

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2830 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

622.143:622.243.22:622.323(24:181m2830)(571.12)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	К.Т.Н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бер Александр Андреевич	-		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кацук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

Томск – 2022 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>– <b>Обоснование конструкции скважины:</b>            (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>– <b>Углубление скважины:</b>            (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>– <b>Проектирование процессов заканчивания скважин:</b>            (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>– <b>Выбор буровой установки;</b></li> <li>– <b>Анализ применения заколонных пакеров.</b></li> </ul>
<b>Перечень графического материала</b>	

<i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ применения заколонных пакеров	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович		

Школа: инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: \_\_\_\_\_

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2022	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2022	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2022	3. Анализ применения заклонных пакеров	20
24.04.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2022	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович

<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов	<b>Отделение</b>	Бурение нефтяных и газовых скважин
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

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

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Линейный календарный график выполнения работ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</u></p> <p>Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u></p> <p>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульта управления – 1 шт, Крюкблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральные законы и постановления правительства;</li> <li>– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);</li> <li>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень вибрации;</li> <li>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами</li> </ul>

	<p>воздушной среды;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>– Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– виброизоляционные элементы одежды;</li> <li>– наушники, вкладыши;</li> <li>– респираторы и противопыльные тканевые маски;</li> <li>– защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор, сточные воды).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС, газы от сжигания газа при испытании скважин.</u></p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p>Возможные ЧС: <u>лесные пожары; газонефтеводопроявления (ГНВП); взрывы; разрушение буровой установки; опасные метеорологические явления.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Миндибаев Руслан Маратович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страницы, 16 рисунков, 32 таблицы, 37 источников литературы и 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, заколонный пакер.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ применения заколонных пакеров.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы;

**УБТ** – утяжеленная бурильная труба;

**ТБТ** – толстостенная бурильная труба;

**СБТ** – стальная бурильная труба;

**ЦКОД** – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**СКЦ** – станция контроля цементирования;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**БУ** – буровая установка;

**ЦА** – цементиловочный агрегат;

**ОК** – обсадная колонна.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения .....	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	17
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения .....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	23
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	25
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов .....	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	37
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	40
2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	43

2.5	Выбор буровой установки .....	46
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПАКЕРОВ» .....	47
3.1	Классификация пакеров .....	47
3.2	Основные конструкции проходных пакеров .....	49
3.3	Выводы по разделу .....	59
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1	Планирование исследовательских работ .....	61
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	61
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ .....	63
4.1.3	Сметная стоимость строительства скважины .....	64
4.2	Вывод по разделу.....	65
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	68
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	68
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	68
5.2	Производственная безопасность .....	69
5.2.1	Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	69
5.3	Экологическая безопасность .....	72
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
5.4.1	Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.	75
5.4.2	Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	76
5.5	Вывод по разделу.....	77
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	78
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	80
	Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	84
	Приложение Б Технологическая часть проекта.....	90

Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	94
Приложение Г Социальная ответственность .....	103

## ВВЕДЕНИЕ

От обоснованности проектных решений зависит успех будущего строительства скважины. Разведочные скважины – это важный этап на пути разработки месторождений нефти и газа, поскольку с их помощью получают информацию о пластах с ценным углеводородом. В разведочных скважинах предусматривается проведение геофизических исследований, испытание пласта и отбор керна.

По горно-геологическим условиям разрез представлен песками, глинами, песчаниками, опоками, алевролитами, аргиллитами и в конце представленного разреза базальтами и туфами. Породы варьируются по твердости от мягких до твердых. Имеется один нефтеносный пласт.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2830 м на нефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

Специальный вопрос посвящен анализу применения заколонных пакеров. Рассматривается область применения пакеров, их классификация и современные решения, представленные на российском рынке.

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1. Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-370	1,5
370-2895	1,25

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-1030	М	-
1030-1325	МС	-
1325-1568	МС	-
1568-2572	С	-
2572-2630	С	-
2630-2895	С, Т	-

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q-P2/3	0	370	0,1	0,22
P2/3-K2	370	765	0,1	0,21
K2	765	1030	0,1	0,2
K2-K1	1030	1860	0,1	0,18
K1	1860	2490	0,1	0,16
J3	2490	2572	0,105	0,16
J3-J1-2	2572	2630	0,103	0,16
Tr	2630	2895	0,105	0,16

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
Тг	2630	2800	нефть	698	110	-

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q – P2/3	0	760	Осыпи и обвалы стенок скважины
P2/3 – K1	760	1860	
K1 – Tr	1860	2895	
Q-P2/3	0	760	Поглощения бурового раствора
K2-K1	1030	1860	
K1-Tr	1925	2895	
K2	1030	1325	Газонефтеводопроявление
K1 (BK1)	1548	1568	
K1 (BK1)	1564	1574	
J3(ЮК0)	2500	2523	
J1-2(ЮК2-9)	2572	2627	
Тг	2630	2845	
Q-P2/3	0	760	Прихватоопасные зоны
P2/3-Tr	760	2895	



## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

### **2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины**

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

#### **2.2.2 Построение совмещенного графика давлений**

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

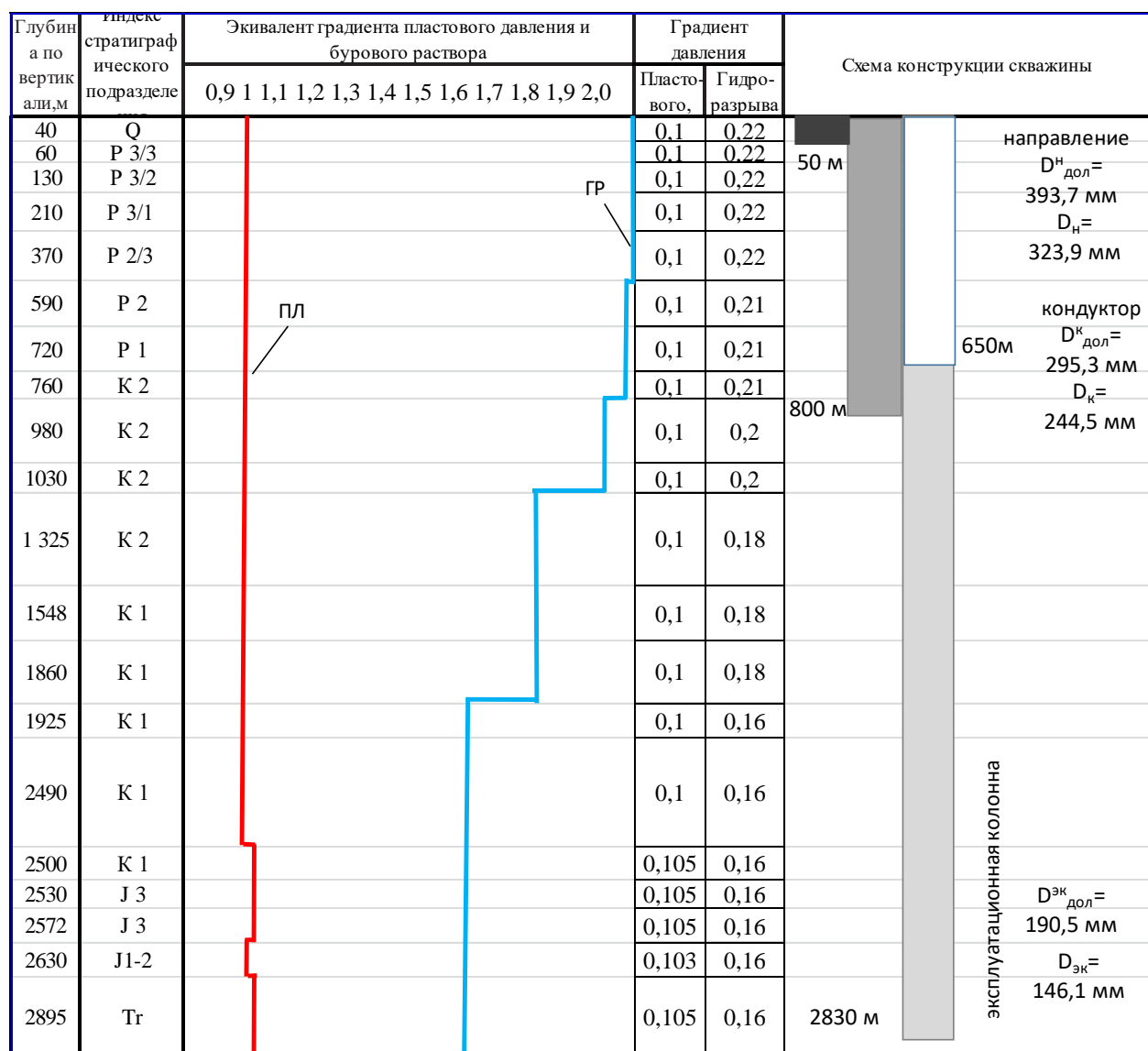


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

### 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Четвертичные отложения 40 м, следовательно, направление спуска на глубину 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти.

Исходя из расчетов (Таблица 2.1), минимальная глубина спуска кондуктора 800 м. Спускаем кондуктор на глубину 800 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2830 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	V vn
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2630
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,105
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грн}$ )	0,2
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	698
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	276,15
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	800
Запас	1,1
Принимаемая глубина, м	800

#### 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 2180 м.

#### 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм. Для данного диаметра кондуктора соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр направления составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

## **2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

Величина максимального устьевого давления составляет 11,62 МПа.

Следовательно, проектируется ОП6-280/80x14 ГОСТ 13862-90 (280 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 14 – рабочее давление, МПа) состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-14-146x245 К1 (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

## **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	800	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
800	2830	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2620	2810	Роторный (Отбор керна)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала

бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	2620-2810	800-2830
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	БИТ 295,3 BT 616	БИТ 190,5/100 B913EC.22	БИТ 190,5 B 713 UBM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		М	МС	С+Т	МС+С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 161	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	-	4 1/2
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,4
Масса, кг		163	35	20	24
Нагрузка, тс (G)	Рек.	14	2–12	2–5	2–10
	Макс.	25	12	5	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рек.	40–600	60–400	60–120	60–400
	Макс.	600	400	120	400

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки МС+С+Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними, средними и твердыми горными породами.

