М1 Чкаловского месторождения 8. Обзорная карта выполненных исследований по замеру пластового давления за период 01.01.2011 – 31.12.2014.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Геологическая часть	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	
Социальная ответственность	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич

Институт	ИШПР	Отделение	ОГ
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	«Технология геологической разведки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет стоимости проведения Геофизических исследований на нефть и газ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
1. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов.</i>	Отчисления во внебюджетные фонды (30%)

Перечень вопросов, подлежащих разработке:

<i>Планирование и формирование бюджета проекта</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости и продолжительности работ. Составление сметы затрат
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Экономическая оценка затрат, связанных с выполнением геологического задания

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

Смета затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Андреев Д.С		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	Специалитет	Направление	«Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения положения водонефтяного контакта на Чкаловском месторождении (Томская область).

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования.	Объектом исследования является анализ гидродинамических исследований пласт М1 Чкаловского нефтяного месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочего места геофизика
2. Производственная безопасность	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – неудовлетворительный микроклимат; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – превышение уровня ионизирующих излучений – Поражение электрическим током

	<ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, бытовой мусор, химреагенты) – решение по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. – Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225А	Андреев Дмитрий Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 94 страниц , 8 рисунков , 13 таблиц , 26 источников.

Ключевые слова: комплекс геофизических исследований , гидродинамические исследования скважин, водонефтяной контакт, Чкаловское нефтяное месторождение, Томская область.

Объект исследования является Чкаловское нефтяное месторождение (Томская область).

Задачи данного проекта сводятся к обоснованию выбора комплекса геофизических исследований скважин для уточнения водонефтяного контакта на Чкаловском месторождении.

На основании анализа ранее выполненных геолого-геофизических исследований определен комплекс методов для решения поставленных геологических задач, включающий электрические, радиоактивные, акустические методы. Рассмотрена методика проведения работ, выбрана аппаратура для проведения спроектированных геофизических исследований.

Самостоятельное исследование посвящено анализу гидродинамических исследований на примере пласта М1 Чкаловского нефтяного месторождения.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена смета для расчета стоимости комплекса геофизических исследований скважин.

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

Для выполнения работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, диаграммы и графики выполнялись в Microsoft Excel.

Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

Essay

The final qualification work contains 94 pages, 8 figures, 13 tables, 26 sources.

Key words: a complex of geophysical studies, hydrodynamic studies of wells, oil-water contact, Chkalovskoye oil field, Tomsk region.

The object of study is the Chkalovskoye oil field (Tomsk region).

The objectives of this project are to justify the choice of a complex of geophysical well surveys to clarify the oil-water contact at the Chkalovskoye field.

Based on the analysis of previously performed geological and geophysical studies, a set of methods for solving the assigned geological problems, including electrical, radioactive, and acoustic methods, is determined. The methodology of the work is considered, the equipment for the designed geophysical research is selected.

An independent study is devoted to the analysis of hydrodynamic studies on the example of the M1 layer of the Chkalovsky oil field.

In the "Financial Management" section, an estimate is made for calculating the cost of a complex of geophysical well surveys.

The section "Social Responsibility" discusses possible harmful and dangerous production factors when performing geophysical work. Recommendations are given on reducing the impact of harmful and dangerous factors on humans; measures are proposed to protect the environment and safety in emergency situations.

To do the work, a Microsoft Word text editor was used, charts and graphs were executed in Microsoft Exel.

Presentation prepared using Microsoft Power Point.

Список сокращений

- ГИС – геофизические исследования скважин;
- ВНК – водонефтяной контакт;
- ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;
- ФГМ – физико-геологическая модель;
- КС – каротаж сопротивления;
- ГК – гамма каротаж;
- МОВ – метод отраженных волн;
- ВИКИЗ – метод высокочастотного индукционного каротажного
изопараметрического зондирования;
- АК – акустический каротаж;
- КС – каротаж сопротивления;
- ИК – индукционный каротаж;
- БК – боковой каротаж;
- МБК – микробоковой каротаж;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- МГЗ – метод микроградиентного зондирования;
- МПЗ – метод микропотенциального зондирования;
- МКЗ – метод микрокаротажного зондирования;
- БК – боковой каротаж;
- КВ - кавернометрия;
- РК – радиоактивный каротаж;
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин;
- ИД – индикаторные диаграммы;
- КВД – кривая восстановления давления;
- КВУ- кривая восстановления уровня;
- КПД – кривая падения давления;

Оглавление

Введение	12
1. Общие сведения об объекте исследования	13
1.1 Географо-экономический очерк	13
1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность	15
2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования	24
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	24
2.2 Тектоника	31
2.3 Нефтегазоносность	34
2.4 Петрофизическая характеристика разреза	39
3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований	42
4. Основные вопросы проектирования	43
4.1 Задачи геофизических исследований	43
4.2 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	43
5. Методические вопросы	47
5.1 Методика проектных геофизических работ	47
5.2 Интерпретация геофизических данных	50
5.2.1 Литологическое расчленение разреза, построение литологической колонки	50
5.2.2 Способы выделения пластов – коллекторов	51
5.2.3. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов	52
6. Специальное исследование	56
6.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса	56
6.2 Выбор участка работ	59
6.3 Результаты проведения ГДИС	59
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	69
7.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ	71
8. Социальная ответственность	76
8.1 Производственная безопасность	76
8.2 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению	77
8.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	82
8.4 Пожарная и взрывная безопасность	87
8.5 Экологическая безопасность	89
8.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
Заключение	91
Список Литературы	92

Введение

Данный проект состоит из следующих частей: геолого-геофизическая, интерпретация данных, результаты работ, технико-экономическая и, часть, в которой рассмотрены производственная и экологическая безопасность при проведении геофизических работ.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование комплекса геофизических исследований скважин для уточнения положения водонефтяного контакта на Чкаловском месторождении (Томская область)

Основной задачей является изучение геологического строения территории исследования, выполнение анализа ранее выполненных геофизических работ в скважинах изучаемого месторождения. Построение физико-геологической модели проектного объекта позволит сделать выбор рационального комплекса геофизических методов для решения поставленных геологических задач. В методической части работы приводится характеристика используемых приборов, технология проведения исследований и приемы интерпретации полученных результатов.

В специальной части выпускной квалификационной работы Анализ гидродинамических исследований на примере пласта М1 Чкаловского нефтяного месторождения (Томская область).

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» будет проводится анализ потенциальных потребителей и рассчитана проектно-сметная работа.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо провести анализ вредных и опасных производственных факторов и рассмотреть наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, которые могут произойти на рабочем месте, и пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду.

1. Общие сведения об объекте исследования

1.1 Географо-экономический очерк

В административном отношении Чкаловское нефтяное месторождение расположено в южной части Александровского района Томской области. В 40 км на юго-запад от Чкаловского месторождения расположено разрабатываемое Северо-Васюганское газоконденсатное месторождение, на западе в 100-130 км находятся разрабатываемые месторождения - Ломовое, Столбовое, Озёрное, т.е. месторождение обособлено и удалено от разрабатываемых обустроенных месторождений (Рис 1.1)

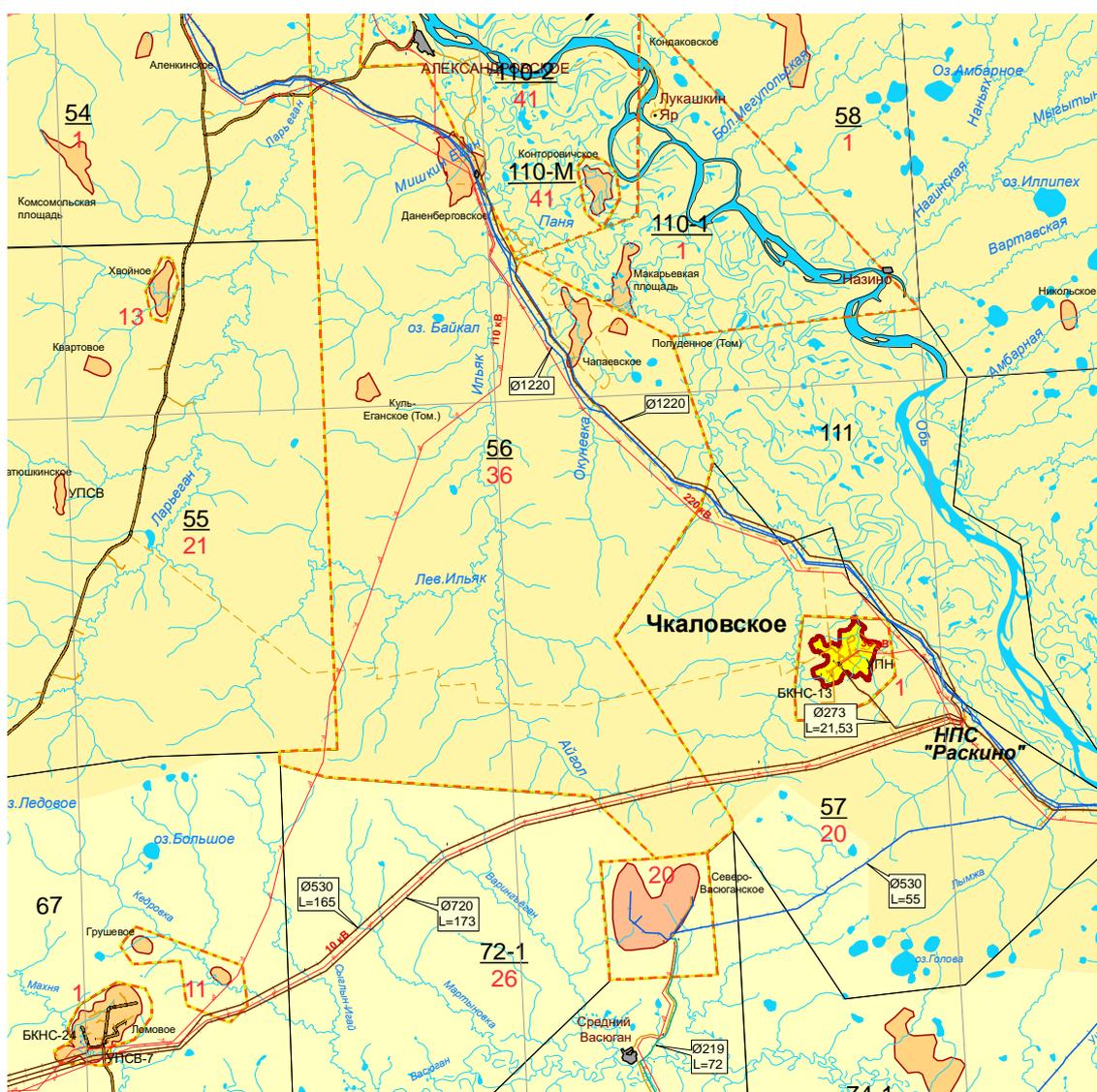


Рис.1.1 Обзорная карта района работ

Постоянная дорожная сеть в районе работ отсутствует. Завоз материала, спецтехники осуществляется в зимнее время из г. Стрежевого. Вахтовые перевозки людей осуществляются на вертолетах.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Стрежевой и районный центр с. Александровское, расположенные соответственно в 140 и 98 км на северо-запад от месторождения. Более мелкие населенные пункты: сёла Пырчено, Новоникольское, Прохоркино, расположены в 10-20 км к востоку от района на побережье р. Оби или её пойме. В городе Стрежевом и с. Александрово имеются речная пристань, аэропорт, телеграф, больница.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой заболоченную равнину. Заболоченные участки составляют 5% площади, отличаются трудной проходимостью. Характерной особенностью ландшафта территории является значительная расчлененность рельефа от + 50 до + 90 м. Территория покрыта хвойно-лиственным лесом и болотной растительностью. Животный мир характерен для таежных областей Западной Сибири.

Климат района резко континентальный с холодной и продолжительной зимой (наиболее низкая температура -50°C) и коротким теплым летом (максимальная температура в июле $+35^{\circ}\text{C}$). По количеству выпадающих осадков (450-350 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения; распределение осадков по месяцам не равномерно, максимум приходится на июль-август и декабрь-январь. Снеговой покров устанавливается в среднем на 180 дней (ноябрь-апрель). Зимой промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1,2 м, болотных-0,5-0,6 м. Многомерзлые породы отсутствуют.

Гидрографическая сеть в районе месторождения представлена несудоходными, мелководными реками Кулымский Еган и Коль-Еган шириной 10 м, притоками Обской протоки Паня. Реки типично равнинные с

меандрирующими руслами. Во второй половине октября-ноября устанавливается ледостав, вскрытие - в мае. Уровень грунтовых вод испытывает колебания, находится на глубине от 5 до 30 метров и более. Источником питьевой воды в районе могут служить поверхностные воды рек после соответствующей санитарной обработки и подземные воды четвертичных отложений.

В непосредственной близости от участка работ расположены нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск, газопровод, линии электропередач. В 20 км от месторождения в пос. Раскино находится нефтеперекачивающая станция нефтепровода Васюган-Раскино, который подключен к более крупному, магистральному нефтепроводу Александровское-Томск-Анжеро-Судженск.. В районе разведочной скважины 7Р построена дожимная насосная станция.

В районе развита нефтедобывающая, рыбная, лесная промышленности, животноводство, пушной промысел. Основные материально-технические базы снабжения расположены в г. Стрежевом.

Электроснабжение месторождения осуществляется от подстанции 220 Кв "Раскино" – подстанции 35х6 Кв на территории месторождения.

1.2 Краткая геолого-геофизическая изученность

Геологоразведочные работы на Чкаловской площади осуществлялись в три этапа: поиск, разведка и доразведка.

Поисковый и разведочные этапы (1947-1983 г.г.) включали в себя стадии региональных геолого-геофизических исследований (1947-1957 г.г.), поисковые и детальные геолого-геофизические работы (1957-1975 г.г.), поиски и разведку залежей на Чкаловской площади (1977-1983 г.г.) с выдачей проекта пробной эксплуатации и доразведки месторождения с 1986 года по настоящее время.

Изучение геологического строения района началось в 1947 году. В период с 1947 по 1957 годы Западно-Сибирским геологическим управлением были проведены работы по геологической съемке масштаба 1:1000000. В результате этих работ установлено повсеместное распространение покрова четвертичных отложений. Составлена геологическая карта Западной Сибири. Сведения о геолого-геофизической изученности района представлены в таблице 1.2.

В период с 1949 по 1957 годы экспедициями и партиями Томской геофизической конторы начали проводиться региональные геофизические исследования. Были выполнены аэромагнитная, граиметрическая съемки территории Среднего Приобья, вследствие чего установлено наличие больших магнитных и гравитационных аномалий, отражающих доминирующее простирание крупных тектонических элементов фундамента. По результатам этих работ составлена схема тектоники Северной части Обь-Иртышского междуречья. По данным гравиметрической съемки выявлен Александровский мегавал – структура первого порядка субмеридиального простирания.[1]

В период 1956-1961 годов осуществлялось бурение опорных и параметрических скважин. Была пробурена Ново-Никольская параметрическая скважина.

Результаты работ на региональной стадии исследования позволили получить первое представление о геологическом строении района, установить простирание тектонических элементов, выявить ряд крупных положительных структур, в том числе Александровский мегавал.

Площадные сейсмические исследования МОВ начали проводиться в 1957-1965 годах. На юго-восточном склоне Александровского мегавала и западном борту Усть-Тымской впадины были оконтурены и детализированы Лукашкин-Ярская, Назинская, Южно-Назинская, Западно-Назинская, Чебачья, Амбарская и Круглоозерная локальные структуры.

