

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

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 552.578.2.061.4-026.564.3:550.832(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Шкленник Михаил Константинович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гаврилова А.С.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШИБП	Кащук И.В.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст.преподаватель ООД ШБИП ТПУ	Мезенцева И.Л.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Гусев Е.В.	К.Г.-М.Н., доцент		

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
Профессиональные компетенции	
P4	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, внедрять и эксплуатировать высокотехнологическое оборудование
P6	Ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте
P7	Применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации на проведение геологической разведки и осуществления этих проектов
P8	Определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике
P9	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов на основе современных методов моделирования и компьютерных технологий
P10	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности
P11	Проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых

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

Инженерная школа природных ресурсов

Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки

Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

(Подпись)

(Дата)

Гусев Е.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

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

Студенту:

Группа	ФИО
32261	Шкленнику Михаилу Константиновичу

Тема работы:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

№ 21-46/С 21.01.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Материалы производственной и преддипломной геофизической практики, пройденной в Томском филиале Федерального бюджетного учреждения «Территориальный фонд геологической информации по Сибирскому федеральному округу» и научной литературы по теме работы

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования. 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ. 4. Основные вопросы проектирования 5. Методика и техника полевых работ. 6. Особенности выделения межфлюидных контактов на примере Казанского месторождения 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. 8. Социальная ответственность
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Рисунок 1.1 – Положение района исследований на физической карте России</p> <p>Рисунок 1.2 – Положение района исследований на карте месторождений нефти и газа Западной Сибири</p> <p>Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006г.)</p> <p>Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Суркова 1981 г.)</p> <p>Рисунок 2.3 - Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской Области.</p> <p>Рисунок 2.4 – Фрагмент карты Лугинецко-Останинского НГДР ТО 2001 г.</p> <p>Рисунок 3.1 – Геолого-геофизический разрез скважины Казанского месторождения</p> <p>Рисунок 4.1 – Запроектированная скважина на Казанском месторождении: пласта Ю₁¹⁻², пласта Ю₁³⁻⁴</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p style="text-align: center;">Раздел</p>	<p style="text-align: center;">Консультант</p>
<p>По менеджменту</p>	<p>Доцент Кащук И.В.</p>
<p>По социальной ответственности</p>	<p>Ст. преподаватель Мезенцева И.Л</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал консультант:

<p style="text-align: center;">Должность</p>	<p style="text-align: center;">ФИО</p>	<p style="text-align: center;">Ученая степень, звание</p>	<p style="text-align: center;">Подпись</p>	<p style="text-align: center;">Дата</p>
<p>Ст. преподаватель</p>	<p>Гаврилова А.С.</p>			

Задание принял к исполнению студент:

<p style="text-align: center;">Группа</p>	<p style="text-align: center;">ФИО</p>	<p style="text-align: center;">Подпись</p>	<p style="text-align: center;">Дата</p>
<p>32261</p>	<p>Шкленник Михаил Константинович</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2261	Шкленник Михаил Константинович

Институт	ИШПР	Отделение школы	ОГ
Уровень образования	специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены. <i>ПОСН 81-2-49; СНВ-84;</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Линейный график выполнения работ</i>
<i>2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет.</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1. Линейный календарный график выполнения работ*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук И.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Шкленник Михаил Константинович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2261		Шкленник Михаил Константинович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОГ
Уровень образования	специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Комплекс геофизических исследований скважин с целью определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования</i> Проект геофизических исследований скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении <i>Область применения</i> Геофизические исследования скважин, направленные на выделение в разрезе месторождения коллекторов, определение характера их насыщения и глубины флюидных контактов <i>Рабочая зона:</i> Казанское нефтегазоконденсатное месторождение <i>полевые условия</i> <i>Климатическая зона:</i> Климатический район континентальный. <i>Среднегодовая температура отрицательная, январь -45°С, июль + до +36°С.</i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> геофизическая лаборатория, подъемник каротажный самоходный, блок-баланс и кабель, скважинный прибор включающий в себя набор датчиков. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Спуск и подъем, замена, извлечение каротажных зондов и скважинных приборов.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности <u>при эксплуатации.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Условия труда работников должны соответствовать пунктам СанПиН 1.2.3685-21, а все геофизические работы должны проводиться в соответствии с ПУЭ и РД 153-39.0-072-01</p>
<p>2. Производственная безопасность <u>при эксплуатации:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования); 2) производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений; 3) производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает рабочий. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) повышенный уровень шума;

	<p>2) отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>3) производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: использование защитных костюмов, средства защиты рук, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, средства индивидуальной защиты органов дыхания, защитные ограждения.</p> <p>Расчет: расчет системы искусственного освещения</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации.	<p>Источником загрязнения <i>гидросферы</i> могут быть производственными водами и мусором. А также бытовыми сточными водами.</p> <p>Источником загрязнения <i>литосферы</i> могут быть нефтепродукты, химические реагенты и другие вещества. А также может произойти уничтожение и повреждение почвенного слоя.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации.	<p>Возможные ЧС: <u>незапланированные выбросы углеводородов(фонтанирование), пожары</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>пожар на рабочем месте</u></p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель Отделения общетехнических дисциплин ШБИП ТПУ	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2261	Шкленник Михаил Константинович		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ.....	2
РЕФЕРАТ	10
ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	11
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.....	19
2.1 Литолого-стратиграфический разрез	19
2.2 Тектоника и магматизм	25
2.3 Нефтегазоносность	27
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	30
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	34
4.1 Задачи геофизических исследований.....	34
4.2. Обоснование объекта исследования	34
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	35
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	40
5.1 Методика проектных геофизических работ	40
5.2 Интерпретация геофизических данных	43
6 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН. 49	
6.1 Цели и задачи гидродинамических исследований	49
6.2 Оборудование для проведения работ.....	50
6.3 Методы исследования	51
6.3.1 Метод восстановления давления.....	51
6.3.2 Метод установившихся режимов (индикаторная диаграмма)	53
6.3.3 Гидропрослушивание скважин.....	55
6.3.4 Замер пластового давления.....	58

6.3.5	Замер забойного давления	59
6.3.6	Замер кривой восстановления уровня на добывающих нефтяных скважинах	60
6.3.7	Замер кривой падения давления на нагнетательных водяных скважинах	61
6.3.8	Замер статического и динамического уровня в добывающих нефтяных скважинах	62
6.3.9	Отбор закрытых и открытых глубинных проб добывающих нефтяных скважинах	64
7	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	66
7.1	Структура работ в рамках исследования.....	66
7.2	Разработка графика проведения научного исследования.....	68
7.3	Расчет сметной стоимости проекта.....	69
8	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	73
	Введение.....	73
8.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	73
8.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	73
8.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	74
8.2.	Производственная безопасность	74
8.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению.....	76
8.2.2	Расчет системы искусственного освещения	82
8.3	Экологическая безопасность	85
8.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	85
	Выводы по разделу	86
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	88
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	89

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа включает 92 страницы, 8 рисунков, 26 таблиц, 37 источников.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, интерпретация ГИС, межфлюидные контакты, Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, Томская область.

Объектом исследования является проектная скважина на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

На основании геолого-геофизической изученности месторождения построена физико-геологическая модель, заложена проектная скважина, для нее разработан и обоснован проводимый комплекс геофизических методов, необходимый для решения поставленных геологических задач.

В процессе исследования проводилось обоснование комплекса ГИС в проектной скважине для литологического расчленения разреза, выделения пластов-коллекторов, определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, определения характера насыщения пластов-коллекторов. Для обоснования положения проектной скважины изучена геолого-геофизическая информация о геологическом строении и степень изученности месторождения. Комплекс включает: электрические, радиоактивные, акустические методы, инклинометрию, кавернометрию. Выбрана аппаратура для проведения запроектированных геофизических исследований, рассмотрены методики измерений и интерпретации полученных результатов.

Результаты ВКР могут быть использованы на месторождениях с схожим геологическим строением.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АК – акустический каротаж;
- БК – метод бокового каротажа;
- БКЗ – боковое каротажное зондирование;
- ВНК – Водонефтяной контакт
- ГВК – Газоводяной контакт
- ГГК-П – Гамма-гамма-каротаж плотностной
- ГИС – геофизические исследования скважин
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГК – Гамма-каротаж
- ГНК – Газонефтяной контакт
- ГП - гидропрослушивание
- ДС – Кавернометрия, профилометрия
- ИД – индикаторная диаграмма
- ИК – Индукционный каротаж
- ИННК – Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж
- Инкл. – Инклинометрия
- КВД – кривая восстановления давления
- КВУ – кривая восстановления уровня
- КПД – кривая падения давления
- НГК – Нейтронный гамма-каротаж
- НК – Нейтронный каротаж
- ННК-Т – Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам
- ПС – Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации
- РК – Радиоактивный каротаж
- Рез. – Резистивиметрия
- УЭС – Удельное электрическое сопротивление

ВВЕДЕНИЕ

Исследуемое месторождение находится в Юго-Восточной части Западно-Сибирской равнины на территории Томской области. Казанское месторождение было открыто в 1967 г. и до 2000 г. года находилось в нераспределенном фонде недр. Продуктивными являются верхне- и среднеюрские отложения.

Цель работы состоит в проектировании комплекса геофизических исследований для проектной скважины на Казанском месторождении для определения коллекторских свойств пласта Ю₁.

В работе изложены краткие сведения о геологическом строении месторождения, его геолого-геофизической изученности. В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» необходимо подсчитать стоимость проектно-сметных работ.

В разделе «Социальная ответственность» необходимо рассмотреть вредные и опасные факторы при выполнении геофизических работ, предложить мероприятия по уменьшению их воздействия на человека.

Необходимо так же предложить мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, рассмотреть правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк

В географическом плане район исследования находится в пределах Васюганской равнины, расположенной в юго-восточной части Западно-Сибирской равнины. Территория сильно заболочена. Абсолютные отметки варьируются от 100 до 166 м [1].

Речная сеть представлена реками Малая Казанка и Большая Казанка, являющимися левыми притоками бассейна реки Оби. Присутствует большое количество болот и озер.

Климат на территории исследования резко-континентальный, с продолжительной холодной и снежной зимой. Зима длится с ноября по апрель (180-185 дней). Температура воздуха в период зимы составляет в около минус 20-25 °С, иногда опускаясь до минус 50 °С. Промерзание болот, которое обеспечивает передвижение тяжелой техники по зимним дорогам и профилям, обычно начинается с середины декабря. Толщина покрова снега достигает 0,50-0,60 м, а грунт промерзает до 1,0-1,2м. Лето теплое, короткое. Самый жаркий месяц – июль, в это время температура повышается до плюс 30-32 °С. Навигационный период длится 150-170 дней. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Наибольшее количество осадков выпадает осенью и летом.

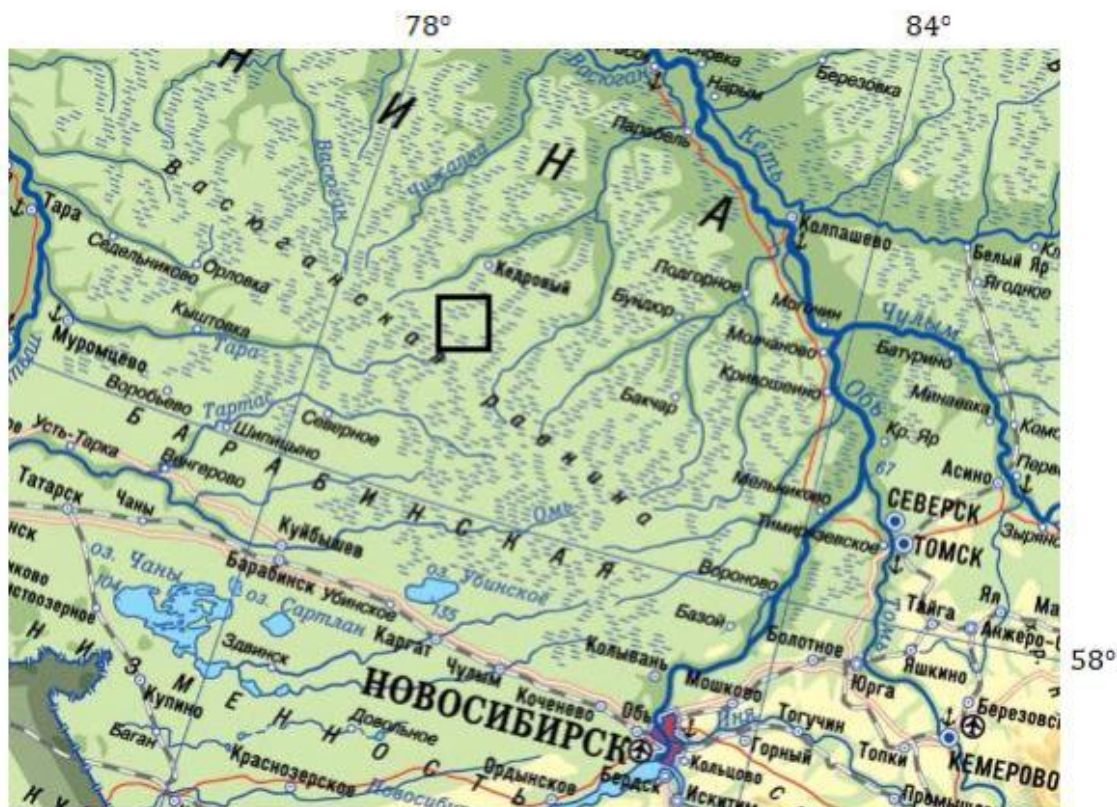
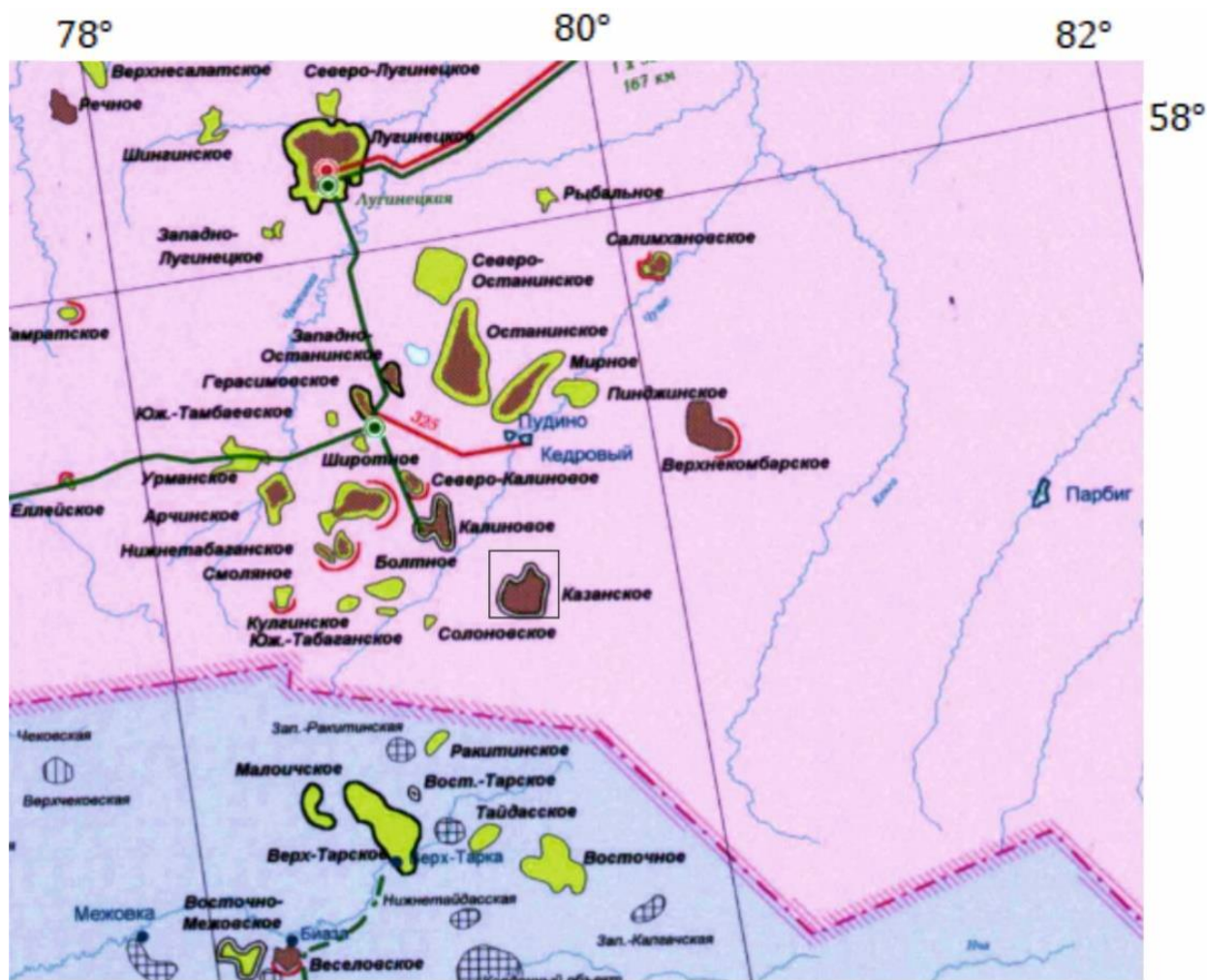


Рисунок 1.1 – Положение района исследований на физической карте России показано черным квадратом [21]

В административном плане Казанское месторождение находится на юго-востоке Парабельского района Томской области в 325 км к северо-западу от областного центра г. Томск. Ближайший крупный населённый пункт – село Пудино имеет аэропорт и причал и расположено в 35 км севернее месторождения.