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя. Для бурения интервала под направление 0-50 м с шарошечным долотом, выбор КНБК без калибратора обусловлен ввиду непродолжительного участка бурения и возможных осложнениях при спуско-подъемных операциях из-за сальникообразования на калибраторе и как следствие дополнительные проработки и увеличение сроков строительства скважины. Для бурения интервала под кондуктор 50-800 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 800-2830 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2830
Шифр калибратора		-	К 295 МС	К 190 СТ
Тип калибратора		-	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		-	295	190
Тип горных пород		-	МС	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		-	0,9	0,4
Масса, кг		-	114	50

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-800	800-2830
Исходные данные			
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	25	12	10
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{дон}$ )	20	9,6	8
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	4	9,6	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал	0-50	50-800	800-2830	
Исходные данные				
Скорость, м/с ( $V_d$ )	3,4	2	2	
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
Частота вращения $n_1$ , об/мин	165	129	201	
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$ , об/мин	40-60	100-180	140-200	
Частота вращения $n_{проект}$ , об/мин	60	130	200	

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

### **2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора**

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.



Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-800	800-2830
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя ( $K$ )	0,65	0,6	0,45
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,3	1,25	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,14	0,12
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	35	30
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0206	0,0175	0,0119
Число насадок ( $n$ )	3	6	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кмин}$ )	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,12	1,12	1,12
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	2	2,2	2,35
Результаты проектирования			
Q1, л/с	79	41	13
Q2, л/с	76	44	16
Q3, л/с	55	28	16
Q4, л/с	36	62	56
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	55-70	55-70	32-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	70	55	35

где  $Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;  $Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;  $Q_3$  – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с;  $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 50-800 м (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2830
Исходные данные				
Диаметр долота (Дд)	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (Goc)			94	78
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм (Дзд)		-	236	171
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (Мр)		-	3626	2007
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (Мо)		-	148	95
Удельный момент долота, Н*м/кН (Муд)		-	37	24

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	50-800	240	10,1	2400	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ-172РС.7/8.55 (0.00")	800-2830	172	8,5	1200	19-40	80-200	25,3	221-565

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б4.

Табличное значение  $Q_{mk}$  для труб 127 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{mk-300}=148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{mk-400}=155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{91,3} = 1,46 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{91,3} = 1,53 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате												
Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2830	СБТ-127х9,19 Е	127	Е	9,19	3-133	2769	86,45	95,57	1,39	1,46

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{k * P_{\text{пл}}}{g * L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где  $L$  – глубина скважины по стволу, м;  $g$  – ускорение свободного падения,  $9,81 \text{ м/с}^2$ ;  $k$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при  $L < 1200 \text{ м}$   $k \geq 1,10$ , при  $L > 1200 \text{ м}$   $k \geq 1,05$ );  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

Направление, интервал 0-50 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 * 0,01 * 10^6}{9,81} = 1192 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 50-800 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,13 * 0,01 * 10^6}{9,81} = 1152 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 800-2830 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,055 * 0,0105 * 10^6}{9,81} = 1129 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На

интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 30-40 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимерглинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором DrillingDetergent.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта К1. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Данный буровой раствор обрабатывается  $\text{CaCO}_3$  (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавками (снижение коэффициента трения), инкапсуляторами (регулятор водоотдачи).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.16.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,8-1,2
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	125

Таблица 2.12 – Технологические свойства глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,192
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	<2

Таблица 2.13 – Компонентный состав полимерглинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	30-40
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
DrillingDetergent	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	136

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,152
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5



Таблица 2.15 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,3
ПАВ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Биополимер	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,3
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4
Инкапсулятор	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	1
Dril Free	Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мраморная крошка	Утяжелители	Регулирование плотности	45

Таблица 2.16 – Технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,129
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.5.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.6.

### **2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup>
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,495	0,059	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	105,7	3,84
Под кондуктор									
50	800	БУРЕНИЕ	0,81	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	82,9	3,28
Под эксплуатационную колонну									
800	2830	БУРЕНИЕ	1,159	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9,5	90,4	4,00
Отбор керна									
2620	2810	Отбор керна	0,852	0,064	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	5	93,7	3,16

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	125	36	72
50	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	150	266	1	110	28,16	56,32
800	2830	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	150	266	1	125	32	32
2620	2810	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	105	23,52	23,52

Таблица 2.19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	89,4	74,0	0	5,4	0,1	10
50	800	БУРЕНИЕ	175	45,5	59,6	44,9	15	10
800	2830	БУРЕНИЕ	203,7	52,1	87,2	40,5	13,8	10
2620	2810	Отбор керна	96,8	56	0	21,7	13	6

### **2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна**

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов.

В таблице 2.20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.20 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2620-2810	Керноотборный снаряд 178/100	2-5	20-40	15-20

## **2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины**

### **2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность**

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2-2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

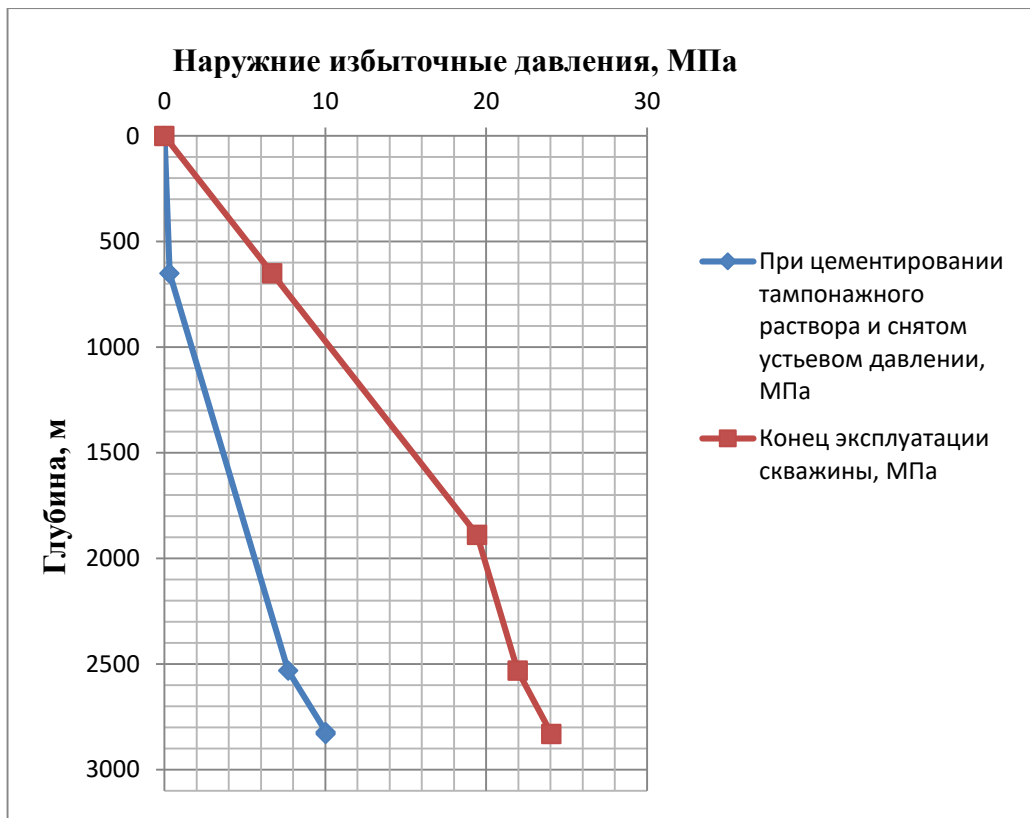


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

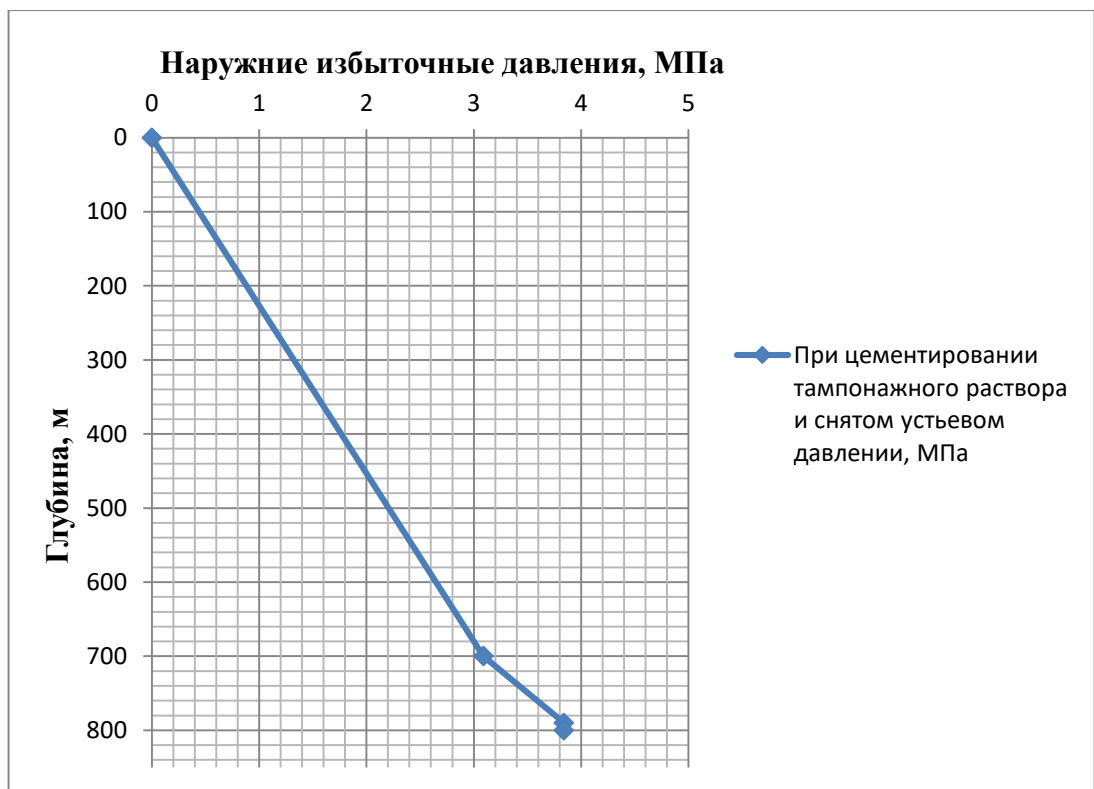


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.4-2.5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