В период 1965-1974 годов площадные сейсмоисследования были продолжены Северной экспедицией Томского геофизического треста, в результате чего были детализированы Полонское, Полуденное и выявлено Чкаловское локальные поднятия.

В период 1973-1975 годов проведены комплексные исследования методами МОГТ и КМПВ, в результате чего изучен мезокайнозойский чехол, определено положение и форма границы осадочного чехла и кристаллического фундамента, детализирован ряд локальных структур.

В 1974-1975 годах с/п 2-8/74-75 (автор В.Г. Краснополова) было детализировано и подготовлено к глубокому бурению Чкаловского поднятия, что явилось основанием для ввода его в стадию поисковых работ.

Проектом глубокого поискового бурения предусматривалось бурение 8 скважин, целевым назначением которого было:

- выявление промышленных запасов нефти и газа в зоне контакта пород палеозойского фундамента с перекрывающим комплексом мезозоя (горизонт М), отложениях юры (пласт Ю₂, Ю₆, горизонт Ю₁), нижнего мела (пласты Б₁₆₋₂₀, Б₈);

- уточнение тектонического строения района;

- изучение коллекторских свойств пород.

В 1977 году на Чкаловской площади Александровской нефтеразведочной экспедицией начато поисковое глубокое бурение. В этом же году первой поисковой скважиной, заложенной в сводовой части структуры, была открыта газоконденсатнонефтяная залежь в пласте М₁ (кровельная часть палеозойских отложений).

При опробовании пласта М₁ в интервале глубин 2937-2950 м (абс. отметки 2844,7-2857,7 м) получен фонтан нефти дебитом 117 м³/сут на 8 мм штуцере.

В 1978 году в поисковой скважине 2Р, пробуренной на восточном пологом крыле складки, выявлена нефтяная залежь в юрских отложениях (пласт Ю₁). При опробовании пласта Ю₁¹ из интервала глубин 2560-2567 м (абс. отметки 2492,8-2499,8 м) получен приток нефти дебитом 39,4 м³/сут на 8 мм штуцере. Этой же скважиной была открыта газоконденсатная залежь в пласте М₁. Дебит газа составил 35,2 м³/сут.

В 1986 году месторождение передано на баланс объединения “Томскнефть” и введено в эксплуатацию. В процессе эксплуатационного разбуривания была продолжена доразведка месторождения сейсмоисследованиями, глубоким разведочным и эксплуатационным бурением. В 1985-1988 годах опытно-методической партией 10/85-88 Томского геофизического треста проведена переинтерпретация и обобщение материалов МОГТ с/п 77-78.

Таблица 1.2

Сведения о геолого-геофизической изученности района работ

NN п/п и виды работ	Год начала и окончание работ	Основные результаты работ
1	2	3
1. Геологическая съемка масштаба 1:1 000 000	1947-1954	Установлено повсеместное распространение четвертичных отложений. Составлена геологическая карта Западной Сибири.
2. Аэромагнитная съемка масштаба 1:1 000 000 1:200 000	1949-1950 1956-1957	Получены первые представления об основных тектонических элементах фундамента. Построена карта ΔТа
3. Гравиметрическая съемка масштаба 1:1 000 000 1:200 000	1955-1957	Установлена связь крупных гравиметрических аномалий с внутренним строением палеозойского фундамента.

4. Площадные и детальные исследования МОВ, масштаб 1: 100 000	До 1965	Оконтурены и детализированы Лукашкин-Ярская, Назинская, Южно-Назинская, Западно-Назинская, Чебачья, Амбарская и Круглоозерская локальные структуры.
5. Площадные и детальные исследования МВ, масштаб 1: 100 000	1965-1974	Детализированы Полонское, Полуденное, Ново-Никольское, Никольское и Нань-Яхское локальные поднятия. Выявлено Чкаловское локальное поднятие.
6. Поисковое и разведочное бурение, АНРЭ и КНРЭ	1977-1992	Разбурена Назинская, Чебачья, Лакушкин-Ярская, Полуденная, Нань-Яхская, Никольская и др. площади. Открыты Чебачье, Никольское промышленные месторождения нефти. Непромышленные притоки нефти и нефтепроявления получены на Назинской, Южно-Назинской, Амбарской, Лукашкин-Ярской и Полуденной площадях.
7. Комплексные исследования МОГТ и КМПВ масштаб 1:100 000 1:200 000 с/п 1,9, 11/73-74	1973-1974	Работами МОВ изучен мезокайнозойский чехол, МОГТ получен опыт картирования доюрского комплекса отложений,
8. Детальные исследования МОВ и МОГТ масштаб 1:100 000 с/п 2-8/74-75	1974-1975	Детализирован ряд локальных структур – Чкаловская, Обская, Южная и Нижне-Панинская. Оконтурено Кыгомское поднятие.

9. Детальные исследования МОВ и МОГТ масштаба 1:100 000	1977-1978	Детализировано и учтено строение Чкаловского поднятия по двум отражающим сейсмогоризонтам П а (подошва баженовской свиты), Ф2 (кровля палеозойских образований). По выделенным горизонтам построены структурные карты масштаба 1:50 000. Рекомендована постановка поискового бурения на нефть и газ на Чкаловской площади.
10. Глубокое поисково-разведочное бурение	1977-1983	В пределах Чкаловской структуры начато поисково-разведочное бурение Александровской нефтеразведочной экспедицией. Пробурено 2 поисковых и 12 разведочных скважин. Открыто и разведано Чкаловское газонефтяное месторождение.
11. Эксплуатационное бурение	С 1986	Месторождение введено в эксплуатацию.
12. Тематические исследования опытно-методической партии 10/85-88 Томского геофизического треста	1985-1988	Проведены работы по интерпретации и обобщению материалов МОГТ с/п 2/77-78. При обработке сейсмического материала использован пакет программного обеспечения "РЕАПАК". Построены структурные карты масштаба 1:50 000 по четырем отражающим сейсмогоризонтам (Па, Ф1, Ф2 и Ф).

13.Изучение петрофизических особенностей пород-коллекторов Чкаловского месторождения	1992	Изучены петрофизические особенности трещинных пород-коллекторов палеозойских отложений Чкаловского месторождения.
14. Исследование геологического строения доюрских образований Чкаловского месторождения и выделение зон оптимальных коллекторов	1992	Детально изучены доюрские образования Чкаловского месторождения и базальные горизонты платформенных отложений, включающие коллювиально-делювиально-пролювиальные породы. На основании литолого-петрофизического изучения керна и ГИС скважин в составе фундамента выделено 8 основных типов формаций, рассмотрены закономерности образования и распространения коллекторов, предложены модели строения залежей. Даны рекомендации по проведению поисково-разведочных работ. Рекомендовано бурение 4-х разведочных скважин и одной зависимой с целью изучения геологического строения и выявления границ залежи.
15. Создание геологической модели палеозойских отложений Чкаловского месторождения	1993	Уточнена геометрия залежей доюрского основания с учетом данных бурения. Выделены литологические типы разрезов палеозоя, оценены фильтрационно-емкостные характеристики, слагающих их пород.

16. Подсчет запасов нефти и газа Чкаловского месторождения	1993	Выполнен подсчет запасов Чкаловского месторождения по верхневасюганскому пласту Ю ₁ ¹ и доюрскому горизонту М ₁
17. МОГТ 1:50 000	1991-1994	Уточнены структурные построения по отражающим горизонтам Па и Ф2 и контуры нефтегазоносности по Чкаловскому месторождению.
18. Разработка методики сейсмостратиграфического прогнозирования перспективных объектов. Чкаловская площадь.	1995	На основе материалов 3Д-сейсморазведки и данных каротажа уточнена стратиграфическая привязка отражений временных разрезов к геологическим реперам. Рассмотрены методы прогноза зон развития потенциальных коллекторов и связанных с ними перспективных объектов Чкаловского месторождения.
19. Прогноз перспективных объектов в продуктивных отложениях палеозоя и юры Чкаловского месторождения на основе материалов 3Д пространственной сейсморазведки	1996	Представлены результаты и методические приемы прогноза структур сжатия, коллекторов и связанных с ними перспективных объектов по материалам 3Д-сейсморазведки и ГИС в продуктивных отложениях карбонатного комплекса палеозоя, а также юрских отложениях пласта Ю ₁ ¹ , которые позволили уточнить геологическую и геолого-промысловую модель залежей на Чкаловском месторождении.

<p>20. Переработка и переинтерпритация сейсмических материалов для построения трехмерной сейсмогеологической модели Чкаловского месторождения</p>	<p>2001</p>	<p>Построены структурные карты по основным отражающим горизонтам Па, Ia, Ф2. По результатам комплексной интерпретации материалов 2Д/3Д-сейсморазведки и ГИС уточнена сейсмогеологическая модель залежей в продуктивных отложениях палеозоя, а также юрских отложениях (пласт Ю₁¹) на Чкаловском месторождении.</p>
<p>21. Разведочное и эксплуатационное бурение</p>	<p>1986-2012</p>	<p>В разведочных скважинах в полном объеме реализован комплекс ГИС, что снизило возможности неоднозначной интерпретации корбонатно-терригенного разреза палеозоя и выделения в нем коллекторов. Уточнены контуры залежей пластов М и Ю1.</p>

2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования

В геологическом строении района принимают участие отложения палеозойского складчатого фундамента, перекрытые несогласно залегающими породами осадочного чехла. Особенностью Чкаловского месторождения является присутствие промышленных залежей нефти в отложениях палеозойского фундамента и мезозойского чехла. Такое строение и приуроченность продуктивных залежей нефти не характерно для уже открытых в пределах Томской области месторождений.

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

Стратиграфическая и литологическая характеристика разреза приведены по результатам бурения скважин в данном районе (Рис. 2.1). При описании меловых и вышележащих отложений учитывались материалы опорных скважин на соседних площадях.

Палеозойская группа – PZ

Построению геологической модели палеозойских образований Чкаловского эрозионно-тектонического выступа, начатому в 1980г., долгое время препятствовало отсутствие в породах палеонтологических находок, интерпретируемое на ранних этапах изучения разрезов скважин, как результат сильнейших вторичных преобразований пород в зоне действия процессов триасового рифтогенеза. Представления о том, что в строении палеозойской части Чкаловского выступа, принимают участие толщи, свиты силурийского, девонского и каменноугольного возраста, сформировались по причине слабой палеонтологической охарактеризованности площади.

Мезозойская группа – MZ

Представлена двумя системами: юрской и меловой. В триасовое время район работ входил в пределы территории, где происходил размыв накопившихся отложений.

Юрская система-Ј

Юрская система представлена всеми тремя отделами, включающими тюменскую, васюганскую и баженовскую свиты.

Нижняя + средняя юра - Ј₁+ Ј₂

Тюменская свита- Ј₂tm

Континентальные отложения тюменской свиты несогласно залегают на образованиях фундамента и развиты повсеместно. В фациальном отношении отложения свиты сложены преимущественно аллювиально-болотными и озерными осадками: чередующимися пластами песчаников, алевролитов и аргиллитов с прослоями углей.

Песчаники серого цвета, мелкозернистые, средней крепости и плотности, слюдистые, с редкими тонкими прослоями углистого материала черного и буровато-коричневого цвета. Алевролиты черного цвета, средней плотности и крепости, слюдистые, с редкими тонкими прослоями темно-серых аргиллитов и серых тонкозернистых песчаников. Слоистость пород косоволнистая, линзовидная, нечеткая. Мощность свиты 276 –396 м.

Верхняя юра – Ј₃

Васюганская свита- Ј₃vс

Залегают согласно на отложениях тюменской свиты и представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями углей. Песчаники средне- мелкозернистые, светло-серые и серые, полимиктовые с включением углистого детрита; к ним приурочен продуктивный в пределах площади пласт Ю₁¹.

Аргиллиты темно-серые, плотные, крепкие, с прослоями алевролитового материала, с редкими включениями пирита. Редко отмечаются прослой легкого черного угля. Алевролиты серые, темно-серые с косой, волнистой, линзовидной слоистостью, обусловленной намывами слюд и растительного детрита. Мощность свиты 49 – 74 м.

Баженовская свита- J₃V, bg

Глубоководные морские отложения свиты венчают юрскую толщу. Представлены плотными битуминозными аргиллитами буровато-темносерыми до темно-коричневых, плитчатыми, крепкими. Мощность свиты 12 - 16 м.

Меловая система – К

Представлена двумя отделами: нижним и верхним, которые рассматриваются совместно.

Берриас - нижний валанжин

Куломзинская свита- K₁klm

В нижней части разреза свита сложена аргиллитами. Вверх по разрезу глины сменяются алевролитами и глинистыми песчаниками. Аргиллиты темно-серые, коричневые голубовато-серые в верхней части, в нижней - битуминозные, с растительным детритом и пиритом. Алевролиты серые, темно-серые, зеленовато-серые. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, полимиктовые, плотные, глинистые. Мощность свиты 264 - 289 м.

Валанжинский ярус

Тарская свита- K₁tr

Прибрежно-морские отложения свиты сложены песчаниками и аргиллитами с подчиненными прослоями аргиллитов. Песчаники светло-серые и темно-серые, мелкозернистые, средне- и слабосцементированные. Алевролиты серые, крепкие, косослоистые, глинистые. Аргиллиты зеленовато-серые, плитчатые. Мощность свиты 89 – 106 м.

Верхний валанжин-готерив-баррем

Киялинская свита- K₁kl

Сложена континентальными отложениями и представлена неравномерно переслаивающимися глинами, алевролитами и песчаниками с преобладанием в разрезе первых. Мощность свиты 467 – 515 м.

Нижний апт

Алымская свита- K_{1a}l

В подошве свиты залегают прибрежно-морские серые полимиктовые песчаники базального пласта А₁. Песчаные отложения перекрыты аргиллитоподобными мелководно-морскими глинами кошайской пачки, являющейся региональным репером. Мощность свиты 26 – 51 м.

Верхний апт - альб - сеноман

Покурская свита- K₁₋₂pr

В нижней части свиты наблюдается переслаивание континентального комплекса аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, песчанистые, жирные на ощупь, с растительным детритом. В нижней части аргиллиты изменяются от темно-зеленого до черного. Алевролиты темно-серые, слюдистые, с тонкой горизонтальной и волнистой слоистостью, слабосцементированные.

Песчаники светло-серые и серые, мелкозернистые, горизонтально слоистые, неоднородные, слабосцементированные, неравномерно известковистые.

Верхняя часть свиты сложена глинами, аргиллитами и песчаниками. Глины темно-серые с буроватым оттенком, плотные, в отдельных прослоях жирные на ощупь, иногда алевролитистые. Алевролиты темно-серые, глинистые, горизонтальнослоистые. Песчаники голубовато-серые, мелкозернистые, слегка глинистые. Мощность свиты 758 - 784 м.

Турон - нижний коньяк

Кузнецовская свита- K₂kz

Сложена морскими глинами темно-серыми, почти черными, алевролитистыми, с редкими прослоями алевролитов серых и зеленовато-серых. Мощность свиты 15 - 20 м.

Нижний сантон – коньяк

Ипатовская свита- K₂ip

Представлена зеленовато-серыми опоковидными глинами с частыми прослоями песчаных глин, алевролитов, опок и реже песчаников, песков. Мощность свиты 124 – 150 м.

Кампан – верхний сантон

Славгородская свита- K₂sl

Представлена толщей зеленовато-голубовато-серых, слабоопоковидных, в сухом состоянии аргиллитоподобных глин с редкими прослоями серых песков. Мощность свиты 56-77 м.