Дорожная сеть развита слабо в основном из-за заболоченности территории. Движение по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

В мае 2009 г. запущен нефтепровод «Казанское НГКМ – Широное – Лугинецкое НГКМ» протяженностью 120 км.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ					
МЕСТОРОЖДЕНИЯ					
					нефтяные
					газовые
					нефтегазовые
					нефтегазоконденсатные
					газоконденсатные
ТРУБОПРОВОДЫ					
	нефтепроводы, диаметр труб в мм, количество входов, длина				
	а) действующие; б) строящиеся и планируемые				
действующие строения					
		компрессорные станции			
		нефтеперерабатывающие станции			
		продуктоперерабатывающие станции			
	подземные хранилища газа				

Рисунок 1.2 – Положение района исследований на карте месторождений нефти и газа Западной Сибири показано черным квадратом [7]

1.2. Краткая геолого-геофизическая изученность

Начало геофизического изучения Западной Сибири было положено в 1947 г. созданием Союзного Сибирского геофизического треста (ССГТ). Региональными сеймо-, грави-, магнито- и электроразведочными

исследованиями в масштабе 1:1000000 и 1:200000 были установлены общие черты геологического строения фундамента и осадочного чехла.

В 1965-66 годах сейсморазведочными работами МОВ с/п 24/64-65 и 24/65-66 (Власов Б.М.) было выявлено и подготовлено под глубокое бурение Казанское локальное поднятие.

В период 1966-1969 годов были пробурены скважины 1-7. Были открыты залежи газоконденсата, приуроченных к пластам Ю₁¹⁻², Ю₁³⁻⁴ васюганской и Ю₃, Ю₄ тюменской свит. скважина 4 оказалась за контуром основной залежи по пласту Ю₁¹⁻². В контуре газоносности по пласту Ю₁³⁻⁴ пробурена скважина 3, а по тюменским пластам все скважины оказались за его пределами, что свидетельствует об ограниченных размерах залежей по ним. Кроме того, при испытании пласта Ю₁¹⁻² в скважине 5 получен приток нефти, в скважине 7 в составе конденсата также обнаружена нефть, однако количество ее не замерено. Все это говорит о наличии нефтяных оторочек по этим пластам, размеры которых на сегодня не установлены. Впоследствии в пределах месторождения проводились дополнительные СРР в небольшом объеме с/п 1,3/77-78 (Карапузов Н.И.), КМПВ с/п 6/79-80 (Лахно Г.А.), 3/79-80 (Посохова Р.Г.) в результате которых уточнялось его геологическое строение. В 1983 году в северо-западной части структуры пробурена скважина 8 с задачей прослеживания нефтяной оторочки газоконденсатной залежи по пласту Ю₁¹⁻², а также поиска залежей в других стратиграфических уровнях, включая палеозой.

В 1986 г. с/п 16,18/85-86 (Шатова А.С.) завершены дополнительные СРР МОГТ в северной части Усть-Тымской впадины, проводившиеся с целью уточнения геологического строения района и детализации (переподготовки) ранее подготовленных структур.

В 1998 году с/п 1,3/95-98 (Мельников В.П.) на месторождении завершены детализационные работы МОГТ в результате которых уточнился структурный план по опорным отражающим горизонтам Ф₂, II^а, и проведена геометризация залежей углеводородов в пластах Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴, Ю₃, Ю₄ верхней и средней юры.

Таблица 1.1 – Краткая характеристика результатов геолого-геофизической изученности района Казанского месторождения.

Вид работ, масштаб	Организация, проводившая работы, автор отчета	Год проведения работ	Основные результаты работ
1	2	3	4
Геологическая съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское геологическое управление	1947- 1954	Установлено повсеместное развитие антропогенных отложений, по руслам некоторых рек – неогеновых.
Аэромагнитная съемка, 1:100 000	Западно-Сибирское Геологическое управление, Сибирский геофизический трест	1952	Получены первые представления об основных тектонических элементах фундамента. Построена карта магнитных аномалий.
Площадные исследования МОВ, 1:100 000	Новосибирский геофизический трест, с/п 24/64-65, с/п 24/65-66, Власов Б.М.	1964- 1966	В зоне сочленения Межовского и Пудинского сводов выявлено Казанское КП Выявлено и подготовлено под глубокое бурение Казанское локальное поднятие.
Площадные работы МОГТ, КМПВ, 1:100 000	ТГТ, с/п 1,3,6, 9/77-78, Карапузов Н.И. и др.	1977-1978	На Казанской площади получены материалы о строении доюрских отложений и распределения по их кровле граничных скоростей.
Площадные исследования КМПВ 1:100 000	ТГТ, с/п 6/79-80, Лахно Г.А.	1979-1980	Получены дополнительные сведения о геологическом строении доюрских образований в пределах Казанской площади.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	ТГТ, с/п 3/79-80, Посохов Р.Г.	1979-1980	Изучена поверхность доюрских образований Казанского поднятия, уточнен структурный план.
Площадные исследования МОГТ, 1:50 000	СРР МОГТ, с/п 16,18/85-86, Шатов А.С.	1986	Уточнение геологического строения района и переподготовка ранее изученных структур.
Площадные исследования МОГТ 1:50 000, 1:100 000	ТГТ, с/п 1,3,6/95-98, Мельников В.П.	1995-1998	Получены дополнительные сведения о геологическом строении Казанского газоконденсатного месторождения, произведена геометризация залежей УВ в пластах Ю4, Ю3, Ю1 3-4, Ю11-2 средней и верхней юры.
Глубокое поисково-разведочное бурение	НТГУ, ТТГУ; ПГО «ТНГГ»; ОАО «ТНГТ»	1967-1968; 1982-1983; 2000	Открыты месторождения: Казанское – 1967 г., Калиновое, Нижнетабаганское-1973 г., Урманское-1974 г., Северо- Останинское-1977 г., Северо- Калиновое-1980 г., Речное, Герасимовское, Южно-Табаганское- 1983 г., Селимхановское- 1984 г., Арчинское- 1985 г., Южно- Тамбаевское, Солонновское-1986 г., Широтное-1988 г., Кулгинское-1990 г., Болтное - 1997 г.

Таблица 1.2 – Изученность Казанского месторождения глубоким бурением

Номер скважины	Глубина забоя	Вскрытые породы (относительная отметка кровли)
1	2722	PZ (2680)
2	2854	Кора выветривания (2836)
3	2835	PZ (2806)
4	2692	тюменская
5	2592	тюменская
7	2700	тюменская
8	2921	PZ (2842)
9	3086	PZ (2862)

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Литолого-стратиграфический разрез

В стратиграфическом разрезе Казанского поднятия представлены кембрийские и палеозойские отложения фундамента Западно-Сибирской плиты, а также терригенные песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла. В пределах месторождения пробуренными скважинами вскрыты доюрский комплекс, юрская, меловая, палеогеновая и четвертичная системы.

Доюрский комплекс

Доюрские отложения изучены на основе сейсморазведки и по данным четырех скважин, вскрывших палеозой. Мощность вскрытых доюрских отложений на площади Казанского месторождения изменяются от 18 м (свк.2) до 41м (свк. 8). Скважинами вскрыты карбонатные, терригенно-карбонатные, вулканогенноосадочные, грубообломочные терригенные и эффузивные образования. На границе палеозойских и юрских отложений встречаются интенсивно выветрелые, метаморфизованные обломочные породы, представляющие кору выветривания. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава.

Юрская система

Тюменская свита сложена песчано-глинистыми осадками, преимущественно аргиллитами с чередованием алевролитов, песчанников и угольными прослоями. В подошве свиты преобладают аргиллиты. В разрезе выделяются промышленно продуктивные песчаные пласты Ю₃ и Ю₄. Для свиты, характерен растительный и углистый детрит, корни, пирит, ядра двустворок.

Отложения тюменской свиты, вскрыты восемью скважинами, средняя мощность свиты меняется от 150 до 300м.

Наунакская свита (верхний бат, келловей-оксфорд) представляет васюганский горизонт и вскрыта восемью скважинами. Отложения свиты представлены сероцветными песчаниками и аргиллитами с многочисленными остатками растительности, обугленным растительным детритом, пиритом, с маломощными прослойками углей [11]. Мощность свиты от 20 до 70 метров.

Нижняя граница свиты устанавливается по резкому увеличению кажущегося сопротивления в отложениях, непосредственно подстилающих нижнюю существенно алевроито-глинистую часть наунакской свиты. Верхняя граница свиты проводится по подошве аргиллитов георгиевской свиты [4]. Верхняя существенно песчаная часть наунакской свиты индексируется как горизонт Ю₁. Здесь песчаники неравномерно переслаиваются алевролитами и аргиллитами.

Васюганская свита (келловей-оксфорд) по литологическому составу разбита на три части (сверху-вниз): верхневасюганскую подсвиту (песчано-глинистую), нижневасюганскую (глинистую) и горизонт ЮП. [11].

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослои глин и алевролитов, часто имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю₁⁵⁻⁶, которые индексируются еще как пласт Ю₂⁰. Отложения верхней подсвиты представлены чередованием четырех песчаных пластов (Ю₁¹, Ю₁², Ю₂ (Ю₁³ и Ю₁⁴)) с подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подсвиты между пластами Ю₁¹ и Ю₁² выделяется литолого-стратиграфический репер, состоящий из аргиллитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод. Песчаные пласты объединены в горизонт Ю₁, который прослеживается повсеместно и является регионально продуктивным [3]. Верхневасюганская подсвита подразделяется на три толщи: подугольную, межугольную и надугольную.

Межугольная толща может замещаться повсеместно выдержанным угольным пластом У₁. Межугольная толща имеет клинообразный характер строения и является литологическим и стратиграфическим аналогом наунакской

свиты. Верхняя ее граница фиксируется реперным углем $У_1^1$, а нижняя угольным пропластком $У_1^П$. Толща сложена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с характерной высокой углиностью, ее мощность изменяется до 40 м.

Георгиевская свита (кимеридж) согласно (в некоторых случаях со стратиграфическим перерывом) залегает на отложениях васюганской свиты. Свита обладает относительно небольшой мощностью, изменяющейся от 3 до 13 метров. Свита сложена плотными тонкоотмученными аргиллитами темно-серого цвета (изменяясь до черного) с включениями глауконита, содержащими фауну кимериджского возраста. Среди пород встречаются остатки аммонитов и белемнитов.

Баженовская свита (титонский) представлена наиболее глубоководной формацией битуминозных аргиллитов и подстилается глинами георгиевской свиты. Баженовская свита распространяется на большей части территории Западно-Сибирской плиты. Породы свиты имеют почти горизонтальное залегание, с четким фиксированием кровли свиты, поэтому она является одним из лучших региональных маркирующих отражающих горизонтов. С кровлей свиты связан сейсмический отражающий горизонт Б.

В восточном направлении возрастная граница кровли баженовской свиты «стареет», перемещаясь вниз по стратиграфической шкале, от берриас-валанжина до кимеридж-волжского возраста. В этом же направлении битуминозная формация замещается менее глубоководными темно-серыми аргиллитами марьяновской свиты [11]. Средняя толщина свиты составляет 24 – 31 м. Своей верхней частью свита незначительно уходит в нижнемеловые отложения.

Меловая система

Куломзинская свита (берриас-нижний валанжин) представлена темно-серыми аргиллитами с прослоями песчаников и алевролитов. Литологически свита подразделяется на три толщи: Толща 1 (подачимовская) мощностью 10-20 м, образована глубоководными темно-серыми глинами, со слабо битуминозными прослоями; толща 2 (ачимовская) сложена преимущественно

серыми известковистыми песчаниками, с прослоями глин. Мощность до 70 м [11]; толща 3 представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами, полосчатыми с единичными прослоями песчаников. Мощность толщи до 200 м.

Тарская свита (валанжин) представлена чередованием серых и темно-серых глин и песчаников серого и светло-серого цвета. Песчаники полимиктовые мелко- и среднезернистые с глинисто-известковым цементом. Свита подразделяется на 2 пачки: верхнюю, с преобладанием песчаников и нижнюю – глинисто-алевротовую. Мощность свиты до 100 м.

Вартовская свита (готерив-баррем) представлена серыми, мелко- и среднезернистыми песчаниками, чередующимися с темно-серыми глинами с линзовидными прослоями алевролитов.

Киялинская свита (готерив-баррем) представлена красно-коричневыми, зелеными глинами и алевролитами, серыми и голубовато-серыми известковистыми песчаниками. Общая мощность свиты составляет 610-700 м.

Алымская свита (нижний апт) подразделяется на две части, верхняя – кошайская пачка сложена аргиллитоподобными глинами серого цвета, нижняя – пласты полимиктовых, слюдистых песчаников. К подошве кошайской пачки приурочен опорный горизонт “М”. Мощность свиты до 100 м.

Покурская свита (апт-альб-сеноман) преимущественно представлена песчаниками и серыми, буровато-серыми алевролитами, за исключением среднего отдела свиты, где преобладают темно-серые глины. Для песков характерен растительный детрит, встречаются пласты бурых углей, реже сидерит. Мощность свиты до 950 м.

Кузнецовская (турон) свита сложена зеленовато-серыми глауконитсодержащими аргиллитами Толщина свиты менее 20 м.

Ипатовскую свиту (коньяк-нижний сантон) слагают неравномерно переслаивающиеся серые плотные песчаные глины, глинистые алевролиты и полимиктовые мелкозернистые пески. Мощность свиты 150-200 м.

Славгородская свита (верхний-сантон-кампан) представлена серыми и голубовато-серыми глинами. Толщина свиты 50-60 м.

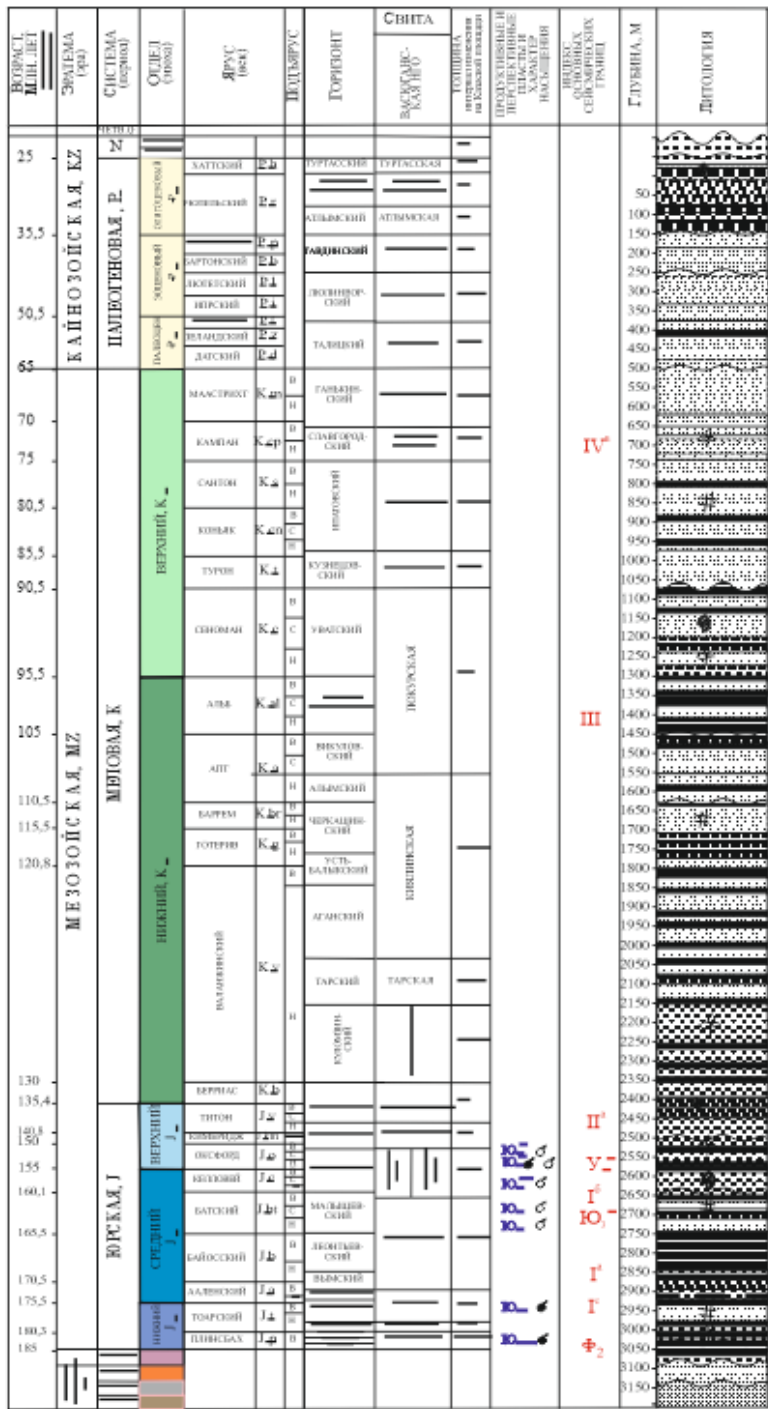
Ганькинская свита (маастрихт) сложена серыми и светло-серыми известковистыми глинами. Мощность свиты до 120 м.