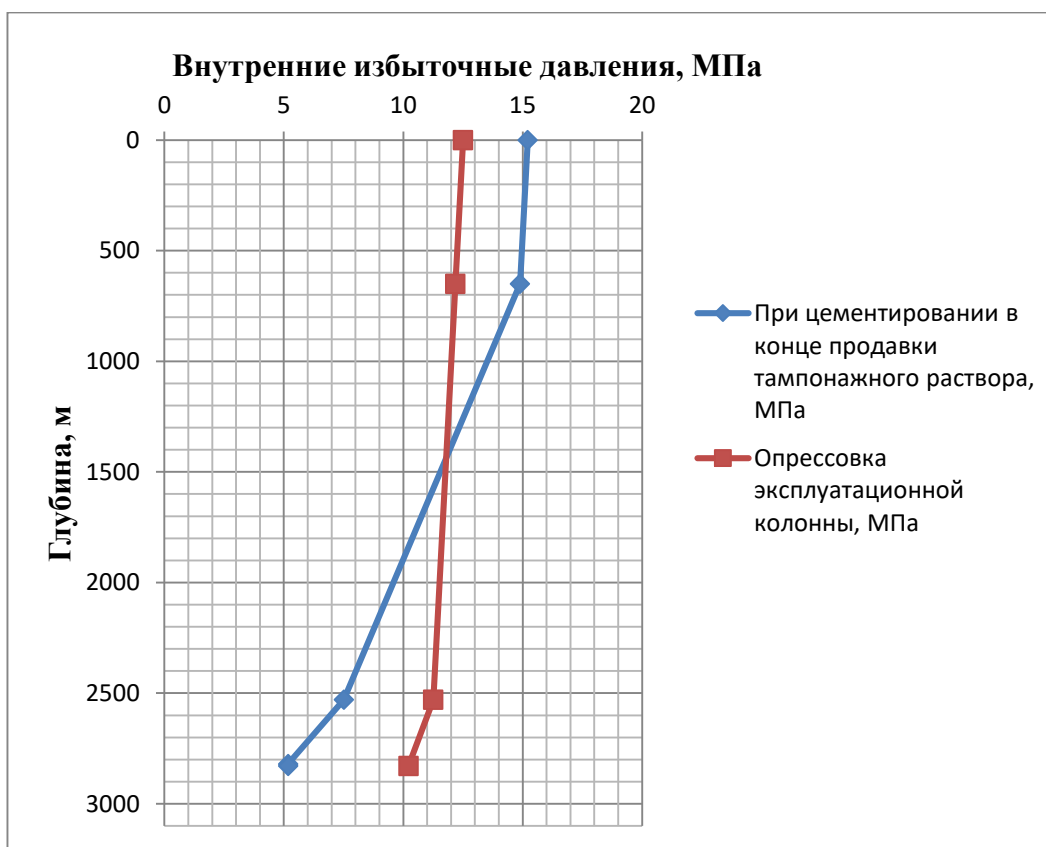


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

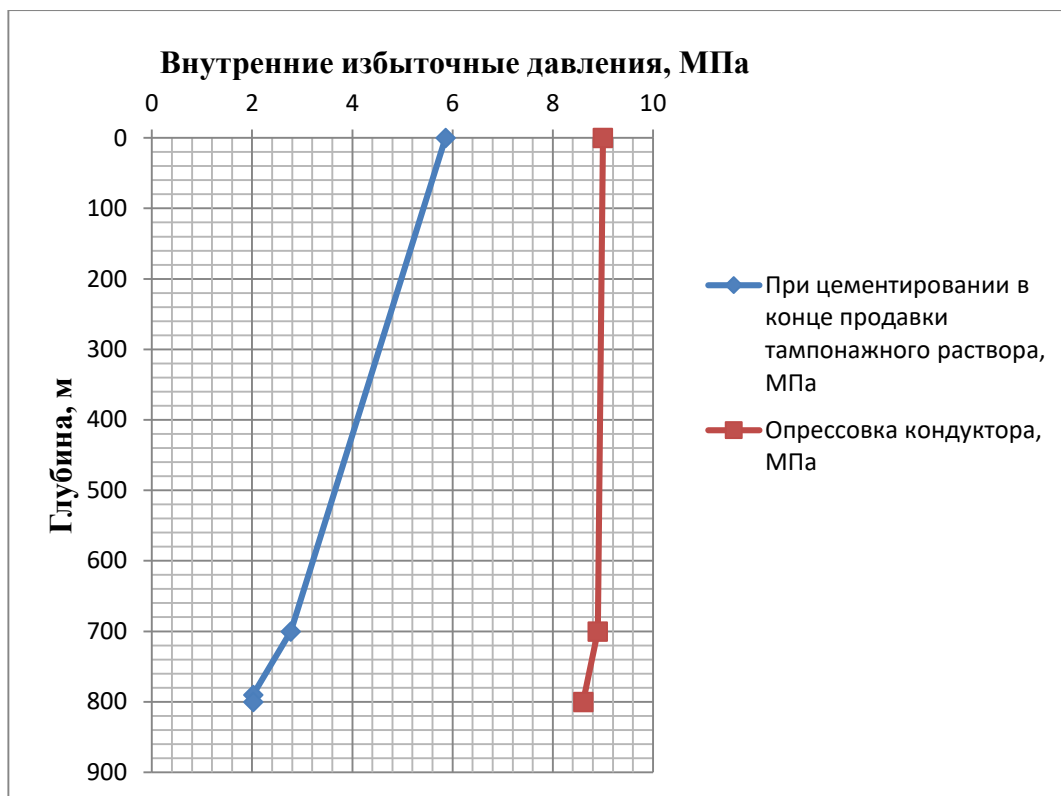


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр ОК, мм	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, г			Интервал установки м
						1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
1	323,9	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор									
1	244,5	ОТТМ	Д	7,9	800	47,2	37760	37760	0-800
Эксплуатационная колонна									
1	146,1	ОТТМ	Д	8,5	250	29	7250	69944	2830-2580
2	146,1	ОТТМ	Д	7	2580	24,3	62694		2580-0

#### 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.2)$$



Поскольку  $41,55 \leq 43,02$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,02	3,77	1050	3,77	МБП-МВ	56,5
		1,25	1050	1,25	МБП-СМ	87,5
Продавочная жидкость	40,3		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	45,3		1400	38,04	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	30,102
					НТФ	18,57
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,76		1820	3,8	ПЦТ-II-50	7,297
					НТФ	2,36

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_б, \quad (2.3)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;  $G_б$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления

Облегченный тампонажный раствор:  $m_2 = 30,01 / 10 = 3 - 3$  УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 7,29 / 13 = 0,56 - 1$  УС 6-30.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

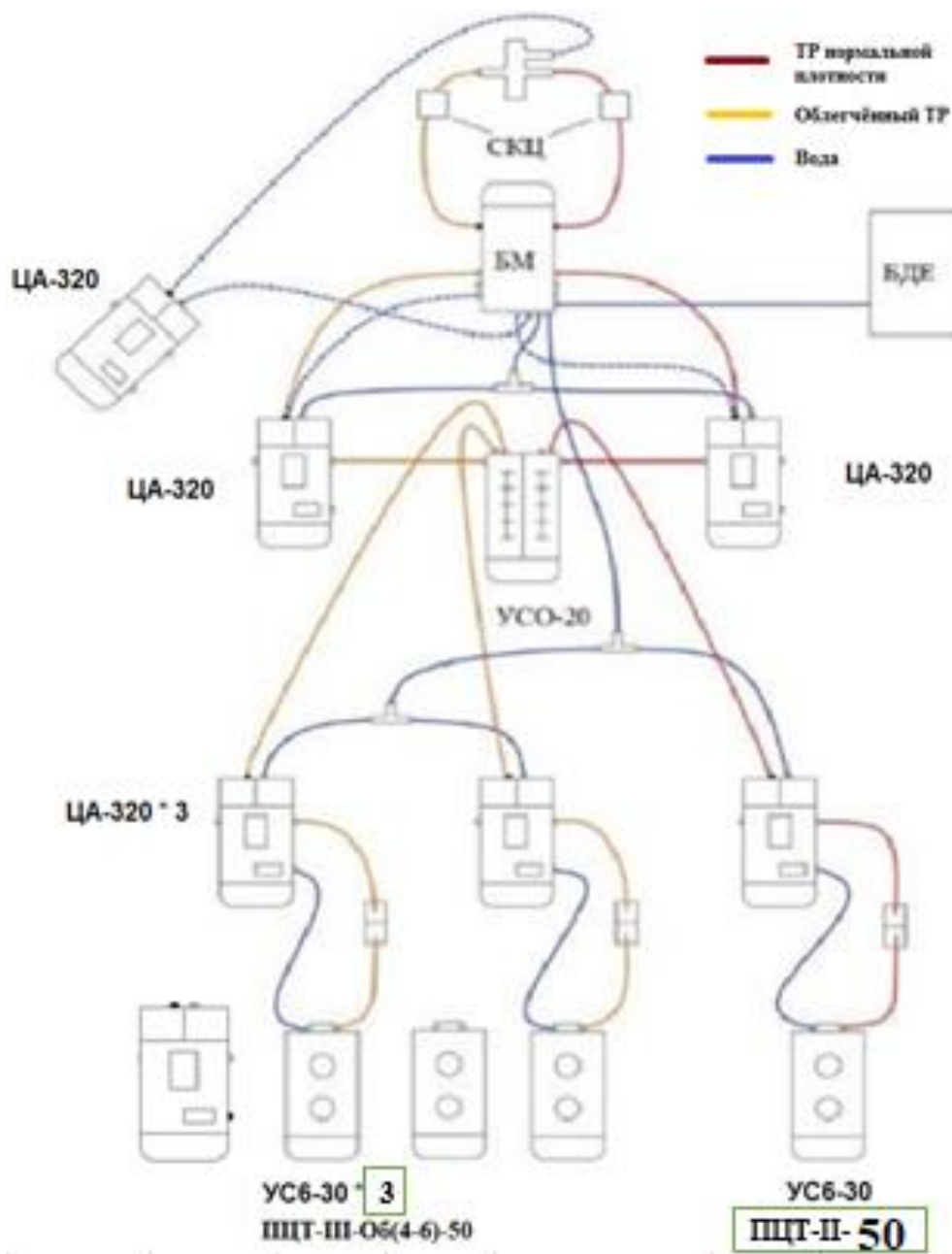


Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

### 2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Для глушения скважины, в качестве утяжелителя будем использовать барит.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1177 \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 м на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ );  $P_{пл}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па;  $h$  – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин

необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэж.} = 2(3,7 + 39,2) = 85,8 м^3$$

где  $V_{внэж.}$  – внутренний объем ЭК, м<sup>3</sup>.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
170	НКТ	Кумулятивная (Скорпион ПП-32ОП)	Скорпион 102 (без центратора)	20	Ограничивается грузоподъемностью взрывной головки и плиты

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).

- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35–105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х14.

## 2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

В таблице 2.24 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	95,57	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 95,57$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	70	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 70$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	124,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$320/124,2 = 2,57 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	320		

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПАКЕРОВ»**

Пакер (англ. packer - уплотнитель) - устройство, предназначенное для разобщения двух зон ствола скважины и изоляции внутреннего пространства эксплуатационной колонны от воздействия скважинной среды.

Применение:

- центровки у колонн насосно-компрессорных труб (НКТ) с последующей передачей части массы труб обсадным конструкциям в случае проведения ремонтных работ;
- правильного использования скважины, с целью защиты от коррозионных процессов обсадной колонны;
- освоение пространства скважины;
- как расширяющаяся пробка,
- для герметизации НКТ или секций обсадных колонн при цементировании, кислотной обработке или при изоляции участка пласта.

Пакер спускается в скважину в составе обсадной колонны и устанавливается в заданном интервале [1].

#### **3.1 Классификация пакеров**

На основе сортамента Российского рынка заколонных изолирующих пакеров можно выделить три основные конструкции: гидравлические, гидромеханические и набухающие. По назначению и способу применения пакеры делятся на множество групп, некоторые из которых представлены в классификации (рисунок 3.1) изолирующих пакеров по характерным признакам. Важно отметить, что также существует группа механических пакеров, которая не является технологической оснасткой обсадных колонн, но принцип его действия схож с гидромеханическим изолирующим пакером [2].

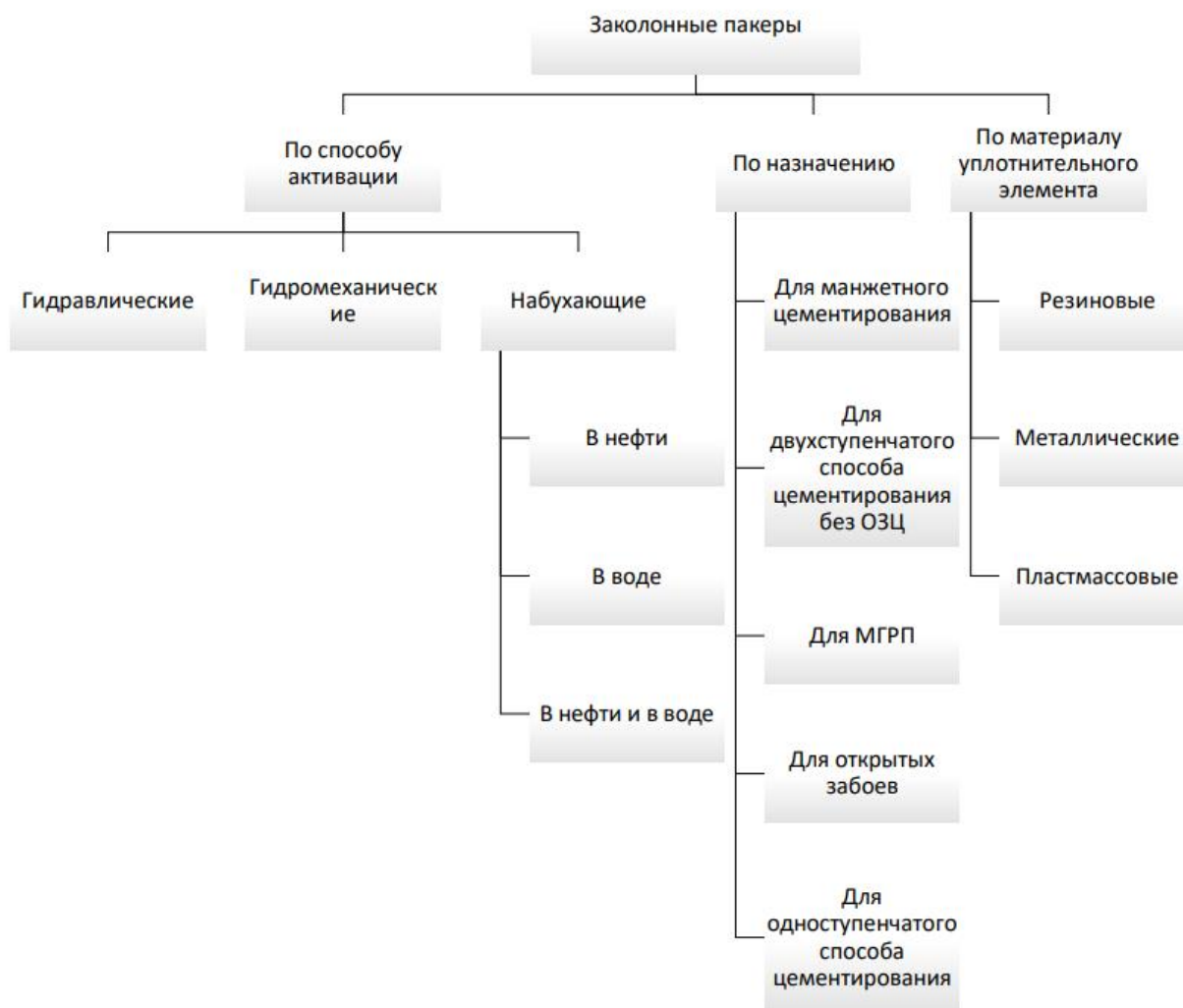


Рисунок 3.1 – Классификация заколонных изолирующих пакеров

Также выделяется разбуиваемый пакер, который имеет следующие варианты применения:

- рабочее положение пакеров позволяет герметично изолировать некоторые части скважинного ствола;
- при цементировании пакер остается в скважине, поэтому извлечь его обратно нельзя. В случае необходимости разбуивают весь цементный тампон;
- помогает разделять грунтовые пласты горизонта.

Механические и гидравлические пакеры имеют следующие отличительные особенности, приведенные в таблице 3.1.



Таблица 3.1 – Основные особенности гидравлических и механических пакеров

Гидравлический пакер	Механический пакер
Герметизация скважинных частей достигается с помощью давления рабочей жидкости из устройства	Работают по принципу деформирования уплотнительного элемента с изолированием отдельных частей ствола ниже тяжестью колонны труб
Происходит деформация с параллельным прижатием резинового уплотнителя-элемента к стенкам скважинного канала, в результате наблюдается разобщение пластов внутри водоносного источника	Могут эксплуатироваться в вертикальных, искривленных и наклонных водоносках
Есть гидравлико-механические устройства, где деформация изолирующего резинового элемента достигается воздействием давления в подпакерной зоне	

### 3.2 Основные конструкции проходных пакеров

Пакер за колонный типа ПЗ-168Ц (рисунок 3.2) предназначен для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства спущенной обсадной колонны на период затвердения цементного раствора с целью исключения возможности возникновения за колонных перетоков пластового флюида. Климатическое исполнение пакера – УХЛ по категории размещения 1 и группе условий эксплуатации 5 [3].

Пакер состоит из цилиндрического ствола 1 с центральным осевым и ступенчатым радиальным каналами, а также присоединительными резьбами на концах. Снаружи на стволе концентрично установлены металлические корпуса 3 и 5, концы которых крепятся к стволу с помощью конусов и гаек 2 и 6. А между ними установлена металлическая гильза 4, играющая функции пакера. В ступенчатом радиальном канале ствола размещен обратный клапан.

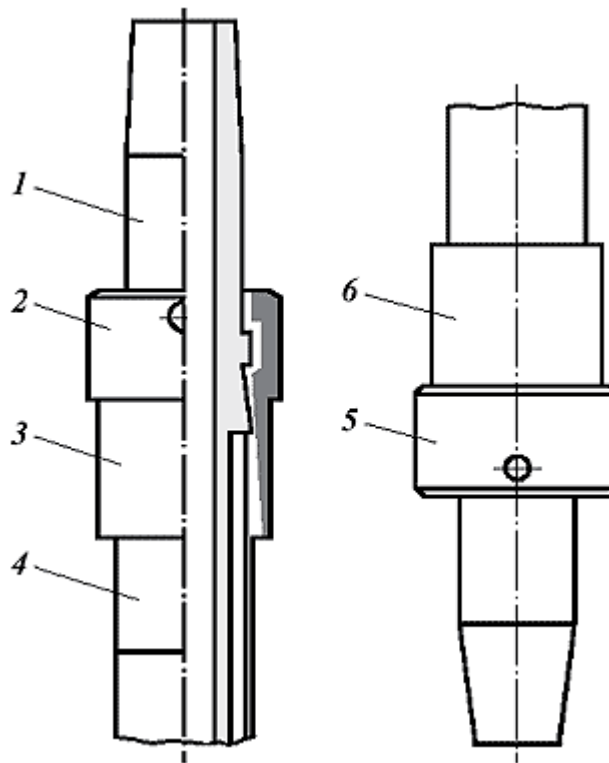


Рисунок 3.2 – Пакер заколонный типа ПЗ-168Ц: 1 – ствол; 2, 6 – гайки верхняя и нижняя; 3, 5 – корпус; 4 – цилиндрическая гильза

Пакер устанавливается в нижней части обсадной колонны выше кольца «стоп». Колонну труб спускают в скважину, осуществляют промывку, а затем закачивают цементный раствор. После про давки разделительной пробки и посадки ее на кольцо «стоп» продолжают плавно увеличивать избыточное давление внутри обсадной колонны до расчетной величины. При этом продавочная жидкость из трубного канала через обратный клапан поступает в полость между стволом и внутренней гильзой пакера. Под действием избыточного внутреннего давления оба цилиндра начинают деформироваться в радиальном направлении, увеличивая свой наружный диаметр, и плотно прижимаются к стенкам скважины.

Это обеспечивает надежную герметизацию заколонного пространства над продуктивным пластом. После достижения расчетной величины избыточного давления процесс закачки продавочной жидкости прекращают и после 5-минутной выдержки избыточное давление внутри обсадной колонны стравливают полностью. При этом обратный клапан обеспечивает сохранение

избыточного давления внутри пакера. Скважину оставляют в покое на время ОЗЦ, необходимое для схватывания цементного раствора. Дальнейшие работы на скважине проводятся в соответствии с принятым регламентом.