Маастрихт – дат

Ганькинская свита- K₂gn

В верхней части свиты залегают мергели серые, светло-серые с зеленоватым оттенком. Ниже залегают серые и темно-серые глины, местами опоковидные, алевролитистые, известковистые, с редким растительным детритом, с отпечатками раковин фаун. Мощность свиты 122 - 129 м.

Кайнозойская группа-KZ

Кайнозойские отложения представлены двумя системами: палеогеновой и четвертичной, которые залегают с перерывом на мезозойских отложениях. В связи с интенсивной эрозией, протекавшей в четвертичное время, отложения неогена были полностью смыты.

Палеогеновые отложения – Pg

Отложения палеогена согласно залегают на мезозойских образованиях. Отложения палеогена представлены талицкой, люлинворской, тавдинской и некрасовской свитами. Осадки первых трех свит имеют морской генезис, породы некрасовской свиты - континентального происхождения.

Палеоцен

Талицкая свита-Р₁tl

Сложена глинами алевритистыми, темно-серыми, почти черными, участками зеленовато-серыми, с прослоями алевролитов. Мощность свиты 45 - 47 м.

Нижний + средний эоцен

Люлинворская свита- Р₂ll

Отложения свиты представлены глинами и опоками. Глины зеленовато-серые и темно-серые, плотные, с прослоями песчаника, к низу опоковидные. Опоки серые и светло-серые, однородные, иногда почти черные, с остатками чешуи рыб, с прослоями песчаника. Мощность свиты 197 - 207 м.

Верхний эоцен - нижний олигоцен

Чеганская свита- Р₃/chg

Свита сложена глинами зелеными, плотными, вязкими, с прослоями алевролита и песка, с редкими остатками фауны. Мощность свиты 129 - 135 м.

Средний + верхний олигоцен

Некрасовская серия- Р₃/nkr

Отложения свиты представлены переслаиванием песков серых и светло-серых, алевритистых с глинами желтовато-серыми, алевритистыми, горизонтально-слоистыми, с прослоями алевролитов. Мощность свиты 130 - 194 м.

Четвертичные отложения - Q

Осадки четвертичного возраста завершают разрез мезозойско-кайнозойского чехла и представлены песками светло-серыми, мелкозернистыми, а так же суглинками. Толщина отложений 25 - 30 м.

2.2 Тектоника

В тектоническом плане район работ располагается в пределах южной части центральной Западно-Сибирской складчатой системы герцинского возраста. Система занимает всю центральную часть Западно-Сибирской плиты, пересекая ее с юга на север. Заложена она была в силуре или начале девона на байкальском и салаирском складчатом основании. Герцинский возраст центральной части плиты подтверждается не только типом структурных зон, развитых в фундаменте, но и составом пород, вскрытых скважинами. Доюрский комплекс отложений служит фундаментом для мезозойско-кайнозойского чехла. В результате унаследованных движений структурно-формационных зон фундамента в мезозое-кайнозое были сформированы консидемтационные структуры платформенного чехла.

Установлена высокая степень дислоцированности доплатформенного комплекса и унаследованности структур поверхности фундамента платформенными мезозойско-кайнозойскими структурами первого, второго и иногда третьего порядка. Согласно «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» под редакцией В.С.Суркова участок работ находится в пределах крупной положительной структуры доюрского фундамента – Назино-Сенькинского антиклинория. Ядро Назино-Сенькинского антиклинория сложено интенсивно дислоцированными, метоморфизованными, предположительно, салирскими и каледонскими складчатыми комплексами. Осложняющие его синклинали представлены средне-верхнедевонскими карбонатно-терригенными толщами. С северо-запада Назино-Сенькинский антиклинорий ограничен Колтогорско-Уренгойским грабен-рифтом. На юго-востоке его сечет Усть-Тымский грабен-рифт. В результате развития этих грабен-рифтов, антиклинорий в начале мезозоя испытывал воздымание и денудацию. Вся площадь работ покрыта сетью разломов, оперяющих грабен-рифты и протягивающихся с юго-запада на северо-восток. В строении грабен-рифтов принимают участие два структурно-формационных комплекса: собственно рифтовый, представленный интрузивными базитовыми

образованиями и грабеновый, сложенный преимущественно вулканогенно-осадочными породами.

Согласно «Структурной карты по отражающему горизонту (ОГ) Па» Томской области (ред. А.Э.Конторович, 1998 г.) Чкаловское месторождение приурочено к одноименному поднятию (Рис 2.2), осложняющему северную часть Межозерного вала - структуры второго порядка.

Межозерный вал, в свою очередь, расположен в зоне сочленения трех крупных тектонических элементов первого порядка: Александровского свода, Средневасюганского мегавала и Усть-Тымской мегавпадины.

Чкаловская структура третьего порядка выявлена в 1969 году сейсморазведочными работами МОВ, детализирована в 1975 и 1978 гг. сейсморазведочными работами МОГТ. В 1975 г. структура сдана под глубокое бурение по отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты), в 1978 г. по отражающему горизонту Φ_2 (кровля доюрских образований). В 1991-1993 гг. на площади проведены детальные сейсморазведочные работы МОГТ. В 2007-2008 гг. проведено ВСП.

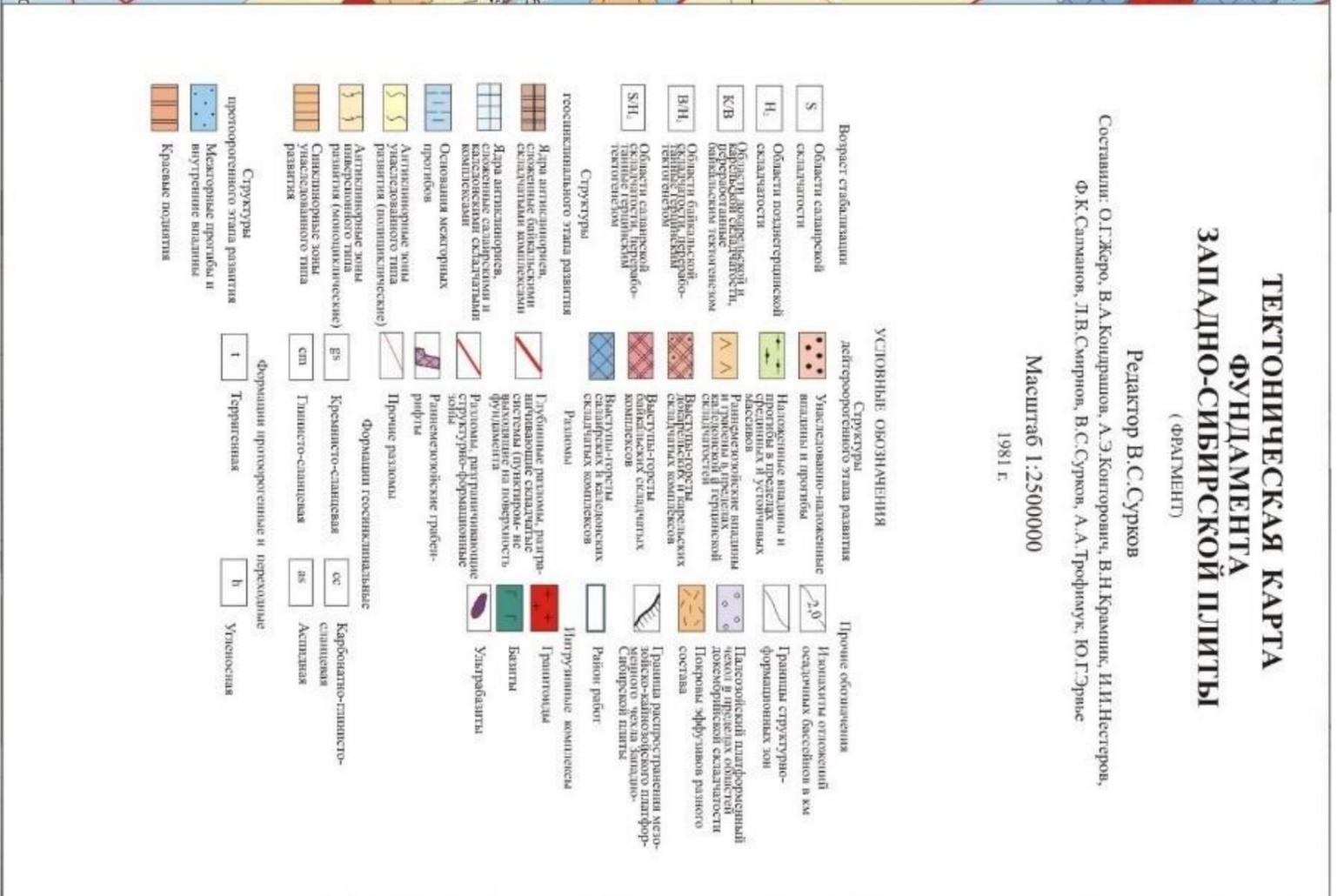
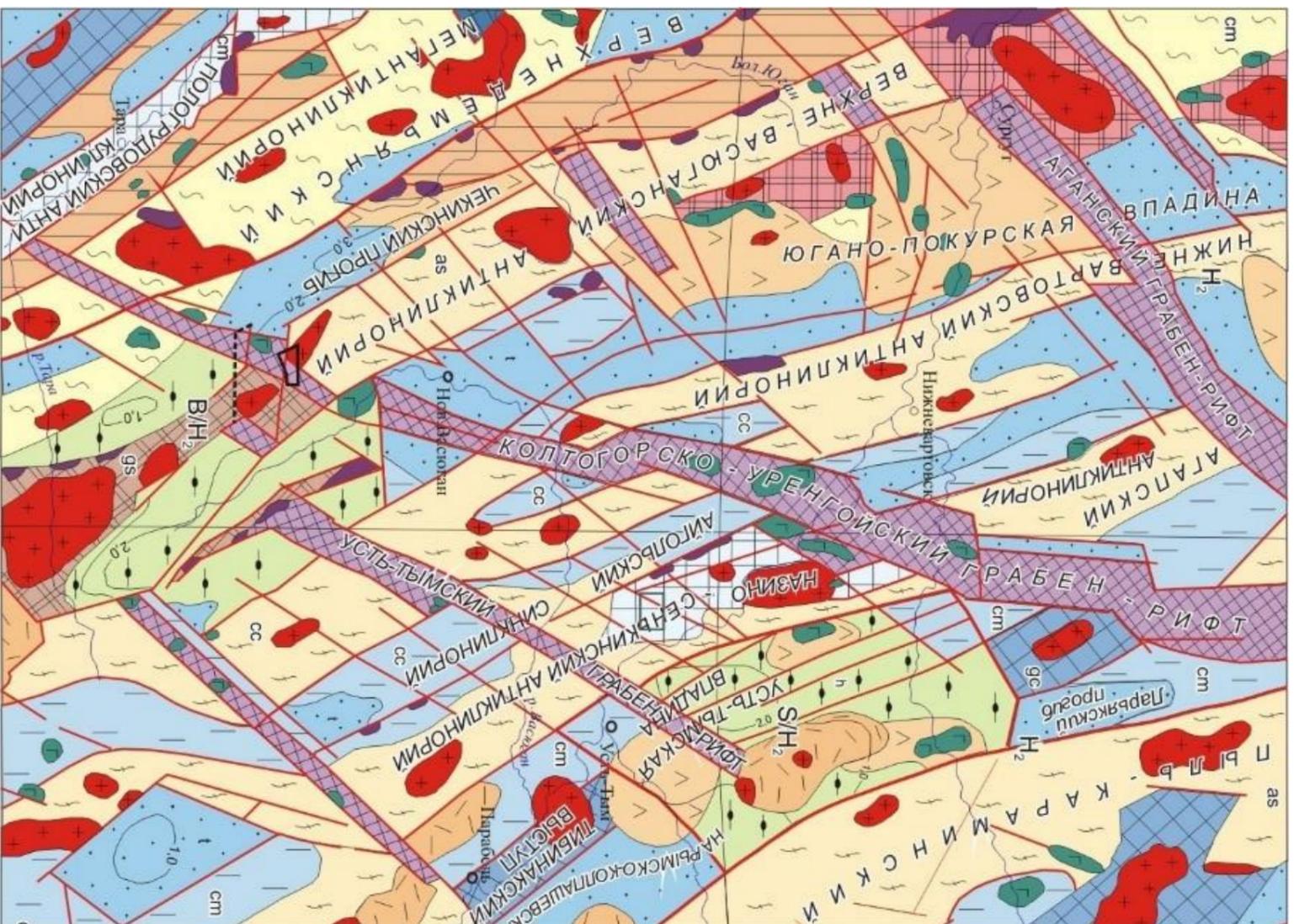


Рис 2.2. Тектоническая карта фундамента Западно – Сибирской плиты (фрагмент). Редактор Сурков В.С

2.3 Нефтегазоносность

Согласно принятой схеме нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской плиты Чкаловское газоконденсатнонефтяное месторождение входит в состав Усть-Тымского нефтегазоносного района, промышленная нефтегазоносность которого установлена в широком стратиграфическом диапазоне разреза юрских и меловых отложений

Нефтегазоносность месторождения связана с двумя комплексами пород: верхнеюрским (терригенным) и доюрским (карбонатным).

Промышленно нефтеносным является пласт Ю₁¹, приуроченный к верхней части горизонта Ю₁ васюганской свиты келловей-оксфордского возраста, газоконденсатнонефтеносным – пласт М₁, выделяемый в зоне контакта мезозойских и доюрских отложений.

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ является основным продуктивным пластом и основным объектом разработки месторождения.

Залежь нефти пласта Ю₁¹ открыта в 1978.

Всего на месторождении пробурено 105 скважины, из них 83 эксплуатационных и 22 разведочных.

Эффективная толщина пласта Ю₁¹ изменяется от полного замещения плотными разностями на западе до 16,7 м в центре залежи, нефтенасыщенная толщина – от 1,1 м до 16,7 м. Пласт довольно хорошо выдержан и однороден по площади распространения. Зона повышенных эффективных нефтенасыщенных толщин связана с развитием в центре залежи баровых отложений.

В 2008- 2011 гг. были уточнены данные инклинометрии гироскопом 11 скважин. После уточнения инклинометрии и пересмотра интерпретации ГИС водонефтяной контакт был выделен на а. о. 2511 м.

- наиболее низкое положение нефтенасыщенной части пласта Ю₁¹ отмечается в эксплуатационной скважине «А», в которой пласт полностью нефтенасыщен по данным ГИС до а.о. 2510,5 м. При опробовании его в интервале 2681,6-2689,6 м (а.о. 2500,6-2508,6 м) получен фонтанный безводный приток нефти дебитом 70,0 м³/сут.;

- в эксплуатационной скважине «В» пласт полностью нефтенасыщен по данным ПГИ и опробования до а.о. -2509,3 м.;

- кровля водонасыщенной части пласта вскрыта разведочными скважинами «С», «D» на абсолютных отметках -2510-2516 м.

Залежь нефти пласта Ю₁¹ пластовая, сводовая, литологически ограниченная. Размеры залежи 9,5×6,0 км, высота 71 м. Коллектор представлен песчаником пористым. Водонефтяная зона незначительна и занимает 5,09 км² или 14,2 % от всей площади.

Пласт М₁

Доюрские отложения вскрыты 39 скважинами, в том числе 19 разведочными и 20 эксплуатационными.

По данным ГИС и результатам испытания скважин выявлено 10 нефтяных и 1 газоконденсатная залежи, приуроченные к самостоятельным блокам и связанные с карбонатными трещиноватыми и брекчированными коллекторами – пластом М₁.

Наиболее низкая гипсометрия нефти на а.о. – 2881,63 м отмечена по ГИС в скважине «G», в результате чего и принимается положение водонефтяного контакта на а.о. - 2882. . Это подтверждается и результатами опробования в интервалах -3024-3034 (а.о. -2829-2839 м) скважины «F» и 2991,9-3009 (а.о.- 2833-2850 м) скважины «Z», в которых отмечено поступление одновременно с нефтью порядка 30% пластовой воды, и по РИГИС в описанных скважинах.

Тип залежи – массивная, тектонически ограниченная. Размеры ее – 1,1 х 0,89 км, высота – 62 м.

В соседнем блоке (залежь №4), где пробурены скв. «S», «T» и «K», предполагается аналогичное строение залежи вышеописанной. При опробовании в скв. S в интервалах 3063,2-3084,2 (а.о. – 2883-2904 м) и 3043,7-3057,7 (а.о. 2863-2877 м) получен приток нефти фонтанным способом дебитом 65,7 и 72,3 т/сут соответственно.

Положение водонефтяного контакта принято по подошве нефтенасыщенной части пласта M_1 в скв. «K», «S» – а.о. 2904 м. Это подтверждается нижней границей интервала опробования скв. «S».

Тип залежи – массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 0,86 х 0,46 км, высота - 79 м.

Нефтяная залежь №2 вскрыта скважиной «I» на глубине -3065,4-3218,4 м (а.о. 2837,6-2990,6 м). По геофизическим данным по нормализации эффективная толщина равна – 107,4 м, нефтенасыщенная – 40 м. Продуктивная часть пласта опробована отдельно двумя интервалами. При опробовании интервала -3118,0-3128 м (а.о. 2890-2900 м) получен приток воды дебитом 11,2 м³/сут. При опробовании интервала -3088-3108 м (а.о. 2860,2-2880,2 м) получен приток нефти дебитом 69,4 т/сут фонтанным способом.

Положение водонефтяного контакта принято по подошве нефтенасыщенной части пласта по ГИС а.о. -2884 м., что соответствует половине расстояния между нижней отметкой получения нефти и верхней – получения пластовой воды.

Залежь – массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 1,27 х 0,69 км, высота – 108,1 м.

Последним из наиболее разбуренных блоков является блок № 7 со скв. «R», «E», «U», «V», «W» и «X» По результатам опробования скважин этого блока по скв. «W» в интервале 3083,4-3125,4 (а.о. 2850-2892 м) был получен

безводный приток нефти фонтанным способом с дебитом 350 т/сут. Эксплуатация скважины не проводилась из-за ее аварийного состояния.

Уровень водонефтяного контакта данного блока принят на отметке 2904 по подошве нефтенасыщенной части пласта по ГИС в скв. «Е», что полностью соответствует ранее отмеченному уровню ВНК в 2004 году. Это подтверждается и результатами опробования в интервале -3094-3112 (а.о. - 2893,8-2911,8 м) скважины «R», в которой отмечено поступление одновременно с нефтью 48,4% пластовой воды. Получение в скважине «V» притока нефти с водой выше абсолютной отметки – 2904 м объясняется не герметичностью колонны.

Тип залежи – массивная, тектонически-ограниченная. Размеры залежи – 1,3 x 0,4 км, высота – 108,6 м.

Залежь № 5 район скважины «L». Эффективная толщина, выделенная по данным ГИС, изменяется от 51,9 до 63,4 м., нефтенасыщенные – от 6,6 до 13,5 м.

При опробовании нижней части пласта в интервалах -3115-3130 м (а.о. -3033-3048 м), -3069-3076 м (а.о. 2987-2994 м), 3044-3060 (а.о. 2962-2978 м) в скв. «L» получены притоки воды дебитами от 9,4 до 412 м³/сут. При опробовании верхней части пласта в интервале -2950-2961 м (а.о. -2868-2879 м) получен приток нефти дебитом 17 т/сут фонтанным способом. По геофизическим данным нефтенасыщенность пласта устанавливается до а.о. - 2962 м, которая и принималась ранее за условный водонефтяной контакт.

Залежь массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 1,76 x 0,66 км, высота – 61,7 м.

Залежь № 6 вскрыта скважиной «M» на глубине 2911,5-3160 (а.о. 2813,5-3062) опробовано в открытом стволе в 2-х интервалах на отметках 3049-3160 (а.о. 2951-3062 м) и 3049-3136 (а.о. 2951-3038 м) и в обоих получен приток пластовой воды 175 и 199 м³/сут. Но по ГИС до а.о. -2901 пласт нефтенасыщенный, на этой уловной отметке и принят водонефтяной контакт.

Эффективная толщина, выделенная по данным ГИС, равна 49 м., нефтенасыщенная 37 м.

Залежь массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 0,5 х 0,3 км, высота – 93,4 м.

Залежь № 3 вскрыта одной скв. «О» на глубинах 2903,6-2956,6 (а.о. 2809,2-2862,2). Пласт перфорирован в интервале 3728,4-3744,8 (а.о. 2833-2850) и за первый месяц работы получен дебит 64,2 т/сут нефти и 25% воды. Предполагаем, что контакт расположен ниже чем вскрыто скважиной, что подтверждает и ГИС, поэтому ВНК принят по аналогии с соседним блоком № 2, на а.о. -2884 м.

Залежь массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 0,91 х 0,78 км, высота – 79 м.

Нефтяная залежь №8, вскрытая скв. «Р» и «N», дала приток нефти выше а.о. 2845 (принятый уровень ВНК для данной залежи). Результаты опробования, давшие нефть и воду, а также данные насыщенности по ГИС подтвердили положение ВНК на а.о. 2845 (таб. 5.1-5.2). По ГИС вскрытая эффективная мощность изменяется в небольшом диапазоне 37,7-37,9, 31,9 м, нефтенасыщенная более дифференцирована от 3,5 (скв. 208) до 20,2 (скв. 203) м.

Залежь массивная, тектонически-ограниченная. Размеры ее – 0,83 х 0,58 км, высота – 52,4 м.

Газоконденсатная залежь (№ 10) вскрыта скважиной «Н» в северо-восточной части структуры. По геофизическим данным эффективная и газонасыщенная толщины равны 35 м.

В скважине «Н» опробовано два интервала: 3020-3030 м (а.о. -2952,8-2962,8 м) и 2964-2976 м (а.о. -2896,8-2908,8 м). Из первого интервала получен приток газаоконденсата и пластовой воды, дебитами газа 35,9 тыс.м³/сут, через 8 мм штуцер. Газоводяной контакт условно принят по подошве эффективной газонасыщенной части пласта на а.о. -2954 м.

Залежь массивная, тектонически ограниченная с размерами – 3,1 x 1,4 км и высотой – 74,6 м.

На месторождении выполнен значительный объем опробования продуктивных пластов. Так по пласту М₁ опробовано 92 объекта, из них 8 - газоводяных, 17 – нефтяных, 22 – нефтеводяных, 30 – водяных, 15 - “сухих”.

2.4 Петрофизическая характеристика разреза

Литологически песчано-глинистый разрез сложен глинами, песчаниками, алевролитами, аргиллитами, карбонатизированными песчаниками и углями. Выдержанные глинистые пласты выбираются в качестве реперов для корреляции разрезов скважин по всей территории района.

Плотностные свойства

Плотность для залежей нефти определяется в основном плотностью пород- коллекторов, которая в свою очередь зависит от их пористости и в меньшей степени от минерального состава.

Нефть способствует уменьшению плотности в объеме залежи по отношению к водоносной части коллектора. В соответствии с этим величина $\rho_{эф}$ является отрицательной.

Электрические свойства

Удельное электрическое сопротивление и поляризуемость.

Электрическое сопротивление залежей нефти нефтеносных пластов может превосходить $\rho_{эф}$ водоносных пластов в 100 раз и более.

Влияние термодинамических условий залегания проявляется главным образом через изменение электрических свойств насыщающего флюида. В общем случае увеличения всестороннего давления ведет к возрастанию сопротивления, а увеличение температуры- к уменьшению его, т.к. повышается проводимость флюида.

В целом электрическое сопротивление почти всех видов пород с глубиной уменьшается, поскольку влияние температуры превалирует над давлением. Месторождение нефти и газа характеризуется повышенной поляризуемостью пород как в области залежи так и выше нее.

Радиоактивность

Из осадочных пород, типичных для нефтяных и газовых месторождений, наиболее радиоактивны чистые глины, высокая интенсивность гамма-излучения которых фиксируется на диаграммах ГК. Менее радиоактивны песчаные и известковые глины, за ними идут глинистые пески, песчаники, чистые пески и карбонатные породы.

Нейтронные свойства

Основными факторами, вызывающими замедление и поглощение нейтронов, являются водородо- и хлоросодержание среды. Обращает внимание близость нейтронных характеристик нефти и воды, обусловленная практически одинаковым их водородосодержанием.

Физические свойства нефти и газа

Плотность нефти в поверхностных условиях колеблется в пределах 0.73-1.03 г/см³ (при $t=200\text{ C}^0$). Вязкость нефтей (свойство их подвижности), измеряемая в паскалях на секунду, изменяется в широком диапазоне 0.001-0.15 Па*с и с повышением температуры снижается. Для характеристики пластовой нефти определяют газовый фактор (м³/т)- количество растворенного в пластовой нефти газа, выделяемого при $t_0=150\text{ C}^0$, давлении ~100 кПа из 1 т нефти. Газовый фактор колеблется в широких пределах (от единиц до сотен куб.метров на 1 т.) Давление, при котором начинается выделение из пласта растворённого газа, называют давлением насыщения. Как правило, они ниже пластового.

Объёмный коэффициент пластовой нефти - это отношение удельного объёма нефти в пластовых условиях к объёму этой же, но дегазированной на поверхность нефти в нормальных условиях. Значение объёмного коэффициента в зависимости от газового фактора изменяется от 1.05 до 1.3. При гидродинамических исследованиях и других расчетах объём и дебит нефти пересчитывают на пластовые условия с помощью объёмного коэффициента.

Таблица 2.4.1 Физические свойства горных пород

Горная порода	Плотность г/см ³	Пористость %	Рп Ом*м	Гу мкр/час	Скорость, up (м/с)
Глина	2.4	20	1-10	7-20	1200-2500
Аргиллит	2.4	16-20	5-12	12-14	2000-2500
Алевролит	2.3	20	5-20	10-20	1500-4500
Песчаник водоносный	2,2-2,5	11-20.2	3-6.4	5-10	1500-5500
Песчаник нефтеносный	2,2-2,5	11-20.2	4-29	5-10	
Песчаник карбонатизиро ванный	2,3-2,7		15-200	4-7	3000-6000
Аргиллит битуминозный	2.45	16	50-60	30-70	
Уголь	1,25-1,6	3-12	100 и более	2,5-5	1000-2500

3. Анализ основных результатов ранее проведенных геофизических исследований

В результате комплексного изучения керна и ГИС (ГК,НГК(НКТ), БК) для были выделены следующие литотипы:

- Глинисто-кремнистые породы;
- Мраморизованные известняки;
- Трещиноватые известняки;
- Брекчированные известняки;
- Известняки с глинистой примесью;
- Доломиты и доломитизированные известняки;

Для определения предела коллектора использовались результаты испытаний по 27 интервалам , из них 8 бесприточных. Предельные значения были приняты: $D_{гк}=0,26$; $K_{побщ}=4\%$; $K_{пэф}=0,5\%$.

Тип коллектора оценивался по общей пористости (на основании кернового материала):

- трещинный-до 4 %
- каверново-трещинный - 4-8 %.

Оценка характера насыщения.

Для оценки характера насыщения использовался способ нормализации в варианте сопоставления кажущегося сопротивления ($R_{кБК}$), зарегистрированного в логарифмическом масштабе, с диаграммой метода пористости (НГК или НКт). Продуктивные коллектора выделялись по превышению кривой $lg R_{кбк}$ над кривой НГК (НКт).

Определение коэффициентов пористости.

Для определения коэффициента общей пористости ($K_{п}$) карбонатных пород использовались методы нейтронного каротажа. Водородосодержание глини принималось равным 20 % (рекомендации ВНИИГеофизики). Глинистость рассчитывалась по уравнению Ларионова.

4. Основные вопросы проектирования

4.1 Задачи геофизических исследований

Задачей геофизического исследования скважин будет являться уточнение водонефтяного контакта на месторождении

4.2 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

В целом, геолого-технические условия на месторождении благоприятны для проведения промыслово-геофизических исследований. Геофизические исследования в скважинах Чкаловского месторождения представлены следующим комплексом исследований: 1) боковое каротажное зондирование; 2) боковой каротаж; 3) микрокаротажное зондирование;

4) кавернометрия; 5) индукционный каротаж; 6) резистивиметрия;

7) радиоактивные методы (ГК, НКТ); 8) акустический каротаж (АК)

1) Боковое каротажное зондирование (БКЗ) – электрический каротаж с использованием нескольких однотипных нефокусированных зондов различной длины, обеспечивающих радиальное электрическое зондирование пород. Измеряемая величина – кажущееся удельное электрическое сопротивление (ρ_k) в (Ом·м). К комплексу БКЗ рекомендуется добавлять измерение температуры электротермометром в условиях неустоявшегося (текущего) температурного состояния ствола скважины, существующего при проведении БКЗ, что позволяет корректировать удельное электрическое сопротивление промывочной жидкости и дает дополнительную информацию при интерпретации материалов электрического каротажа. При геофизических работах БКЗ выполняют в первую очередь, чтобы исключить влияние эффектов, связанных с образованием глубоких зон проникновения.

2) Боковой каротаж

Боковой каротаж (БК). Чтобы выделить маломощные пласты-коллекторы используют данный метод. Так же этот каротаж решает задачу

определение удельного сопротивления и уточнения продуктивных мощностей. Большая расчленяющая способность бокового каротажа

характеризуется формой кривой КС и наличием экранированных электродов, которые препятствуют распространения тока от главного электрода по скважине и обеспечивают направление его непосредственно в пласт, вследствие этого влияние скважины и вмещающих ГП никак не влияют на результаты измерений.

3) Микрокаротажное зондирование

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) позволяет более детально изучить разрез, сложенный пластами большой и малой мощности, выделить коллекторы и детально изучить их строение, за счет малой длины зондов МПЗ и МГЗ, и как следствие малой глубины исследования, вблизи стенки скважины. Наличие двух кривых, полученных по и МПЗ и МГЗ, позволяет учесть влияние глинистой корки на величину кажущегося сопротивления и выделять проницаемые интервалы и плотные пропластки, для определения и уточнения границ пластов-коллекторов по их положительному расхождению МПЗ больше МГЗ.

4) Кавернометрия

Кавернометрия (КВ). Метод основан на измерении фактического диаметра скважины. В разрезе с различными горными породами фактический диаметр скважины не всегда является номинальным. Диаметр может увеличиваться и также уменьшаться. Фактический диаметр скважины измеряется каверномером, который представляет из себя четыре рычага, прижатых к стенке скважины. По отклонениям этих рычагов можно рассчитать диаметр скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, а также ее средний диаметр.

5) Индукционный каротаж

Индукционный каротаж (ИК) изучает удельную электропроводность ГП с помощью индукционных токов. Метод ИК отличается от других электрических методов, тем что, ему не требуется контакт измерительной

установки с промывочной жидкостью. Это увеличивает точность метода на измерения. Метод ИК применим при исследовании пород низкого и среднего сопротивления, при наличии повышенного проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт. По кривым ИК более точно определяется положение водонефтяного контакта и удельное сопротивление водоносных коллекторов низкого сопротивления.

6) Резистивиметрия

Резистивиметрия позволяет получить сведения об удельном электрическом сопротивлении промывочной жидкости, заполняющей скважину. Данные сведения необходимы для определения минерализации пластовых вод по результатам метода потенциалов ПС и количественной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК, ВИКИЗ, микрозондирования.

7) Радиоактивный метод (ГК)

Радиоактивный метод (ГК) основан на изучении естественной гамма активности пород вдоль ствола скважины. Естественная гамма активность горных пород в основном обусловлена присутствием в них естественных радиоактивных элементов (урана, тория и изотопа калия-40). Самопроизвольный распад атомных ядер, которых, в естественных условиях, сопровождается гамма-излучением, которое возникает в результате ядерных процессов и рассматривается как поток дискретных частиц-квантов. Благодаря своей высокой проникающей способности гамма-излучение имеет практическое значение при исследовании разрезов скважин (γ -лучи полностью поглощаются лишь слоем пород толщиной 1 м).

Показания ГК являются функцией не только радиоактивности пород, но и их плотности. При одинаковой гамма - активности породы с большей плотностью отмечаются меньшими показаниями ГК из-за более интенсивного поглощения ими γ лучей.

Сущность метода нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ) заключается в исследовании интенсивности тепловых нейтронов по разрезу скважины на определенном заданном расстоянии (длина зонда) от источника быстрых нейтронов, которые в результате замедления породообразующими элементами превращаются в тепловые. Плотность тепловых нейтронов определяется числом нейтронов, замедлившихся до тепловой энергии, числом нейтронов, поглотившихся в исследуемой среде, а также длиной зонда. Регистрируемая интенсивность тепловых нейтронов в данном методе зависит от замедляющей и поглощающей способности горной породы, то есть от водородосодержания и наличия элементов с высоким сечением захвата тепловых нейтронов. При помощи данных нейтронного каротажа выделяются пластичные глины - покрывки, определяется структура глинистых пластов, выделяются плотные прослои и зоны углефикации и битуминизации. В совокупности с другими методами НКТ также информативен при разделении водонефтенасыщенных пластов, но только при высокой минерализации пластовых вод. Методами нейтронного каротажа скважин исследуют пространственное распределение плотности надтепловых и тепловых нейтронов.

8) Акустический каротаж (АК)

Акустический каротаж (АК) применяют для литологического расчленения разрезов и расчета упругих свойств пород, локализации трещиноватых пород, трещин гидроразрывов и интервалов напряженного состояния пород, определения коэффициентов трещино-каверновой пористости коллекторов и характера их насыщения.

5. Методические вопросы

5.1 Методика проектных геофизических работ

Проводимый комплекс ГИС на Чкаловском месторождении соответствует типовому обязательному комплексу, который предусмотрен для терригенного разреза месторождений Томской области и выполнен в соответствии с требованиями технической инструкции на проведение геофизических исследований.[2]

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) проводилось в интервале продуктивных пластов комплектом подошвенных градиент-зондов: А0.4М0.1N, А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, А4.0М0.5N, А8.0М1N. Использовалось для выделения пород-коллекторов, определения характера насыщения, параметров зоны проникновения и неизменной части пласта. Масштаб по глубине 1:200. Масштаб записи кривых кажущегося сопротивления 2,5 Ом/см. Скорость регистрации 2000-2500 м/час.

Боковой картаж (БК) проводился в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых и плотных пропластков, определения сопротивления зоны проникновения и неизменной части пласта в комплексе с БКЗ и ИК. Масштаб записи кривой сопротивления 2,5 Ом/см в линейном масштабе, в логарифмическом масштабе с модулем 4.0. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 1500-2000 м/час. Качество материалов в основном хорошее. БК проводился аппаратурой К-3, ЭК-М.

Индукционный картаж (ИК) проводился в интервале БКЗ. Он является основным методом при определении удельного электрического сопротивления пород-коллекторов ограниченной мощности (<5 м), используется для определения характера насыщения, положения водонефтяного контакта. Масштаб записи кривой проводимости – 20 мСим/см. Масштаб глубин 1:200. Скорость регистрации 2000-3000 м/час.



Рис.5.1.1 Прибор К1А-723М

Прибор **К1А-723М** предназначен для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. Прибор обеспечивает измерение за один проход по интервалу исследования комплексом зондов БКЗ, зондом трехэлектродного БК, зондом ИК, резистивиметром.

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) проводилось в интервале БКЗ с целью выделения проницаемых интервалов и плотных пропластков, для определения и уточнения границ пластов. Запись производилась микроградиент-зондом А0.025М0.025N и микропотенциал-зондом А0.05М одновременно. Скорость регистрации до 1000 м/ч. Масштаб записи кривых 2,5 Ом/см. Качество кривых хорошее и удовлетворительное. Применялась аппаратура Э-2, КЗ-723М.

Радиоактивный каротаж включает в себя гамма-каротаж (ГК) и нейтронный каротаж (НГК или НКТ). Проводился для литологического расчленения разрезов скважин, корреляции и выделения коллекторов. Масштаб записи ГК – 1 мкр/ч/см, НГК-0,1 у.е/см, для НКТ – 0,1у.е./см. Масштаб по глубине 1:500 по всему стволу, 1:200 - в продуктивной части разреза.

В канале ГК и НГК используются счетчики NaJ размером 40*80 (30*70) В канале НКТ применяются счетчики СНМ-18. Мощность плутониево-бериллиевых (Pu + Be) источников $4,79 \cdot 10^6$ - $9,4 \cdot 10^6$ н/с. Скорость регистрации в продуктивной части разреза – 180-200 м/час, по всему стволу – 360-400 м/час. Постоянная интегрирующей ячейки - 3 - 6 с. Применялась аппаратура РКС-3М.(Рис. 2)



Рис.5.1.2 РКС-3М

Кавернометрия проводилась с целью определения диаметра скважины, выделения проницаемых пропластков, уточнения эффективных мощностей. Масштаб записи кривой ДС - 2 см/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации 1500-2000 м/ч.

Резистивиметрия проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости (ρ_c), которое использовалось при обработке БКЗ, ИК, БК. Масштаб записи кривой 0,5 Ом/см. Масштаб глубин 1:500, 1:200. Скорость регистрации до 3000 м/ч.

Акустический каротаж (АК) проводился в скважинах пробуренных после 2004 года с целью уточнения фильтрационно-емкостных свойств пласта М₁. Масштаб записи 1:200. Скорость регистрации 800м/ч. Качество материала удовлетворительное. Применялась аппаратура АК-73М, АК-М.

5.2 Интерпретация геофизических данных

5.2.1 Литологическое расчленение разреза, построение

литологической колонки

Для построения разреза скважины используется комплекс диаграмм различных геофизических методов. Построение разреза включает две операции: определение границ и мощностей отдельных пластов и оценку литологической характеристики выделенных однородных интервалов.

Для определения границ и мощностей пластов используются обычно диаграммы методов ПС, КС, ГК. Литологическая характеристика пород оценивается по сумме признаков, выявленных на диаграммах различных методов. Чем больше число признаков, характеризующих породу, установлено, тем точнее она может быть определена.[3]

При комплексной геофизической интерпретации необходимо учитывать, что существующие методы дают физические признаки пород, часто являющиеся общими для разных отложений. В связи с этим в тех случаях, когда совершенно неизвестны ни минералогический состав, ни литологическая характеристика пород, следует строить условную колонку расчленения разреза по физическим признакам, которая затем уточняется по данным петрографических исследований образцов, извлеченных в процессе бурения скважины.

Песчаники и алевролиты имеют отрицательные показания на диаграммах ПС; более высокие значения КС (от единиц до сотен Ом); промежуточные показания на диаграммах ГК и ННК-Н.

КС песчаников и алевролитов меняется в очень широких пределах в зависимости от их плотности и пористости, характера насыщения пор, состава цемента и примеси глинистого материала.

Алевролиты характеризуются, в общем, такими же признаками, как и песчаники, но выраженными менее отчетливо.

Повышение содержания глинистого материала в нефтенасыщенном песчанике приводит к уменьшению амплитуды ПС и значительному

снижению сопротивления. При этом если содержание глинистого материала будет велико, то могут резко измениться показания и других методов, что вызовет затруднение в выделении такого коллектора.

5.2.2 Способы выделения пластов – коллекторов

К коллекторам относятся породы, способные вмещать нефть, газ или воду и отдавать их при разработке. По условиям образования коллекторы нефти и газа относятся преимущественно к осадочным отложениям. Большинство терригенных коллекторов поровые, трещинные, трещинно-каверновые. Выделение коллекторов производится с использованием установленных для них прямых качественных признаков и количественных критериев.[5]

Прямым качественным признаком движения флюидов в поровом пространстве, устанавливаемым по материалам ГИС, является проникновение фильтрата промывочной жидкости (ПЖ) в пласты, вызывающего формирование глинистой корки на стенках скважины и зоны проникновения фильтрата в породе. При разбуривании коллекторов на пресной глинистой ПЖ и достаточной репрессии на пласты, признаками проникновения служат :

Уменьшение диаметра скважины за счет образования глинистой корки на границе скважина-пласт, устанавливается на кривых кавернометрии или профилиметрии по уменьшению фактического диаметра по сравнению с номинальным.

Положительные приращения на микрозондах $p_k = p_{кпмз} - p_{кзмз}$, $p_k > 2-4$ мм)

Наличие повышающего проникновения фильтрата ПЖ в пласт, устанавливаемого по данным кривых сопротивления, полученных зондами различной длины (ВИКИЗ).

Косвенные качественные признаки коллекторов характеризуют породы, которые по своим свойствам могут принадлежать к коллекторам.

К таким признакам относятся:

- Отрицательная аномалия ПС.
- Уменьшение естественной радиоактивности коллекторов относительно вмещающих глин.
- Средние значения показаний на диаграммах нейтронного и акустического методов.

5.2.3. Определение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.

Определение пористости

Коэффициент (K_n) общей пористости характеризует отношение объема пор V_n и других пустот в породе к ее общему объему $V_{пор}$

$$K_{п} = \frac{V_n}{V_{пор}}$$

По сообщаемости пор друг с другом различают открытую $K_{но}$ и закрытую $K_з$ пористости

$$K_{п} = K_{по} + K_{пз}$$

По способности пор принимать, содержать и отдавать свободную жидкость или газ различают эффективную $K_{нэф}$ пористость. Наличие эффективной пористости отделяют породы-коллекторы от неколлекторов. В гидрофильном коллекторе:

$$K_{пэф} = K_{по}(1 - K_{в0})$$

Часть эффективной пористости представляет в коллекторе динамическую пористость ($K_{нд}$), которая характеризует проточный объем эффективных пор

$$K_{нд} = K_{п}(1 - K_{в0} - K_{но})$$

Определение $K_{п}$ по кривой естественной поляризации пород

Для каждой фациальной зоны пласта Ю₁¹ с использованием керна материала была построена зависимость $K_{п} = f(A_{пс})$ (табл. 2, т. III).

Для баровых кварцевых песчаников пористость рассчитывалась по зависимости:

$$K_{п} = 11,546 * A_{пс} + 6,9614 \quad R^2 = 0,79$$

Для песчаников переходной зоны от лагунных отложений к баровым использовалась зависимость:

$$K_n = 23,694 \cdot A_{пс} + 2,5797 \quad R^2 = 0,91$$

Определение K_n по нейтрон-нейтронному методу по тепловым нейтронам

Регистрируемая интенсивность излучения $J_{ННК-Т}$, при заданных мощности источника нейтронов и размером измерительного зонда, в основном определяется содержанием водорода в среде, окружающей скважинный прибор: горной породе, промывочной жидкости и глинистой корке. Кроме того, существенное влияние на интенсивность вторичного излучения оказывают составы минерального скелета породы и солей, растворенных в пластовой воде и ПЖ, плотность породы и ПЖ. Водородный индекс чистого пласта

$$W = K_n W_{фл}$$

где $W_{фл}$ - водородный индекс флюида Водородный индекс пласта с пористостью K_n и объемной глинистостью $K_{гл}$:

$$W = K_n W_{фл} + K_{гл} W_{св}$$

где $W_{св}$ - содержание связанной воды в единице объема глинистой фракции.

Основные зависимости для определения K_n представляют собой графические связи между K_n и калиброванными показаниями аппаратуры конкретного типа, выраженными в условных единицах. Если для определения K_n применяются опорные пласты с другими значениями пористости, чем те, для которых построены палетки, относительные единицы рассчитывают:

$$\Delta I = \frac{J_x - J_{\min}}{J_{\max} - J_{\min}}$$

где ΔI - двойной разностный параметр против исследуемого пласта;
 I, I_{\min}, I_{\max} - интенсивности, отсчитываемые против исследуемого пласта и

соответственно против пластов с минимальными и максимальными показаниями с известным водородосодержанием.

Для определения W будет использоваться ранее полученная зависимость:

$$W=0,2827J^2+6.4135J+48.348,$$

где J -интенсивность НКТ

В показания кривых ННК-Н следует вводить поправки за влияние вмещающих пород, инерционности аппаратуры, технических условий измерений (изменение диаметра скважины, толщины глинистой корки, характеристик промывочной жидкости), литотипа, глинистости, газонасыщенности и т.д. Но внесение всех этих поправок процесс очень трудоемкий и в результате, в большинстве случаев, в показания ННК-Н вносят одну поправку - за глинистость.

Преимущества нейтронного метода при определении коэффициента пористости — это почти полное отсутствие влияния структуры горных пород,

Зная, что на $K_{п}$, определенный по ННК-Н, влияние оказывают водородосодержащие глины, скважины глинистой корки, коэффициент пористости можно записать /2/:

$$K_n = K_n^{ннм-т} + \Delta W$$

где ΔW - поправка, учитывающая влияние $W_{эл}$, $W_{СКВ}$, $W_{эл}$ к; $K_{п}$ - коэффициент пористости породы. ΔW можно рассчитать для пластов с известными $K_{п}$ и $K_{пл}$ /2/:

$$W = K_{п} - K_{п}^{кern}$$

Если построить зависимость $a_{nc} = f(\Delta W)$ (Рис.4.3.1.), то по полученному уравнению корреляции будет возможно рассчитать ΔW для всего разреза скважины, где определено a_{nc} , а затем, путем введения поправки в $K_{п}$, получить истинную пористость пласта.

Определение $K_{п}$ по гамма-методу.

На Чкаловском месторождении для пласта Ю₁ и была построена корреляционная связь коэффициента пористости K_n от ΔI . Для построения

зависимости $K_n=f(\Delta J)$ использовались привязанные к разрезу значения пористости, определенные по керну, полученная зависимость описывается следующим

$$K_n=10,92Ln(\Delta I)+21,56,$$

где ΔI - относительный параметр, определенный по формуле:

$$J=\frac{J_x}{J_{on}},$$

где J_x -интенсивность в исследуемом пласте, J_{on} -интенсивность опорного пласта, за который, как правило, принимается мощный, выдержанный по площади глинистый пласт максимальными показаниями ГК. Коэффициент корреляции 0,8867. После получения зависимости, определяется пористость для каждого пропластка.

Определение глинистости

Для расчета глинистости, определение которой проводилось по двойному разностному параметру ГК($J_{гк}$) и относительной амплитуде ПС (Апс), построена зависимость для пласта Ю₁¹ Чкаловского месторождения.

Глинистость рассчитывалась по формуле:

$$K_{гл}=0,9207*\exp(-3.9474*Апс)$$

6. Специальное исследование

Анализ гидродинамических исследований на примере пласта М1 Чкаловского нефтяного месторождения (Томская область)

6.1 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

ГДИС (Гидродинамические исследования скважин) - совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, уровень жидкости, дебит и др.) и отбор проб пластовых флюидов (нефти, воды, газа и газоконденсата) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию во времени.

Интерпретация ГДИС позволяет оценить продуктивные и фильтрационные характеристики пластов и скважин (пластовое давление, продуктивность или фильтрационные коэффициенты, обводнённость, гидропроводность, проницаемость и т.д). Эти исследования являются прямым методом определения фильтрационных свойств горных пород в условиях залегания, характера насыщения пласта (газ/нефть/вода) и физических свойств пластовых флюидов (плотность, вязкость, объёмный коэффициент, сжимаемость, давление насыщения и т. д.).

Методы ГДИС:

1) ИД (индикаторные диаграммы) - метод снятия индикаторной диаграммы применяется с целью определения оптимального способа эксплуатации скважины, изучения влияния режима работы скважины на величину дебита. Индикаторные диаграммы строятся по данным установившихся отборов и представляют собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления. Основными определяемыми параметрами являются ФЕС призабойной зоны.

2) КВД (кривая восстановления давления) – исследование методом заключается в регистрации давления в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён), которая была закрыта путём герметизации устья после кратковременной работы с известным дебитом или после установившегося

отбора. Продолжительность исследования эксплуатационной скважины методом КВД может составлять от нескольких десятков часов до нескольких недель, благодаря чему радиус исследования охватывает значительную зону пласта. Тем не менее, при большой длительности исследования конечные участки КВД могут быть искажены влиянием соседних скважин на распределение давления в удалённой зоне пласта.

3) КВУ (кривая восстановления уровня) - метод применяется для скважин с низкими пластовыми давлениями, то есть нефонтанирующих или неустойчиво фонтанирующих. Проводится в остановленной скважине (отбор жидкости прекращён) которая была закрыта путём герметизации устья. Производится регистрация глубины динамического уровня жидкости и ВНР с течением времени. Подъём уровня и рост столба жидкости сопровождается увеличением давления. Кривую изменения давления в этом случае называют кривой притока (КП). После полного прекращения притока и восстановления давления выполняют замер статического уровня и пластового давления. Длительность регистрации КВУ зависит от продуктивности скважины, плотности флюида, площади сечения поднимающегося в стволе скважины потока жидкости и угла наклона ствола скважины. Обработка КВУ позволяет рассчитать пластовое давление, дебит жидкости и коэффициент продуктивности.

4) КПД (кривая падения давления) – метод заключается в замере давления в процессе падения давления в закрытой после периода закачки жидкости в нагнетательную скважину. Длительность регистрации КПД зависит от приемистости скважины, площади сечения, потока жидкости и угла наклона ствола скважины. После снятия показаний с глубинного манометра извлекается производная ($\Delta P/\Delta T$) и производится интерпретация графика данной производной (как правило с применением ПО Saphir) Метод позволяет определить: пластовое давления, коэффициент приемистости, границы пласта, проницаемость, а также скин фактор.

5) $H_{ст}$ (статический уровень) – уровень, на котором устанавливается в скважине пластовая жидкость после вскрытия пласта. В зависимости от проницаемости пласта статический уровень устанавливается в течение более или менее длительного времени. Статический уровень соответствует естественному (не нарушенному откачкой или нагнетанием) уровню подземной воды. При исследовании глубиннонасосных скважин, а также для контроля за изменением уровня в непереливающихся наблюдательных и пьезометрических скважинах используются глубинные уровнемеры или пьезографы

Приборы и устройства, предназначенные для измерения уровня жидкости в скважине, т. е. расстояния от устья скважины до поверхности жидкости, ее заполняющей, обычно называются уровнемерами в отличие от пьезографов, с помощью которых измеряется приращение уровня, независимо от его начального положения.

По методу измерения уровней в скважине оба вида приборов делят на две группы:

1. поплавковые, чувствительным элементом которых служит поплавок, находящийся на поверхности жидкости;
2. звукометрические, основанные на определении уровня по времени прохождения упругой звуковой волны от устья до уровня жидкости в скважине.

При помощи данного метода можно определить пластовое давление расчетным методом (для расчета нужно знать плотность флюида в скважине), погрешность является достаточно высокой, однако метод довольно часто используется на промысле благодаря низкой цене и времени исследования.

б) $P_{пл}$ (пластовое давление) – для проведения исследования методом $P_{пл}$ в остановленную скважину спускается глубинный манометр на проволоке, его спускают до определенных глубин и удерживают некоторое время на данной глубине таким образом записывая так называемые

«полочки». Далее полученные давления с каждой полочки пересчитывают на глубину забоя скважины. Итоговое пластовое давление получается путем вычисления среднего значения всех полученных пересчитанных давлений.

6.2 Выбор участка работ

На моем месторождении ГДИС применялись в пласте М₁, так как данный пласт является наиболее перспективным и интересен для изучения и рассмотрения в рамках месторождения.

6.3 Результаты проведения ГДИС

Испытания разведочных скважин после бурения с целью определения продуктивности пластов и границ залежи (уточнение распространения продуктивных пластов в плане и разрезе и выявление геологических неоднородностей в межскважинном пространстве) проводились начиная с 1978 г. по 1996 г.

Испытания проводились в эксплуатационной колонне, скважины исследовались на стационарных режимах фильтрации с построением индикаторных диаграмм (ИК), на неустановившихся режимах фильтрации с записью кривой восстановления давления (КВД).

Результаты гидродинамических исследований, выполненных в разведочных скважинах, позволили получить общее представление о фильтрационных свойствах объекта М₁, распределении продуктивности скважин по площади залежи и блоках.

Гидродинамические исследования пласта М₁ проведены в 15 разведочных скважинах №№ 1Р, 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 7Р, 8Р, 9Р, 10Р, 11Р, 13Р, 18Р, 26Р, 501Р, 502Р (рисунок 6.1).

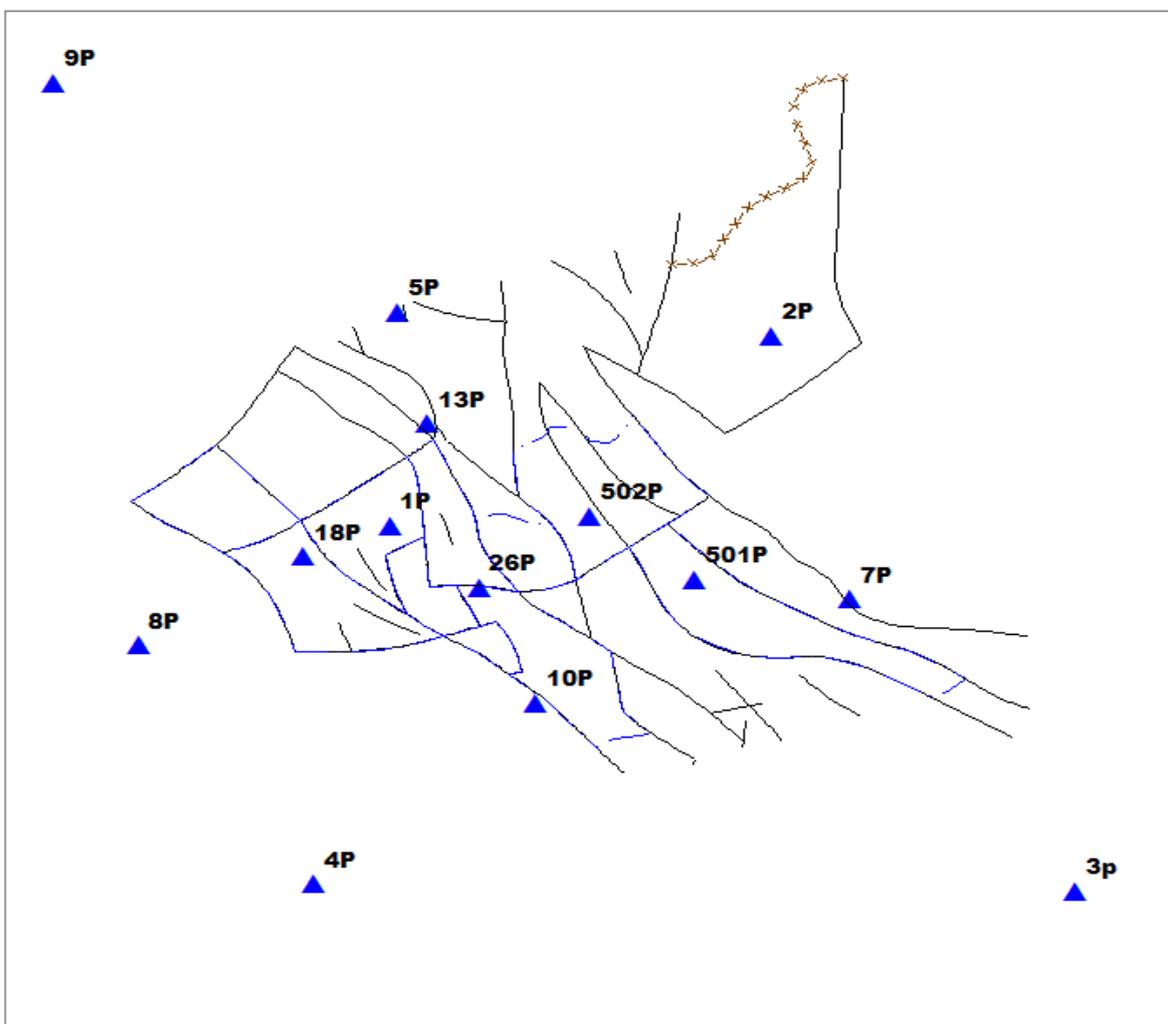


Рис.6.1. Обзорная карта испытаний пласта М1 Чкаловского месторождения

Продуктивность пласта М₁ установлена по испытаниям скважин №№ 1P (а. о. -2845-2858 м), 18P (а. о. -2860-2876 м), 26P (а. о. -2870-2880 м), 501P (а. о. -2861-2865 м) и 502P (а. о. -2854-2889 м) в интервалах глубин 2937-3102 м (а. о. -2845-2898 м). Испытания скважин проводились методом снижения уровня компрессором после промывки скважины на нефть. При проведении испытаний депрессия на пласт изменялась от 0,1 до 9,8 МПа, в среднем 2,1 МПа, где получены безводные притоки нефти с дебитом от 11,3 до 117,5 м³/сут, в среднем 63,36 м³/сут, и от 6 до 24 тыс. м³ газа.

Газовый фактор определен в среднем на уровне 227,4 м³/м³. Наиболее высокие значения ГФ в среднем 317 и 284 м³/м³ установлены соответственно по скважинам № 501P и 502P, превышающие почти в 2 раза ГФ по скважине № 1P (127,8 м³/м³).

Величина коэффициента продуктивности изменяется от 0,7 до 13,6 м³/(сут*МПа), составляя в среднем 5,75 м³/(сут*МПа).

Проницаемость пласта установлена в диапазоне 6,5-45,6*10⁻³ мкм², в среднем 21,4*10⁻³ мкм².

Гидропроводность изменяется в диапазоне от 145,3 до 2966 м³*10⁻¹²/(Па*с). Среднее значение гидропроводности для продуктивного пласта М₁ составляет 950,3 м³*10⁻¹²/(Па*с).

В скважинах № 18Р (отн. отм. 3119-3273 м) и 26Р (отн. отм. 3044-3130 м) в результате испытания получен приток пластовой воды с дебитами 11-90 м³/сут и 119-288 м³/сут при депрессии 7,5 МПа и 1-6,3 МПа соответственно. При испытании скважины № 26Р отмечена склонность к поглощению 22 м³/с при статическом уровне 152 м (при создании репрессии на пласт 1,4 МПа). Пластовое давление в водонасыщенной части залежи составило 28,9 МПа, ГФ – 3,4 м³/м³, пластовая температура – 121,3 °С. Испытанный пласт характеризуется высокими фильтрационно–емкостными свойствами и пониженным пластовым давлением, обладает поглощающей способностью и высокодебитными (ниже статического уровня) притоками.

Различия в составе и интенсивности притока, установленные в результате испытания разведочных скважин, дают основание полагать о принадлежности скважин к разным структурным блокам. Наиболее высокая продуктивность 13,62 м³/(сут*МПа) отмечается по скважине № 1Р, средние значения продуктивности – от 3,95 до 9,38 м³/(сут*МПа) установлены в скважинах №№ 26Р, 501Р. В скважине № 502Р при испытании интервала отн. отм. 2965-2970 м наблюдалось поглощение жидкости, значение продуктивности после свабирования составило 1,38 м³/(сут*МПа). В блоках, где в скважинах установлены притоки безводной нефти, нижележащие горизонты представлены интервалами как безприточными, так и с высокодебитными притоками пластовой воды с растворенным газом.

По данным ГДИ скважин начальное пластовое давление пласта М₁ составляет 29,4 МПа, начальная пластовая температура – 119,5 °С.

Гидродинамические исследования эксплуатационных скважин проводились с 1986 г. вплоть до настоящего времени. Основная цель исследований – оценка параметров пласта, контроль энергетического состояния, определение и прогноз продуктивности скважин. Исследования выполнялись на стационарных (ИК) и нестационарных режимах фильтрации (КВД/КВУ, КПД) после остановки скважин. Для оценки текущего пластового давления проводились прямые замеры Рпл и замеры статического уровня (Нст) в скважинах действующего и неработающего фонда.

По результатам исследований по состоянию на 01.01.2015 г. рассчитаны средние значения и диапазон изменения ФЕС продуктивного пласта M_1 и пластового давления, которые представлены в таблице 6.2

Таблица 6.2. Результаты исследования разведочных и эксплуатационных скважин продуктивного пласта

	Результаты испытания разведочных скважин				Результаты испытания эксплуатационных скважин			
	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скважин	измерений			скважин	измерений		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Объект	M ₁							
Начальное (текущее) пластовое давление, МПа	5	10	26,3-30	29,4	20	100	19,7-34	26
Пластовая температура, °С	5	7	118-122,3	119,5	Не определялась			
Геотермический градиент, °С/м					Не определялся			
Дебит нефти, м ³ /сут	5	10	11,3-117,5	63,36	12	19	2,8-238	70,1
Обводненность весовая, %	Безводная нефть				5	7	23-100	39,6
Газовый фактор, м ³ /м ³	5	8	114,7-317	227,4	Не определялся			
Продуктивность, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	5	8	0,7-13,6	5,75	10	18	2,86-650,8	96,1
Приемистость, $\frac{м^3}{сут \cdot МПа}$	Не определялась				Не определялась			
Гидропроводность, $\frac{м^3 \cdot 10^{-12}}{Па \cdot с}$	5	7	145,3-2966,5	950,3	Не определялась			
Приведенный радиус, м,	Не определялся				Не определялся			
Скин-фактор	Не определялся				1	1	-2,5	-2,5
Проницаемость, мкм ² ·х10 ⁻³	5	8	6,5-45,6	21,4	2	2	134-327	230,5
Пьезопроводность, 10 ⁴ м ² /с	2	3	2284,6-9940,9	6377,4	Не определялась			

Исследования пласта M_1 , включая как сложные ГДИС, так и замеры Рпл и Нст, выполнены с начала разработки с 86 % охватом фонда скважин. Объем исследований по годам по пласту M_1 представлен в таблице 3.3.

Гидродинамические исследования пласта M_1 в период эксплуатации проведены в 11 скважинах, в основном при освоении (методом компрессирования) и работе скважин на фонтане безводной нефтью. Всего было выполнено 3 исследования на установившихся режимах фильтрации (ИК), 18 исследований на неуставившихся режимах фильтрации (КВД).

Исследования на установившихся режимах проводились на 3 или 4 режимах. Общий вид индикаторных кривых по результатам исследования скважин прямолинейный (установившаяся фильтрация по линейному закону Дарси) (Рис.6.4).

Средняя продолжительность исследований на неуставившихся режимах (КВД) составляла порядка 72 ч.

По результатам исследований коэффициент продуктивности составил в среднем $96,1 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что значительно выше первоначальных данных, полученных по испытаниям разведочных скважин.

Высокие значения продуктивности были получены по скважинам №№ 105В и 206 и составили $264-650,8 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, удельные коэффициенты продуктивности по ним составили 11,5 и $21,97 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$, что на порядок больше, чем по исследованиям остальных скважин, что подтверждает блоковое строение залежи.

Таблица 6.3. Распределение выполненных исследований по годам
по пласту М1

Год	ИД	КВД	Рпл	Нст	ГП	Общий итог исследований, шт	Кол-во исследованных скважин, шт
1989			1			1	1
1992		3	2			5	3
1993		3	2			5	3
1994		2	1			3	2
1996		1	5			6	1
1997		1	1			2	1
1998		4	3			7	2
1999		1	2			3	2
2000	1		9			10	3
2001			6			6	2
2002			3	2		7	3
2003				1		1	1
2004				7		7	2
2005				9		9	3
2006				4		4	6
2007				2		2	1
2008				2		2	2
2010				1		1	1
2011	1	2		9		12	8
2012	1	1		6		8	6
2013				2	2	4	4
2014			1			1	1

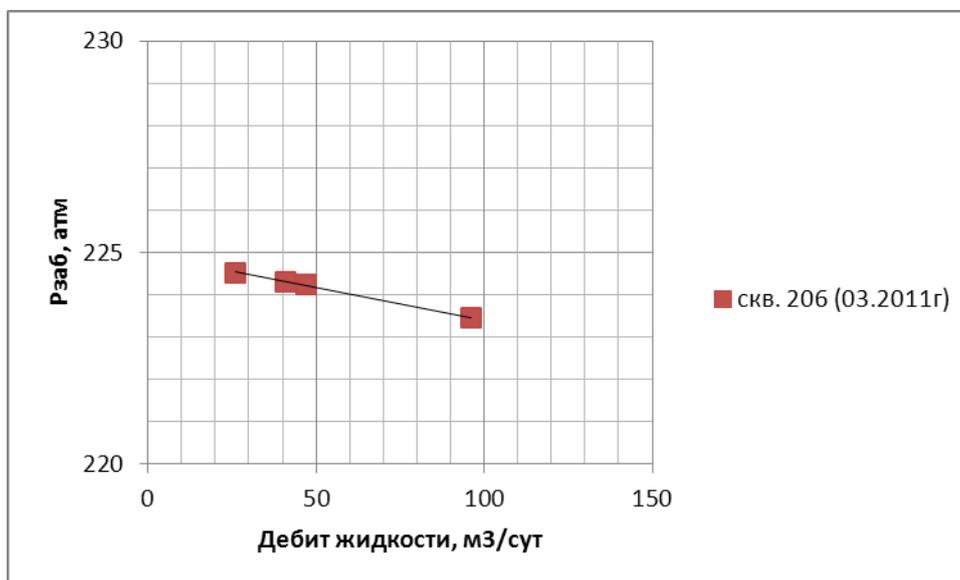
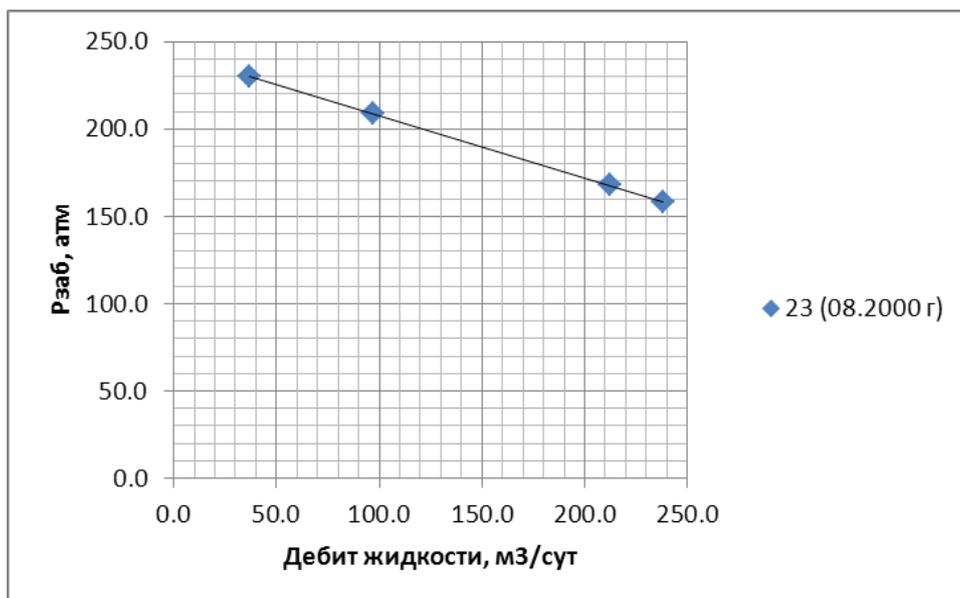
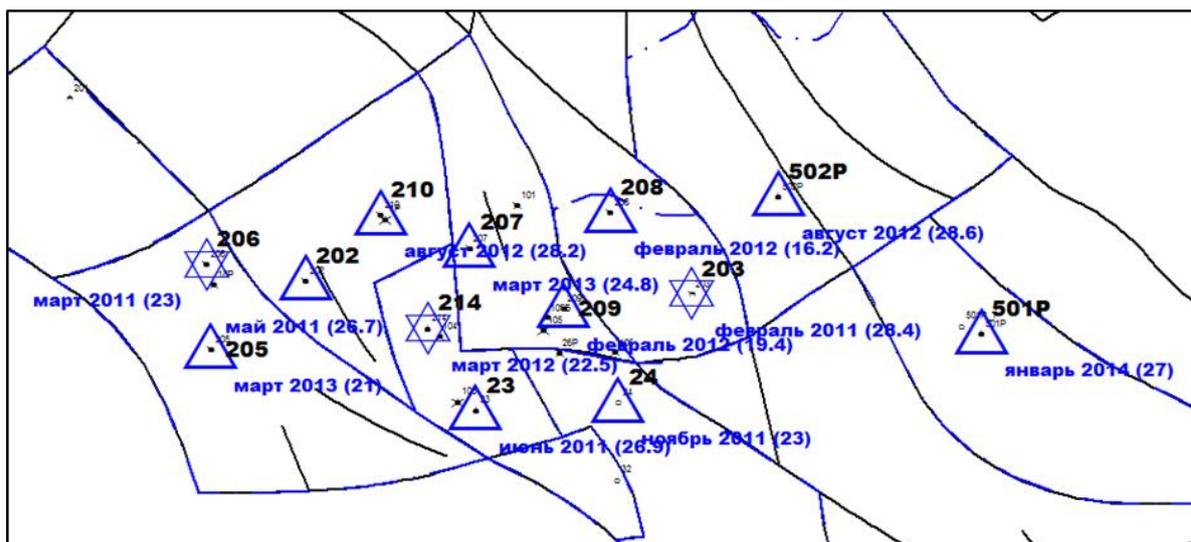


Рис. 6.4 Общий вид индикаторных кривых по результатам исследования скважин в период разработки пласта М1

Чкаловского месторождения

За период 2010 - 2015 гг. выполнено 23 исследование на 13 скважинах. Среднее пластовое давление за этот период составило 23,9 МПа. По результатам исследований скважин по замеру пластового давления в разных блоках залежи можно отметить разные значения пластового давления (рисунок 6.5).



Условные обозначения:  август 2011 (28,6) - замер Нст, Рпл  август 2011 (28,6) - исследование ИК, КВД

Рис. 6.5 Обзорная карта выполненных исследований по замеру пластового давления за период 01.01.2011-31.12.2014 г.

Минимальное пластовое давление зафиксировано по замеру статического уровня в центральном блоке (№ 7) по скважинам №№ 207, 209, 106 и составило от 19,4 МПа до 21,3 МПа, тогда как по скважинам в других блоках давления по замерам более высокие от 22,5 МПа (скважина № 214) в смежном блоке до 28,6 МПа (скважина № 501P) в краевом блоке (№ 9).

Среднее пластовое давление в зоне дренирования добывающих скважин за весь период разработки объекта M_1 составляет 26 МПа и демонстрирует снижение относительно первоначального на 3,4 МПа.

Установленные в результате испытания разведочных и эксплуатационных скважин характеристики пласта M_1 имеют следующие закономерности. Для пласта M_1 различия в составе и интенсивности притока, установленные в результате испытания разведочных и эксплуатационных скважин, позволяют сделать вывод о принадлежности скважин к разным структурным блокам. По результатам испытаний скважин в разных блоках можно отметить разные темпы падения давления за период разработки залежи. Общая динамика снижения пластового давления за период разработки на отчетную дату 3,4 МПа. Кроме того, по результатам ГДИС по поведению

диагностического графика установлено, что происходит интенсивное разгазирование в пласте при эксплуатации ниже давления насыщения, в результате эксплуатации скважин при газонапорном режиме.

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Главной задачей раздела является составление сметы для расчета стоимости комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) для Чкаловского месторождения.

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.[4]

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

Таблица 7.1.

Таблица затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
				Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем. чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объем. чел-час.
Ед. изм.	Кол-во								
1	Кавернометрия	м	150	0.22	чел-час/100м	0.33	0.15	чел-час/100м	0.225
2	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2.94	чел-час/опер	2.94	1.96	чел-час/опер	2.94
3	Инклинометрия (через 10 м)	тчк	150	0.084	чел-час/тчк	0.126	0.056	чел-час/тчк	0.084
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1.02	чел-час/опер	1.02	0.68	чел-час/опер	1.02
5	Профилеметрия	м	150	0.22	чел-час/100м	0.33	0.15	чел-час/100м	0.225
6	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	2.94	чел-час/опер	2.94	1.96	чел-час/опер	2.94

Таблица 7.1 продолжение

7	Боковой каротаж (БК)		150	0.2	чел-час/100м	0.3	0.13	чел-час/100м	0.195
8	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
9	Индукционный каротаж (ИК)	м	150	0.25	чел-час/100м	0.375	0.16	чел-час/100м	0.24
10	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
11	Акустический каротаж	м	150	0.65	чел-час/100м	0.975	0.43	чел-час/100м	0.645
12	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	3.24	чел-час/опер	3.24	2.16	чел-час/опер	3.24
13	РК(ГК. ННК-Т). МЛМ (М 1:200)	м	150	1.8	чел-час/100м	2.7	1.2	чел-час/100м	1.8
14	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	150	3	чел-час/100м	4.5	2	чел-час/100м	3
15	Резистивиметрия	м	150	0.18	чел-час/100м	0.27	0.12	чел-час/100м	0.18
16	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	3.24	чел-час/опер	3.24	2.16	чел-час/опер	3.24
17	РК(ГК. ННК-Т). МЛМ (М 1:200)	м	150	1.8	чел-час/100м	2.7	1.2	чел-час/100м	1.8
18	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	150	3	чел-час/100м	4.5	2	чел-час/100м	3
19	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	3.24	чел-час/опер	3.24	2.16	чел-час/опер	3.24
20	Резистивиметрия	м	150	0.18	чел-час/100м	0.27	0.12	чел-час/100м	0.18
21	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	2.34	чел-час/опер	2.34	1.56	чел-час/опер	2.34
22	СПК	м	52650	0.07	чел-час/100м	36.855	0.05	чел-час/100м	26.325
23	ПЗР	опер	1	6.72	чел-час/опер	6.72	4.48	чел-час/опер	4.48
24	Проезд	км	70	0.114	чел-час/км	7.98	0.076	чел-час/км	5.32
25	Тех дежурство	парт-ч	12	3.6	чел-час/парт-ч	43.2	2.4	чел-час/парт-ч	28.8

Таблица 7.1 продолжение

На запись диаграм: чел-час.	30.306		26.994
Всего: чел-час.	125.061		91.919

7.1 Расчет нормативной продолжительности выполнения работ

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

При расчёте также воспользовались ПОСН 81-2-49, чтобы уточнить производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ.

Нормативная продолжительность проведения геологоразведочных работ складывается из количества видов каротажа, расстояния до месторождения, технического дежурства, объёма записи и объёма спускоподъемных операций (СПО) приборов.

Таблица 7.2.

Таблица затрат времени

№	Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём. мин.
		Ед. изм.	Кол-во			
1	Кавернометрия	м	150	3.7	мин/100м	5.55
2	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
3	Инклинометрия (тчк через 10 м)	тчк	15	1.4	мин/тчк	0.21
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
5	Профилеметрия	м	150	3.7	мин/100м	5.55
6	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	49	мин/опер	49

Таблица 7.2 продолжение

7	Боковой каротаж (БК)	м	150	3.3	мин/100м	4.95
8	Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
9	Индукционный каротаж (ИК)	м	150	4.1	мин/100м	6.15
10	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	39	мин/опер	39
11	Акустический каротаж	м	150	10.8	мин/100м	16.2
12	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опер	54
13	РК(ГК. ННК-Т). МЛМ (М 1:200)	м	150	30	мин/100м	45
14	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	150	50	мин/100м	75
15	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	87.5	мин/опер	87.5
16	Резистивиметрия	м	150	3	мин/100м	4.5
17	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	39	мин/опер	39
18	СПК	м	52650	1.18	мин/100м	621.27
19	ПЗР	опер	1	112	мин/опер	112
20	Проезд	км	70	1.9	мин/км (дор. 2 кат.)	133
21	Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
	Итого	На запись диаграммы:		536.61		
		Всего:				2122.88

Таблица 7.3.

Сметно-финансовый расчёт на проектно-сметные работы

Статьи зарплат	Категория	Трудо- затраты	Оклад (месяц)	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Пре- миаль- ные %	Итого с учётом премии
Начальник партии	12	0.5	8000	1.3	1.5	7800	40	10920
Геофизик	8	1.5	7200	1.3	1.5	21060	40	29484
Техник геофизик	7	0.9	6200	1.3	1.5	10881	30	15233.4
Каротажник	6	0.5	6200	1.3	1.5	6045	30	8463
Сметчик	8	2	5400	1.3	1.5	21060	40	29484

Итого: 93584,4руб

Дополнительная заработная плата: 7393,168 руб.

Фонд заработной платы: 100977,568 руб.

Отчисления во внебюджетные фонды :26254,17 руб.

Материалы: 2807,532 руб.

Командировки: 1871,688 руб.

Резерв: 467,922 руб.

Стоимость проектно-сметных работ: 139772руб.

Сметные расчеты по видам работ комплексной геофизической партии.

Таблица 7.4

№	Вид работ	Объём		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объёма работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол -во				Коэф. удор.	Коэф. норм. усл.	
1	Кавернометрия	м	150	22.91	руб/100 м	34.365	3.38	1.2	139.38444
2	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247.19	руб/опер	247.19	3.38	1.15	960.82753
3	Инклинометрия (через 25 м)	тчк	15	5.24	р/тчк	78.6	3.38	1.2	318.8016
4	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64.17	руб/опер	64.17	3.38	1.15	249.42879
5	Профилеметрия	м	150	22.91	руб/100 м	34.365	3.38	1.2	139.38444
6	Вспомогательные работы при профилеметрии	опер	1	247.19	руб/опер	247.19	3.38	1.15	960.82753
7	Боковой каротаж (БК)		150	24.83	руб/100 м	37.245	3.38	1.2	151.06572
8	Вспомогательные работы при БК	опер	1	240.87	руб/опер	240.87	3.38	1.15	936.26169
9	Индукционный каротаж (ИК)	м	150	27.53	руб/100 м	41.295	3.38	1.2	167.49252
10	Вспомогательные работы при ИК	опер	1	295.4	руб/опер	295.4	3.38	1.15	1148.2198

Таблица 7.4 продолжение

11	Акустический каротаж	м	150	72.14	руб/100 м	108.21	3.38	1.2	438.89976
12	Вспомогательные работы при акустическом каротаже	опер	1	293.9	руб/опер	293.9	3.38	1.15	1142.3893
13	РК(ГК. ННК-Т). МЛМ (М 1:200)	м	150	170.97	руб/100 м	256.455	3.38	1.2	1040.18148
14	Плотностной гамма-гамма каротаж	м	150	290.06	руб/100 м	435.09	3.38	1.2	1764.72504
15	Вспомогательные работы при плотностном гамма-гамма каротаже	опер	1	275.24	руб/опер	275.24	3.38	1.15	1069.85788
16	Резистивиметрия	м	150	22.6	руб/100 м	33.9	3.38	1.2	137.4984
17	Вспомогательные работы при резистивиметрии	опер	1	240.87	руб/опер	240.87	3.38	1.15	936.26169
18	СПК	м	52650	7.34	руб/100 м	3864.51	3.38	1.75	22858.5767
19	ПЗР (на базе и на скважине)	опер	1	573.35	руб/опер	573.35	2.93	1.15	1931.90283
20	Проезд	км	70	15.49	р/км	1084.3	1.51	1.15	1882.88695
21	Тех дежурство	парт-ч	6	257.7	р/парт-ч	1546.2	2.28	1.15	4054.1364
22	Итого:								42429.0104

Итого стоимость комплекса геофизических работ выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину – 42429,0104 рублей. Контрольно- интерпретационные работы оплачиваются в размере стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 42429,0104 рублей.

8. Социальная ответственность

В административном отношении Чкаловское нефтяное месторождение расположено в южной части Александровского района Томской области.

В орографическом отношении территория месторождения представляет собой заболоченную равнину. Заболоченные участки составляют 5% площади, отличаются трудной проходимостью. Характерной особенностью ландшафта территории является значительная расчлененность рельефа от + 50 до + 90 м. Территория покрыта хвойно-лиственным лесом и болотной растительностью. Животный мир характерен для таежных областей Западной Сибири.

Климат района резко континентальный с холодной и продолжительной зимой (наиболее низкая температура -50°C) и коротким теплым летом (максимальная температура в июле $+35^{\circ}\text{C}$). По количеству выпадающих осадков (450-350 мм) район относится к зоне избыточного увлажнения; распределение осадков по месяцам не равномерно, максимум приходится на июль-август и декабрь-январь. Зимой промерзаемость грунта на открытых участках составляет 1,2 м, болотных-0,5-0,6 м. Многомерзлые породы отсутствуют.

8.1 Производственная безопасность

Во время проведения геофизических исследований человек подвергается воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимаются явления, процессы, объекты способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно.[6]

Опасные факторы – воздействие на человека приводят к несчастному случаю.

Вредные факторы – воздействие которых на организм человека может привести к профессиональному заболеванию.

Опасные и вредные факторы, формирующиеся в результате производственного процесса, представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1

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

Этапы работ	Наименование запроектированных видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные Документы
		Опасные	Вредные	
1	2	3	4	5
Полевой	Промышленно-геофизические исследования скважин	1. Поражение электрическим током 2. Движущаяся машина и механизмы производственного оборудования 3. Пожароопасность	1. неудовлетворительный микроклимат 2. Недостаточная освещенность рабочей зоны 3. Превышение уровня ионизирующих излучений	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ СНиП 2.04.05-91 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ СНиП 23-05-95 СНиП 21-01-97 ОСП-72/87 [
Камеральный	Обработка материалов геофизических исследований с использованием компьютеров	1. Поражение электрическим током 2. Пожароопасность	1. неудовлетворительный микроклимат в помещении 2. Недостаточная освещенность рабочего места	СНиП 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ СНиП 21-01-97 СНиП П-12-77 СНиП 23-05-95 ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ

8.2 Анализ опасных факторов и мероприятий по их устранению

Опасные производственные факторы – воздействия, которых определенных условиях приводят к травме, острому отравлению или другому внезапному резкому ухудшению здоровья, смерти.[7]

Полевые работы

1. Поражение электрическим током

- организационные (нарушение правил и инструкций, недостатки в обучении персонала).

- технические (ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа, отсутствие ограждений).

- психофизические (переутомление, не соответствует психологический показатель данной профессии).

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

При проведении работ электрическими методами геофизическая станция должна быть надежно заземлена во избежание поражения персонала электрическим током. Соединительные провода, применяющиеся для сборки электрических схем, не должны иметь обнаженных жил, неисправную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками. Сборку и разборку электрических схем, ремонт проводов, а также проверку исправности цепей следует выполнять при выключенном источнике тока. Подобные работы должны производить не менее двух исполнителей, имеющих соответственный допуск по электробезопасности.[8] Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- устройством электроустановок таким образом, чтобы обеспечивалась недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- устройством защитного заземления;

- защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения;

- применением защитных средств при обслуживании электроустановок;

- проведением планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний -устройством зануления;

- применением специальных схем защитного отключения;
- электрооборудования, аппаратов, сетей, находящихся в эксплуатации;
- организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ;
- специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки.

Во время работы установки и пробного ее пуска запрещается прикасаться к кабелю. Не допускается проведение каких-либо работ на кабеле при спускоподъемных операциях. Защитой от прикосновения к токоведущим частям является изоляция проводов, ограждения, блокировки и защитные средства. Электрзащитные средства предназначены для защиты людей от поражения электрическим током. Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки.[9]

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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 неисправное оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда).

Ремонт оборудования должен производиться в соответствии с положением. 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.

К а м е р а л ь н ы е р а б о т ы

1. Поражение электрическим током

При камеральном этапе работы источником опасного фактора будет электрическая сеть. Опасное и вредное воздействия на людей электрического тока проявляется в виде электротравм и профессиональных заболеваний.

Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое, биологическое, механическое. Тяжесть поражения электрическим током зависит от плотности и площади контакта человека с частями, находящимися под напряжением.

Во влажных помещениях или наружных электроустановках складываются неблагоприятные условия, при которых ухудшается контакт человека с токопроводящими частями. При работе с компьютерами соблюдаются требования безопасности согласно нормативным документам [10],[11],[12],[14],[15],[18].

Классификация помещений по опасности
поражения людей электрическим током (ПУЭ)

1. <i>Особо опасные помещения</i> по поражению людей электрическим током. Создают особую опасность (особая сырость - 100%). Потолок, стены, пол и предметы покрыты влагой.
2. <i>Помещения с повышенной опасностью</i> поражения людей электрическим током. Влажность, превышающая 75%; высокая температура (выше +35°C). Возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединения с землей механизмов, проводов, с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования.
3. <i>Помещения без повышенной опасности</i> поражения людей электрическим током. Характеризуются отсутствием условий, создающих повышенную или особую опасность.

Камеральное помещение относится к помещениям без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.[13]

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 8.3

Таблица 8.3.

Нормы тока и напряжения при нормальном режиме электроустановки

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

Перед началом работы с электроприбором рабочий персонал должен убедиться в исправности оборудования, проверить наличие заземления, при работе с электроустановками используют устройства защитного отключения.

Основные меры защиты:

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

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

8.3 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Неудовлетворительный микроклимат

Метеоусловия - это состояние воздушной среды, определяемое совокупностью ее параметров: температуры, влажности, скорости движения воздуха, а также атмосферного давления, теплового излучения. [16]

Влияние метеоусловий на организм 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. [23]

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. Все работы в полевых условиях производятся согласно СНиП 2.04.05-91.

В Инструкции о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре - 27°C, -29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре -30°C, - 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре -35°C, -39°C с ветром силою не более 3 баллов без ветра - 40°C работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время грозы, пурги, буранов, сильных туманов, сильного дождя, и при сильных морозах, т.к. при таких условиях с большой долей вероятности могут возникнуть аварийные ситуации, устранение которых будет осложнено метеоусловиями.

2. Недостаточная освещенность

Естественное и искусственное освещение помещений, должно соответствовать СП 52.13330.2016. Естественное освещение должно осуществляться через окна. СанПиН 2.2.2. /2.4.1340-03 рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение обеспечивается электрическими источниками света и применяется при работе в темное время суток, а днем при недостаточном естественном освещении. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. Для обеспечения нормируемых значений освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводить своевременную замену перегоревших ламп.[20]

Недостаточность освещения приводит к быстрой усталости глаз, постоянная недоосвещенность рабочего места приводит к снижению остроты зрения.

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

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

4. Воздействие ионизирующего излучения

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от рентгеновского и гамма-излучения ОСП -72/87 .

Для снижения внешнего облучения требуются меры: соблюдение расстояния до источника, сокращение длительности работы, защита из поглощающих материалов. Важным защитным мероприятием являются дозиметрический контроль. Работники, работающие с И.И.И., подлежат периодическому медицинскому контролю. К работам допускаются лица не моложе 18 лет.[17]

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

Для предотвращения облучения надо соблюдать следующие правила:

- использовать источники излучения минимальной активности,

необходимой для данного вида работ;

- выполнять операции с источниками излучений в течение очень короткого времени;
- проводить работы на максимально возможном расстоянии от источника излучений, используя дистанционный инструмент;
- применять защитные средства в виде контейнеров, экранов и спецодежды;
- осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

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

Камеральные работы

1. Неудовлетворительный микроклимат

Параметры микроклимата оказывают на организм человека такое влияние, что у работника может ухудшиться самочувствие. Большое влияние на микроклимат оказывают источники теплоты, находящиеся в помещении. К источникам относится вычислительное оборудование, приборы освещения. В помещениях где есть компьютеры должны соблюдаться следующие параметры микроклимата по СанПиН 2.2.4.548-96, представлены в таблице 8.4.

Параметры микроклимата для помещений

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

Для поддержания параметров воздуха в норме в помещениях с ЭВМ необходимо применять системы отопления и кондиционирования или эффективную приточно-вытяжную вентиляцию. Также в помещении с ЭВМ должна каждый день выполняться влажная уборка.

2. Недостаточная освещенность

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СНиП 23-05-95. При этом естественное освещение для данных помещений должно осуществляться через окна. СаНиП рекомендует левое расположение рабочих мест по отношению к окнам. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. При работе с документами допускается применение системы комбинированного освещения (к общему дополнительно устанавливаются светильники местного освещения). [19]

Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. В качестве источников искусственного освещения используются люминесцентные лампы, которые попарно объединяются в светильники. Допускается применение ламп накаливания в светильниках местного освещения. Для обеспечения нормируемых значений

освещенности в помещении следует проводить чистку стекол, рам и светильников не реже двух раз в год и проводит своевременную замену перегоревших ламп. Требования к освещенности в помещениях, где установлены компьютеры, следующие: при выполнении зрительных работ высокой и средней точности общая освещенность должна составлять 300-500 лк, а комбинированная – 750 лк.

8.4 Пожарная и взрывная безопасность

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования; неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса.[24]

Лица допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение лиц мерам пожарной безопасности осуществляется путем проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно-технического минимума.

Обучение пожарно-техническому минимуму руководителей, специалистов и работников организаций,, связанных с взрывопожароопасным производством, один раз в год.

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.[21]

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.[25].

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

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

8.5 Экологическая безопасность

Таблица 8.5.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах.

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. 2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя.	1.1. Сооружение поддонов, отсыпка стоянок для техники. 1.2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов, мусора и загрязненной земли. 1.3. Рекультивация земель. 2.1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ.
Вода и водные ресурсы	1. Загрязнение производственными водами и мусором. 2. Загрязнение бытовыми сточными водами.	1.1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2.1. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ, автотранспорт, работа с источниками ионизирующих излучений	1.1. Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного значения.
Животный мир	1. Распугивание местообитания представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	1.1. Планирование работ с учетом охраны животных. 2.1. Разъяснительная работа.

8.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, а также при нарушении различных мер безопасности [22]. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план по ликвидации их последствий:

1. При лесном пожаре. В случае невозможности ликвидировать пожар и угрозе домам необходимо сообщить на базу отряда, немедленно обесточить здание и приступить к перебазировке отряда в безопасное место. Сообщить о пожаре местным органам власти, лесхозу.

2. Пожар в здании. Необходимо обесточить здание. Если увидите только начинающийся пожар, попробуйте погасить его огнетушителем или другими подручными средствами: накройте толстым одеялом, засыпьте песком, залейте водой. Но никогда не тушите водой горящую проводку и приборы, подключённые к электросети.. Постарайтесь вывести из здания находящихся внутри людей или хотя бы предупредить их о пожаре.

3. При несчастных случаях на производстве необходимо руководствоваться “Положением о расследовании и учета несчастных случаев на производстве”. О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец несчастного случая извещает немедленно руководителя работ, который обязан:

- немедленно организовать первую медицинскую помощь пострадавшему и при необходимости доставку его в учреждение здравоохранения;

- сообщить начальнику партии о происшедшем несчастном случае;

- принять неотложные меры по предотвращению развития аварийной ситуации и воздействия травмирующего фактора на других лиц;

- сохранять до начала расследования несчастного случая обстановку, какой она была на момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью других людей и не приведет к аварии), в случае невозможности её сохранения – зафиксировать сложившуюся обстановку

Заключение

Дипломный проект выполнен на основании результатов изучения геолого-геофизической характеристики объекта исследования и анализа основных результатов ранее проведенных геофизических исследований.

Проведен анализ геофизических работ прошлых лет на Чкаловском месторождении. На основании данного проведенного анализа предложен комплекс геофизических исследований для решения поставленных геологических задач. Подробно рассмотрена методика проектируемых работ и характеристика аппаратуры, которой проводится запланированный комплекс геофизических исследований. Рассмотрена обработка данных результатов ГИС.

Специальная часть посвящена анализу гидродинамических исследований на примере пласта М1 Чкаловского нефтяного месторождения.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» проведен сметный расчет по видам работ комплексной геофизической партии на Чкаловском месторождении.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ вредных и опасных производственных факторов и даны рекомендации по снижению влияния вредных и опасных факторов на человека, предложены мероприятия по охране окружающей среды и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Список Литературы

1. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газ по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализа керна, опробований и испытаний продуктивных пластов под редакцией Б.Ю.Вендельштейна, В.Ф.Козяра, Г.Г.Яценко. Калинин, Союзпромгеофизика, 1990.

2. М.Г.Латышова, Б.Ю.Вендельштейн, В.П.Тузov «Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин».

3. Справочник интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин под редакцией В.М.Добрынина. М., Недра, 1988

4. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», утвержденный Минэнерго России. – М.: 2001.- 135 С.

5. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие / А.В. Ежова; Томский Политехнический университет. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.

6. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147;

7. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 168.1;

8. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 221;

9. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах. - М.: Недра, 2001.

10. ГОСТ 12.1.003-2004 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

11. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов по безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1);
12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация;
13. ГОСТ 12.1.030-81 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление;
14. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
15. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
16. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
17. ГОСТ 12.3.009-76 Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности (с Изменением № 1);
18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
19. СП 60.13330.2012 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха;
20. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение;
21. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание, дополненное с исправлениями. Новосибирск – 2006;
22. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
23. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
24. Типовые инструкции по безопасности геофизических работ в процессе бурения скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений. Книга III, Москва, 1996 г.;

25. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 02.07.2013).