Палеогеновая система

Согласно залегает на мезозойских образованиях и представлена талицкой, люлинворской, чеганской свитами и некрасовской серией, в которую объединены атлымская, новомихайловская и туртасская свиты. Талицкая, люлинворская и чеганская свиты сложены сероцветными опоковидными песчано-алевритистыми глинами с редкими маломощными прослоями кварцевых песков и алевритов. Отложения атлымской свиты представлены преимущественно песками с прослоями озерных и старичных глин. Отложения новомихайловской свиты представлены преимущественно глинами с подчинением песков, алевролитов и прослоев бурых глин. Туртасская свита сложена глинами алевритовыми с прослоями. Общая мощность палеогеновых отложений порядка 250-280 м.

Четвертичная система

Четвертичные отложения выходят на дневную поверхность и представлены желтовато-буроватыми суглинками, песчано-алевритистыми глинами, супесями и песками. Мощность отложений около 30 м.



Условные обозначения

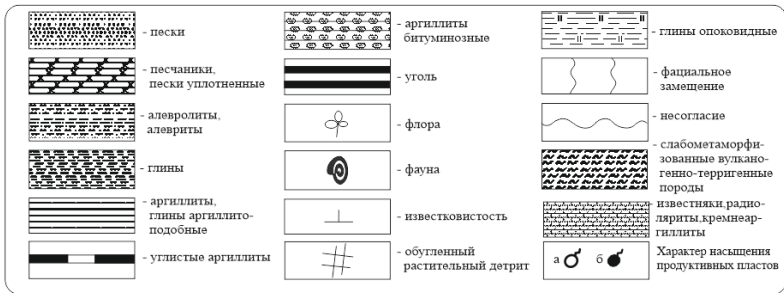


Рисунок 2.1 – Сводный литолого-стратиграфический разрез (по материалам ООО «ВНИИГАЗ», 2006 г.)

2.2 Тектоника и магматизм

Казанское месторождение согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты приурочено к Сенькинско-Варьеганской зоне Центрально-Западно-Сибирской системы герцинид, представленной терригенными и карбонатно-терригенными породами геосинклинального комплекса (рис.2.2). Зона характеризуется преобладанием положительных, возможно конседиментационных структур антиклинорного типа расположенной в центральной части позднепалеозойского сводового поднятия фундамента Западно-Сибирской плиты. Северо-западная часть участка в северо-восточном направлении пересекается зоной раннетриасовой деструкции земной коры - Чузикским континентальным рифтом, ограниченным триасовыми рифтогенными разрывами

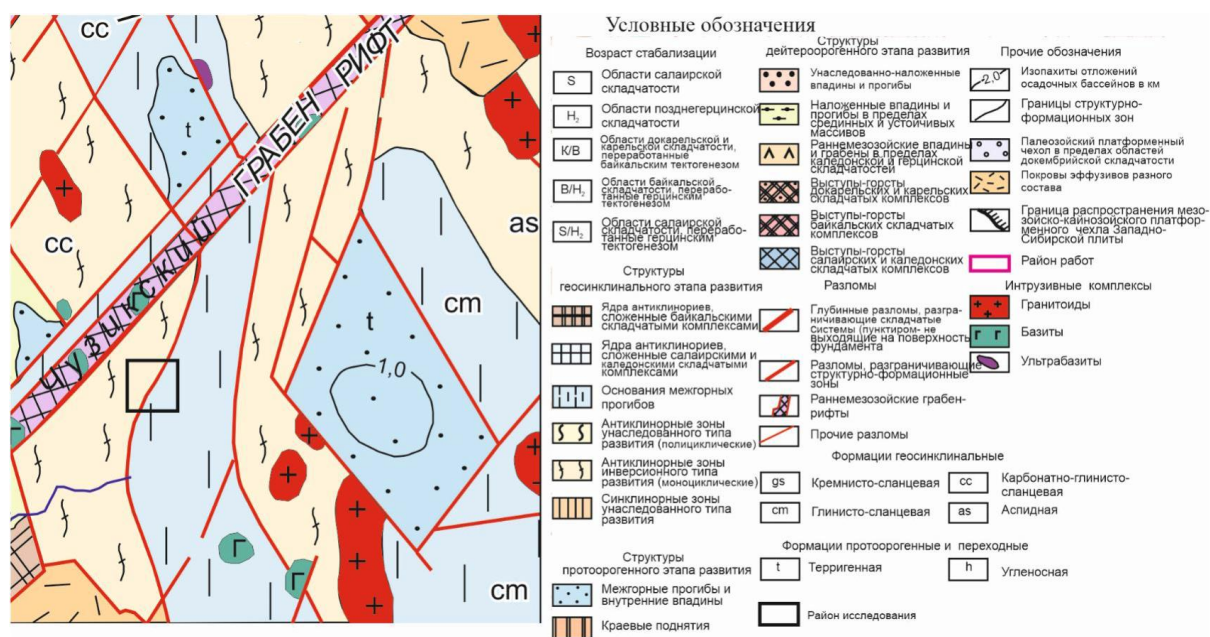


Рисунок 2.2 – Фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.И. Суркова 1981 г.) [8]

По отложениям юрского яруса платформенного чехла [7] район работ (рис.2.3) расположен в западной части структуры I порядка – Юганской мегавпадины. Непосредственно в районе работ расположена Казанская структура III порядка, юго-западнее – Таволгинская структура III порядка. Юго-

восточнее участка работ расположено Таволгинское куполовидное поднятие (структура II порядка), осложненное Олимпийской, Южно-Олимпийской и Западно-Олимпийской структурами III порядка. Северо - и северо-восточнее площади выявлена Пономарёвская и Западно-Сомовская группа локальных поднятий, южнее Болтное.

Южно-Казанский мезопрогиб, расположенный на южной границе участка, осложненный Северо-Казанским прогибом и Южно-Казанской впадиной, вытянут в северо-западном направлении и отделяет Калгачский мезовыступ от расположенного юго-западнее Межовского мезавыступа. Калгачский мезовыступ представляет собой полузамкнутую структуру II порядка, вытянутую в северо-западном направлении. Структура осложнена двумя куполовидными поднятиями – Таволгинским и Олимпийским. Западнее участка работ расположен Колпашевский мезовал, восточная часть которого, находится в пределах лицензионного участка. Северо-западнее и севернее расположены Лавровский мезовыступ и Пудинское мезоподнятия соответственно. Казанское локальное поднятие, занимающее практически всю юго-восточную часть площади расположено на северо-восточной периклинали Калгачского мезавыступа. С северо-западной стороны Казанское локальное поднятие ограничено системой крупных разрывных нарушений.

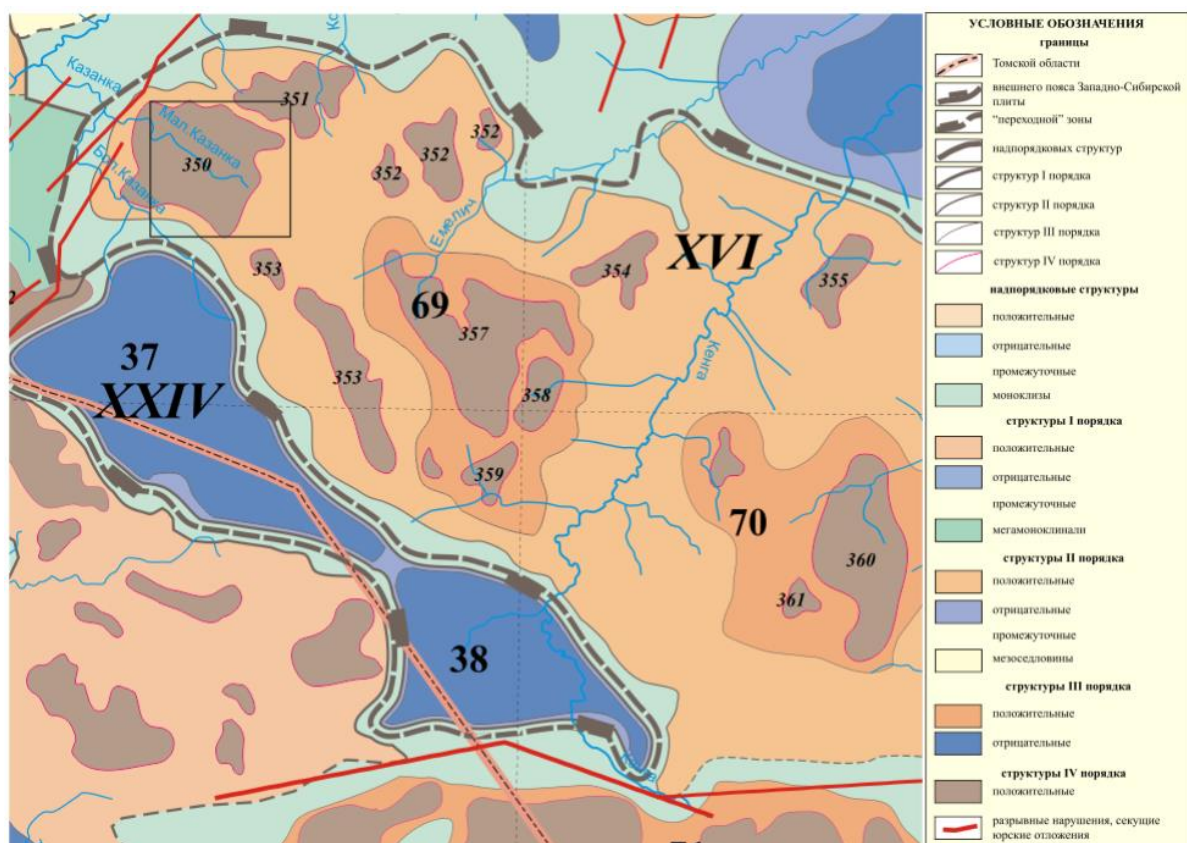


Рисунок 2.3 – Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса осадочного чехла западных районов Томской Области [18]. Условные обозначения: черным квадратом обозначен район исследования; структура I порядка: XVI – Юганская мегавпадина; структура II порядка: XXIV – Косетский мезопрогиб; структуры III порядка: 37 – Северо-Казанский прогиб; 38 – Южно-Казанская впадина; Куполовидные поднятия: 69 – Таволгинское; 70 – Олимпийское; Локальные поднятия: 350 – Казанская; 351- Сомовская; 352 – Западно-Сомовская; 353 - Болтная; 354 - Олюторский; 357 – Олимпийская; 358 - Западно-Олимпийская; 359 - Южно-Олимпийская

2.3 Нефтегазоносность

Район исследования расположен на территории Казанского нефтегазоносного района Васюганской НГО Западно-Сибирской НГП, относящегося к землям второй категории перспектив нефтегазоносности (рис. 2.4), и охватывает Казанское газоконденсатное месторождение.

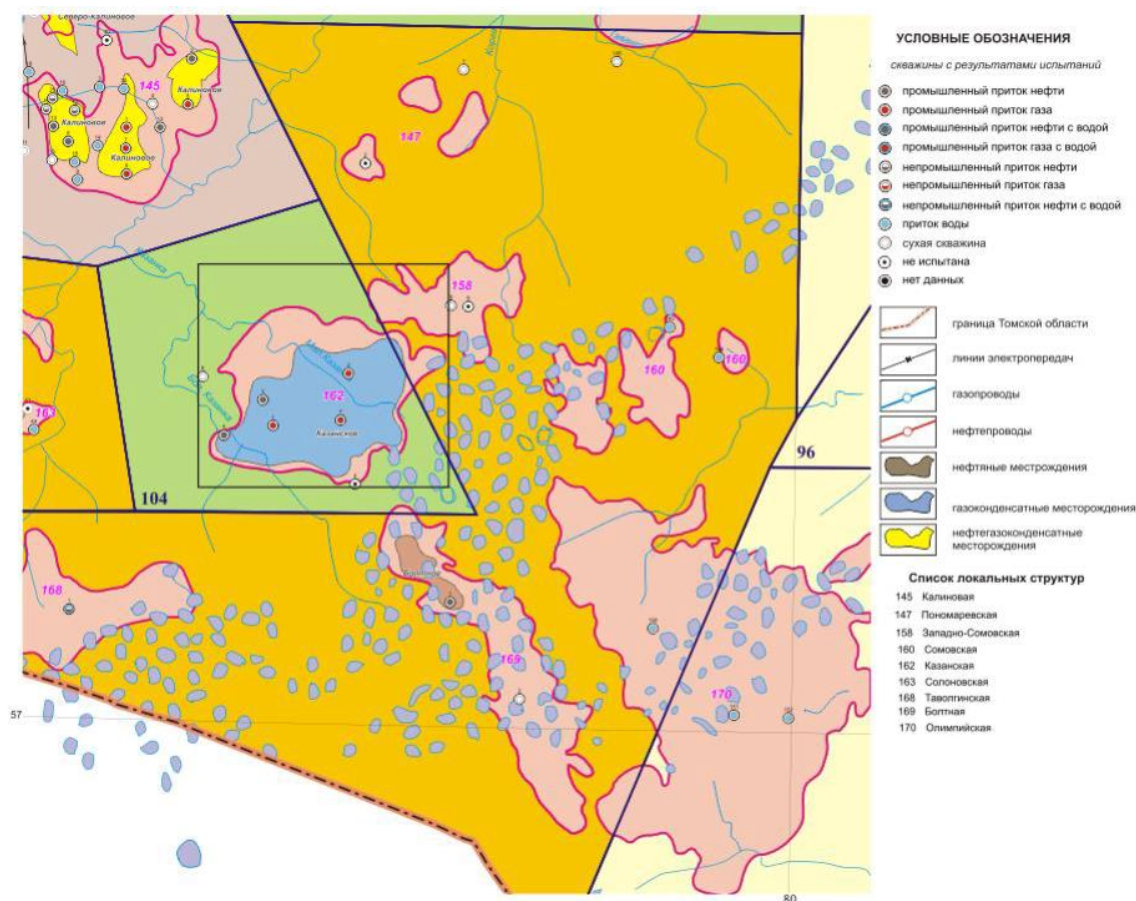


Рисунок 2.4 – Фрагмент карты Лугинецко-Останинского НГДР ТО 2001 г. Черным квадратом отмечен район исследования [20].

На месторождении выделяются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в 5 пластах следующих отложений: васюганская свита (пласты $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$); тюменская толща (пласты $Ю_3$ и $Ю_4$).

Газоконденсатная залежь пласта $Ю_1^1$ пластово-сводовая стратиграфически экранированная. Контур ГВК принят условно на отметке -2370 м на основании испытаний скважин и по ГИС. Пласт $Ю_1^1$ представлен песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаники серые, разномерные, иногда алевролитовые, редко известковистые, крепко сцементированные. Покрышкой для залежи служат аргиллиты георгиевской и баженовской свит. Промышленный приток газоконденсата получен в скважинах Казанская 1, 2, 3 и 9.

Газоконденсатно-нефтяная залежь пласта $Ю_1^2$ пластово-сводовая. Контуры ГНК и ВНК приняты условно на отметках -2346 м и -2379 м на

основании результатов испытания скв. №№ 5р и 7р. Пласт Ю12 представлен песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Испытания скважин на площади работ показало, что пласт Ю₁² газо-нефтенасыщен. Притоки газоконденсата получены в скважинах Казанская 1, 2, 7. Притоки нефти наблюдались в скважине 5.

Газоконденсатная залежь пласта Ю₁³⁻⁴ – пластово-сводовая. Продуктивный пласт представлен песчаниками светло-серыми часто каолинизированными слабосцементированными до рыхлых. Реже крепко сцементированными, известковистыми. Промышленная продуктивность установлена при испытании скважин 1 и 3. Газо-водяной контакт принят на отметке -2369 м по результатам испытаний скважины 3. Покрышкой для залежи является аргиллито-алевролитовая пачка (мощность 24-28 м) васюганской свиты.

Газоконденсатная залежь пласта Ю₃ пластово-сводовая. Продуктивность пласта установлена только при испытании скв. 1. Газоводяной контакт принят по подошве пласта в скв. 1 на отметке -2385,6 м. Покрышкой для залежи служит аргиллито-алевролитовая пачка верхней части тюменской свиты мощностью 33 м.

Газоконденсатная залежь пласта Ю₄ пластово-сводовая. Пласт представлен песчаниками серыми, мелкозернистыми, алевролитистыми, крепкими. Пласт продуктивен только в скв. 1. Газоводяной контакт принят по подошве пласта в скв. 1 на отметке -2420 м. Покрышкой для залежи служит аргиллито-алевролитовая пачка верхней части тюменской свиты мощностью 22 м.

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для анализа ранее проведенных геофизических исследований были использованы каротажные диаграммы (рисунок 3.1), полученные на одной из скважин Казанского месторождения в Томской области. Представленный разрез мы считаем эталонным для рассматриваемого месторождения, так как на нем хорошо представлены все стратиграфические пласты, необходимые для анализа: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^{3-4}$. Также данный разрез характеризуется хорошо дифференцированными литологическими разностями, представленными в продуктивной части разреза. Кроме этого представлен полный комплекс геофизических методов исследования скважин [6].

Продуктивные пласты-коллекторы $Ю_1^1$, $Ю_1^2$ представлены песчаниками газонасыщенным и нефтенасыщенным, Непродуктивный пласт $Ю_1^{3-4}$ следующими литологическими разностями: песчаниками, песчаниками водонасыщенными, плотными породами, угли, аргиллиты.

При проведении геофизических исследований использовался следующий комплекс: микрокаротажное зондирование, боковое каротажное зондирование, акустический, индукционный и боковой каротаж, метод самопроизвольной поляризации, гамма-каротаж, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам [6].

Различные методы ГИС позволяют сделать вывод о разрезе скважины и выделить пласты-коллекторы, а также определить насыщенность коллекторов, что обусловлено различными физическими свойствами горных пород [9].

Диаграммы микрозондов дают возможность определения границ коллекторов – по началу расхождения в показаниях микропотенциал зонда (МПЗ) и микроградиент зонда (МГЗ). Так как глубинность исследования МПЗ (20 см) больше глубинности исследования МГЗ (3 – 4 см), то МПЗ определяет сопротивление зоны проникновения ($\rho_{зп}$), в то время как МГЗ – сопротивления бурового раствора (ρ_c) и сопротивление глинистой корки ($\rho_{гк}$). Таким образом,

выделение кровли и подошвы коллектора, если $\rho_{МПЗ} > \rho_{МГЗ}$, является обоснованным.

Также определение границ коллекторов возможно по диаграммам кавернометрии. Так как напротив пласта-коллектора образовывается глинистая корка, то он будет выделяться по началу уменьшения диаметра скважины относительно номинального диаметра скважины d_n .

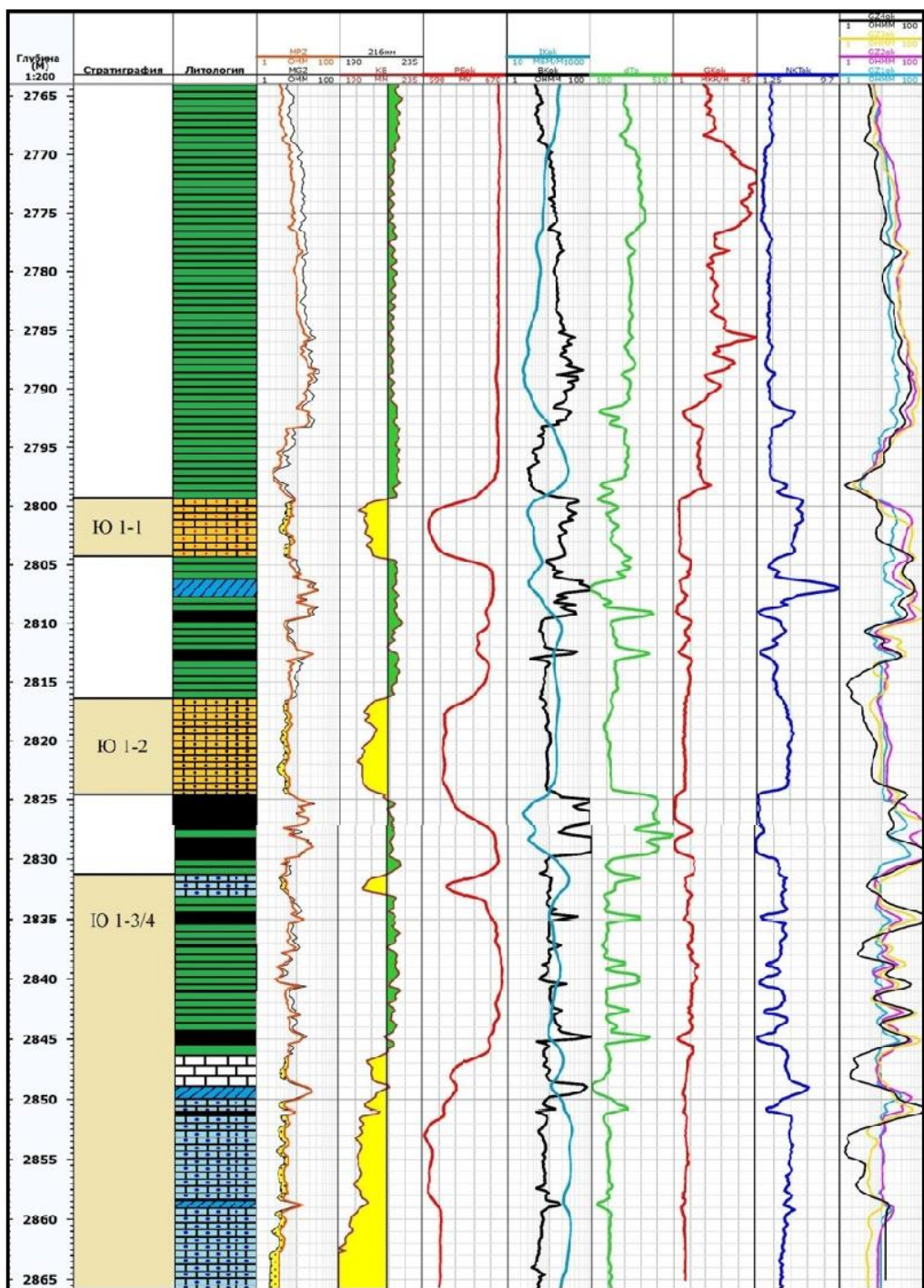
Третий метод, позволяющий определить пласт-коллектор, это метод БКЗ. При этом границы коллекторов определяются по радиальному приращению кривых сопротивления.

Косвенные признаки пласта-коллектора определяются отрицательными аномалиями на кривых ПС, а также низкими значениями на кривой гамма-каротажа.

Пласты аргиллитов выделяются по показаниям метода ПС положительными аномалиям. Также аргиллиты можно идентифицировать по отсутствию расхождения между кривыми электрических методов. Кроме этого метод гамма каротажа так же позволяет дифференцировать глины повышенными значениями.

Пласты угля в первую очередь идентифицируются положительными отклонениями на показаниях кавернометрии; во-вторых, аномально высокими (более 40 Ом·м) значениями на БК. Кроме этого, аномально низкие значения НКТ (1,5 усл.ед.) и ГК (менее 2 мкР/ч) также выделяют границы угольных пластов.

Пласты плотных пород так же, как и уголь характеризуются аномально высокими значениями сопротивления (более 55 Ом·м) на кривых БК, однако достаточно точно их позволяет определить НКТ положительными пиками аномалий (до 10 усл.ед.).



Условные обозначения



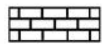



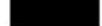
- | | |
|--|--|
|  Глина (аргиллит) |  Песчаник газонасыщенный |
|  Песчаник |  Песчаник нефтенасыщенный |
|  Плотный пласт |  Песчаник водонасыщенный |
|  Уголь | |

Рисунок 3.1 – Геолого-геофизический разрез скважины Казанского месторождения

Газонасыщенный пласт Ю₁¹ находится в интервале 2799,2-2804,6 м. Насыщение пласта газом идентифицируется по высокому сопротивлению по БК и очень низкой проницаемостью по ИК.

Нефтенасыщенный пласт Ю₁² представлен песчаниками и находится в интервале 2815,2-2824,4 м. По сравнению с пластом Ю₁¹, пласт Ю₁² является более низкоомным и высокопроводящим.

Пласт Ю₁³⁻⁴ находится на интервале 2831,6-2860,0 м. Внутри пласта выделяются несколько песчаных пластов (2831,8-2833,1, 2846,7-2848,9 и 2850,1-2860 м) с пропластками плотных пород и угля.

Характер насыщения песчаника в интервале 2846,6-2846,6 м пласта Ю₁³⁻⁴ интерпретируется как «не ясно». Все остальные песчаные пласты являются водонасыщенными. В разрезе по методу ИК и БК значение пластов Ю₁¹ (газонасыщенный), Ю₁² (нефтенасыщенный), Ю₁³⁻⁴ (водонасыщенный) значительно отличаются. Таким образом, по методам ИК и БК для данного разреза можно определить насыщения породы.

На основании вышеизложенного можно сделать вывод, что к разработке Казанского месторождения пласты Ю₁¹ и Ю₁² представляют промышленный интерес. Приток углеводородов из пласта Ю₁³⁻⁴ возможен с очень малой вероятностью. Для определения эксплуатационных характеристик коллекторов и оценки возможности дальнейшей промышленной эксплуатации необходимо проводить дополнительные исследования.

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

4.1 Задачи геофизических исследований

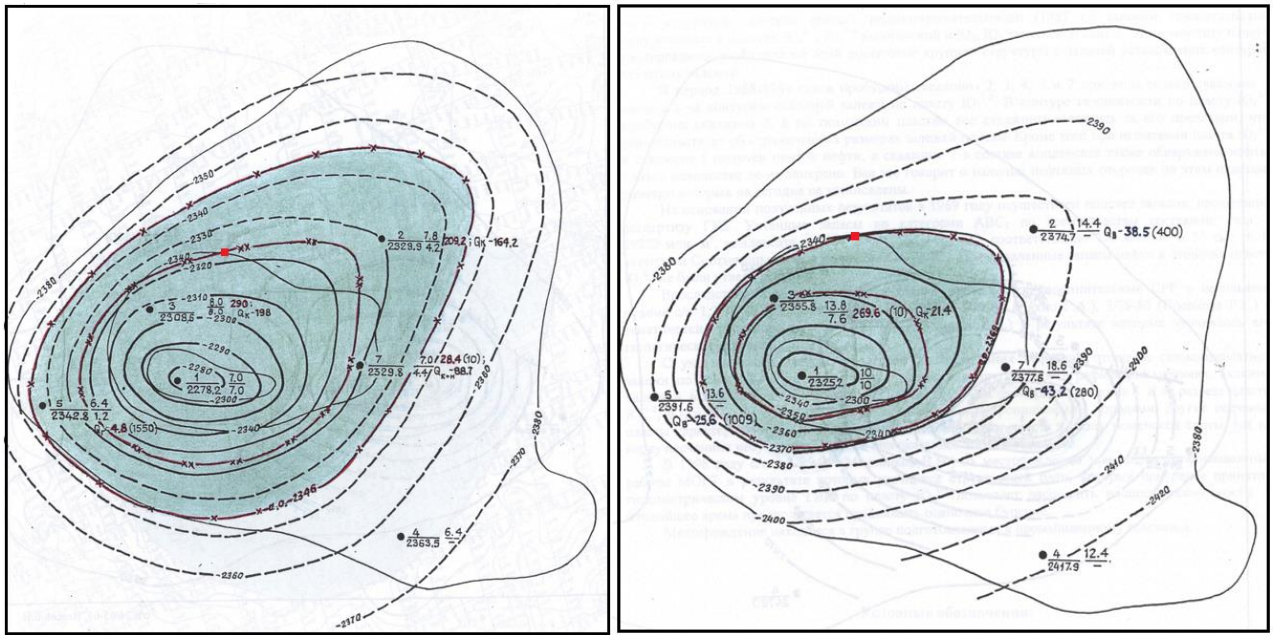
На проектном участке работ, перед ГИС стоят задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение положения флюидного контакта.

4.2. Обоснование объекта исследования

По данным исследований прошлых лет, на Казанском месторождении выделяются газоконденсатные и нефтегазоконденсатные залежи в пластах Ю₁¹, Ю₁², Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты НГК и пластах Ю³, Ю⁴ тюменской толщи. По категории С₁ балансовые запасы газа пласта Ю₁ составляют 19222,04 млн. м³, извлекаемые запасы конденсата 4173,7 тыс. т. По пласту Ю₁¹ выявлена газоконденсатная залежь, по пласту Ю₁² выявлена нефтегазоконденсатная залежь. Оба пласта представлены песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Контур ГВК пласта Ю₁¹ принят на отметке 2370 м, контуры ВНК и ГНК пласта Ю₁² приняты на отметках 2346 м и 2379 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта Ю₁¹⁻² равна 4,9 м. Пласт Ю₁³⁻⁴ принят газоконденсатным, сложен серыми крепкими алевролитистыми песчаниками. Контур ГВК пласта Ю₁³⁻⁴ принят на отметке 2369 м. Эффективная газонасыщенная толщина пласта Ю₁³⁻⁴ равна 8 м. Основным вопросом проектирования является уточнение контуров залежи и фильтрационно-емкостных свойств [12].

Используя карту залежи, закладываем проектную скважину в 3 км на северо-восток от скважины 3 (рис.4.1). Проектная глубина скважины 2500 м, с забоем в Тюменской свите.



а)

б)

Условные обозначения:	
5	номер скважины
2342,8	абс. отметка кровли пласта
6.4	эффективная толщина пласта
1,2	эф. нефтенасыщенная толщина пласта
4.8 (1550)	- дебит газа (динамический уровень)
Q_g, Q_k	- дебиты газа, конденсата
	- запасы категории C_1
	- запасы категории C_2
	- проектная скважина
	- линии сейсмических профилей
	- изогипсы отражающего горизонта Па (подшва баженовской свиты)
	- изогипсы кровли пласта по данным бурения
	- линия литологического замещения продуктивного пласта
	- внешний контур газоносности
	- внутренний контур газоносности

Рисунок 4.1 – Запроектированная скважина на Казанском месторождении

а) пласт $Ю_1^{1-2}$, б) пласт $Ю_1^{3-4}$

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.

Физико-геологическая модель (ФГМ) объекта исследования позволяет получить первоначальную информацию об объекте, а именно: геологический разрез, данные методов ГИС и результаты их интерпретации. ФГМ составлена на основе достаточно информативных разрезов пробуренных ранее скважин [12]. Литология ФГМ представлена: песчаниками (возможными коллекторами), аргиллитами, служащими флюидоупорами, углями и плотными пластами.

Для каждой горной породы характерно свое поведение кривых методов ГФИ, что объясняется их различными физическими свойствами.

Аргиллиты характеризуются высокими показаниями ПС, высокими показаниями естественной радиоактивности порядка 14-16 мкР/ч, увеличением диаметра скважины, пониженными (3-5 Ом·м) значениями кажущегося сопротивления ρ_k , а также близкими к буровому раствору показаниями сопротивления на микрозондах [3].

Угли характеризуются высоким сопротивлением в пределах 65-70 Ом·м, повышенными значениями АК, показания НКТ порядка 1 у.е. небольшими отрицательными амплитудами по ПС и маленькими значениями естественной радиоактивности.

Песчаники отличаются отрицательными аномалиями на диаграммах ПС от 30-34 мВ, низкими значениями по ГК 4-6 мР/ч. Продуктивные пласты характеризуются аномально высоким сопротивлением до 60 Ом·м, уменьшением диаметра скважины и расхождением показаний микрозондов с превышением показаний потенциал-зонда.

Таблица 4.1 – Физико-геологическая модель в виде таблицы

Порода	Метод ГИС														
	ПС, мВ		ГК, мкР/час		НК, у.е.		ГГКП, г/см ³		АК, мкс/м		ИК, Омм		БК, Омм		БКЗ, Омм
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max	
аргиллиты															
плотные карбонатные породы															
песчаник газ															приращение
песчаник нефть															приращение
песчаник вода															приращение
алевролит															
уголь															

Проведение работ планируется в условиях терригенного разреза, поэтому задачу литолого-стратиграфического расчленения разреза и выделения коллекторов будем решать методами стандартного комплекса, в который входят:

- стандартный каротаж (КС, ПС),

- электрические методы (БКЗ, БК, ИК, МКЗ),
- радиоактивные методы (ГК, ГГКп, ННКТ, для уточнения коэффициента пористости будем использовать ГГКп),
- акустический каротаж (АК),
- кавернометрия,
- инклинометрия.

Стандартный каротаж включает в себя запись кривых КС – кажущегося удельного сопротивления пластов и ПС – потенциалов самопроизвольной поляризации, которая проводится с помощью трех зондов электрического каротажа: кровельный и подошвенный зонд (2 м) и потенциал-зонд (0,5 м).

Метод обычных зондов (КС) основан на изучении искусственного электромагнитного поля, которое создается в горных породах генераторами постоянного или переменного тока различной мощности. Форма кривой КС определяется величиной кажущегося удельного электрического сопротивления, которое в свою очередь зависит от мощности пласта, типа и размера зонда, его положения относительно границ пласта.

Каротаж потенциала собственной поляризации (ПС) основан на изучении естественных электрических полей, обусловленных электрохимическими процессами. Электрическое поле естественных потенциалов ($U_{ПС}$) возникает самопроизвольно в скважине и вокруг неё. Естественные потенциалы, возникающие у стенок скважины, зависят от литологического состава пород []. По пикам кривой ПС хорошо выделяются песчаники и глинистые пласты. Для песчаника на кривой ПС характерна отрицательная аномалия, а для глин – положительная.

Границы пластов горных пород, а также оценка характера насыщения пластов-коллекторов определяются, как правило, при использовании **электрических методов**. Также по результатам измерений, проводимых электрическими методами, возможно определение удельного сопротивления пластов-коллекторов и литологии пород.

В основе **радиоактивных методов (РК)** лежит измерение характеристик полей ионизирующих излучений, происходящих в ядрах атомов элементов. В комплекс методов для проведения РК входят гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (ННКТ) и плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКп).