Пакер типа ПЗГ (рисунок 3.3) предназначен для установки в составе обсадной колонны как в интервале цементирования, так и вне его, для обеспечения надежной изоляции продуктивных пластов. Кроме функции разобщения пластов и предотвращения межпластовых перетоков жидкостей и газа пакер обеспечивает оптимальные условия для формирования цементного кольца в прилегающей к пакеру зоне затрубного пространства. В частности, исключает возможность проникновения газа и агрессивных жидкостей в твердеющую тампонажную смесь, центрирует обсадную колонну в скважине и вызывает образование над ним зоны седиментационного уплотнения смеси [3].

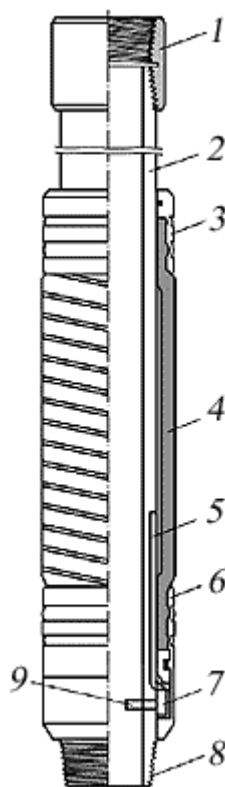


Рисунок 3.3 – Пакер типа ПЗГ: 1 – муфта обсадной колонны; 2 – корпус; 3 – подвижный обжимной стакан; 4 – уплотнительный элемент; 5 – канал для подвода жидкости; 6 – неподвижный обжимной стакан; 7 – узел клапанный; 8 – резьба обсадных труб; 9 – полый срезной штифт

В составе обсадной колонны, при необходимости, может быть больше одного пакера типа ПЗГ. Пакер может быть использован отдельно, а также совместно с муфтой ступенчатого или манжетного цементирования.

Пакер типа ПЗГ состоит из корпуса 2, на обоих концах которого выполнены присоединительные резьбы обсадных труб по ГОСТ 632–80. Сверху к корпусу навинчивается муфта 1. На корпус установлен уплотнительный элемент 4, крепление которого осуществляется с помощью подвижного 3 и неподвижного 6 обжимных стаканов. Фиксация нижнего стакана осуществляется с помощью полого срезного штифта 9, в котором установлен клапанный узел 7, используемый для подачи жидкости к каналу 5 подвода жидкости под уплотнитель.

По своему назначению и способу приведения в действие пакер типа ПКЗ аналогичен серийному пакеру типа ППП и отличается меньшей длиной, весом, отсутствием в проходном канале подвижных деталей, которые могут быть сдвинуты или повреждены в процессе эксплуатации. Кроме того, отличительной особенностью этого пакера является возможность его использования вне зоны цементирования, пакеровка давлением, не превышающим допустимого для уплотнительного элемента и возможность ступенчатой пакеровки с разрывом во времени после цементирования. Пакер типа ПЗГ создан для обсадных колонн диаметром 140, 146, 168 и 178 мм. Основные параметры пакера типа ПЗГ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры пакера типа ПЗГ

Показатель	ПЗГ -140-1	ПЗГ -146-1	ПЗГ -168-1	ПЗГ -178-1
	ПЗГ -140-2	ПЗГ -146-2	ПЗГ -168-2	ПЗГ -178-2
	ПЗГ -140-3		ПЗГ -168-3	
Наружный диаметр, мм, не более	177	177	200	203
	177	177	198	209
	172		200	
Диаметр проходного канала, мм, не менее	120	126	144	155
	124	130	144	155
	120		150	
Максимальный перепад давления между разобщенными пакером зонами, МПа	17,5	17,5	17,5	15,0
	17,5	12,0	12,0	12,0
	12,0		12,0	

Пакер гидравлический проходной (ПГП) (рисунок 3.4) предназначен для предотвращения межпластовых перетоков и надежной изоляции газонефтеводоносных пластов на любых глубинах. Данный пакер применяется в вертикальных и наклонно-направленных скважинах, также в скважинах с горизонтальным окончанием. Кроме того, пакер при установке в скважину препятствует поглощению цементного раствора, предотвращает миграцию газа через цементные стаканы, обеспечивает сокращение повреждений неустойчивых пластов и скважин, законченных открытым стволом. Пакер состоит из двух основных узлов: рукавного уплотнителя и клапанного узла. Принцип работы заключается в деформации и прижатии уплотнительного элемента к стенкам ствола скважины под действием давления рабочей жидкости, которая нагнетается с поверхности [3].



Рисунок 3.4 – Пакер гидравлический проходной производства «ТатПром-Холдинг»

Пакер гидравлический для манжетного цементирования (ПГМЦ) (рисунок 3.5) предназначен для проведения манжетного цементирования и разобщения не цементируемой части хвостовика от цементируемой на любых глубинах в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных стволах скважин. Пакер состоит из двух устройств, которые объединены в одно: гидравлического пакера и цементировочной муфты [3].



Рисунок 3.5 – Пакер гидравлический для манжетного цементирования производства «ТатПром-Холдинг»

Пакер гидравлический межинтервальный (ПГМ) (рисунок 3.6) служит для разобщения заколонного пространства в скважине и изоляции различных по

свойствам пропластков. Пакер может быть использован при выполнении различных работ в скважине, в том числе при проведении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), различных обработках заколонного пространства, при выполнении исследований околоскважинной зоны. Пакер гидравлический межинтервальный обеспечивает механическую изоляцию затрубного пространства с высоким перепадом давления сжатием пакерующих элементов путем приложения гидравлического трубного давления. Для перекрытия трубного пространства ниже пакера в составе компоновки необходимо установить посадочное седло с шаром [3].

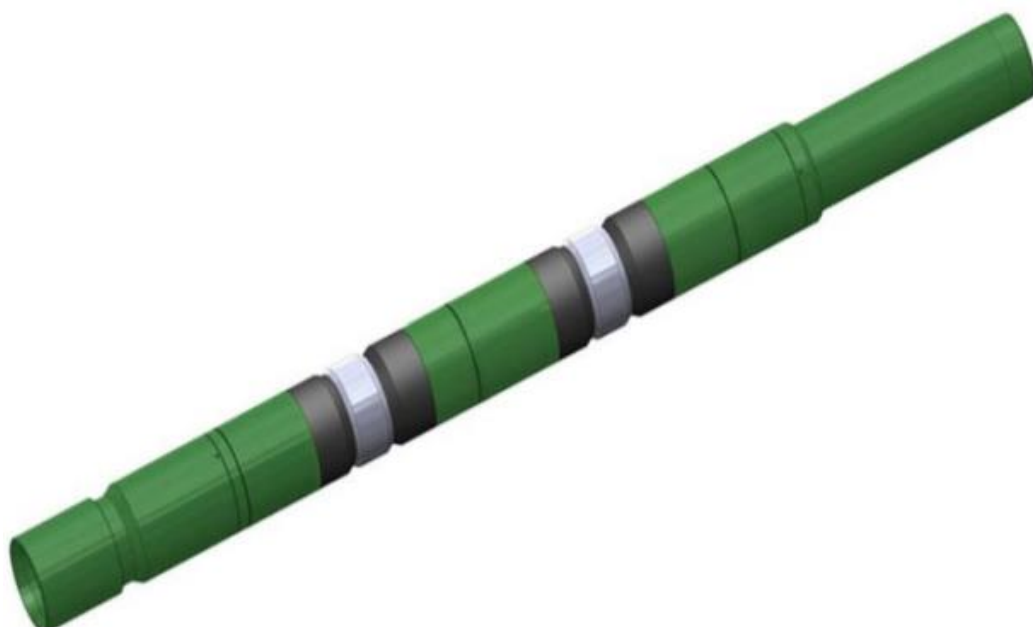


Рисунок 3.6 – Пакер гидравлический межинтервальный производства «ТатПром-Холдинг»

Пакеры набухающие (ПН) (рисунок 3.7), с элементом набухания (эластомером) (рисунок 3.8) предназначены для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов. Активация пакера происходит при набухании элемента, чем и характеризуются его простота конструкции. Область применения набухающих пакеров [3]:

- разобщение пластов;
- закачка пара либо воды в скважину;
- изоляция зон трещиноватости;

- эксплуатация добывающих скважин;
- система заканчивания скважин.



Рисунок 3.7 – Пакер набухающий производства «ТатПром-Холдинг»



Рисунок 3.8 – Образец набухающего эластомера до набухания и после

Набухающие пакеры в настоящее время накопили значительный опыт применения в компании «ТатНефть». В компании разработаны рекомендации для и критерии применимости тех или иных пакеров в зависимости от сложности разобщения пластов. Существует четыре категории для выбора [2]:

Категория I – нефтяной пласт с подошвенной водой. Рекомендуется устанавливать нефтеводонабухающий пакер в зону водонефтяного контакта или водонабухающий в водоносную зону.



Категория II – между нефтеносным и водоносным пластом глинистый непроницаемый пласт с кавернами. Рекомендуется при коэффициенте кавернозности менее 1,3 использовать водонабухающий пакер.

Категория III – между нефтеносным и водоносным пластом непроницаемый глинистый или карбонатный слой с номинальным диаметром ствола. Рекомендуется использовать водонабухающий пакер.

Категория IV – между нефтеносным и водоносными пластами сверху и снизу непроницаемый глинистый слой. Рекомендуется использовать два водонабухающих пакера в интервале непроницаемых перемычек.

Пакер дополнительный верхний (ПДВ) (рисунок 3.9) предназначен для предотвращения и изоляции межколонных перетоков на «голове» спущенного хвостовика, перекрытия интервала негерметичности над «головой» спущенного хвостовика. Пакер герметично разделяет жидкости в межколонном пространстве, способствует формированию качественного цементного камня. Пакер устанавливается на колонне обсадных труб, предназначенных для наращивания потайной колонны, может быть установлен только один пакер ПДВ. Пакер приводится в действие частичной разгрузкой веса.



Рисунок 3.9 – Пакер дополнительный верхний производства «ТатПром-Холдинг»

Пакер за колонный гидромеханический проходной (рисунок 3.10) имеет такое же предназначение, как и предыдущие виды пакеров и может работать в скважинах с высокими температурами и давлением. Принцип работы гидромеханического пакера заключается в приведении опоры на стенку скважины в рабочее положение путем повышения давления жидкости в колонне труб, а деформация уплотнительного элемента происходит под действием механической нагрузки, например, веса труб [4].

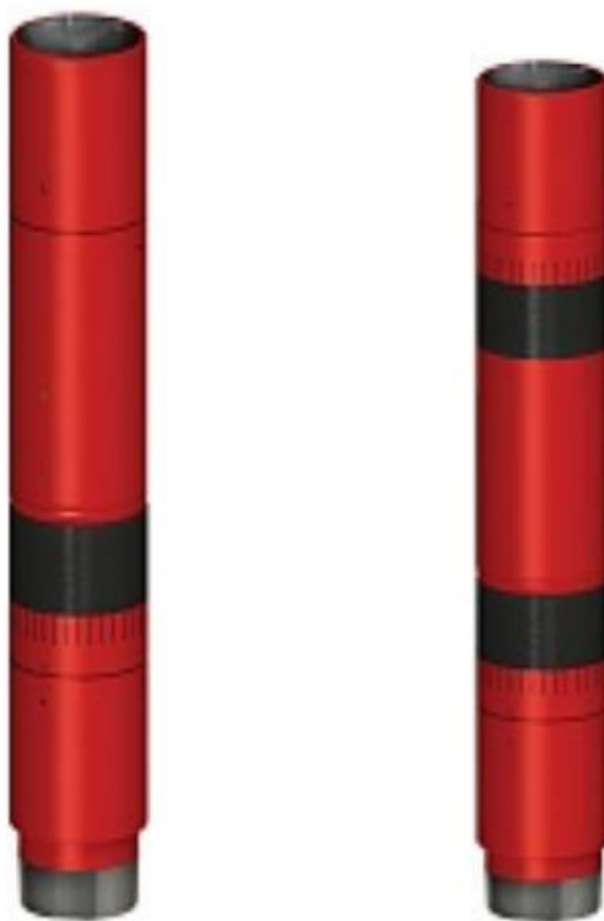


Рисунок 3.10 – Пакеры за колонный гидромеханический проходной: а –  
типовой, б – двойного типа

Отличительной особенностью гидромеханического пакера двойного типа является наличие в конструкции двух уплотнительных элементов, за счет чего достигается повышенная надежность.

### 3.3 Выводы по разделу

При заканчивании горизонтальных скважин одним из самых критичных моментов является использование заколонных пакеров. Это связано с усложнением геологии эксплуатируемых месторождений, наличием близко расположенных газонасыщенных или водонасыщенных горизонтов, необходимостью применения МГРП или селективного цементирования. Существует несколько видов заколонных пакеров – например, разбухающие, гидравлические и гидромеханические пакера. Разбухающие пакера представляют собой специальную резину, которая разбухает до определенных размеров при контакте либо с водой, либо с нефтью. В случае возможных проблем с обводненностью скважины, рекомендуется ставить такие пакера попарно на каждую зону. К недостаткам таких пакеров следует отнести достаточно долгое время их разбухания до момента, когда они достигнут стенок ствола скважины и смогут держать необходимое дифференциальное давление. Особенно это касается месторождений нефти и газа с невысокой пластовой температурой. Также существует значительный риск повреждения резины разбухающих пакеров при спуске в горизонтальные скважины со значительной интенсивностью искривления ствола. Гидравлические и гидромеханические заколонные пакера не имеют части этих недостатков. Скважина будет готова к эксплуатации или стимуляции сразу же после спуска заканчивания и посадки пакеров. Однако, механические пакеры тоже имеют недостатки, т.к. существует риск того, что механизм не активируется, например, в результате повреждения при спуске или из-за наличия заводского брака. Таким образом, не существует универсального пакера, необходимо подбирать подходящий в зависимости от условий месторождения.

#### **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- 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.

Публичное акционерное общество «Сургутнефтегаз» – одна из крупнейших частных вертикально интегрированных нефтяных компаний России, объединившая в своей структуре научно-проектные, геологоразведочные, буровые, добывающие подразделения, нефте- и газоперерабатывающие, сбытовые предприятия. В 2021 году стала пятой крупнейшей частной компанией России.

Компания образована в 1993 году путём выделения из состава «Главтюменнефтегаза» нефтедобывающего производственного объединения «Сургутнефтегаз», Киришского НПЗ и сбытовых предприятий. Вскоре была приватизирована, однако точная структура собственников неизвестна до сих пор. Добывающие мощности компании в основном сконцентрированы в Ханты-Мансийском автономном округе – Югры. По данным ОАО «Сургутнефтегаз», принадлежащие компании извлекаемые запасы нефти и природного газа составляют около 2,5 млрд тонн нефтяного эквивалента. Базовым месторождением компании является Фёдоровское – в 2008 году СНГ получил с него 9,9 млн т (16 % добычи, в 1983 году объём добычи здесь составил 36 млн т), также среди крупнейших месторождений (в порядке убывания объёма добычи в

2010 году) – Лянторское, Западно-Сургутское, Быстринское, Северо-Лабатьюганское, Конитлорское, Юкъяунское, Вачимское, Талаканское и др.

Компания имеет в своём активе семь нефтегазодобывающих управлений (НГДУ): «Сургутнефть», «Быстринскнефть», «Федоровскнефть», «Комсомольскнефть», «Лянторнефть», «Нижнесортывскнефть», «Талаканнефть» (Якутия).

#### **4.1 Планирование исследовательских работ**

##### **4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства**

###### **скважины**

Нормативная продолжительность цикла строительства скважин определяется по следующим составляющим производственного процесса:

1. Строительные и вышкомонтажные работы.
2. Подготовительные работы к бурению.
3. Бурение и крепление ствола скважины.
4. Испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительных и вышкомонтажных работ берется из готового наряда на производство работ, так как конструкция скважины и дальнейший план работ по строительству скважины не оказывает никакого влияния на количество требуемой техники, персонала и отведенного времени на организацию строительных и вышкомонтажных работ.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывается при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

При расчёте совокупных затрат времени на подготовительно-заключительные операции к бурению, основные и вспомогательные операции в бурении в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра породы и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и прочих работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ.

В них включаются:

- сборка оснований вышечно-лебедочного блока;
- монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока;
- сборка вышки;
- монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений;
- сборка оснований насосного блока;
- монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток.

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов

исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 307,2 часов или 12,8 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении В в таблице В.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

- механическая скорость бурения 23,2 м/ч;
- рейсовая скорость бурения 11,6 м/ч;
- коммерческая скорость 3739 м/ст.мес.

#### **4.1.2 Лине́йный календарный график выполнения работ**

Для вахты устанавливается следующий режим работы: буровая бригада работает непрерывно, с ежедневной посменной ротацией персонала на рабочих местах, тридцать дней подряд с 12-часовым рабочим днем, затем тридцать выходных дней. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.
- помощник бурового мастера – 3 чел.
- бурильщик 6 разряда – 4 чел.
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.
- слесарь 5 разряда – 2 чел.
- лаборант – 2 чел.

Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов, или 45 суток.

Календарное время бурения 544,9 часов, или 22,7 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 307,2 часов, или 12,8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы															
		1				2				3							
Вышкомонтажная	45	■	■	■	■	■	■	■	■								
Буровая	22.7															½	
Испытательная	12,8													½	■	■	

#### 4.1.3 Сметная стоимость строительства скважины

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I



представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении В таблицах В.2 и В.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на II квартал 2022 года составляет 78,96 [15,16]. Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице 4.5.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить, как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит 27421 руб/м.

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В в таблице В.4

## **4.2 Вывод по разделу**

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 80 417 545,11 руб.

Строительство разведочных скважин является обязательным этапом при освоении месторождения углеводородов. Напрямую эти скважины не приносят прибыли, поскольку в первую очередь служат для получения информации о свойствах продуктивных пластов. В дальнейшем эти скважины могут быть переведены в эксплуатационные, если это целесообразно. При этом многие разведочные скважины ликвидируются после проведения всех измерений и

исследований, поэтому очень важно построить такие скважины не только качественно, но и с наименьшими затратами. Одним из способов уменьшения затрат является использование потайных колонн – хвостовиков. При использовании не потайной колонны стоимость крепления последней секции могла бы увеличиться в три раза даже с учетом высокой стоимости систем подвески хвостовиков. Таким образом, запроектированная разведочная скважина способна выполнить все необходимые исследовательские задачи, а с точки зрения затрат на ее строительство обеспечивает экономию средств.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении скважины. Проектные решения данной ВКР, могут быть использованы при проектировании разведочных скважин научно-исследовательскими проектными институтами (НИПИ).

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [17].

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются такие вопросы как: правовые и организационные мероприятия обеспечения безопасности; производственная безопасность; экологическая безопасность.

## **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [18].

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [19].

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [20].

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук. Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля. Редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [21]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Производственная безопасность**

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Г таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [22].

### **5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [23]. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ м/с}$ .

Для снижения вредного воздействия вибраций на персонал необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы. Наиболее типичным последствием воздействия повышенного уровня шума является ухудшение слуха у персонала.

Уровень шума на буровой установке должен оцениваться в соответствии с требованиями ГОСТ ISO 9612-2016 [24]. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [25]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.

Работа на буровой установке ведется круглосуточно. В дневное время суток на большинстве буровых установок на роторной площадке используется естественное освещение, поскольку площадка имеет только боковые укрытия. Конструкция буровой установки может меняться в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и низких температурах установка она может оснащаться корпусом закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности днём. В ночное время суток на буровых установках любого оснащения необходимо применять искусственное освещение.

Воздействие данного вредного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [26]:

- роторного ствола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Загрязнение воздушной среды рабочей зоны на территории буровой установки возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые устанавливаются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 [27]. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан  $\text{CH}_4$  – 300 мг/м<sup>3</sup>; нефть – 10 мг/м<sup>3</sup>; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1$ - $\text{C}_5$ ) – 3 мг/м<sup>3</sup>; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода (CO) – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [28]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 [29].

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов).

Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [30]:

- конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения;
- движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели;
- ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии;
- в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2015 [31].

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

### **5.3 Экологическая безопасность**

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства. К источникам загрязнения атмосферного воздуха относятся выбросы ДВС и факельная установка. При их работе происходит выброс в атмосферу оксида углерода, оксида азота, углеводородов. При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.



В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться РД 52.04.186-89 [32].

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории.

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [33] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются:

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов;
- устройство обваловки площадки по периметру;
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание;

- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении;
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептов буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами и т.д.
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) а весь период строительства скважины;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [26].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ Р 59057-2020 [34].

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

### 5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований «ПБНПП» [26]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

В целях предотвращения пожара на буровой установке, которые чаще всего возникают посредством ГНВП, проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» [35]

#### **5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно «ПБНПП» [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [36].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [37], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

### **5.5 Вывод по разделу**

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины.

Фактические значения выявленных факторов не превышают допустимых нормативных значений.

Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности.

Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория Пб.

Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности.

Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По техническому заданию на выполнение выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2830 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В конструкцию скважины включены колонны направление, кондуктор и эксплуатационная колонна. Поскольку условия, несовместимые по условиям бурения отсутствуют, проектирование технической колонны не предусматривается.

Для бурения были выбраны шарошечное долото под интервал направления и PDC долота для остальных интервалов, включая интервал отбора керна. Режимы бурения спроектированы исходя из оптимальных параметров для данных горно-геологических условий. Разработке подлежали осевая нагрузка, частота вращения долота и расход бурового раствора.

Для минимизации осложнений в процессе бурения были выбраны буровые растворы, обеспечивающие минимальную фильтрацию и взаимодействие с глинистыми горными породами. Обеспечение циркуляции достигается путем разработки соответствующей гидравлической программы промывки при помощи программы «Бурсофтпроект».

Также с помощью программы была подобрана подходящая группа прочности бурильного инструмента. Проверка осуществлялась на усталость, на крутящий момент и усталость.

Выбранные обсадные колонны по прочностным характеристикам удовлетворяют всем действующим нагрузкам, таким как избыточные наружные и внутренние давления, сдвигающая нагрузка.

Отбор керна осуществляется в продуктивном пласте, обозначенном в техническом задании на выполнение выпускной квалификационной работы. Для

отбора кернa запроектированы щадящие режимы бурения для обеспечения максимального выноса кернa. Для проведения испытания продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

Обвязка обсадных колонн осуществляется колонной головкой с шифром ОКК1-14-146x245 К1. Т.е. обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна. Для предупреждения ГНВП во время бурения выбирается схема противовыбросового оборудования ОП6-280/80x14. Для заканчивания скважины выбирается фонтанная арматура АФ1-80/65x14.

Для бурения скважины выбрана буровая установка ЗД-86, наилучшим образом подходящая для строительства разведочных скважин.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.

2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

4. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов и др.; Под ред. А.И. Булатова 2-е изд. доп. перераб. – М.: Недра, 1981. – 240 с.

5. Рациональные методические основы применения заколонных проходных гидравлических пакеров / А.К. Дудаладов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1994. – № 1. – С. 16-19.

6. Заколонные пакеры как средство регулирования и сохранения герметизирующих свойств цементного кольца в заданных зонах скважины / С.С. Янкулев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998 – № 1-2 – С. 27-32.

7. Brekke K. New Simple Completion Methods for Horizontal Wells Improve Production Performance in High-Permeability Thin Zone / K. Brekke, S.C. Lien // SPE Drilling and Completion. – 1994. – Vol. 9. – P. 205-209.



8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 11.05.2022).

9. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 11.05.2022).

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

14. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

15. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 11.05.2022).

16. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 11.05.2022).

17. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

18. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от ред. от 24.04.2020).

19. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

20. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

21. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

22. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

23. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

24. ГОСТ ISO 9612-2016 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах.

25. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий (утвержден 30.04.1969 Зам. Главного Государственного санитарного врача СССР) [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293731/4293731899.htm> (дата обращения 28.05.2022).

26. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

27. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

28. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

29. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

30. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

31. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

32. РД 52.04.186-89 Руководство по контролю загрязнения атмосферы.

33. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше.

34. ГОСТ Р 59057-2020 Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования по рекультивации нарушенных земель.

35. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

36. Постановление Правительства РФ от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

37. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

## Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
0	40	четвертичные отложения	Q	1,5
40	60	туртаская свита	P 3/3	1,5
60	130	новомихайловская свита	P 3/2	1,5
130	210	атлымская свита	P 3/1 - P 3/2	1,5
210	370	тавдинская свита	P 2/3 - P 3/1	1,5
370	590	люлинворская свита	P 2	1,25
590	720	талицкая свита	P 1	1,25
720	760	ганькинская свита	K 2	1,25
760	980	березовская свита	K 2	1,25
980	1030	кузнецовская свита	K 2	1,25
1 030	1 325	уватская свита	K 2	1,25
1325	1548	хантымансийская свита	K 1	1,25
1548	1860	викуловская свита	K 1	1,25
1860	1925	кошайская свита	K 1	1,25
1925	2490	фроловская свита	K 1	1,25
2490	2500	верхнетутлеймская подсвита	K 1	1,25
2500	2530	нижнетутлеймская подсвита	J 3	1,25
2530	2572	абалакская свита	J 3	1,25
2572	2630	тюменская свита	J1-2	1,25
2630	2895	туринская свита (триас)	Tr	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигр. подразд.	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от	до	
1	2	3	4
Q	0	40	Суглинки супеси серые и азелтовато-серые пески с глинами пойменных и озерно-болотных фаций
P 3/3	40	60	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевритов с линзами тонкозернистого песка и включениями растительных остатков
P 3/2	60	130	Переслаивание песков глины и алевритов. Характерно частое фациальное замещение одних литологических разностей другими. Отмечаются прослой бурых углей и лигнитов
P 3/1 - P 3/2	130	210	Пески светло-серые почти белые, преимущественно кварцевые, алевриты с подчиненными прослоями и линзами глин, с остатками стеблей растений, и листьев а также лигнита
P 2/3 - P 3/1	210	370	Глины зеленовато-серые, тонкослоистые до листоватых, слабо алевритистые, с прослоями алевролитов толщиной 5-10 см в верхней части, с остатками стеблей и листьев растений, с линзочками бурых углей
P 2	370	590	В верхней подсвите - глины алевритистые, диатомовые, опоковидные. в средней подсвите - глины светло-серые, диатомовые и диатомиты светлосерые, в нижней подсвите - опоки и опоковидные глины светло-серые, с редкими прослоями глауко-нитовых песчаников
P 1	590	720	Верхняя подсвита- глины темно-серые, бурые, алевритовые, с прослоями тонко зернистых песчаников и алевритов, в нижней подсвите - глины уплотненные темно-серые, алевритовыми, местами опоковидными
K 2	720	760	Глины серые зеленовато-серые, известковистые местами листоватые с примесью глауконита и пирита
K 2	760	980	Верхняя подсвита - зеленовато-серые слабоале-вритистые глины с прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирите. Нижняя подсвита -серые и голубовато-серые опоки и темно-серыми монтмориллонитовыми глинами с остатками и радиолярий.
K 2	980	1030	Глины зеленовато-серые, глауконитовые Встречаются чешуя рыб, фораминиферы
K 2	1030	1325	Переслаивание алевритов, мелкозернистых уплотненных песков с прослоями карбонатных разностей. Характерно наличие обугленных растительных остатков, углистого детрита.
K 1	1325	1548	Верхняя подсвита - неравномерное переслаивание алевритов, алевритистых глин, с редкими прослоями тонкозернистых песчаников Отмечены намывы растительного детрита и чешуйки слюды на поверхности наслоения. Нижняя подсвита редставлена относительно глубоководными темно-серыми глинами с прослоями алевритов и глинистых известняков

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
К 1	1548	1860	Верхняя подсвита - преобладают уплотненные пески, посланники и алевролиты. В кровельной части выделяются песчаные пласты ВК1, и ВК2. Нижняя подсвита имеет мелководно-морской генезис осадков и сложена серыми алевролитами, уплотнёнными песками и песчаниками с прослоями глинистых известняков алевролитовых.
К 1	1860	1925	Глины тёмно-серые, тонкоотмученные, аргиллито-подобные с прослоями светло-серых алевролитов
К 1	1925	2490	Глины темно-серые, тонкоотмученные, аргиллито-подобные. Отмечаются редкие включения морской фауны. В верхней части свиты прослой песчаников, алевролитов и глинистых известняков.
К 1	2490	2500	Аргиллиты коричневато-черные, листоватые, битуминозные с остатками ихтиофауны.
Ј 3	2500	2530	Аргиллиты буровато-черные, битуминозные с прослоями известняков и радиоляритовую Отмечаются остатки водорослей, раковин двухстворок и рыбный детрит
Ј 3	2530	2572	Аргиллиты тёмно-серые, тонкоотмученные. в различной степени
Ј1-2	2572	2630	Аргиллиты темно-серые, плотные, слюдистые, алевролитистые.
Tr	2630	2895	Песчаники, алевролиты красноцветные и темно-серые, базальты, риолиты, туфы.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страт. подр.	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Прониц., мкм <sup>2</sup>	Твердость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коеф. пластичности	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)							
К2	1030	1325	песчаник	2,2	32	0,5	14-234	1,1-4,5	МС
К1(ВК1)	1548	1568	песчаник	2,26	27	0,018	14-234	1,1-4,5	МС
Ј3(ЮК0)	2500	2523	песчаник	2,26	10,2	0,007	14-234	1,1-4,5	С
Ј1-2	2572	2627	песчаник	2,26	14	0,0024	14-234	1,1-4,5	С
Tr	2630	2845	базальты	2,4	13	0,0044	14-234	1,1-4,5	С,Т

Таблица А.4 – Водоносность

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут Водоаб.скв.
	от	до			
К2 (сеноман)	1030	1325	поровый	1,015	1500
К1 (ВК1)	1564	1574	поровый	1,005	10

Таблица А.5 – Нефтеносность

Индекс стратиг. подразд.	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газ. фактор, м/т	ρ газа, доли ед.	Т, °С
	от	до						
Тг	2630	2800	трещин.	0,698	110	60	0,995	30-35

Таблица А.6 – Градиенты давлений

Индекс страт. Подразд.	Интервал, м		Градиент			
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м	кгс/см <sup>2</sup> на м
Q-P2/3	0	370	0,1	0,1	0,22	0,22
P2/3-K2	370	765	0,1	0,1	0,21	0,22
K2	765	1030	0,1	0,1	0,2	0,22
K2-K1	1030	1860	0,1	0,1	0,18	0,22
K1	1860	2490	0,1	0,1	0,16	0,22
J3	2490	2572	0,105	0,105	0,16	0,22
J3-J1-2	2572	2630	0,103	0,103	0,16	0,22
Tr	2630	2895	0,105	0,105	0,16	0,22

Таблица А.7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q – P2/3	0	760	3	интенсивн.	370	100-120	нарушение технологии бурения
P2/3 – K1	760	1860	3	слабые	1490	100-120	
K1 – Tr	1860	2895	3	слабые	1035	100-120	

Таблица А.8 – Поглощения бурового раствора

Индекс страт. подразд.	Интервал, м		Мах инт. погл., м <sup>3</sup> /час	Условие возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q-P2/3	0	760	до 5,0	Отклонение параметров
K2-K1	1030	1860	до 7,0	бурового раствора
K1-Tr	1925	2895	до 3,0	от проектных