Гамма-каротаж (ГК) основан на измерении интенсивности естественного радиоактивного излучения пород. ГК как правило используется для выделения глинистых пластов. Это связано с тем, что глинистые породы характеризуются наибольшей радиоактивностью за счет большой адсорбирующей поверхности, на которой максимально осаждаются продукты распада радиоактивных элементов. При изучении литологии пород ГК является также значимым методом исследования, равно как и при выделении продуктивных пластов. Помимо этого, ГК позволяет провести качественную и количественную оценку глинистости пород, а иногда и пористости коллекторов – при корреляции разрезов скважин, в том числе и обсаженных колонной.

Интенсивность рассеянного гамма-излучения, возникающего при облучении горных пород источником гамма-квантов, зависит от плотности горных пород: при больших значениях плотности интенсивность регистрируемого излучения уменьшается. Именно этот факт является основой в *плотностном гамма-гамма каротаже (ГГКп)*.

При облучении горных пород источником нейтронов в породах возникает нейтронное и гамма излучение. Изучение характеристик этих излучений лежит в основе *нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (ННКТ)*. В сочетании с ГГК нейтронные методы используются с целью выявления газонасыщенности зон. В эксплуатационных скважинах методы НК применяются для определения местоположения газожидкостного и водонефтяного контактов. В частности, ННКТ позволяет определить водородосодержание среды и наличие элементов-поглотителей, имеющих высокое сечение захвата тепловых нейтронов.

Акустический каротаж (АК) основан на изучении характеристик упругих волн ультразвукового и звукового диапазона в горных породах. По

кривой АК, в сочетании с другими методами ГИС, определяется пористость пород, уточняется литология разреза, выделяются зоны трещиноватости и кварнозности в разрезе. Кроме того, АК позволяет изучить техническое состояние скважины.

Кавернометрия – измерение диаметра ствола скважины. При этом фиксируется отклонение фактического диаметра скважины от его номинального значения, равного диаметру долота. Вследствие гидратации тонкодисперсных глинистых частиц и в результате их размыва гидромониторным воздействием струи, вытекающей из долотных отверстий, напротив глин и сильноглинистых разностей фиксируется увеличение фактического диаметра скважины. С другой стороны, оседание глинистых частиц против проницаемых пластов в результате фильтрации бурового раствора в пласт, способствует образованию глинистой корки на стенке скважины, что приводит к уменьшению диаметра скважины.

Инклинометрия – это метод контроля за пространственным положением оси скважины. Данный метод позволяет определять траекторию скважины. При этом измеряется угол отклонения оси скважины от вертикали (зенитный угол) и магнитный азимут проекции оси скважины на горизонтальную плоскость [3].

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Запроектированный комплекс исследований проводится в соответствии с «Технической инструкцией по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072- 01), утвержденной Министерством природных ресурсов России 4 мая 2001 года [18].

Этапы запланированного комплекса работ:

1) на базе:

- а) подготовительные работы,
- б) настройка, эталонировка приборов (периодическая, а как же после каждого ремонта);

2) в полевых условиях на скважине:

- а) подготовительные работы, в том числе установка подъемника, проверка готовности скважины для исследования, проверка калибровок приборов, установка масштабов,
- б) геофизические измерения и запись,
- в) предварительная оценка качества материалов ГИС;
- г) первичное редактирование;

3) передача материалов КИП.

Исходя из поставленных задач, а также опираясь на анализ результатов ранее проведенных геофизических работ, проектом предусмотрено проведение следующего комплекса работ (таблица 5.1).

Таблица 5.1 – Виды и объем планируемых по проекту работ

№	Исследование	Прибор	Масштаб записи	Скорость записи	Интервал исследований, м
В кондукторе					
1	Стандартный каротаж	К1А-723М	1:500	2000 м/ч	0-700
2	Кавернометрия	МК-Г	1:500	1500 м/ч	0-700
3	Инклинометрия	ИОН-1	через 10 м	2000 м/ч	0-700
В открытом стволе					
1	Стандартный каротаж	К1А-723М	1:200	2000 м/ч	700-2500
2	БК		1:200	2000 м/ч	700-2500
3	БКЗ		1:200	2000 м/ч	700-2500
4	ИК		1:200	2000 м/ч	700-2500
5	МКЗ	К3А-723	1:200	1000 м/ч	700-2500
6	ГК	СРК-73П	1:200	400 м/ч	700-2500
7	ГГп		1:200	400 м/ч	700-2500
8	ННКТ		1:200	400 м/ч	700-2500
9	АК	СПАК-6Д	1:200	1000 м/ч	700-2500
10	Кавернометрия	МК-Г	1:200	1000 м/ч	700-2500
11	Инклинометрия	ИОН-1	через 10 м	2000 м/ч	700-2500

Прибор К1А-723М [15] планируется использовать для измерения:

- 1) кажущегося удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород, пересеченных скважиной, градиент-зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ) А8,0М1,0N, А4,0М0,5N, А2,0М0,5N, N0,5М2,0А, А1,0М0,1N, А0,4М0,1N, потенциал-зондом (КС) N11,0М0,5А, трехэлектродным зондом бокового каротажа (БК);
- 2) кажущейся удельной электрической проводимости (УЭП) горных пород, пересеченных скважиной, зондом индукционного каротажа (ИК) ЗИ1,0;
- 3) потенциала самопроизвольной поляризации (ПС).

Рабочие условия применения прибора: температура окружающей среды от 5°C до 120°C; максимальное гидростатическое давление 80 МПа.

Масштаб записи кривых КС - 2,5 Ом/см; ПС- 12,5 мВ/см. Масштаб записи кривых БК логарифмический, с модулем 6,25 см. Масштаб записи ИК 25 мСим/м/см.

Прибор КЗА-723 предназначен для измерения удельного электрического сопротивления пород (УЭС) двумя микрозондами (МЗ) - А0.025М0.025N и А0.05М. Рабочие условия применения: максимальная температура окружающей среды 120°C; максимальное гидростатическое давление 80 МПа [17].

Аппаратура СРК-73П предназначена для исследования нефтяных и газовых скважин методами гамма и компенсированного нейтронного каротажа по тепловым нейтронам. Скважинный прибор оснащен зондовой установкой 2ННКт с детекторами СНМ-56 на малом и большом зондах. Аппаратура обеспечивает измерение водонасыщенной пористости и мощности дозы естественной гамма-активности пород [23].

Проведение акустического каротажа планируется прибором СПАК-6Д, предназначенным для исследования скважин по кинематическим и динамическим параметрам продольной, поперечной волн и волны Лэмба-Стоунли. Масштаб регистрации 40 мкс/м/см. Технические характеристики прибора:

- формула зонда И20,5 И13,2П;
- диаметр исследуемых скважин, мм 100-300;
- максимальная рабочая температура, °С 120;
- максимальное гидростатическое давление, МПа 80. [24]

Кавернометрия будет выполняться аппаратурой МК-Г.

Инклинометрия будет проводиться прибором ИОН-1, позволяющим проводить как непрерывную запись, так и запись по точкам через 10 м.

Для регистрации и обработки сигналов с приборов будет использоваться каротажная станция «КЕДР-02», состоящая из геофизического блока (БГФ),

блока коммутации (БК), универсального источника питания (УИП), источника бесперебойного питания (ИБП) и плоттера (ПЛ02) [1].

Скважинные приборы, а также каротажная станция к работе допускаются только после калибровки. Метрология каротажных работ осуществляется на основе действующих ГОСТов, стандартов и нормативно-технических документов [18, 25 - 37].

Метрологическое обеспечение аппаратуры представляет собой: градуировку, поверку и калибровку аппаратуры с использованием образцовых средств измерений по специальным технологиям, регламентированными нормативно-техническими документами [18].

5.2 Интерпретация геофизических данных

Интерпретация данных ГИС предусматривает решение поставленных задач на основе комплексного изучения физических свойств горных пород.

В четвертой главе данного проекта были сформулированы следующие задачи:

- литологическое расчленение и корреляция разреза;
- выделение коллекторов;
- определение фильтрационно-емкостных свойств;
- оценка характера насыщения пластов-коллекторов;
- определение положения флюидного контакта.

Литологическое расчленение разреза

На Казанском месторождении по имеющимся данным более ранних исследований ГИС выделяются следующие литологические разности:

- глины (аргиллиты);
- угли;
- песчаники;

– карбонатные породы - доломиты, плотные известняки, мергели.

Метод ПС позволяет выявить в скважине песчаные и глинистые породы. В качестве условной нулевой линии используется линия глин, которая проводится по значению ПС против глинистых пластов, то есть по тем значениям, где мы наблюдаем максимальное отклонение кривой ПС вправо. Отклонение кривой ПС в точке измерения от линии глин называют амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации. Пески, песчаники и чистые от примесей глин алевролиты выделяются отклонением кривой ПС в сторону минимальных значений. Глинистые породы отмечаются положительными значениями на кривых ПС.

Метод КС позволяет выделить плотные и проницаемые пласты. Низкие сопротивления соответствуют водонасыщенным песчаникам, а рост сопротивления свидетельствует о насыщении песчаных пластов нефтью или газом. Высокие значения сопротивления до сотен ом·метров говорят о наличии плотных пород, например, карбонатных пород, угольных пропластков.

Радиус исследования индукционных зондов среднего размера (0,75-1 м) (ИК) почти в 4 раза превышает радиус исследования обычных зондов КС. Это преимущество позволяет более точно определять истинное сопротивление пород. Кривые ИК отражают информацию об электропроводности пород, поэтому являются более дифференцированными и информативными против пласта высокой электропроводности и сглаженными против пород с низкой электропроводности.

Выделение коллекторов

Для выделения коллекторов на Казанском месторождении будем использовать качественные (прямые) и количественные (косвенные) признаки.

Прямыми качественными признаками являются:

– сужение ствола скважины вследствие образования на стенках глинистых корок, устанавливаемое по кривым кавернометрии;

- отрицательная аномалия ПС;
- превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда при их небольших значениях на кривых МКЗ;
- изменение удельного электрического сопротивления пластов в радиальном направлении на кривых БКЗ.

Также породы-коллекторы характеризуются положительными показаниями на кривых ГК. На кривых НКТ при этом показания имеют промежуточные значения между глинами и плотными породами.

Высокие показания на диаграммах фокусированных методов электрического каротажа (БК, ИК, НГК-НКТ) говорят о наличии плотных непроницаемых пород (глинистые алевролиты, известковые разности пород). Эти прослой не включаются в толщину коллекторов.

Определение фильтрационно-емкостных свойств

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств пород используется относительная амплитуда ПС $\alpha_{ПС}$, вычисляемая по формуле

$$\alpha_{ПС} = \frac{U_{ПС}}{U_{ПС}^{\max}},$$

$\alpha_{ПС}$ – относительная амплитуда ПС, $U_{ПС}$ – показания в исследуемом пласте, $U_{ПС}^{\max}$ – показания опорного пласта. В качестве опорного пласта выбирают коллектор с максимальной амплитудой ПС.

Для определения глинистости коллекторов используется двойной разностный параметр по ГК, вычисляемый по формуле

$$\Delta J_{ГК} = \frac{J_{ГК} - J_{ГК}^{\min}}{J_{ГК}^{\max} - J_{ГК}^{\min}},$$

где $J_{ГК}$ – показания ГК исследуемого пласта, $J_{ГК}^{\min}$ – минимальное значение показаний ГК опорного пласта, $J_{ГК}^{\max}$ – максимальное значение показаний ГК опорного пласта. В качестве опорных пластов приняты глины (максимальные

значения) и показания против наиболее чистых пластов песчаников (минимальные значения).

Одним из важнейших параметров, характеризующим емкостные свойства пород является *коэффициент пористости*. Провести оценку коэффициента пористости можно, используя следующие методы:

- 1) по акустическому каротажу;
- 2) по данным ГК;
- 3) по относительной амплитуде ПС.

Определение коэффициента пористости по данным АК

Значение коэффициента пористости определяется по обобщенной формуле В.М. Добрынина

$$K_{\Pi} = \frac{\Delta T - \Delta T_{\text{ск}}}{\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}}} - \frac{K_{\text{гли}} \cdot (\Delta T_{\text{гли}} - \Delta T_{\text{ск}})}{\Delta T_{\text{ж}} - \Delta T_{\text{ск}}},$$

где $\Delta T_{\text{ск}} = 183$ мкс/м – интервальное время пробега акустической волны в скелете породы, $\Delta T_{\text{ж}} = 625$ мкс/м – интервальное время пробега акустической волны в жидкой фазе, $\Delta T_{\text{гли}}$ определяется по каждой скважине в интервале неразмытых глин. При этом *коэффициент глинистости* $K_{\text{гли}}$ определяется по ПС по формуле Страйбера:

$$K_{\text{гли}} = 0,5 \cdot \frac{1,01 - \alpha_{\text{пс}}}{1,5 - (1,01 - \alpha_{\text{пс}})}.$$

При оценке пористости по данным ГК используется зависимость $K_{\Pi} = f(\Delta J_{\text{ГК}})$, полученная по сопоставлению среднего значения коэффициента пористости в выделенном пропластке по данным керна и соответствующего ему значению двойного разностного параметра по ГК.

Определение пористости по данным ПС базируется на корреляционных зависимостях $K_{\Pi} = f(\alpha_{\text{пс}})$, полученных на сопоставлениях «керна-ГИС». Уравнения для:

$$\text{пласта Ю}_1^1 - K_{\Pi} = 0,24 \cdot \alpha_{\text{пс}};$$

$$\text{пласт Ю}_1^2 - K_{\Pi} = 0,174 \cdot \alpha_{\text{пс}} + 0,055;$$

$$\text{пласты Ю}_1^{3-4}, \text{ Ю}_3, \text{ Ю}_{4-5} - K_{\Pi} = 0,1397 \cdot \alpha_{\text{пс}} + 0,0625.$$

Коэффициент проницаемости не может быть рассчитан напрямую по данным ГИС, поэтому как правило его значение определяется через статистическую зависимость от коэффициента пористости $K_{пр}=f(K_p)$.

Определение коэффициента нефтенасыщенности.

1). Строится зависимость типа керн-ГИС для параметра пористости P_p : $P_p = f(K_p)$ для каждого пласта.

2). Рассчитывается удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта $\rho_{вп}$ по формуле

$$\rho_{вп} = P_p \cdot \rho_v,$$

где $\rho_v = 0,07$ Ом·м – удельное сопротивление пластовой воды.

3). Рассчитывается параметр насыщения P_H

$$P_H = \frac{\rho_p}{\rho_{вп}},$$

где ρ_p – удельное электрическое сопротивление пласта по данным БКЗ с использованием ИК, Ом·м.

4). По зависимостям $P_H = f(K_v)$ для разных групп пластов определяется коэффициент водонасыщенности K_v .

Определение характера насыщения пластов-коллекторов проводится несколькими способами: по критическим значениям УЭС; по критическим значениям водонасыщенности, определенной по кривым фазовой проницаемости.

При *определении характера насыщения пластов-коллекторов* предполагается следующая последовательность проведения работ:

1) в изучаемом разрезе, используя качественные и количественные признаки, выделяем предполагаемые пласты-коллекторы;

2) для выделенных пластов-коллекторов проводим оценку коэффициентов пористости и проницаемости;

3) определяем удельное сопротивление пластов-коллекторов;

4) определяем коэффициент водонасыщенности пластов по зависимостям $K_{во} = f(P_n)$, которые предварительно разделяются по проницаемости;

5) определяем характер насыщения пласта по кривым $K_{во} = f(P_n, K_{пр})$;

6) используя лабораторные данные, проводим дополнительную проверку критического значения водонасыщенности по кривым фазовой проницаемости.

По критической водонасыщенности, определенной по данным капилляриметрии и кривым фазовой проницаемости, будет определен ВНК по продуктивным пластам.

6 ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

6.1 Цели и задачи гидродинамических исследований

Анализ данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) является одним из разделов науки о разработке нефтяных и газовых месторождений. Информация, получаемая при исследованиях неустановившихся процессов, изменения дебита и давления в пласте, является важной для определения производительности пласта. Анализ неустановившихся процессов изменения давления позволяет также оценить и среднее пластовое давление [19].

Гидродинамические методы исследования скважин предназначены для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации в добывающих и нагнетательных скважинах с целью получения данных об их продуктивности и приёмистости, фильтрационных параметрах и скин-факторе, трассировки границ пласта и особенностях зон дренирования, типа пласта-коллектора, анизотропии пласта по проницаемости, режима залежи посредством замера забойных и устьевых параметров скважины, таких как дебит, давления, температура.

Основными задачами, стоящими перед гидродинамическими исследованиями, являются:

- оценка гидродинамической связи по пласту и выявление непроницаемых границ;
- определение фильтрационно-ёмкостных свойств продуктивного пласта и оценка их изменения по площади и во времени в процессе разработки;
- получение информации о гидродинамической обстановке в системе «скважина-пласт»;
- оценка начального и текущего энергетического состояния залежи;
- оценка технологического режима работы скважин;

- оценка состояния призабойной зоны скважин для проведения работ по воздействию на призабойную зону скважины и пласт;
- оценка качества вскрытия пласта при бурении;
- оценка технологической эффективности работ по воздействию на пласт и призабойную зону скважины.

6.2 Оборудование для проведения работ

Устьевой манометр-термометр (термоманометр автономный (энергонезависимый)) предназначен для измерения давления и температуры жидкой и газообразной среды в системах контроля технологического состояния на устье нефтяных, газовых или нагнетательных скважин, а также на других объектах, где требуется проводить однократные (в том числе синхронные) измерения давления и температур, долговременные исследования или мониторинг процессов с регистрацией данных в энергонезависимой памяти.

Манометры-термометры глубинные. Для определения забойных давлений, температур и других параметров применяют глубинные приборы, которые могут быть установлены в любой точке скважины..

Лубрикатор – это герметизирующее устройство, используемое при спуске(подъеме) глубинных приборов в скважину. Размеры лубрикатора выбираются исходя из конструкции фонтанной арматуры и спускаемого прибора, а также устьевого давления скважины:

Проволока для спуско-подъемных операций. Проволока должна быть цельной, без скруток, а для работы с содержанием сероводорода более 6% - выполнена из материала, стойкого к сероводородной коррозии.

Лебедка для проведения спуско-подъемных операций. Для проведения спуско-подъемных операций разрешается использование лебедки только с регулируемым усилием на проволоку, чтобы исключить ее обрыв. Лебедка должна быть оборудована датчиком натяжения проволоки.

Агрегат для исследования скважин (АИС-1). Агрегат с двигателем внутреннего сгорания на котором располагается исследовательская лебедка.

6.3 Методы исследования

6.3.1 Метод восстановления давления

Метод восстановления давления – метод является одним из гидродинамических методов исследования неустановившихся процессов фильтрации жидкости, газов и газожидкостных смесей в пласте и скважине, основан на изучении динамики давления в скважине после изменения режима её работы или полной остановки и применяется с целью определения гидродинамической характеристики скважины и фильтрационных параметров пласта.

Замер кривой восстановления давления на добывающих газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах

Кривые восстановления давления (КВД) снимаются с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор и т.д.).

При снятии КВД глубинным манометром в фонтанных скважинах осуществляется запись изменения давления, и температуры во времени на глубине спуска прибора в электронную память цифрового манометра после остановки скважины.

Данный вид гидродинамических исследований производится на закрытой скважине, поэтому важнейшим условием получения достоверной информации является герметичность запорной арматуры. При обнаружении утечек (даже незначительных), их следует немедленно устранить. При невозможности устранения утечек, принимается решение о прекращении исследований.

Продолжительность восстановления давления определяется, ведущим геологом (геологом) ОМРМ и указывается в ежемесячном “Графике гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин для лаборатории ГДИС и ГКИ”. При проведении исследования время восстановления может быть скорректировано на основании устьевых замеров, исходя из предыдущих исследований, и согласовывается с ведущим геологом (геологом) ОМРМ. Если

скважина закрывается на КВД впервые, то продолжительность определяется исходя из дизайна исследования.

Для записи КВД применяют глубинный электронный манометр-термометр и три устьевых электронных манометра. При длительных исследованиях во избежание потери данных в скважину спускается сцепка из двух глубинных манометров-термометров.

КВД на нефтяных скважинах, оборудованных погружными насосами, проводится без спуска прибора.

Таблица 6.1 –Перечень используемого оборудования для КВД

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Лубрикатор	
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги

Выдержать манометр на глубине замера не менее 30 минут для записи забойного давления. Для скважин, работающих с нестабильным дебитом (забойным давлением) время выдержки перед закрытием на КВД должно быть не менее 1 часа.

Прибор остается на глубине замера в течение всего времени проведения КВД до восстановления пластового давления, время КВД указывается в ежемесячном “Графике гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин для лаборатории ГДИС и ГКИ”.

Если по истечению запланированного времени КВД мастер по исследованию считает, что давление не восстановилось, то совместно с ведущим геологом (геологом) ОМРМ принимается решение о продлении КВД до полного восстановления устьевых давлений.

Результаты замера и акты в электронном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.2 Метод установившихся режимов (индикаторная диаграмма)

Метод установившихся режимов (индикаторная диаграмма) – метод проводится с целью контроля продуктивности добывающих скважин (или приёмистости нагнетательных скважин), изучения влияния режима работы скважины на её производительность и приблизительной оценки фильтрационных параметров в районе скважины.

Индикаторная диаграмма (ИД) снимается с целью определения коэффициента продуктивности скважины, гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины.

Исследования на установившихся режимах производятся на различных диафрагмах с отработкой на каждом режиме (не менее 3-х режимов) до полного восстановления устьевых параметров. В процессе исследования производятся инструментальные замеры:

дебита газоконденсатной смеси;

буферного и затрубного давления;

забойного давления (либо давления с ТМС на нефтяных скважинах, оборудованных ЭЦН).

Для замеров устьевых давлений применяются три электронных устьевых манометра.

Для записи ИД применяют глубинный электронный манометр-термометр и три устьевых электронных манометра. При длительных исследованиях во избежание потери данных в скважину спускается сцепка из двух глубинных манометров-термометров.

При исследовании газовых и газоконденсатных скважин через сепаратор дебит жидкости замеряется на мерной емкости, дебит газа с помощью диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТа).

При исследовании нефтяных скважин замер дебита производится на стационарной замерной установке (АГЗУ), либо с применением специализированных передвижных замерных установок (УЗМ и т.д.).

Замер расхода на нагнетательных скважинах производится с помощью ультразвукового расходомера.

Таблица 6.2 – Перечень используемого оборудования для ИД

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Лубрикатор	
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги
4.	Глубинный манометр ЭЦН (для нефтяных скважин)	ТМС (для скважин оборудованных ЭЦН)
5.	Расходомер (для нагнетательных скважин)	Controlotron.

При исследовании газовых и газоконденсатных скважин выбор диаметров шайб и длительность их отработки производится на основании результатов освоения скважины либо по предыдущим исследованиям. Диаметры шайб подбираются таким образом, чтобы дебит на режиме был выше критического необходимого для выноса воды и конденсата.

При исследовании нефтяных и нагнетательных скважин вместо шайб используются штуцеры, выбор диаметров которых и длительность их отработки производится на основании результатов освоения скважины либо по предыдущим исследованиям.

Отработка режима при стационарных режимах фильтрации осуществляется до полной стабилизации давления на устье скважины. Режим считается стабильным если устьевое давление изменилось не более чем на 0,2 кгс/см² в течение последних 3-х часов.

Замер ГКС производится через ДИКТ в процессе всего исследования.

Количество и диаметр обрабатываемых диафрагм определяется непосредственно перед проведением исследования и может быть скорректировано во время проведения.

После окончания регистрации индикаторной диаграммы на газовой и газоконденсатной скважине, она закрывается на КВД либо запускается в работу с устьевыми параметрами, которыми скважина работала до начала проведения исследования.

После окончания регистрации ИД на нефтяной скважине, она закрывается на КВД либо запускается в работу на режимном штуцере.

После окончания регистрации индикаторной диаграммы нагнетательная скважина закрывается на КПД либо запускается в работу с режимным расходом.

Данные считываются с приборов, по полученным результатам мастер по исследованию скважин обрабатывает эпюры, обрабатывает ИК.

Результаты замера и акты в электронном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.3 Гидропрослушивание скважин

Гидропрослушивание скважин – метод, позволяющий оценить гидродинамическую связь между скважинами по пласту, выявлять непроницаемые границы, определять средние значения гидропроводности и пьезопроводности пласта между исследуемыми скважинами и оценивать степень участия матрицы трещиновато-пористого коллектора в разработке.

Гидропрослушивание (ГП) является одним из методов исследования скважин и пластов на неустановившемся режиме фильтрации. Гидропрослушивание позволяет определить гидродинамическую связь между скважинами в пределах одного пласта, а также фильтрационные параметры пласта между наблюдательной и возбуждающей скважинами.

Работы по гидропрослушиванию проводятся по специально разработанному плану.

При проведении ГП производится регистрация отклика давления в наблюдательных скважинах от возмущения, создаваемого возмущающей скважиной путем чередования пуска ее в работу и остановки.

Гидропрослушивание может проводиться одновременно на нескольких наблюдательных скважинах. Регистрация отклика давления производится глубинными манометрами на интервале перфорации.

Перед проведением гидропрослушивания необходимо чтобы давление в наблюдательных скважинах было полностью восстановлено.

Скважины, находящиеся по соседству с наблюдательными скважинами должны работать в стабильном режиме, чтобы исключить их влияние.

Перед проведением гидропрослушивания необходимо иметь информацию по параметрам пласта, флюида и призабойной зоны. В случае отсутствия такой информации проводятся дополнительные исследования на возмущающей и реагирующих скважинах (КВД, замер пластового давления), для определения параметров пласта, флюида и призабойной зоны. Полученная в результате исследований информация должна использоваться для оценки возможности проведения ГП и составления плана работ.

Запрещается проведение гидропрослушивания без специального плана. План работ разрабатывает ведущий геолог (геолог) ОМРМ.

Общая продолжительность периода прослушивания складывается из времени записи шумов, времени задержки прихода импульса и времени регистрации импульса. Эти времена вычисляются путем моделирования ГП на основе полученных при гидродинамических исследованиях данных по свойствам пласта и флюида.

Если наблюдательных скважин несколько продолжительность периода регистрации отклика должна быть определена индивидуально для каждой наблюдательной скважины в зависимости от расстояния до возмущающей скважины.

Продолжительность периода прослушивания, длительность и характер возмущения на возмущающей скважине определяется на основе моделирования ГП и прописывается в плане.

Для регистрации отклика давления на одной (нескольких) наблюдательной скважине применяют два (сцепка) глубинных электронных

манометра-термометра, разрешающая способность которого по давлению достаточна для регистрации ожидаемого отклика на наблюдательной скважине, а объем памяти позволяет запомнить массив измерений за все время гидропрослушивания с заданной дискретностью.

Для регистрации давления на забое возмущающей скважины применяется два глубинных манометра (сцепка) и один устьевой электронный манометр для регистрации буферного.

Для регистрации дебита на добывающих скважинах, проводятся предварительные исследования по снятию ИК.

Комплект оборудования необходимый для проведения ГП с участием одной возмущающей и одной наблюдательной скважины.

Таблица 6.3 – Перечень используемого оборудования для ГП

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
3.	Расходомер	АГЗУ, УЗМ, ПКИОС, ДИКТ и т.д.

Необходимо произвести шаблонирование до глубины спуска приборов во всех наблюдательных и возмущающей скважинах. Смонтировать на устье возмущающей скважины электронные устьевые манометры предварительно запущенные на запись. В течение времени равного трем временам задержки прихода сигнала проводить запись шумов на наблюдательных скважинах, а также контроль режима работы возмущающей скважины. После окончания записи шумов на реагирующей скважине начать создавать импульсные возмущения путем запуска в работу и остановки возмущающей скважины в соответствии с утвержденным планом работ. В процессе исследования фиксировать времена запусков (остановок) возмущающей скважины. Фиксировать дебит возмущающей скважины на каждом режиме ее работы, после стабилизации режима. Стабилизацию режима работы контролировать по

показаниям устьевого манометра. Производить запись кривой реагирования на наблюдательных скважинах в течение времени, указанного в плане.

По истечению времени прослушивания произвести подъем глубинных манометров-термометров и демонтаж устьевых манометров. После завершения исследования скважины необходимо запустить на рабочем режиме по согласованию с ведущим геологом (геологом) ОМРМ и диспетчером ЦПДС.

Мастер по исследованию скважин проводит обработку результатов гидропрослушивания. По результатам обработки составляется Акт о результатах замера ГП. Результаты замера и акты в электронном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.4 Замер пластового давления

Пластовое давление определяется с целью контроля энергетического состояния продуктивных пластов, замеряется в закрытых восстановившихся фонтанных скважинах. Время восстановления давления определяется опытным путём для каждой скважины индивидуально. Скважина считается восстановленной, если устьевые давления меняются не более чем 0,2 кгс/см² в течение последних 3-х часов.

Для замера пластового давления применяется электронный глубинный манометр-термометр. Для замера устьевых статических давлений применяются два устьевых манометра (затрубное и буферное давления).

Таблица 6.3 – Перечень используемого оборудования для замера пластового давления

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Лубрикатор	
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги

На глубине замера прибор выдерживается не менее 30 минут для записи пластового давления.

Данные считываются с приборов, по полученным результатам мастер по исследованию скважин составляет акт о замера пластового давления. Результаты замера в электронном виде и акты в двух экземплярах в бумажном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.5 Замер забойного давления

Забойное давление определяется с целью контроля текущего режима работы скважины, а также для планирования технологического режима работы скважин. Забойное давление замеряется в работающих фонтанных газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах.

Для замера забойного давления применяется электронный глубинный манометр-термометр. Для замера устьевых давлений применяются три устьевых манометра (затрубное, буферное и линейное давления).

Таблица 6.5 – Перечень используемого оборудования для замера забойного давления

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Лубрикатор	
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03

На глубине замера прибор выдерживается не менее 30 минут для записи забойного давления. Если скважина работает нестабильно, то длительность замера определяется ведущим геологом (геологом) ОМРМ в каждом индивидуальном случае.

Данные считываются с приборов, по полученным результатам мастер по исследованию скважин составляет акт о замера забойного давления.

Результаты замера в электронном виде и акты в двух экземплярах в бумажном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.6 Замер кривой восстановления уровня на добывающих нефтяных скважинах

Кривые восстановления уровня (КВУ) снимаются с целью определения гидродинамических параметров пласта и призабойной зоны скважины (коэффициент продуктивности, проницаемость, скин-фактор и т.д.).

Метод регистрации КВУ применяется в добывающих скважинах, в которых нет возможности произвести прямой замер забойного давления с помощью спуска глубинного манометра-термометра, либо отсутствует (не работает) на глубинном насосе датчик ТМС. При этом давление в затрубном пространстве не должно превышать 50 кгс/см^2 .

Гидродинамические исследования методом регистрации КВУ заключаются в регистрации восстановления уровня после остановки стабильно или периодически работающей на режиме скважины. Метод регистрации КВУ применяется также в процессе освоения скважин, после снижения уровня жидкости компрессором или свабом.

При записи КВУ в фонтанных скважинах осуществляется регистрация изменения уровня жидкости в затрубном пространстве скважины во времени в электронную память уровнемера.

Продолжительность записи КВУ определяется ведущим геологом (геологом) ОМРМ, и отражается в ежемесячном «Графике гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин для лаборатории ГДИС и ГКИ». Время проведения исследования может быть скорректировано на основании устьевых замеров.

Технологический отвод («затруб») арматуры скважины должен быть оборудован патрубком для монтажа электронного уровнемера (эхолота).

При записи КВУ для замера устьевого давления применяют устьевые электронные манометры, для измерения уровня жидкости в межколонном (затрубном) пространстве скважины акустическим методом применяются электронные уровнемеры.

Таблица 6.6 – Перечень используемого оборудования для записи КВУ

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
2.	Уровнемер	Уровнемер “Судос - автомат” либо аналоги

Для оценки восстановления уровня считывание информации с уровнемера должно проводиться не реже чем раз в два дня. Если по истечению запланированного времени КВУ уровень не восстановился, то совместно с ведущим геологом (геологом) ОМРМ принимается решение о продлении КВУ до полного восстановления устьевых давлений и уровня.

Данные считываются с приборов, по полученным результатам мастер по исследованию скважин обрабатывает КВУ. Результаты замера и акты в электронном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.7 Замер кривой падения давления на нагнетательных водяных скважинах

Кривая падения давления (КПД) снимается с целью определения приемистости, проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины (определения скин фактора).

Исследования нагнетательных скважин методом КПД осуществляется путем прослеживания изменения забойного давлений после остановки закачки воды в скважину.

Данный вид гидродинамических исследований производится на закрытой скважине, поэтому важнейшим условием получения достоверной информации является герметичность запорной арматуры. При обнаружении утечек (даже незначительных), их следует немедленно устранить. При невозможности устранения утечек, принимается решение о прекращении исследований.

Для снятия КПД применяются один (два при отсутствии пакера в затрубье) электронный устьевой манометр и один глубинный электронный манометр-

термометр. При длительных исследованиях во избежание потери данных в скважину спускается сцепка из двух глубинных манометров-термометров.

Приемистость скважины определяется ультразвуковым расходомером.

Таблица 6.7 – Перечень используемого оборудования для КПД

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Лубрикатор	
2.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги
4.	Расходомер	Controlotron.

Выполнить замер приемистости нагнетательной скважины. Дать отработать скважине на установившемся режиме в течение 30-60 минут. Приступить к снятию кривой падения давления (КПД), для чего, остановить подачу воды в скважину. После записи КПД производится подъем глубинных манометров.

Данные считываются с приборов, по полученным результатам мастер по исследованию скважин обрабатывает эпюры, обрабатывает КПД. Результаты замера и акты в электронном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.8 Замер статического и динамического уровня в добывающих нефтяных скважинах

Замер *статического уровня* производится с целью контроля энергетического состояния продуктивных пластов и для дальнейшего расчета пластового давления в закрытых восстановившихся механизированных скважинах. Уровень жидкости в межколонном пространстве скважины считают статическим – при остановленном глубинно-насосном оборудовании, когда давление на забое в остановленной или длительно простаивающей скважине равно давлению на контуре питания пласта. Давление на забое скважины контролируется путем считывания информации с глубинных датчиков ТМС.

Продолжительность остановки скважины для выполнения замеров статического уровня жидкости определяется ведущим геологом (геологом) ОМРМ, и отражается в ежемесячном “Графике гидродинамических и газоконденсатных исследований скважин для лаборатории ГДИС и ГКИ”. Технологический отвод («затруб») арматуры скважины должен быть оборудован патрубком для монтажа электронного эхолота. Измерение статического уровня жидкости в межколонном (затрубном) пространстве скважины производится акустическим методом с помощью электронных уровнемеров.

Динамический уровень жидкости в межколонном (затрубном) пространстве определяется для контроля режима работы глубинно-насосного оборудования, скважины и нефтяной залежи.

Уровень жидкости в межколонном пространстве скважины считают динамическим – при работающем глубинно-насосном оборудовании. При длительной эксплуатации скважины с установившимся динамическим уровнем и дебитом жидкости определяют забойное давление, которое характеризует режим работы скважины. При неустановившемся режиме эксплуатации (переход от одного стационарного режима к другому) забойное давление характеризует только текущее состояние скважины. Для измерения уровня жидкости в межколонном пространстве технологический отвод («затруб») арматуры скважины должен быть оборудован фланцем и патрубком. Измерение уровня жидкости в межколонном (затрубном) пространстве скважины производится акустическим методом с помощью электронных уровнемеров.

Таблица 6.8 – Перечень используемого оборудования для замера статистического и динамического уровня

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
2.	Уровнемер	Уровнемер серии “Судос” либо аналоги

Мастер по исследованию скважин заполняет сводку где указывает данное значение. Если есть такая необходимость, то пересчитывает данный уровень в забойное давление и делает акт о замере забойного давления.

Результаты замера в электронном виде и акты в двух экземплярах в бумажном виде передаются в отдел мониторинга разработки месторождений.

6.3.9 Отбор закрытых и открытых глубинных проб добывающих нефтяных скважинах

Отбор закрытых глубинных проб

Отбор глубинных проб проводится с целью определения физико-химических свойств продукции добывающих скважин.

Глубинные пробоотборники позволяют отобрать пробу пластового флюида в герметичную камеру.

Таблица 6.9 – Перечень используемого оборудования для отбора закрытых глубинных проб

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Манометр устьевой	Устьевой электронный манометр-термометр типа УМТ-01, УМТ-02 либо аналоги
2.	Глубинный пробоотборник	ПГПрР-40 либо аналоги
3.	Глубинный электронный манометр-термометр	АМТ-10Л, АМТ-10, АМТ-10УМ, САМТ-02, САМТ-03 либо аналоги

Глубина отбора пробы устанавливается по результатам эюры распределения давления и температуры в скважине, работающей на минимальном устьевом штуцере. Запись полук давления и температуры в предполагаемом интервале проводят через каждые 50-100 метров. Подбором соответствующих координат определяют величину давления и температуры, при которой начинается выделение свободного газа из нефти.

По эюрам рассчитывается плотность и обводненность флюида, а так же интервал где содержание воды в добывающей продукции не более 5%. Если нет возможности оценить обводненность продукции по эюрам, непосредственно на

скважине, то установить глубину отбора глубинной пробы поинтервальным отбором открытых глубинных проб желонкой на процентное содержание воды в добываемой продукции, с соблюдением условия: процент воды – не более 5%.

В случае использования пробоотборника типа ПГПрР, закрытие системы клапанов происходит по средствам рычага спускового механизма при ходе пробоотборника вверх. Рычаг спускового механизма зацепляется за первую муфту НКТ и приводит в действие систему клапанов.

Спуск глубинных пробоотборников производится на глубину 400-500 метров ниже отметки начала разгазирования нефти (при такой возможности).

Первая, удачно отобранная проба (камера пробоотборника сработала и герметично закрыта) разгазирется на месте с замером количества выделившегося газа и объема разгазированной нефти, определяется наличия в ней воды. По результатам разгазирования первой пробы принимается решение об отборе остальных контейнеров либо смене режима работы скважины или смене интервала отбора пробы. В случае положительного решения об отборе остальных глубинных контейнеров операция отбора повторяется трижды. Мастером по исследованию скважины составляется Акт об отборе глубинной пробы. Проба передается в ОМРМ, либо отдел геологии.

Отбор открытых глубинных проб

Отбор открытых глубинных проб проводится с целью определения количества мех примесей и обводненности продукции добываемых скважин. Для отбора открытых глубинных проб применяется желонка.

Таблица 6.10 – Перечень используемого оборудования для отбора открытых глубинных проб

№ п/п	Наименование	Характеристика
1.	Желонка	Желонка

На глубине замера желонка выдерживается не менее 30 минут для полного ее заполнения. Проба переливается в емкость. Мастерами по исследованию составляется Акт об отборе глубинной пробы. Отобранная проба передаётся в ОМРМ.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель данного раздела: расчет сметной стоимости комплекса ГИС в открытом стволе проектной уточняющей скважины на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении, расположенном в Парабельском районе Томской области.

Основные задачи исследования:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

Выполнение запланированных проектом работ оплачивается из средств заказчика. Геологоразведочные работы проводятся при полном авансовом финансировании. Смета рассчитывается и предоставляется исполнителями проектируемых работ. Геофизические работы будут проводиться партиями, входящими в состав ООО «Томскгазпромгеофизика». Полевые работы проводятся вахтовым методом.

7.1 Структура работ в рамках исследования

Виды и объемы проектируемых работ по данному проекту (таблица 7.1) определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований.

Запланированный проектом забой скважин – 2500 м, расстояние до места исследований около 40 км, работы по проекту – 1 скважина.

Таблица 7.1 – Перечень и объем планируемых в рамках исследования работ

№	Исследование	Масштаб записи	Интервал исследований, м	Итого, м
1	Стандартный каротаж	1:200	0-2500	2500
2	БК	1:200	700-2500	1800
3	БКЗ	1:200	700-2500	1800
4	ИК	1:200	700-2500	1800
5	МКЗ	1:200	700-2500	1800
6	ГК	1:200	700-2500	1800
7	ГГп	1:200	700-2500	1800
8	ННКТ	1:200	700-2500	1800
9	АК	1:200	700-2500	1800
10	Кавернометрия	1:200	0-2500	2500
11	Инклинометрия	через 10 м	0-2500	2500

Для расчета норм времени технологических работ используется справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49 [15]).

Состав работ:

- Запись диаграммы,
- Вспомогательные работы – пересоединение и калибровка прибора, подготовка регистратора к записи, запись паспортных данных диаграммы
- Спуск или подъем скважинного прибора без замера.

Состав бригады – 3 человека: начальник партии, инженер-геофизик, машинист подъемника.

Таблица 7.2 – Нормы времени выполнения технологических работ (операций)

№ п/п	Наименование работ (операций)		Объем работ		Норма времени по ПОСН 81-2-49			Продолжительность работ, ч
			ед. изм.	Кол-во	Запись диаграммы, мин/100 м	Спуск или подъем без замера, мин/100 м	Вспом. работы, мин/1 опер.	
1	Стандартный каротаж		м	2500	3	1,18	39	2,4
2	Электрический каротаж	БК	м	1800	3,3	1,18	39	2,5
3		БКЗ	м	1800	3	1,18	39	
4		ИК	м	1800	4,1	1,18	39	
5	МКЗ		м	1800	3,3	1,18	39	2,3
6	Радиоактивный каротаж (ГК, ГГп. ННКТ)		м	1800	39	1,18	57,5	13,3
7	АК		м	1800	10,8	1,18	57,5	4,8
8	Кавернометрия		м	2500	3,7	1,18	49	2,9
9	Инклинометрия		через 10 м	2500	1,1	1,18	17	5,4
10	Проезд на место работ		км	40			2 мин/1 км	1,3
11	Тех. дежурство		парт-час	12			60 мин/парт-час	12
ИТОГО								46,9

7.2 Разработка графика проведения научного исследования

На основе табл. 5 строим линейный календарный план-график. График строится по длительности исполнения работ в рамках исследования с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени исследования.

Таблица 7.3 – Линейный календарный план проведения работ на объекте

Наименование операции	сутки	Дни											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Стандартный каротаж, электрический каротаж	1												
Радиоактивный каротаж	2												
МКЗ, каренометрия	1												
АК	1												
Инклинометрия	1												

7.3 Расчет сметной стоимости проекта

Основные статьи сметного расчёта затрат на проведение работ представлены в таблице 8.

Основу сметного расчёта составляют затраты на материальные ресурсы, трудовые затраты на заработную плату и страховые взносы, амортизация основных фондов.

Для определения затрат на операции используются следующие проекты и нормативные документы:

- данные технического проекта- исследования;
- строительные нормы и правила (СНиП);
- единые районные единичные расценки;
- единые и местные цены на материалы, оборудование, инструменты и оснастку.

Для оценки сметной стоимости геофизических работ в бурящихся и Действующих скважинах в текущих ценах используется «Сборник единичных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ «ЕРР-Газпром» [4]. Для приведения уровня удорожания геофизических работ к сопоставимому уровню удорожания используется индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 2001 года), равный 4,96 (Письмо Минстроя России от 29.04.2022 N 19281-ИФ/09). Сметные расчеты по видам работ сведены в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Сметные расчеты по видам работ

№ п/п	Наименование работ (операций)		Объем работ		Стоимость по ЕРР-Газпром			Итого, руб.
			ед. изм.	Кол-во	Запись диаграммы, руб./100 м	Спуск или подъем без замера, руб./100 м	Вспом. работы, руб./1 опер.	
1	Стандартный каротаж		м	2500	56,21	23,81	679,64	13293,49
2	Электрический каротаж	БК	м	1800	62,13	23,81	679,64	12967,10
3		БКЗ	м	1800	56,21	23,81	679,64	11341,88
4		ИК	м	1800	101,87	31,09	920,15	17514,06
5	МКЗ		м	1800	409,87	18,13	491,79	41280,60
6	Радиоактивный каротаж (ГК, ГГп. ННКТ)		м	1800	477,92	16,87	663,73	48052,70
7	АК		м	1800	240,03	41,42	1746,61	35229,14
8	Кавернометрия		м	2500	50,48	17,79	603,93	11461,0
9	Инклинометрия		через 10 м	2500	12,29	15,40	175,12	18017,80
10	Проезд на место работ		км	40	10,99 руб/км			2180,42
11	Тех. дежурство		парт-час	12	307,73 руб/парт-час			18316,10
	ИТОГО		на запись диаграмм, руб./скв.					208887,72
			Стоимость комплекса геофизических работ, руб./скв.					227203,81

Итого, расчетная стоимость комплекса геофизических работ составила 227 203,81 руб. С учетом среднегодового зимнего коэффициента удорожания работ (14% для Томской области), получаем стоимость комплекса геофизических работ составила 259 012,34 руб.

При проведении исследовательских работ используется автомашина Урал-4320. Расчет затрат на расход топлива при выполнении работ на одной скважине проводился на основе норм расхода ГСМ при переезде и работе на стационаре (ПОСН 81-2-49 [15]) и составил 38 855,90 руб. при цене за литр АИ-92 43,55 руб./л.

Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 100 % стоимости комплекса каротажных работ. Стоимость камеральных работ составляет 50% стоимости комплекса каротажных работ.

Таким образом, стоимость работ (с учетом ГСМ) составляет **686 386,74** рублей.

Затраты, связанные с производством, называются основными расходами. К основным расходам относятся: текущий заработок и затраты, учитывающие конституционные социальные гарантии; затраты, связанные с оплачиваемым ежегодным отпуском; единый социальный налог. Кроме того, к основным расходам относятся: материальные затраты, электроэнергия, лесоматериалы; амортизация используемого оборудования; износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов; услуги и транспорт, используемые в процессе работы.

Затраты геологоразведочного производства (по каждому виду полевых и камеральных работ) формируются в виде статей основных расходов.

Статьи основных расходов

1. Основная заработная плата (текущий заработок рабочих и ИТР).
2. Дополнительная заработная плата, за счет которой формируется фонд для оплаты отпуска (7,9% от основной заработной платы).
3. Страховые взносы (пенсионный фонд, фонд медицинского страхования, фонд занятости, фонд социального страхования), эти отчисления в размере 35,6% установленном законом рассчитываются от фонда заработной платы, т.е. суммы основной и дополнительной заработной платы.
4. Материалы, лесоматериалы, электроэнергия, сжатый воздух и т.д., т.е. все то, что переносит свою стоимость на геологоразведочные работы сразу и полностью.
5. Амортизация оборудования в виде нормы амортизации, рассчитанной в зависимости от балансовой стоимости оборудования и его срока использования.
6. Износ малоценных и быстроизнашивающихся предметов, которые служат долго, но стоят недорого. Их стоимость в размере 50% включается в затраты геологоразведочного проекта сразу, а оставшаяся часть списывается в

процессе хозяйственной деятельности по бухгалтерской документации возможно на затраты по другому проекту.

7. Услуги собственных вспомогательных производств (например, ремонтный цех), норма услуг рассчитывается на каждом предприятии самостоятельно и устанавливается для всех видов работ одинаковая.

8. Транспорт, используемый в процессе работы, также входит в себестоимость полевых геологоразведочных работ в виде нормы, рассчитанной на предприятии.

В таблице 7.5 представлен общий расчет сметной стоимости проектируемых работ.

Таблица 7.5 – Общий расчет сметной стоимости проектируемых работ.

№ п/п	Наименование затрат и работ	% от суммы стоимости комплекса работ	Итого, руб/скв.
1	Основные расходы		
	комплекс геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией		259 012,34
	полевые камеральные работы		129506,17
	контрольно-интерпретационные работы		259 012,34
	Расход топлива		38 855,87
	Итого		686 386,74
2	Накладные расходы	15	102 958,01
3	Плановые накопления	25	171 596,68
4	Компенсируемые затраты		
	производственные командировки	0,5	3 431,93
	полевое довольствие	3	20 591,60
	охрана природы	5	34 319,34
	доплаты	8	54 910,94
	Итого		113 253,81
5	Подрядные работы	1,2	8 236,64
6	резерв	10	68 638,67
Всего по смете			1 151 070,56
Всего с учетом НДС (20%)			1 381 284,67

Таким образом, стоимость комплекса геофизических работ, выполняемых комплексной геофизической партией на одну скважину составила - 1 381 284,67 рублей.

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В данной дипломной работе рассмотрен комплекс геофизических исследований на проектируемой скважине Казанского месторождения углеводородов с целью оценки фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Проектируемые геофизические работы будут проводиться в период с апреля по июль вахтовым методом. Проектом предусматриваются геофизические и камеральные работы.

Все геофизические исследования должны проводиться согласно принятым требованиям безопасности. В противном случае, при их несоблюдении, представители заказчика которому принадлежит данная скважина, могут не допустить геофизиков к выполнению работ, а также могут наложить на предприятие, выполняющее данные работы, штрафные санкции.

Территория района исследования представляет собой плоскую пологоволнистую равнину, почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота.

Дорожная сеть развита слабо в основном из-за заболоченности территории. Движение по грунтовой дороге возможно только в сухое время года и зимой. Перевозка грузов авиационным транспортом может осуществляться круглый год.

Для проведения исследований в полях используется комплекс ГИС на базе ПКС-3,5М автомобиля КАМАЗ. Камеральные работы осуществляются в помещении офиса, который находится в г. Томск.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В компании ООО «ТомскГАЗПРОМгеофизика», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ).

Согласно статье 168.1 ТК РФ, работникам, работающим в полевых условиях, работодатель возмещает: расходы по проезду; расходы по найму жилого помещения; дополнительные расходы, связанные с проживанием вне места постоянного жительства

(суточные, полевое довольствие) и т.д. Размеры и порядок возмещения указанных расходов могут также устанавливаться трудовым договором.

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ).

8.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника. Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции.

8.2. Производственная безопасность

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанных с применением электрической энергии, радиоактивных веществ, постоянных переездов на автотранспорте, спускоподъемными и погрузочно-разгрузочными работами. Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Ответственность за соблюдение требований по ОТ и ТБ возлагается на начальника комплексной каротажной партии.

Таблица 8.1 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте: скважина №11 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения. Томская область

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральные работы	
1. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования).	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [28] ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам. [29] ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности. [30] ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности. [31]
2. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений.	+		СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009 [33]
3. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает рабочий.	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.[27] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов [26]
4. Превышение уровня шума.	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [25], СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [35].
5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [36]
6. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.	+	+	СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [32]

8.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и мероприятия по их устранению

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

1. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части 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 12.2.003-91 ССБТ [28], ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ [29], ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ [30], ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ [31]).

Действие на организм: возможные телесные повреждения различного характера, вплоть до смерти.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Запрещается применять не по назначению, а также использовать неисправные оборудование, аппаратуру, приспособления и средства индивидуальной защиты (рукавицы, спецобувь, спецодежда).

2. Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем ионизирующих излучений.

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от ионизирующих излучений СанПиН 2.6.1.2523-09 [33].

Действие на организм: стохастический эффект заключается в повышенной вероятности развития онкологических заболеваний различных органов, даже при небольшом облучении, детерминированный эффект – при многократном превышении дозового предела может проявиться лучевая болезнь.

Основные дозовые пределы персонала [33]: Эффективная доза облучения

критической группы А персонала не превышает 20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год. За период трудовой деятельности (50 лет) эффективная доза для персонала не должна превышать 1000 мЗв. Современные национальные требования/нормативы [33] регламентируют годовые уровни профессионального и допустимые уровни аварийного облучения, основанные на концепции допустимых уровней доз.

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.

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

3. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает рабочий.

При работе с электрическим током при проведении полевых работ, а также при работе с компьютером в камеральном помещении, нужно соблюдать электробезопасность (ГОСТ 12.1.030-81[27], ГОСТ 12.1.038-82 [26])

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Действие

электрического тока на человека приводит к травмам или гибели людей. Для переменного тока частотой 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока – 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц, соответственно – 2 В и 0,4 мА, для постоянного тока – 8 В и 1 мА.

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.

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.

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. 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.

Источником электрического тока в камеральном помещении является электрическая сеть. Причины электротравматизма: нарушение правил и инструкций; ухудшение электроизоляции, дефекты монтажа; переутомление.

4. Превышение уровня шума.

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

Основным источником шума при полевых работах является дизельный генератор, обеспечивающий работу механизмов установки.

Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий согласно СП 51.13330.2011 представлены в таблице 8.2 [35].

Таблица 8.2 – Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентного уровня звука на рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами (Гц)									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
										50
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с ударным и механическим шумом: виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов; экранирование шума преградами; звукоизоляция кожухами; использование звукопоглощающих материалов; использование средств индивидуальной защиты.

Источниками шума на рабочем месте с компьютерами в камеральных помещениях являются сами вычислительные машины (встроенные вентиляторы, принтеры и т.д.), системы вентиляции и другое оборудование.

Для снижения уровня шума в помещениях при камеральных работах применяют наименее шумные агрегаты. Одновременно применяют архитектурно-строительные решения: 1) устройство подвесного потолка, который служит звукопоглощающим экраном; 2) использование звукопоглощающих материалов; 3) уменьшение площади стеклянных и окон для защиты от транспортного шума; 4) установка особо шумящих устройств на упругие прокладки; 5) применение на рабочих местах звукогасящих экранов.

5. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.

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

Плохое освещение негативно воздействует на зрение, приводит к быстрому утомлению, снижает работоспособность, вызывает дискомфорт, является причиной головной боли и бессонницы

Естественное и искусственное освещение помещений, где производятся камеральные работы должно соответствовать СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1) [36]. При этом естественное освещение для помещений должно осуществляться через окна. Искусственное освещение помещений должно осуществляться системой общего равномерного освещения. Общее освещение следует выполнять в виде сплошных или прерывистых линий светильников, расположенных сбоку от рабочего места, параллельно линии пользователя. 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.

б. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего.

Физическая природа – изменение температуры воздуха и теплового излучения. Негативное влияние теплового излучения на организм человека выражается в часто повторяющихся головных болях, тошноте, рвоте, интенсивном выделении пота, повышении уровня давления, слабости, нарушении координации движений.

Обслуживающий персонал геофизических партий работает на открытом воздухе, нередко при неблагоприятных метеорологических условиях, в нашем случае в Парабельском районе Томской области где климат района резко континентальный. Лето короткое, жаркое. Температура в самом теплом месяце - июле поднимается до плюс 30°C. Зима холодная, продолжительная, снежная. Самая низкая температура отличается в декабре, январе и феврале и достигает минус 40 – 45°C, средняя температура зимой минус 22 – 25°C. Преобладающее направление ветров юго-западное, а в зимний период -северо-восточное. Максимальная скорость ветра до 20 м/сек. Среднегодовое количество осадков колеблется от 450 до 500 мм.

В Инструкции [19] о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 27°C, минус 29°C с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 30°C, минус 35°C без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 35°C, минус 39 °C с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 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. В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка ушанка. В пасмурную дождливую погоду используются резиновые плащи и сапоги, а также резиновые верхонки.

Микроклиматические условия для рабочей зоны производственных помещений для камеральных работ регламентируется СанПиН 1.2.3685–21 [32].

Таблица 8.3 – Параметры микроклимата для помещений, где установлены компьютеры

Период погода	Параметр микроклимата		Величина
Холодный	Температура воздуха в помещении	диапазон ниже оптимальных величин	20,0 – 21,9 °С
		диапазон выше оптимальных величин	24,1 – 25,0 °С
	Относительная влажность		15-75 %
	Скорость движения воздуха		До 0,1 м/с
Теплый	Температура воздуха в помещении	диапазон ниже оптимальных величин	21,0 – 22,9 °С
		диапазон выше оптимальных величин	25,1 – 28,0 °С
	Относительная влажность		15-75 %
	Скорость движения воздуха		0,1-0,4 м/с

8.2.2 Расчет системы искусственного освещения

Расчет системы искусственного освещения будем проводить для помещения, где производятся камеральные работы. Размеры помещения: длина $A = 24$ м, ширина $B = 12$ м, высота $H = 4,5$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 300$ лк.

Выбор источника света

Источники света, применяемые для искусственного освещения, делят на две группы – газоразрядные лампы и лампы накаливания. Для общего освещения, как правило, применяются газоразрядные лампы как энергетически более экономичные и обладающие большим сроком службы. Наиболее распространёнными являются люминесцентные лампы. По спектральному составу видимого света различают лампы дневной (ЛД), холодно-белой (ЛХБ), тепло-белой (ЛТБ) и белой цветности (ЛБ). Характеристики люминесцентных ламп приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Основные характеристики люминесцентных ламп

Мощность, Вт	Напряжение сети, В	Световой поток, лм			
		ЛД	ЛХБ	ЛБ	ЛТБ
15	127	700	820	835	850
20	127	880	1020	1060	1060
30	220	1650	1940	2020	2020
40	220	2300	2700	2800	2850
65	220	3750	4400	4600	4600
80	220	4250	5000	5200	5200
125	220	-	8000	-	8150

Для освещения помещения для камеральных работ выбираем люминесцентные лампы ЛБ со следующими характеристиками: мощность 40 Вт, напряжение в сети 220 В, световой поток 2800 лм.

Выбор светильников и их размещение

При выборе типа светильников следует учитывать светотехнические требования, экономические показатели, условия среды. Для освещения помещения для камеральных работ выбираем открытые двухламповые светильники типа ОД – для нормальных помещений с хорошим отражением потолка и стен, допускаются при умеренной влажности и запылённости. Таким образом можно выбрать светильник типа ОД – 2-40.

Размещение светильников в помещении определяется следующими параметрами, м: $H = 4,5$ – высота помещения; $h_c = 0,5$ – расстояние светильников от перекрытия (свес); $h_n = H - h_c = 4,0$ – высота светильника над полом, высота подвеса;

$h_{pn} = 0,8$ – высота рабочей поверхности над полом; $h = h_n - h_{pn} = 3,2$ – расчётная высота, высота светильника над рабочей поверхностью; $L = 1,4 \cdot 3,2 = 4,5$ – расстояние между соседними светильниками или рядами (если по длине (А) и ширине (В) помещения расстояния различны, то они обозначаются LA и LB); l – расстояние от крайних светильников или рядов до стены; интегральный критерий оптимальности расположения светильников является величина $\lambda = 1,4$ СП 52.13330.2016 [36]; $L/3 = 1,5$ м.

Размещаем светильники в три ряда. В каждом ряду можно установить 12 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 72$.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n . Индекс помещения определяется по формуле: $i = S/h(A+B)$.

Таблица 8.5 – Значение коэффициентов отражения потолка и стен

Состояние потолка	$\rho_n, \%$	Состояние стен	$\rho_{ст}, \%$
Свежепобеленный	70	Свежепобеленные с окнами, закрытыми шторами	70
Побеленный, в сырых помещениях	50	Свежепобеленные с окнами без штор	50
Чистый бетонный	50	Бетонные с окнами	30
Светлый деревянный (окрашенный)	50	Оклеенные светлыми обоями	30
Бетонный грязный	30	Грязные	10
Деревянный неокрашенный	30	Кирпичные неоштукатуренные	10
Грязный (кузницы, склады)	10	С тёмными обоями	10

Находим индекс помещения $i = 288 / (3,2(24 + 12)) = 2,5$

По таблице коэффициентов использования светового потока светильников с люминесцентными лампами СП 52.13330.2016 [36] определяем коэффициент использования светового потока: $\eta = 0,61$.

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta},$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СП 52.13330.2016 [23], лк;
 S – площадь освещаемого помещения, м²; K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли (таблица 8.5); Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение $E_{ср} / E_{min}$. Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1;
 N – число ламп в помещении; η – коэффициент использования светового потока.

Таблица 8.6 – Коэффициент запаса светильников с люминесцентными лампами

Характеристика объекта	Коэффициент запаса
Помещения с большим выделением пыли	2,0
Помещения со средним выделением пыли	1,8
Помещения с малым выделением пыли	1,5

$$\Phi = \frac{300 \cdot 288 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{72 \cdot 0,63} = 3143 \text{ Лм}.$$

По таблице 8.4 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛТБ 40 Вт с потоком 2850 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{л.станд} - \Phi_{л.расч}}{\Phi_{л.станд}} \cdot 100\% \leq +20\% .$$

Получаем $-10\% \leq 8,78\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = 72 \cdot 40 = 2880 \text{ Вт.}$$

8.3 Экологическая безопасность

При производстве любых геологоразведочных работ необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду (загрязнение почвы, водоемов, воздушного бассейна и т.д.) и производить соответствующие природоохранные мероприятия.

Таблица 8.7 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные
Земля и земельные ресурсы	<ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. 2. Уничтожение и повреждение почвенного слоя. 	<ol style="list-style-type: none"> 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	<ol style="list-style-type: none"> 1. Загрязнение производственными водами и мусором. 2. Загрязнение бытовыми сточными водами. 	<ol style="list-style-type: none"> 1.1. Отвод и обеззараживание сточных вод, уничтожение мусора, сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2.1. Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (хлорирование).

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Согласно классификации ЧС, наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на нефтяном месторождении при нарушении технологии бурения и эксплуатации зачастую возникают незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами (класс С), усложняющими ситуацию.

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

На предприятии основным пожароопасным веществом является нефть. Класс пожара – В (сгораемые жидкости).

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения: 1. Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину) 2. Ведро пожарное – 1 шт. 3. Топоры – 1 шт. 4. Ломы – 2 шт. 5. Кошма – 2×2м (на каждую машину). Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

Выводы по разделу

В данном разделе работы были рассмотрены вопросы безопасности труда работников геофизической компании.

Проведен анализ вредных и опасных производственных факторов, таких как ионизирующее излучение, превышение уровня шума, недостаточная освещенность, нарушение микроклимата. Эти факторы могут влиять на работу геофизика, в связи с чем приведены рекомендации по организации рабочего места так, чтобы снижать уровень влияния этих факторов на здоровье человека и повысить его работоспособность.

Также были рассмотрено вредоносное влияние геофизической работы на экосистему и даны рекомендации по его снижению.

Установлено, что помещение для камеральных работ относится к 1 категории помещений по электробезопасности согласно ПУЭ - помещения без повышенной опасности это обычные жилые или офисные здания.

Персонал, проводящий работы в камеральном помещении, относятся к 1 группе по электробезопасности - не электротехнический персонал. Операторы, работающие в полевых условиях, относятся ко 2 группе по электробезопасности - неэлектротехнический персонал, обслуживающий установки и оборудование с электроприводом.

Операторы, работающие в полевых условиях, относятся к категории IIa тяжести труда – работы с интенсивностью энерготрат 151 - 200 ккал/ч (175 - 232 Вт), связанные с постоянной ходьбой, перемещением мелких (до 1 кг) изделий или предметов в положении стоя или сидя и требующие определенного физического напряжения. Персонал, проводящий камеральные работы, относится к категории Ia – работы с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимые сидя и сопровождающиеся незначительным физическим напряжением.

Помещение для камеральных работ относится к категории Согласно СП 12.13130.2009 [37] камеральное помещение, в котором выполнялись геофизические исследования, относится к категории В – пожароопасное, т. е. помещения, в которых есть твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть (деревянные элементы мебели). классом зоны

Согласно классификации объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, в зависимости от уровня такого воздействия, исследуемая скважина относится к объектам III категории – объекты, оказывающие незначительное негативное воздействие на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте изучено Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Юго-Восточной части Западно-Сибирской равнины на территории Томской области. Составлен проект на определение свойств коллекторов на Казанском месторождении, в котором предусматривается проектирование дополнительной скважины на участке. На основании анализа основных результатов геофизических работ прошлых лет, был выбран участок проведения геофизических работ, оптимальный комплекс геофизических методов исследований скважин, отвечающий всему ряду поставленных задач. Определена методика и техника геофизических работ. Описаны методы интерпретации данных ГИС.

В специальной части рассмотрено использование гидродинамических методов исследования скважин, предназначенных для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации в добывающих и нагнетательных скважинах с целью получения данных об их продуктивности и приёмистости, фильтрационных параметрах и скин-факторе, трассировки границ пласта и особенностях зон дренирования, типа пласта-коллектора, анизотропии пласта по проницаемости, режима залежи посредством замера забойных и устьевых параметров скважины, таких как дебит, давления, температура.

Рассчитана нормативная продолжительность выполнения работ согласно теме ВКР и представлен календарный график выполнения работ, а также проведен расчет сметной стоимости выполнения работ.

На основе анализа вредных и опасных факторов, выявленных для проектируемых работ, определены действия этих факторов на организм человека и предложены меры безопасности в чрезвычайных ситуациях и охраны окружающей среды.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аппаратура передачи сигналов – команд РЗ И ПА КЕДР-2.0 Руководство по эксплуатации УНЦА.465129.002 РЭ1.
2. Евсеева Н.С. География Томской области. (Природные условия и ресурсы). – Томск: Изд-во Томского ун-та, 2001. – 223 с.
3. 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. – 29 с.
4. ЕРР-Газпром Сборник единичных районных расценок ОАО "Газпром" на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ "ЕРР-Газпром" [Электронный ресурс] // URL: https://znaytovar.ru/gost/2/ERRGazpromSbornik_edinichnyx_r.html (дата обращения 11.05.2022)
5. Даненбег Е. Е., Белозеров В. Б. Брылина Н. А. Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 291 с.
6. Дела 1-9 скважин Казанского месторождения. Филиал ООО «ГеоПрайм» («Томская геофизическая компания»), г. Томск
7. Инструкция по проведению нейтронного и гамма-каротажа аппаратурой СРК-73П и обработке результатов измерений МИ 41-17-1398-04 [Электронный ресурс] // URL: https://www.karotazh.ru/sites/default/files/files/instr_sr73p.pdf (дата обращения: 20.03.2022).
8. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник / Под ред. В.М. Добрынина. – М.: Недра, 1988. – 476 с.
9. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважина. М.:Недра, 1987. – 372 с.

10. Карта месторождений нефти и газа Западной Сибири
11. Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н. Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде – Новосибирск. Изд-во СО РАН, Геология и геофизика, 2013 г, т. 54, н. 8, с. 972-1012
12. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск, СОРАН, ИГиГ, 2002 г.
13. Косков В.Н. Теоретические основы дисциплины «Геофизические исследования скважин» и методика выполнения квалификационных работ : учеб.-метод. пособие / В.Н. Косков. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2016. – 121 с.
14. Кривко Н.Н. Аппаратура геофизических исследований в скважинах – М.: Недра, 1991. – 421 с.
15. Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ (ПОСН 81-2-49) (издание второе, исправленное), Москва. 2000 [Электронный ресурс] // URL: http://www.infosait.ru/norma_doc/54/54023/#i302917 (дата обращения 11.05.2022)
16. Официальный сайт ООО «НПО ГЕОПРОМ». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М [Электронный ресурс] // URL: <https://ooo-geoprom.ru/index.php/katalog/pribory-dlya-otkrytogo-stvola-skvazhiny/item/pribor-kompleksnyj-elektricheskogo-karotazha-k1a-723-m-k1a-723-mt-k1a-723-mf/> (дата обращения: 20.03.2022).
17. Официальный сайт ООО «НПО ГЕОПРОМ». Прибор комплексный микрокаротажа К3А-723 [Электронный ресурс] // URL: <https://ooo-geoprom.ru/index.php/katalog/pribory-dlya-otkrytogo-stvola-skvazhiny/item/pribor-kompleksnyj-mikrokarotazha-k3a-723-k3a-723-t-k3a-723-m-k3a-723-mt-k3a-723-2m> (дата обращения: 20.03.2022).

- 18.РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»
 - 19.Регламент на проведение гидродинамических исследований скважин на месторождениях АО «Газпром добыча Томск» Томск, 2021.
 - 20.Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Новосибирск, СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, 2003 г.
 - 21.Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты под ред. Суркова, 1983.
 - 22.Физическая карта России, 2004 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа – https://vladmuz.ru/travel_photos/map-of-Russia/map-of-Russia-big.jpg
 - 23.Черданцева Д. А. Литологические особенности осадочных пород Казанского месторождения (Томская область)/ Науч. Рук. доцент Л.А. Краснощекова // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVI Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, 2012.
 - 24.Электронная Техническая Библиотека "ГИС-Профи"[Электронный ресурс] // URL: <https://gisprofi.com/catalog/items13075.html> (дата обращения: 20.03.2022).
- Нормативные документы
- 25.ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
 - 26.ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
 - 27.ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
 - 28.ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

- 29.ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.
- 30.ГОСТ 12.3.002-2014 ССБТ. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
- 31.ГОСТ 12.3.009-76 ССБТ. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности.
- 32.СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
- 33.СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности НРБ–99/2009
- 34.СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений
- 35.СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003
- 36.СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
- 37.Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.