Таблица А.9 – Газонефтеводопроявления

Индекс страт. под.	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликв. прояв.	Плотность смеси, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от	до				
K2	1030	1325	вода	-	-	Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину во время подъема инструмента, проведения геофизических, ремонтных и прочих работ без циркуляции бурового раствора
K1 (BK1)	1548	1568	нефть	отсутствует	*	
K1 (BK1)	1564	1574	вода	-	-	
J3(ЮК0)	2500	2523	нефть	отсутствует	*	
J1-2(ЮК2-9)	2572	2627	нефть	отсутствует	*	
Tr	2630	2845	нефть	отсутствует	*	



Таблица А.10 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Условия возникновения
	от	до	
Q-P2/3	0	760	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама
P2/3-Tr	760	2895	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени, плохая ствола скважины от шлама, сужение ствола скважины

## Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	50	393,7 НьюТек Сервисез	250	0,65	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-152/171	93	0,517	
			Переводник М-171/161	61	0,538	
			УБТС2-203	3852	18	
			Переводник П-161/163	90	0,53	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-163/162	87	0,521	
ПК-127х9,19 Е	901	29				
Σ				5377,29	50	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-800 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	50	800	БИТ 295,3 ВТ 616	35	0,3	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Д-240РС	2400	10,1	
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			К 295 МС	114	0,9	
			Переводник П-163/152	87	0,521	
			Переводник П-163/161	87	0,521	
			УБТС2-203	2568	12	
			Переводник П-161/147	60	0,517	
			УБТС2-178	6552	42	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
ПК-127х9,19 Е	22845,52	732				
Σ				32262,516	800	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2830 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
3	800	2830	БИТ 190,5 В 713 УВМ	24	0,4	Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 190 СТ	50	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			ДРУ-172РС.7/8.55 (0.00")	1200	8,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	7488	48	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
		ПК-127х9,19 Е	86447	2769		
Σ				95571	2830	

Таблица Б.4– КНБК для отбора керна в интервале 2620-2810 м

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
4	2620	2810	БИТ 190,5/100 В913ЕС.22	20	0,2	Отбор керна при бурение ЭК
			КИ 7.1.178/100	700	7,8	
			Переводник М147хН161	40	0,5	
			УБТС2-178	3744	24	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
		ПК-127х9,19 Е	86697	2777		
Σ				91264	2810	

Таблица Б.5 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
0	50	50	393.7	-	1,50	9.13
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=5.84$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1=9.13$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{бр}=60.37$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев1}=32,48$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
50	800	750	295.3	303.9	1,25	67,84
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=1.86$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=41,42$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=3,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=67,84$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=171$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{перев1}=32,48$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2=138,52$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{перев2}=0$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
от	до					
800	2830	2030	215.6	224.5	1,25	100,83
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил}=4,41$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном}=65,21$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно}=11.32$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=100,83$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр}=287,59$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						-
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'}=287,59$

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание pH	25	60,370	2,415	68,410	2,736	90,74	3,63	219,52	8,78
Глинопорошок	Структурообразователь	1000	3622,225	3,622	5130,772	5,131		0,00	8753,00	8,75
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	60,370	2,415	171,026	6,841		0,00	231,40	9,26
Барит	Утяжелитель	1000	7546,301	7,546	23259,497	23,259		0,00	30805,80	30,81
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25		0,000	85,513	3,421		0,00	85,51	3,42
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	25		0,000	855,129	34,205	1209,92	48,40	2065,05	82,60
ПАВ	Смазывающая добавка	25		0,000	513,077	20,523	302,48	12,10	815,56	32,62
Drilling Detergent	Ингибитор	210		0,000	171,026	0,814		0,00	171,03	0,81
Биополимер	Структурообразователь	25		0,000		0,000	90,74	3,63	90,74	3,63
ПАЦ ВВ	Регулятор фильтрации, реагент	25		0,000		0,000	302,48	12,10	302,48	12,10
Инкапсулятор	Инкапсулятор, стабилизатор	25		0,000		0,000	302,48	12,10	302,48	12,10
Мраморная крошка	Утяжелитель	1000		0,000		0,000	13611,63	13,61	13611,63	13,61
DRIL-FREE	Смазывающая добавка	25		0,000		0,000	3024,81	120,99	3024,81	120,99

## Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 НьюТек Сервисез	0	50	700	0,025	50	0,07	1,3	0,20	1,45
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,53
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,29
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,76
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,15
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 616	50	800	6000	0,029	750	0,13	21,4	3,80	25,23
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										10,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										38,32
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										79,87
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,99
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										84,36

Продолжение таблицы В.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 В 713 УВМ	800	2620	2800	0,033	1820	0,65	60,7	13,30	73,97
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В913ЕС.22	2620	2810	400	0,2	190	0,48	38	90,00	128,00
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 В 713 УВМ	2810	2830	2800	0,033	20	0,01	0,7	15,10	15,77
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,20
Наращивание (ЕНВ)										28,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										54,46
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										359,49
Ремонтные работы (ЕНВ)										28,76
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										394,92
Итого по колоннам:										495,44
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины										796,69

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30,4%				157,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	26,6	1,9	265,1	14,2	1960,3
Социальные отчисления, 30,4%						8,1		80,6		595,9
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30,4%				14,1						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,8	1,9	27,6	14,2	204,3
Социальные отчисления, 30,4%						0,8		8,4		62,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	48,7	1,9	485,1	14,2	3586,9
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв. испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	276,1	1,9	2749,1	14,2	20327
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					1,9	430,9	12,3	2753,1
Прокат ВЗД	сут	103,6					1,9	198,7	12,3	1269,9
Эксплуатация ДВС передвижной электро-станции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,9	17,1	14,2	126,2
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,9	14,5	14,2	107,0
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,9	286,8	14,2	2120,4
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,5	1,9	65,1	14,2	481,2
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	19,3	1,9	192,6	14,2	1424,2
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,9	10,6	14,2	78,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	32,6	1,9	324,8	14,2	2401,4



Продолжение таблицы В.2

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени										
Каустическая сода	т	140,3			0,1	8,4	0,1	9,5	0,1	12,6
ПБМБ	т	284,6			3,6	1030,8	5,1	1460,3		
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	7,5	0,2	21,3		
РАС-NV	т	738,7					0,5	379,0	0,6	443,2
РАС-LV	т	681,6					0,9	640,7	1,2	817,9
Drill-Free	т	472,9					0,5	242,6	3,3	1572,9
Инкапсулятор	т	188,4					0,2	32,2	0,3	56,9
Биополимер	т	657,1							0,1	59,1
Барит	т	76,1			7,5	574,3	23,3	1770,0		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				8749,8		2088,9		9712,5		40461,5
Затраты зависящие от объема работ										
393,7 НьюТек Сервисез	шт	1985,7			0,1	141,8				
БИТ 295,3 ВТ 616	шт	1522,0					0,1	190,3		
БИТ 190,5 В 713 УВМ	шт	5254,6							0,7	3453,0
БИТ 190,5/100 В913ЕС.22	шт	4463,0							0,5	2119,9
Калибратор К 295 МС	шт	565,4					0,1	70,7		
Калибратор К 190 СТ	шт	290,3							0,7	190,7
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0		141,8		260,9		5763,7
Итого по колоннам, руб				8749,8		2230,8		9973,5		46225,2
Всего по сметному расчету, руб			67179,2							

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8
Затраты, зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	62,0	1,6	206,2	2,3	292,0
Социальные отчисления, 30,4%				18,9		62,7		88,8
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,6	1,6	18,5	2,3	26,2
Социальные отчисления, 30,4%				1,7		5,6		8,0
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,6	12,0	2,3	17,0
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	121,5	1,6	403,7	2,3	571,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	688,3	1,6	2288,0	2,3	3239,6
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	66,7	1,6	221,8	2,3	314,0
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,6	14,2	2,3	20,1
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	81,3	1,6	270,3	2,3	382,7
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,8	1,6	29,4	2,3	41,6
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,3	1,6	54,2	2,3	76,7
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2

Продолжение таблицы В.3

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4					1,0	75,4
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	4,0	180,4				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			22,0	761,2		
ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	шт	16,5					70,0	1155,0
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	246,7					1,0	246,7
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5					2,0	43,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828					1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				4837,9		7480,9		8590,6

Продолжение таблицы В.3

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1		2	3	4	5	6	7	8
Затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	50,0	1426,5				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			800,0	19544,0		
Обсадные трубы 146x8,5; 146x7 Д	м	17,8					2830,0	50374,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	11,2	849,0				
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	77,4				0,0	7,3	564,8
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(4-6)-100	т	48,1			29,9	1438,2	30,1	1447,8
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб				2855,4		22374,3		54731,7
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб								79961,4
Всего по сметному расчету, руб								100870,9

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	118 524	2 035 953,22
	Итого по главе 1	118 524	2 035 953,22
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	74 592	5 889 784,32
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	85 943	6 786 059,28
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	67 179	5 304 467,90
3.2	Крепление скважины	100 871	7 964 762,92
	Итого по главе 3	168 050	13 269 230,82
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	26 042	2 056 257,94
	Итого по главе 4	26 042	2 056 257,94
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	21 350	1 685 803,76
	Итого по главе 5	21 350	1 685 803,76
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 041	871 814,41
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	818	64 578,84
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	44 329	3 500 224,45
	ИТОГО прямых затрат	464 238	29 333 529,47
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	92 848	5 866 705,89
	Итого по главе 7	92 848	5 866 705,89
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	44 567	2 816 018,83
	Итого по главе 8	44 567	2 816 018,83
	ИТОГО по главам 1-8	601 652	38 016 254,19

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	147 405	9 313 982,28
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	26 473	1 672 715,18
9.3	Северные надбавки 2,98%	17 929	1 132 884,37
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 500 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 500 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	44 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	36 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 450 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	158 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	920 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	32 000,00
	Итого прочих работ и затрат	191 807	26 929 581,83
	ИТОГО по гл 1-9	793 459	64 945 836,02
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 203	76 032,51
	Итого по главе 10	1 203	76 032,51
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	39 733	3 128 593,43
	Итого по главе 12	39 733	3 128 593,43
	ИТОГО	834 396	68 150 461,96
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		68 150 461,96
	НДС		12 267 083,15
	ВСЕГО с учетом НДС		80 417 545,11

## Приложение Г Социальная ответственность

Таблица Г.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ ISO 9612-2016 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний