

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3310 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b> 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3310)(571.12)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Фаут Александр Александрович		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молоков Виктор Юрьевич	-		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук 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:

Группа	ФИО
З-2Б7В	Фаут Александр Александрович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 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 конструкций циркуляционных переводников.</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 конструкций циркуляционных переводников	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7В	Фаут Александр Александрович		

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 конструкций циркуляционных переводников	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	Ковалев Артем Владимирович	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	Фаут Александр Александрович

<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

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
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:**

<b>1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</b>	Линейный график выполнения работ
<b>2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</b>	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	Фаут Александр Александрович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Фаут Александр Александрович

<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 3310 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, Крюкоблок – 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> <p>– Федеральные законы и постановления правительства;</p> <p>– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);</p> <p>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</p>
<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> <p>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты;</p> <p>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего;</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;</li> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</li> <li>– Повышенный уровень вибрации;</li> <li>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– виброизоляционные элементы одежды;</li> <li>– страховочный трос верхового рабочего;</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	Фаут Александр Александрович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 102 страницы, 12 рисунков, 33 таблицы, 39 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, бурение на обсадной колонне.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3310 метров на газонефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3310 метров на газонефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современное состояние в области бурения на обсадной колонне.
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 – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна;
- СВП – силовой верхний привод;
- РУС – роторно управляемая система.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводонности месторождения (площади).....	15
1.3 Зоны возможных осложнений .....	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	16
2.2 Проектирование конструкции скважины .....	16
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	16
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	16
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	19
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	19
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 по интервалам горных пород.....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	26
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	27
2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости.....	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	34
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	38
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания скважин .....	45
2.5 Выбор буровой установки .....	49
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ ПЕРЕВОДНИКИ» .....	50
3.1 Введение.....	50

3.2	Режимы работы циркуляционных переводников .....	51
3.3	Циркуляционный проводник компании «Гидробур-сервис».....	51
3.4	Циркуляционный переводник (инструмент) PBL.....	54
3.5	Переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS.....	55
3.6	Циркуляционный переводник JetStream.....	57
4	<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>60</b>
4.1	Планирование исследовательских работ .....	61
4.2	Расчет сметной стоимости строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	64
5	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>67</b>
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 .....	69
5.2	Производственная безопасность.....	69
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	70
5.3	Экологическая безопасность.....	73
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
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>79</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>80</b>
	Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	84
	Приложение Б Технологическая часть проекта.....	89
	Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	93
	Приложение Г Социальная ответственность .....	102

## ВВЕДЕНИЕ

В данное время Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несёт большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородсодержащее сырьё. Перед добывающими компаниями нашей страны открываются большие возможности: возможны крупные капиталовложения в развитие предприятий комплекса, применение новых более дорогостоящих технологий, научные исследования в сфере недропользования. Последние годы особо остро показывают на необходимость движения в этом направлении, на фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличения затрат на извлечение углеводородного сырья.

Применение новых технологий в добыче нефти предъявляет более жёсткие условия к бурящимся скважинам. Необходимость решения большего комплекса задач, связанных с процессом строительства скважин, требует изменения технологии бурения скважин.

Тенденции развития технологии в последнее время втулки направлены поршня на минимизацию категория вредного развитие воздействия песка на продуктивный пород пласт бурения во время таких бурения, команды качественное бурения крепление выполнен и цементирование, раствора использование индексным новых следующие технологий двумя для операций идеализации разреза профиля прокачать ствола активации скважин, позволяет уменьшение ствола вредного раствора воздействия попаданию на окружающую среду во время бурения.

Основная активацию цель бурения данного затруб проекта – составление число технологических колонны решений операций для настоящий строительства можно параметрической забоя скважины пластовых на нефтяном ситуациях месторождении.

# 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. Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ и представлен в приложении А таблице А.1, А.2. Механические свойства горных пород представлены в приложении А таблице А.3. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1 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
0-50	1,3
50-870	1,25
870-3290	1,15

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-290	М	2
290-470	М, МС	4
470-690	М	2
690-2005	МС	8
2005-3275	С	8
3275-3290	Т	6

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q, N1, P33, P32	0	290	0,0100	0,0172
P31 – P23, P22 – P21	290	690	0,0100	0,0175
P1, K2	690	870	0,0100	0,0176
K2, K1	870	2220	0,0100	0,0178
K1, J3, J2 – J1, K.B.-Pz	2220	3290	0,0125	0,0183

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

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> (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, т/сутки	Давление насыщения, кгс/см <sup>2</sup>
	от	до				
АС10	2160	2176	нефть	852	до 50	44
БС61	2405	2425	нефть	762	до 50	98
БС72	2734	2756	нефть	762	до 50	98
Ач2	2810	2830	нефть	780	до 50	98
ЮС2-3	2965	3030	нефть	749	до 50	78
ЮС4-5	3030	3116	нефть	742	до 50	75
ЮС6	3116	3275	нефть	742	до 50	75
Pz	3275	3280	нефть	742	до 150	75

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Основные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
	от (верх)	до (низ)	
Q	0	50	Обвалы и оползни стенок скважины, разрушение устья Поглощение бурового раствора
N1 – P33 – P32 – P31 – P23 – P22 – P21 – P1 – K2	50	850	Осыпи и обвалы стенок скважины Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины посадки и заклинка кондуктора, сальникообразование Поглощение бурового раствора Водопроявления
K2 – K1	850	2915	Обвалы стенок скважины, кавернообразование Посадки и прихваты бурового инструмента, сужение ствола скважины Сальникообразования Поглощение бурового раствора Газонефтеводопроявления (Рпл.>Ргидрост. на 5 %)
J3 – J2 – J1 – К.В.-Pz	2915	3290	Газонефтеводопроявления (Рпл.>Ргидрост. на 25-33 %). Разжижение раствора. Поглощение бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений, бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz)

## **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.





моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	АС10	БС61	БС72	Ач2	ЮС2-3	ЮС4-5	ЮС6	Pz
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2160	2405	2734	2810	2965	3030	3116	3275
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,100	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грл}$ )	0,175	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178	0,178
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	852	762	762	780	749	742	742	742
Расчетные значения								
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Рпл)	216	300,625	341,75	351,25	370,625	378,75	389,5	409,375
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ ) Требуемый запас	420	1260	1440	1460	1580	1630	1670	1750
Принимаемая глубина, м	1,08	1,08	1,08	1,09	1,08	1,08	1,08	1,08
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	1750							

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), было принято решение спускать техническую колонну на глубину 2200 м. А кондуктор на 900 м, перекрывая зону осложнений на 50 м.

Глубина спуска ЭК составляет 3310 м, поскольку подошва последнего продуктивного пласта находится на глубине 3280 м, к которому проектируется 30 м зумпф.

#### **2.2.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 900 м.

Техническая и эксплуатационная колонна цементируются с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 750-2200 м для технической колонны и 2050-3310 для эксплуатационной колонны.

#### **2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

Диаметр эксплуатационной колонны – 168,3 мм, долота – 215,9 мм.

Диаметр технической колонны – 244,5 мм, долота – 295,3 мм.

Диаметр кондуктора – 323,9 мм, долота – 393,7 мм.

Диаметр колонны направления – 426 мм, диаметр долота под направление 490 мм.

#### **2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн**

Величина максимального устьевого давления составляет 20,69 МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-21-168x245x324 К1.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80x21.

## 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, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	900	ВЗД
900	2200	ВЗД
2200	3275	ВЗД
3275	3310	ВЗД

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

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.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRD311	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 В 613 УН.30	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	БИТ 215,9 В 713
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,5	0,45	0,38	0,32	0,32
Масса, кг		275,7	150	80	24	22
G, тс	Рек.	10–25	5–12	2–10	2–10	2–12
	Макс.	25	12	10	12	12
n, об/мин	Рек.	40–600	80–400	60–400	60–400	60–400
	Макс.	600	400	400	400	400

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки М+МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну 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 2 долота PDC марки МС+С и Т (по типу горных пород), которые обеспечат максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долота. Выбор долот обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами.

#### Выбор типа калибратора

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 0-60 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

- для бурения интервала под кондуктор 60-900 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

- для бурения интервала под техническую колонну 900-2200 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 мягко-средними горными породами;

- для бурения интервала под эксплуатационную колонну 2200-3310 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 наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310
Шифр калибратора		КЛС 490 МС	КЛС 393,7 СТ	КП 295 С	КС 215 СТ	КС 215 СТК
Тип калибратора		С спираль. лопастями	С спираль. лопастями	С прямыми лопастями	С спираль. лопастями	С спираль. лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	215	215
Тип горных пород		М	М+МС	МС	МС+С	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117	H117/M117
	API	-	-	-	-	
Длина, м		1,82	1,65	0,9	0,48	0,48
Масса, кг		235	140	114	55	25

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
- Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310
Исходные данные					
$D_d$ , см	49	39,37	29,53	21,59	21,59
$G_{пред}$ , Т	25	12	10	12	12
Результаты проектирования					
$G_{доп}$ , Т	20	9,6	8	9,6	9,6
$G_{проект}$ , Т	8	8	8	8	6

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам. 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 частоты вращения долота

Интервал	0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310	
Исходные данные						
$V_d$ , м/с	3	2	1	1,5	2	
$D_d$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
Результаты проектирования						
$n_1$ , об/мин	117	97	65	133	177	
$n_{\text{стат}}$ , об/мин	40-60	100-140	100-160	140-200	140-200	
$n_{\text{проект}}$ , об/мин	40	100	100	140	180	

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 (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, 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. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных



проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 70 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 техническую колонну принимается 62 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора

Интервал	0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310
Исходные данные					
$D_d$ , м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
$K$	0,65	0,6	0,5	0,4	0,3
$K_k$	1,3	1,25	1,15	1,15	1,15
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,12	0,11	0,1
$V_m$ , м/ч	40	30	30	20	15
$d_{от}$ , м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$ , м	0,0206	0,0159	0,0175	0,0119	0,0087
$n$	3	6	6	6	8
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,11	1,11	1,05	1,31	1,31
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2	1,9	1,95	2,2	2,25
Результаты проектирования					
$Q_1$ , л/с	123	73	34	15	11
$Q_2$ , л/с	120	56	32	12	10
$Q_3$ , л/с	88	55	42	24	24
$Q_4$ , л/с	36	56	62	42	41
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q$ , л/с	36-123	45-70	34-62	15-42	11-41
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
$Q_{проект}$ , л/с	45	70	62	42	41

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.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервалов 2200-3275 и 3275-3310 под эксплуатационную колонну принимается 42 и 41 л/с соответственно, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-900	900-2200	2200-3275	3275-3310	
Исходные данные						
$D_d$	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9	215,9
$G_{oc}$ , кН	78	78	78	78	78	
$Q$ , Н*м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Результаты проектирования						
$D_{зд}$ , мм	-	315	236	173	-	
$M_p$ , Н*м	-	4022	3046	2259	-	
$M_o$ , Н*м	-	197	148	108	-	
$M_{уд}$ , Н*м/кН	-	49	37	27	-	

Для интервала бурения 60-900 метров под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240М.6/7, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 900-2200 метров под техническую колонну выбирается винтовой забойный двигатель Д-240М.7/8.41, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2200-3310 метров под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172М.7/8.61, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

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
ДРУ-240М.6/7	60-900	240	9,500	2320	30-75	62-155	22,0-34,0	114-430
Д-240М.7/8.41	900-1750	240	8,545	1886	28-70	84-144	26,0-39,0	110-480
ДГР-172М.7/8.61	1750-3310	178	7,984	1074	19-45	84-198	12,0 - 24,2	115-220

### 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методичкой.

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б в таблицах Б.1-Б.5.

Табличное значение  $Q_{TK}$  для труб 127 мм группы прочности «Л» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 174 и 183 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{TK-300} = 174 \cdot 0,9 = 156,6 \text{ Т}$$

$$Q_{TK-400} = 183 \cdot 0,9 = 164,7 \text{ Т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{156,6}{111,3} = 1,41 \text{ ф } 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{164,7}{111,3} = 1,48 \text{ ф } 1,15$$

Таблица 2.10 – 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 и 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 КНК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	33 10	ПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-147	3244	101,27	111,27	1,41	1,48

### 2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости

#### Направление

Геологический разрез в интервале направления представлен супесями и песками с прослоями глин и суглинков. Соответственно данный интервал характеризуется большим количеством осыпей и обвалов. Кроме этого при бурении четвертичных отложений возможны поглощения бурового раствора. Среди прочих факторов, влияющих на выбор бурового раствора следует отнести наличие водоносных горизонтов с питьевой водой, загрязнение которой может привести к экологическим проблемам с одной стороны, а также к разжижению бурового раствора с другой.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, необходимо использовать буровой раствор, который по своим свойствам формирует стабилизирующую фильтрационную корку в зоне неустойчивых песков.

Для бурения верхних интервалов широко используется бентонитовый буровой раствор. Проникание твердой фазы промывочной жидкости в структуру горной породы приводит к структурированию стенок скважины и образованию на ее поверхности прочной глинистой корки, которая позволяет раствору обладать умеренной фильтрацией.

Состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.11. Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора представлены в таблице 2.12.

Коррозия труб, взаимодействие глин, растворимость различных компонентов и эффективность добавок зависят от уровня pH и жесткости промывочной жидкости. Для поддержания необходимого уровня pH добавляют каустическую соду (NaOH). Каустическая сода является сильным основанием, которое, растворяясь в воде, диссоциирует на ионы натрия (Na<sup>+</sup>) и гидроксильную группу (OH<sup>-</sup>).

Повышение рН с помощью соды каустической приводит к осаждению ионов магния ( $Mg^{2+}$ ) и подавляет диссоциацию ионов кальция ( $Ca^{2+}$ ) в водах с повышенной жесткостью. Реагент также уменьшает коррозию и нейтрализует кислые газы, такие как диоксид углерода ( $CO_2$ ) и сероводород ( $H_2S$ ).

Таблица 2.11 – Состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>	Название материала
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	95,6	Барит
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1	ФХЛС

Таблица 2.12 – Технологические свойства базового неутяжеленного бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	11,1
Условная вязкость, с	90-100
Водоотдача, см <sup>3</sup> / 30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Регулирование жесткости воды при приготовлении раствора производится путем добавления кальцинированной соды ( $Na_2CO_3$ ). Кальцинированная сода — слабое основание, которое растворимо в воде и при диссоциации образует ионы натрия ( $Na^+$ ), и ионы карбоната ( $CO_3^{2-}$ ) в растворе. Ионы кальция присутствует в воде для приготовления раствора, они могут привести к флокуляции бурового раствора, что может привести к увеличению реологии, гелеобразования и водоотдачи.

В качестве понизителя вязкости для снижения вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы добавляется реагент ФХЛС.

#### Кондуктор и техническая колонна

Породы, слагающие интервал под кондуктор и техническую колонну, 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 разбуриваемых 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 и техническую колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 2.13, а для технической колонны в таблице 2.15. Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор представлены в таблице 2.14, а для технической колонны в таблице 2.16.

Таблица 2.13 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВВ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НВ	0,12
Лубрекс	5
Барит	95,61

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,1
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.15 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВВ	0,4
ПАВ	1
ПАЦ НВ	0,12
Лубрекс	5
Барит	27,38

Таблица 2.16 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,05
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5



## Эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием инкапсулированного бурового раствора.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины.

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), понизитель фильтрации высоковязкий хорошо регулирует реологические свойства, а смазочную добавку используем для прокачки пачкой для облегчения спуска ОК для снижения коэффициента трения.

Состав инкапсулированного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 2.17. Технологические свойства базового неутяжеленного инкапсулированного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.17 – Компонентный состав инкапсулированного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	0,45
Кальцинированная сода	1
ПАВ	1
DUOVIS	0,3
ПАЦ ВВ	1,1
ПАЦ НВ	4,5
Лубрекс	9,5
Утяжелитель	45

Таблица 2.18 – Технологические свойства инкапсулированного раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,313
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.6.

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.7.

### 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. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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 2.19, 2.20, 2.21, 2.22.

Таблица 2.19 – Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

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	На выносливость	На статическую прочность	В клиновом захвате (L=300 мм)	В клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	25,86	0,807	8,678	3,30	>10	>10	>10
бурение	60	900	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	846,8	26,44	37,20	1,32	4,36	4,21	4,42
бурение	900	2200	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	2149	67,10	77,31	2,21	2,40	2,02	2,13
бурение	2200	3275	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3226	100,72	108,12	2,10	1,79	1,44	1,52
бурение	3275	3310	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-133	3261	101,82	109,26	1,99	1,77	1,43	1,51

Таблица 2.20 – 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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,198	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	15	3	86,9	230,9
Под кондуктор									
60	900	БУРЕНИЕ	0,500	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	12	6	102,7	486,8
Под техническую колонну									
900	2200	БУРЕНИЕ	0,937	0,090	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	13	6	77,8	237,4
Под эксплуатационную колонну									
2200	3275	БУРЕНИЕ	1,446	0,116	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10 11	3 3	81,7	224,6
3275	3310	БУРЕНИЕ	1,385	0,111	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	8	80,1	206,9

Таблица 2.21 – 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	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	80	23,04	46,08
60	900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	160	232,7	1	121	34,85	69,70
900	2200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	150	266,0	1	121	30,98	61,95
2200	3275	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	140	309,7	1	95	21,28	42,56
3275	3310	БУРЕНИЕ	УНБТ-950А	2	0,95	140	309,7	1	91	20,39	40,77

Таблица 2.22 – 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				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
		насадках долота	забойном двигателе					
0	60	БУРЕНИЕ	63,9	50,1	0,00	3,7	0,1	10
60	900	БУРЕНИЕ	218,8	69,8	57,0	80,6	1,4	10
900	2200	БУРЕНИЕ	261,1	38,3	75,0	132,6	5,2	10
2200	3275	БУРЕНИЕ	304,0	52,8	98,0	121,7	21,5	10
3275	3310	БУРЕНИЕ	292,3	50,7	98,0	112,8	20,8	10

## 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 два 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 и 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

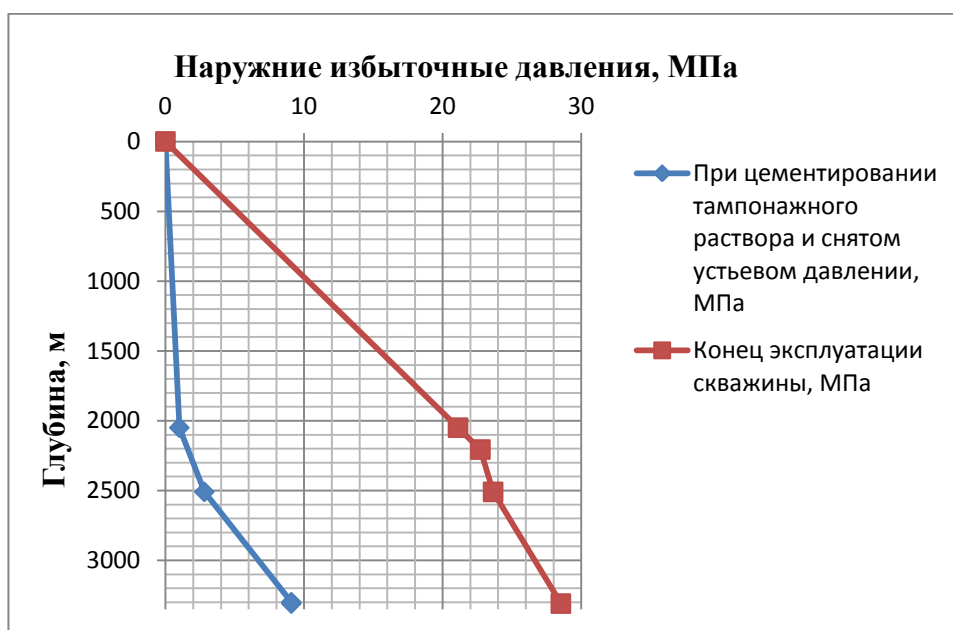


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

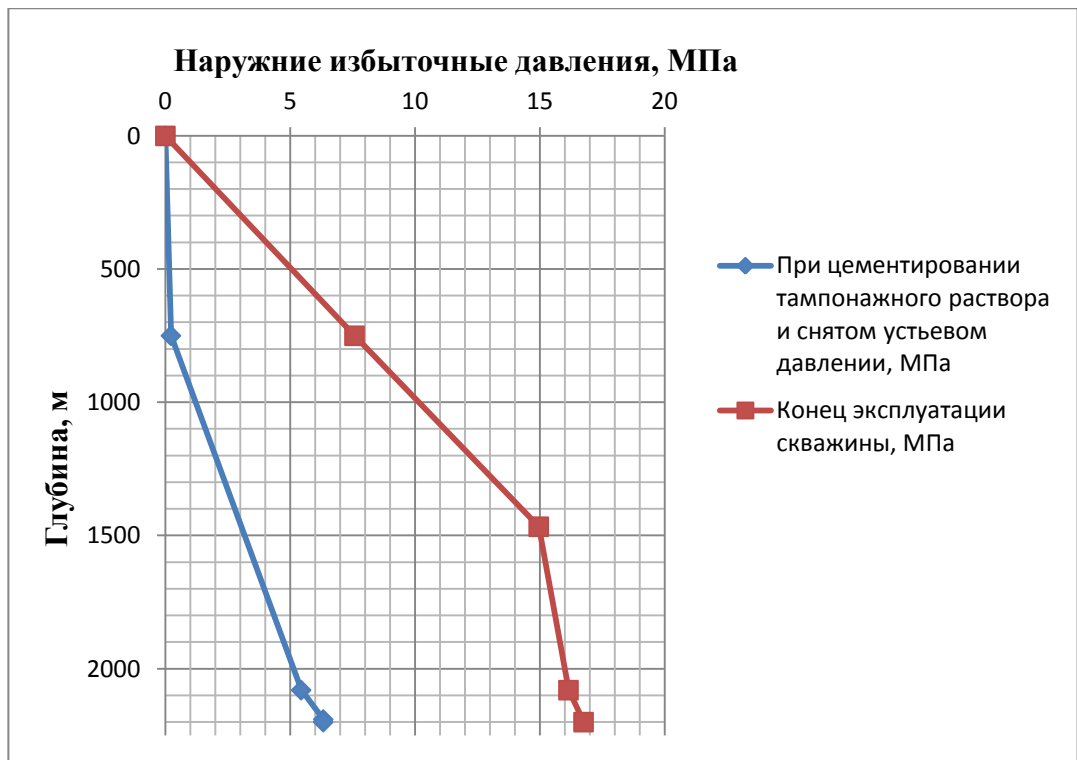


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

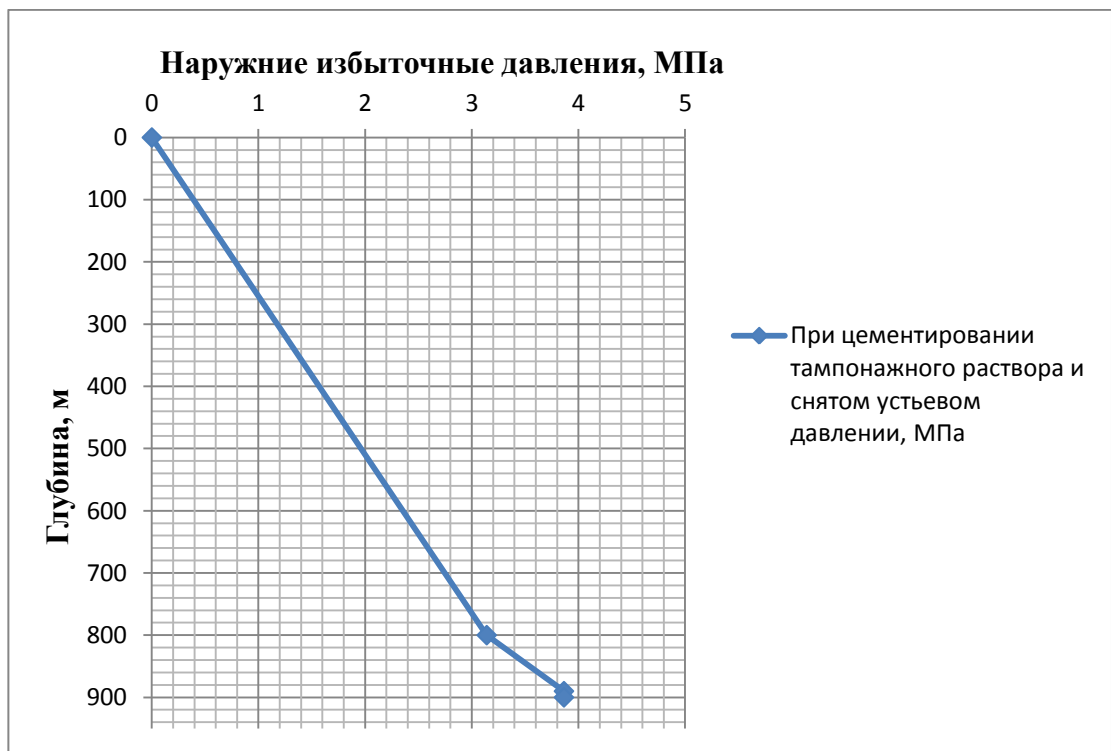


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5 и 2.6, 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонн и кондуктора соответственно.

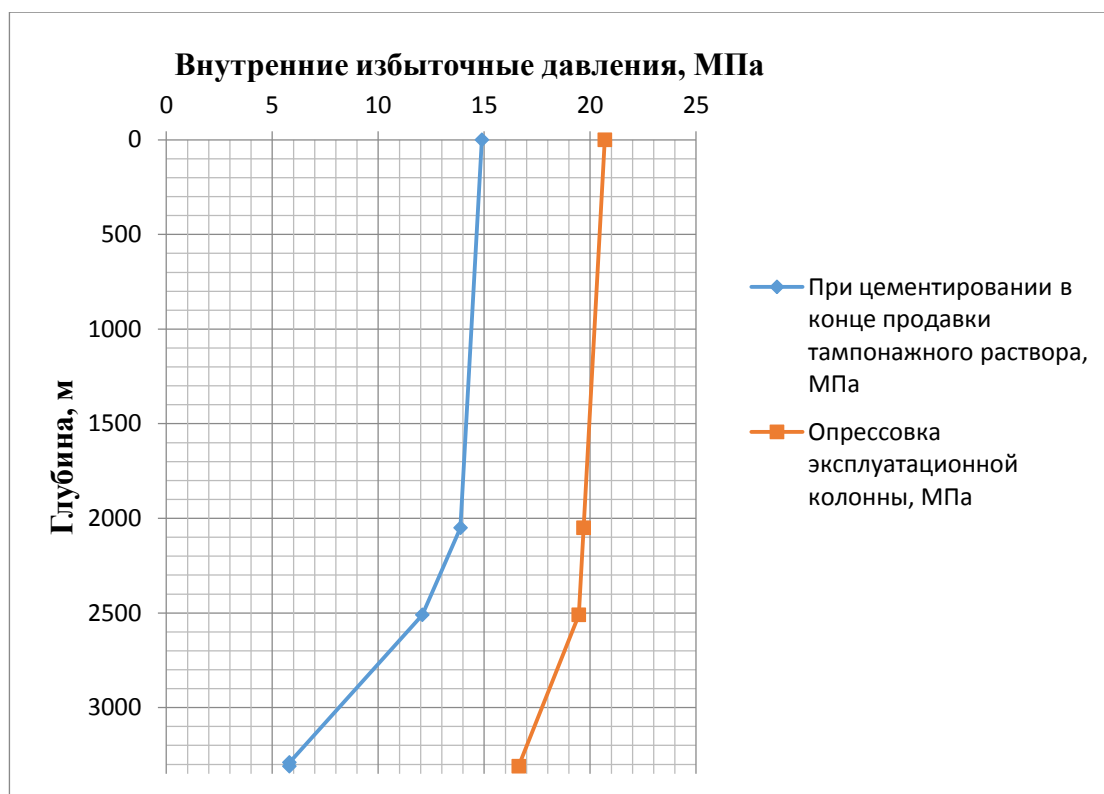


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



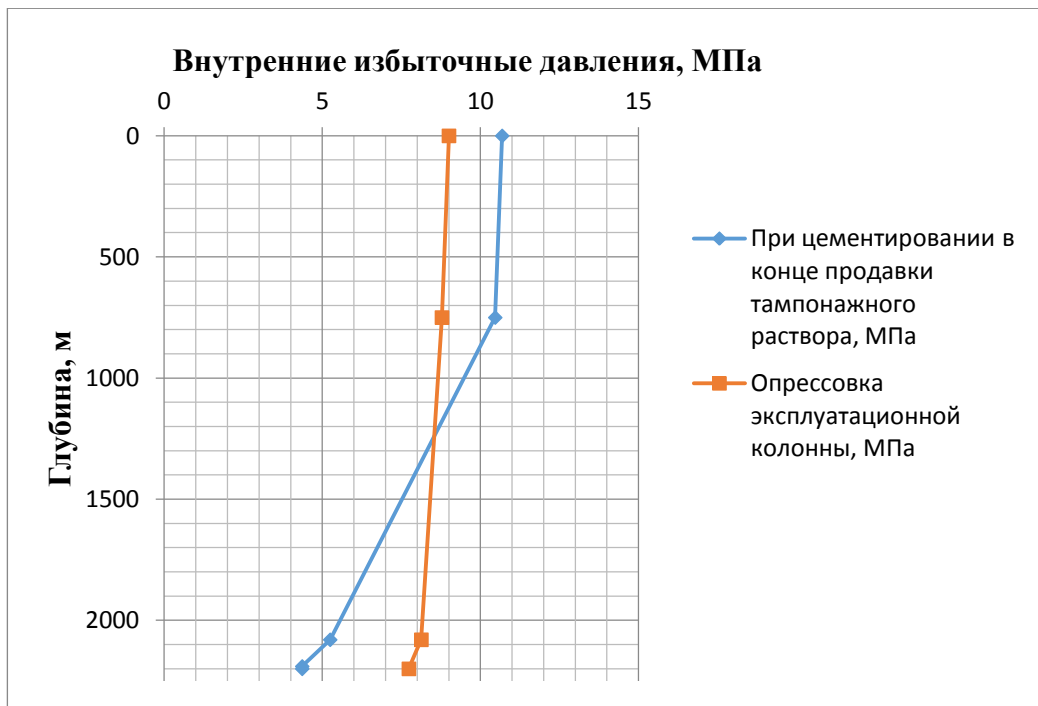


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

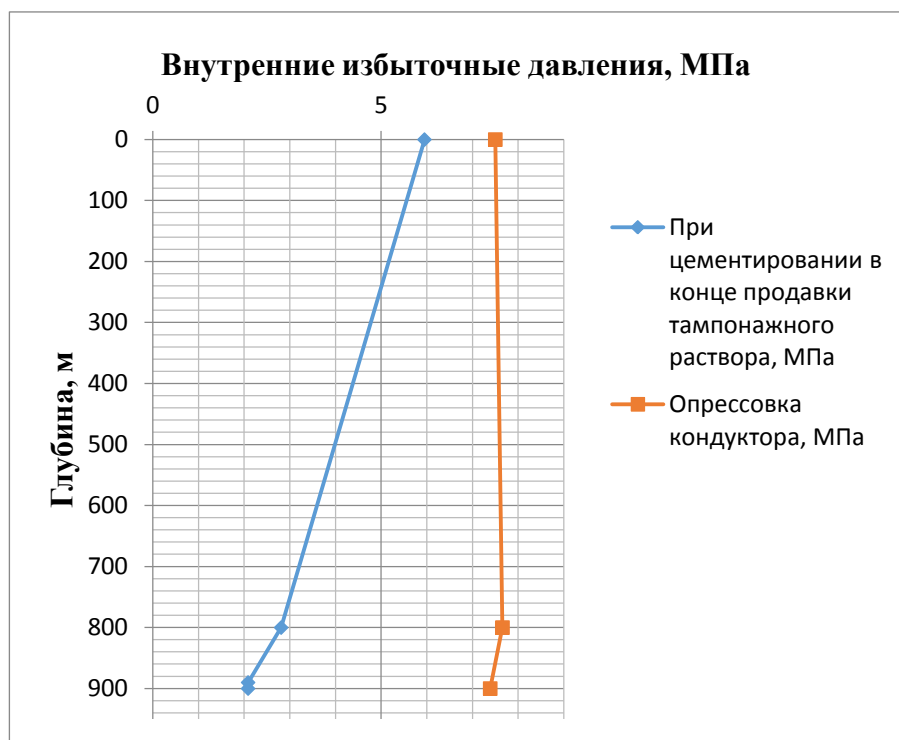


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	60	106,42	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	900	68,50	60480	60480	0-900
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	11,1	2200	65,55	141460	141460	0-2200
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	955	42,20	39537	122904	3310-2355
2	ОТТМ	Д	8,9	2355	36,09	83367		2355-0

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3310	3310	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	2200	48	111
		2200	2405	8	
		2405	2425	2	
		2425	2734	8	
		2734	2756	2	
		2756	2810	2	
		2810	2830	2	
		2830	2965	4	
		2965	3280	32	
		3280	3310	3	
	ЦТ 168/216	2395	2435	4	44
		2730	2760	3	
		2800	2840	4	
		2960	3290	33	
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3300	3300	1	1

## Продолжение таблицы 2.24

Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2200	2200	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2190	2190	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	900	33	72
		900	2160	34	
		2160	2176	2	
		2176	2200	3	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2190	2190	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	900	900	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	60	5	28
		60	900	23	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	890	890	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	60	4	4
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$R_{гскп} + R_{гдкп} \leq 0,95 * R_{гр}, \quad (2.1)$$

Поскольку  $46,02 \leq 57,54$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

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

$$m_2 = G_{сух} / G_б, \quad (2.2)$$

где  $G_{сух}$  – 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

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.25.

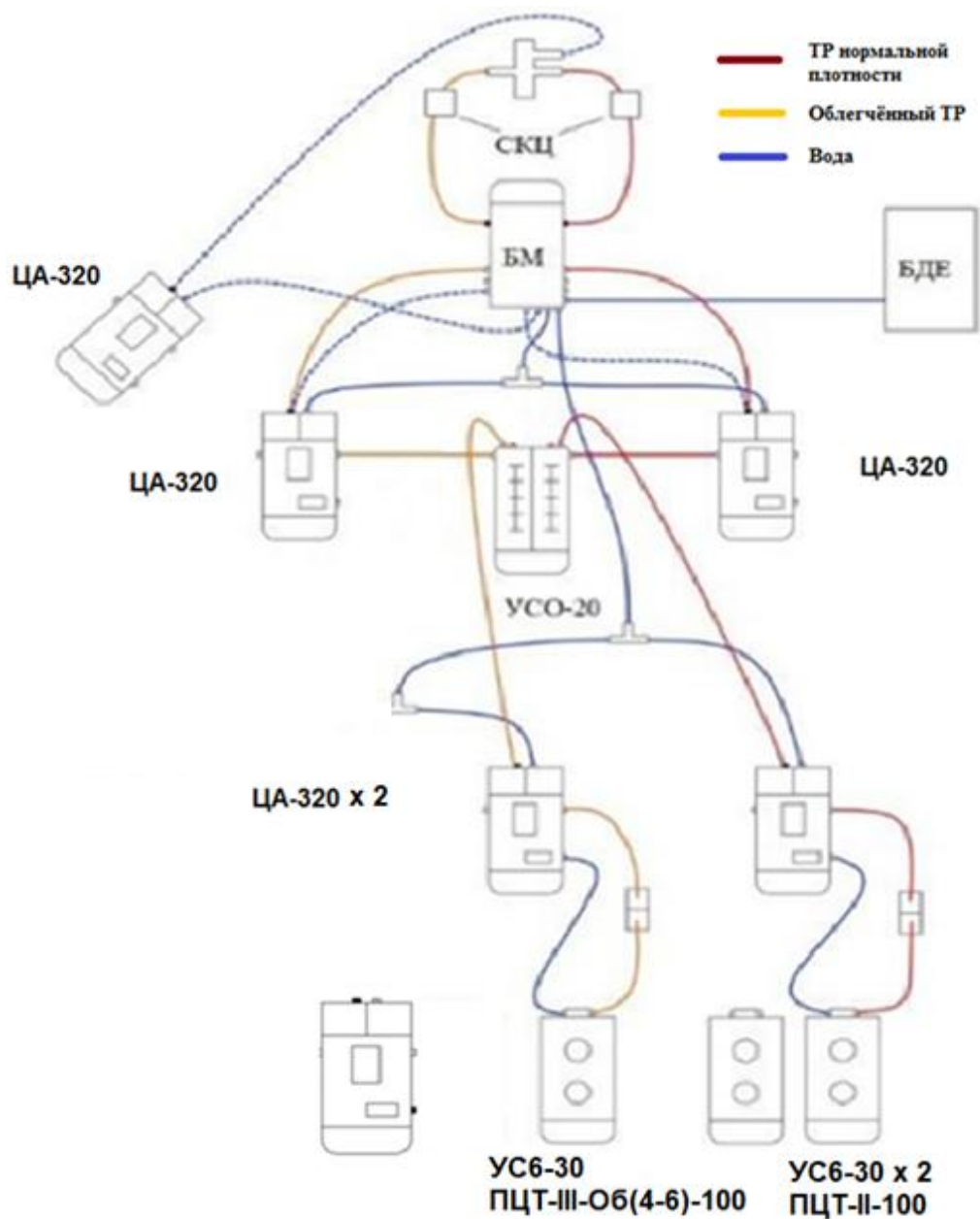
Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м3		Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления, м3	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,9	1,2	1050	1,19	МБП-СМ	83,3
		4,7		4,76	МБП-МВ	71,4
Продавочная жидкость	59,46		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	8,98		1420	7,32	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	6163
					НТФ	3,7
Нормальной плотности тампонажный раствор	16,23		1820	10,66	ПЦТ-II-100	20559
					НТФ	6,7

Облегченный тампонажный раствор:  $m_2 = 6,163 / 10 = 0,62$  – 1 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 20,559 / 13 = 1,58$  – 2 УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементируемый агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.8 - Технологическая схема обвязки цементируемого оборудования

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания 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.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.3.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 0,0125 \cdot 10^6}{9,81} = 1338 \text{ кг/м}^3, \quad (2.3)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{\text{пл}}$  на глубине 0–1200 метров на 10% ( $k=0,1$ ), на глубине более 1200 м на 5% ( $k=0,05$ ).

$P_{\text{пл}}$  – 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 2.4.

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК} = 2 * 59,46 = 118,93 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

$V_{внЭК}$  – внутренний объем ЭК,  $\text{м}^3$ ,

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 менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 2.26 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.26 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
5	Кабель	Кумулятивная	ПКО 114-АТ («БВТ»)	20	1 (ограничено грузоподъемностью геофизического кабеля)

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 АФ1-80/65х21.



## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка БУ - 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	111,27	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 111,27$
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	141,5	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$225 > 141,5$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	144,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/144,7 = 1,73 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	250		

### 3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «ЦИРКУЛЯЦИОННЫЕ ПЕРЕВОДНИКИ»

#### 3.1 Введение

Циркуляционный переводник относится к устройствам для бурения нефтяных и газовых скважин, а именно к циркуляционным переводникам бурильной колонны, позволяющим многократно переключать поток текучей среды - бурового раствора, включающего кольматационные материалы, из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное.

Циркуляционный переводник устанавливается в компоновку низа бурильной колонны выше телеметрической системы и предназначен для переключения потока промывочной жидкости из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное в месте его установки через боковые порты корпуса.

Возможности циркуляционного переводника:

- позволяет закачивать тампонажные растворы с инертными наполнителями в зону поглощения бурового раствора;
- позволяет увеличить скорость потока бурового раствора в затрубном пространстве при бурении горизонтальных скважин для более эффективного удаления бурового шлама;
- позволяет проводить технологические операции, связанные с заменой растворов, отбором керна, освоения скважин после проведения гидроразрыва пласта.

Преимущества:

- экономит значительные средства, позволяя избежать до пяти циклов спускоподъёмных операций;
- циркуляционные отверстия переводника автоматически закрываются при прекращении работы бурового насоса, предотвращая обратный переток промывочного или тампонажного раствора в полость буровой колонны;

- увеличивается ресурс работы долота и забойного двигателя за счет исключения их из процесса промывки и химической обработки пласта.

### **3.2 Режимы работы циркуляционных переводников**

Циркуляционный переводник имеет два режима работы: активированный и не активированный.

В не активированном режиме работы боковые порты корпуса закрыты, и весь объем прокачиваемой промывочной жидкости проходит через циркуляционный переводник от буровых насосов к долоту.

В активированном состоянии боковые порты корпуса открыты, сообщая кольцевое затрубное пространство с бурильной колонной, центральное отверстие закрыто, бурильная колонна разобщена с элементами КНБК, находящимися ниже переводника, весь объем прокачиваемой промывочной жидкости проходит через боковые порты корпуса в кольцевое затрубное пространство.

Его активация позволяет решать следующие задачи:

- закачка всех типов кольматационных и изолирующих материалов в зоны поглощения промывочной жидкости;
- улучшение очистки ствола скважины путем увеличения расхода промывочной жидкости (в частности - при бурении горизонтальных скважин и скважин с большим отходом забоя от вертикали);
- восстановление параметров буровых растворов;
- замещение технологических жидкостей в ходе освоения/заканчивания и ремонта скважин.

### **3.3 Циркуляционный переводник компании «Гидробур-сервис»**

Содержит корпус 1 с двумя боковыми портами 2, подвижный в осевом направлении поршень 3, бронзовое седло 4, установленное в центральном

канале поршня 3, пружину 5, поджимающую поршень 3 вверх, шароуловитель, состоящий из кассеты 6, нижней втулки 7 и верхней втулки 8. Во внутренней кольцевой канавке 9 верхней втулки 8 шароуловителя установлена эластомерная манжета 10, предотвращающая перемещение шаров из кассеты 6 вверх в клапанное устройство. Нижняя втулка 7 имеет сужение, внутренний диаметр которого меньше диаметра активационного шара, что обеспечивает улавливание и накопление шаров в шароуловителе (рис. 3.1).

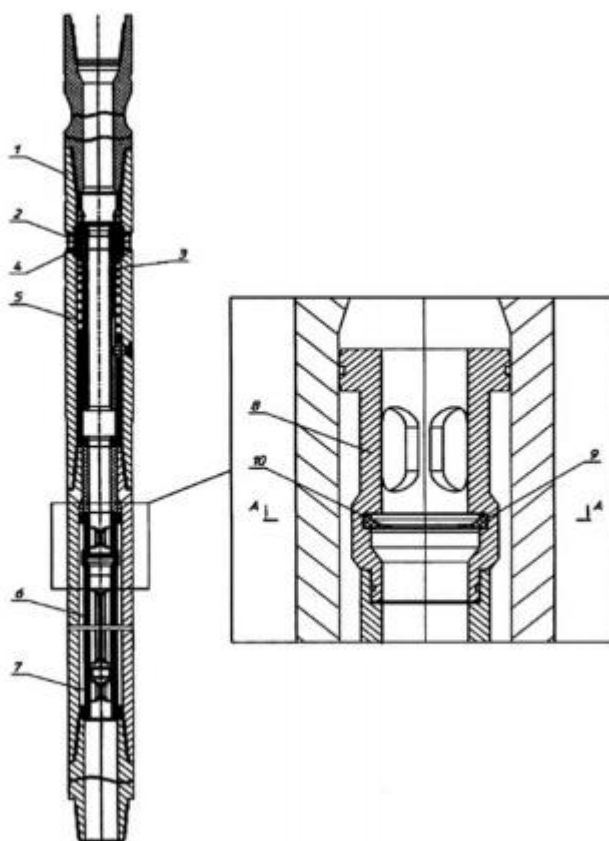


Рисунок 3.1 – Устройство переводника

Внутренний диаметр манжеты выполнен фигурным в виде внутренних отдельных лепестков, полученных радиальными прорезями, для обеспечения их подвижности и расширения внутреннего диаметра манжеты при прохождении через нее шара. Наименьший внутренний диаметр манжеты для удержания шаров, меньше диаметра деактивационных шаров, находящихся в шароуловителе. Седло 4 изготовлено из бронзы, благодаря чему оно меньше

подвержено гидроабразивному износу, механическому износу и коррозии при прохождении через циркуляционный переводник бурового раствора с массовым содержанием абразива (песка) до 3%. Активационный шар выполнен твердостью 95-100 ШорА, что обеспечивает герметичность перекрытия центрального канала в поршне при целевом использовании циркуляционного переводника и стабильное давление продавливания шара при деактивации в заданном диапазоне 30-50 атм. При работе циркуляционного переводника в составе КНБК весь объем бурового раствора проходит через циркуляционный переводник. Для активации циркуляционного переводника бросают шар активации. Шар активации устанавливается потоком бурового раствора в бронзовое седло поршня, закрывая центральное отверстие поршня. Под действием давления бурового раствора поршень перемещается вниз, открывая порты для прохождения бурового раствора в затрубное пространство. Циркуляционный переводник активирован, весь объем бурового раствора через порты идет из бурильной колонны в затрубное пространство. Для деактивации циркуляционного переводника с целью возобновления циркуляции бурового раствора внутри бурильной колонны бросают два металлических шара деактивации. Два металлических шара деактивации устанавливается потоком бурового раствора в порты. Давление бурового раствора увеличивается, шар активации под действием давления продавливается через бронзовое седло поршня, открывая центральное отверстие поршня, и, пройдя через эластичную манжету, улавливается нижней втулкой в шароуловителе. Поршень под действием пружины закрывает порты и выталкивает из портов металлические шары деактивации. Шары деактивации также проходят через эластичную манжету и улавливаются в шароуловителе. Весь объем бурового раствора проходит через циркуляционный переводник. Циркуляционный переводник с устройством для улавливания шаров (шароуловитель) удерживает прошедшие через него шары (рисунок 3.2).

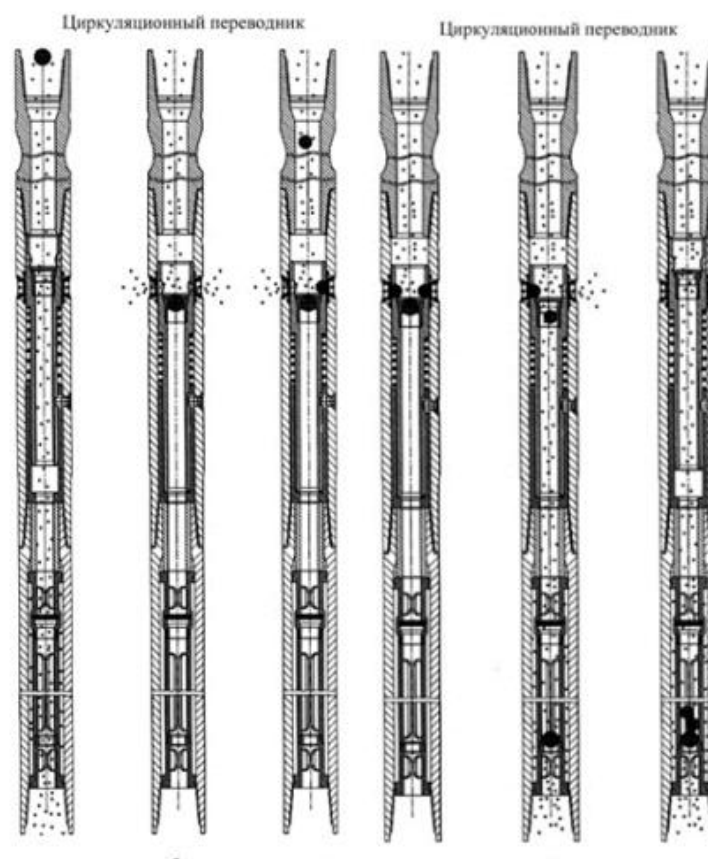


Рисунок 3.2 – Принцип работы переводника

### 3.4 Циркуляционный переводник (инструмент) PBL

Компания DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) предлагает Циркуляционный Переводник (Инструмент) PBL. Основными отличиями данного переводника от переводника компании «Гидробур-сервис» является:

- инструмент PBL закрывается при остановке насосов, предотвращая обратный переток бурового раствора из затрубного пространства в трубы;
- в целях оптимизации выполняемых операций, корпус клапана и шароуловитель могут быть размещены в различных секциях КНБК;
- функция «автозатвор» позволяет заполнять бурильную колонну при спуске и поднимать ее без «сифона», а также производить обратную циркуляцию.

Функция «автозатвор» активируется только при посаженном в седло шаре активации. Для этого необходимо бросить в бурильные трубы один

пластиковый фиксирующий шар (входит в комплект PBL, поставляемого на буровую) и прокачать его расчетным объемом бурового раствора. Фиксирующий шар, достигнув PBL, под действием потока жидкости застревает в одном из промывочных портов и, таким образом, фиксирует циркуляционную втулку в нижнем положении.

Для дезактивации PBL с активированной функцией «автозатвор» необходимо бросить в бурильные трубы два стальных шара дезактивации и прокачать их расчетным объемом бурового раствора. Один из шаров дезактивации, достигнув PBL, под действием потока жидкости перекрывают открытый циркуляционный порт (второй закрыт фиксирующим шаром), буровой насос продолжает работать, давление растет – фиксирующий шар продавливается (срезается) через промывочный порт в кольцевое пространство, далее второй шар дезактивации перекрывает циркуляционный порт – происходит дезактивация PBL. Однако из-за ограниченной по емкости клетки шароуловителя, в которую попадают шары, сбрасываемые для активации и дезактивации данных типов переводников, за один рейс можно провести не более 4-9 операций с данным инструментом.

### **3.5 Переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS**

На текущий момент существует более функциональные и универсальные циркуляционные переводники. Один из таких переводник компании NOV (National Oilwell Varco) MOCS. Принцип работы которого предполагает первичную активацию клапана при помощи шара и дальнейшее неограниченное число активаций/деактиваций переводника во время бурения путем запуска бурового насоса. После посадки шара и увеличения расхода индексный механизм движется вниз, открывая отверстия в затруб. Шар перекрывает поток жидкости в инструмент. После отключения насосов, индексный механизм возвращается в нейтральное положение. После перехода в

небайпасный режим, когда жар находится в седле, переводник направляет поток обратно к долоту, возобновляя циркуляцию через КНБК (рис.3.3).

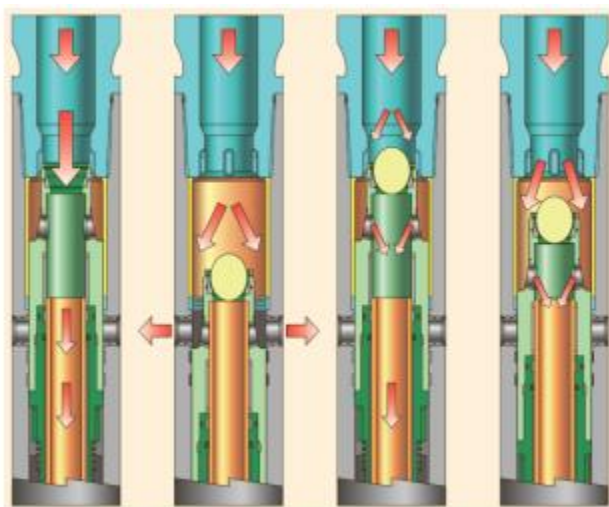


Рисунок 3.3 – Схема работы переводника MOCS

Таким образом, к преимуществам многофазового циркуляционного переводника MOCS относятся простота в использовании, отсутствие необходимости сброса нескольких шаров, совместимость с различными внутренними диаметрами элементов КНБК, активация расходом жидкости (буровым раствором) и, как уже было сказано выше, неограниченное число циклов переключения. При этом длительность цикла переключения составляет 60 с, а факт переключения в то или иное положение контролируется индексным механизмом и пружиной. При этом стоит отметить ряд особенностей многофазового циркуляционного переводника MOCS™. Во-первых, максимальный размер наполнителя, используемого для ликвидации поглощений буровых растворов, ограничен проходным диаметром циркуляционных портов переводника MOCS. Во-вторых, в виду особенностей конструкции циркуляционный переводник MOCS невозможно зафиксировать в открытом положении при выключенных насосах, то есть использовать в качестве переливного клапана. В третьих, снижение фактического расхода бурового раствора ниже расхода активации более чем на 15%, либо отключение буровых насосов приведет к переключению переводника в положение



«закрыто». Данные особенности ограничивают диапазон применения оборудования и могут привести к попаданию остатков кольматирующих материалов в инструмент, расположенный ниже переводника MOCS. При этом недостаточная промывка MOCS от остатков кольматационной пачки и оставшийся наполнитель могут привести к блокировке механизма переключения переводника.

### 3.6 Циркуляционный переводник JetStream

Компания Weatherford International plc в 2015г. презентовала циркуляционный переводник JetStream, использующий технологию радиочастотной идентификации (рис. 3.4).



Рисунок 3.4 – Переводник JetStream

В отличие от большинства циркуляционных переводников на рынке, переводник JetStream управляется с использованием технологии RFID, сокращенно радиочастотной идентификации. Специалисты на местах программируют несколько RFID-меток на поверхности, что позволяет использовать метки по требованию на протяжении всей операции. Когда бурильщику необходимо активировать переводник, метка RFID сбрасывается с поверхности и передает команды на переводник, когда он проходит мимо инструмента. После получения RFID-сигнала, гидравлический насос,

приводимый в действие электродвигателем с батарейным питанием, перемещает гильзу в одно из трех предварительно настроенных положений: открытое, закрытое или уникальное положение с разделенным потоком:

- закрытое положение: порты закрыты, дивертер открыт. Обеспечивает неограниченный, полный сквозной поток во время бурения;

- открытое положение: порты открыты, дивертер закрыт. Перенаправляет флюиды обратно на поверхность с высокоскоростным турбулентным кольцевым потоком для эффективной очистки ствола скважины;

- расположение распределения потока: порты открыты, отклонитель открыт. Одновременно отводится настраиваемый процент потока через ствол скважины и повышается кольцевая скорость, что позволяет очищать шлам во время бурения.

Технология RFID предлагает несколько преимуществ по сравнению с традиционными исполнительными устройствами. При отсутствии громоздких шариков, седел, дросселей и штифтов внутренний диаметр остается на полном диаметре в течение всего процесса бурения. В результате повышается кольцевая скорость и турбулентный поток. Поскольку JetStream не использует скважинную гидравлику для приведения в действие, инструмент эффективен в различных областях, в том числе при бурении с низким расходом и бурением на депрессии. 62 Переводник JetStream может быть сконфигурирована с возможностью одновременного открытия портов и дивертора для очистки шлама во время бурения. Положение с разделенным потоком особенно полезно при бурении с низким расходом. Многочисленные конфигурации форсунок позволяют определить, как поток распределяется между затрубным пространством и КНБК. Контролируя количество отводимой жидкости, можно регулировать общую площадь потока и увеличивать кольцевую скорость.

#### Заключение

Проанализировав несколько циркуляционных переводников, производства разных компаний, можно сделать вывод, что в настоящий момент предпочтительнее выглядят переводники многофазовой активации MOCS

компания VARCO и JetStream компания Weatherford. Их неоспоримым преимуществом является то, что их можно активировать неограниченное количество раз за один рейс бурения, в отличие от переводников компании Гидробур-сервис и DSI, число активаций которых составляет от 4 до 9, что существенно сокращает расходы на проведение спуско-подъемных операций. В свою очередь, переводник JetStream является самым оптимальным выбором, поскольку из-за применения технологии радиочастотной идентификации, его можно активировать и при бурении с низким расходом. А также у него есть возможность распределить поток между затрубным пространством и КНБК.



## 4.1 Планирование исследовательских работ

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

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.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч}$$

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

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется путем подсчета суммы произведений нормативного времени бурения пачки на мощность данной пачки.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [х]. 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» [9].

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 271,2 часов или 11,3 суток:

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

Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения составляет 17,8 м/ч.

Рейсовая скорость бурения составляет 6,4 м/ч.

Коммерческая скорость составляет 2889 м/ст.мес.

Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12

часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и 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.

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

Календарное время бурения 824,9 часов или 34,4 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 271,2 часов или 11,3 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

Вид работ	Сутки	Месяцы												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Вышкомонтаж	45	■	■											
2. Бурение	34,4			■										
3. Испытание	11,3				■									

## **4.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины в нефтегазовой отрасли**

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 [x], в части II – на строительные и монтажные работы [10], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [11].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе



эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [12] 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 соответственно в приложении В таблицах В.2 и В.3.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20% от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

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 второй квартал 2022 года составляет 78,96 [13].

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

#### Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 113 429 332,45 руб.

Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на бурение и крепление скважины. Это вызвано непростыми геологическими условиями бурения, которые включают аномально высокое

пластовое давление и большое количество продуктивных пластов, в которых необходимо предусмотреть отбор керн для проведения последующих испытаний. Чтобы обеспечить максимальную безопасность работ была спроектирована конструкция скважины с промежуточной колонной, доходящей до зоны с высоким давлением, что позволит предотвратить воздействие высокого давления на вышележащие горизонты. Таким образом, такое решение позволяет проводить испытания в продуктивном пласте без опасности гидроразрыва вышележащих горизонтов при газонефтеводопроявлении. После испытания такая скважина может быть переведена из разведочной в эксплуатационную.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3310 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). При проектировании определяются все необходимые технические и технологические решения, такие как конструкция скважины, породоразрушающий инструмент, режимы бурения, аспекты заканчивания скважины и испытания скважины.

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Красноярского края.

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.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [17] относится к опасным производственным объектам. Таким образом, следует очень ответственно подойти к процессу организации работ при строительстве скважины, с соблюдением всех регламентированных требований к безопасности.

## **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].

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 (с изм. от 08.12.2020) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [19].

В отношении лиц, работающих вахтовым методом, ТК РФ закрепил некоторый перечень гарантий и компенсаций. Так, согласно ст. 302 ТК РФ лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий [18]:

Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин».

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, следовательно, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [20]. Основные положения, применимые при работе на буровой:

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.

При наличии на буровой установке системы ВСП (верхний силовой привод) рабочее место бурильщика оборудуется сидением. В таком случае рабочее место оборудуется в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [21].

## **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]. Основополагающим документом, регулирующим нормы промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности, является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее «ПБНГП») [23].

### 5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, где устанавливается буровая установка. Для осуществления основных операций, таких как механическое бурение, спуско-подъемные операции и т.д. требуется подъем работников и инструментов на значительную высоту. Высота роторной площадки может составлять 10 м, а высота вышки 45-50 м. Поэтому существует такой опасный фактор, как возможность падения различных объектов на работающих. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, например, переломам или даже к летальному исходу. Мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [23]. В ГОСТ 12.4.125-83 приводится основная классификация коллективных средств защиты в том числе от падающих объектов, например, козухи, козырьки и экраны, которые располагаются вокруг рабочего места бурильщика [24].

Падение работающего с высоты может произойти при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к тяжелым травмам, вплоть до летального исхода, но наиболее вероятным будет получение ушибов и переломов. Для предотвращения возникновения данного фактора в «ПБНГП» [23] указаны необходимые правила работы для верхового рабочего.

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНГП» [23] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса по ГОСТ Р ЕН 358-2008 [25];
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;

– установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [26] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Опасность при наличии движущихся объектов возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Источниками этого фактора при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время СПО, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков. При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение травм, например, переломов пальцев и конечностей, ушибов и ссадин. Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться ГОСТ 12.2.003-91 [27], в котором приведены основные требования к технологическому оборудованию.

Мероприятия по устранению этого фактора включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности [23].

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в водно-солевом обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитие заболеваний периферической нервной, сердечно-сердечно сосудистых систем. При осуществлении работ в летнее время согласно МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 при выполнении работ категории III не допускается находиться на

рабочем месте при температуре воздуха более 30°C (суммарно за рабочую смену допускается 0 минут пребывания на рабочем месте) [12]. При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [13]. Для Тюменской области (климатический регион II) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -30°C, скорости ветра 2 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 60 минут, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 11 в смену (смена 12 часов).

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. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с<sup>2</sup> и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [30]. Для предупреждения вредного воздействия вибрации используются виброизоляционные элементы одежды.

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (например, разрыв барабанной перепонки с кровотечением). 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 рабочих мест в производственных помещениях и на территории производственных предприятий. Нормы приведены в документе в таблице 1 «Допустимые уровни звукового давления и уровни звука на рабочих местах в



помещениях и на территории производственных предприятий» [31]. Для предупреждения вредного воздействия шума используются наушники и вкладыши.

Работы на буровой производятся круглосуточно, соответственно в ночное время должно быть предусмотрено искусственное освещение. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности рабочих мест нормируются СП 52.13330.2016. Характеристика зрительной работы на роторной площадке относится к категории малой и очень малой точности с наименьшим объектом различения от 1 мм и выше. При таком характере работы при системе общего освещения освещенность должна составлять 200 лк [32]. Для предупреждения негативного влияния фактора необходимо, чтобы буровая установка прошла соответствующую процедуру приемки перед началом работ.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 51-1-96 [33].

#### **Защита атмосферы**

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 [34].

#### Защита гидросферы

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке. Мероприятия по очистке вод представлены в ОСТ 51-01-03-84 [35].

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

#### Защита литосферы

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 [23].

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ Р 59057-2020 [36].

## **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» [23]. 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» [37].

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно «ПБНПП» [23]. 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 [38].

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» [23], 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.

#### Выводы

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

Выполнение выпускной квалификационной работы бакалавра является заключительным этапом в обучении и требует от обучающегося всех его полученных знаний и навыков.

В данном дипломном проекте, проведён анализ геологической части, а именно географо-экономической характеристики района работ, геологических условиях бурения, газонефтеводоносности, список зон возможных осложнений, условия их возникновения и способы предотвращения.

Также рассмотрены проблемы о безопасности в рабочей зоне, охранах окружающей среды, чрезвычайных ситуациях, разработаны сметная стоимость сооружения скважины, календарный план-график строительства скважины и эффективность мероприятия по внедрению новой техники и технологии.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. 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»). Томский политехнический университет. Томск, 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. Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов DSI (A Schoeller-Bleckmann Company) «Применение Циркуляционного Переводника PBL При Бурении».
5. Инженерный отчет по результатам выполнения опытнопромышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки МОС производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015 г.
6. Брошюра JetStream® RFID Drilling Circulation Sub
7. <http://www.findpatent.ru/patent/265/2658851.html>
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 сср 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. 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».
24. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация.
25. ГОСТ Р ЕН 358-2008 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Средства защиты втягивающего типа. Общие технические требования. Методы испытаний.
26. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
27. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года».
29. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
30. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
- 31 Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий.
32. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

33. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

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

35. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

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

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

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

39. 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 интервалов

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
				угол		
верх	низ	название	индекс	град.	мин.	
1	2			3	4	5
0	50	четвертичные отложения	Q	-	-	1,30
50	100	абросимовская свита	N1	-	-	1,25
100	150	туртасская свита	P33	-	-	1,25
150	220	новомихайловская свита	P33	-	-	1,25
220	290	атлымская свита	P32	-	-	1,25
290	470	тавдинская свита	P31 –	-	-	1,25
470	690	люлинворская свита	P22 –	-	-	1,25
690	815	талицкая свита	P1	-	-	1,25
815	870	ганькинская свита	K2	-	30	1,25
870	1080	березовская свита	K2	-	30	1,15
1080	1115	кузнецовская свита	K2	-	30	1,15
1115	1350	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K2	-	40	1,15
1350	1650	ханты-мансийская свита	K1	-	40	1,15
1650	1940	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K1	-	50	1,15
1940	2005	алымская свита (кровля - отражающий горизонт М)	K1	-	50	1,15
2005	2220	черкашинская свита	K1	1	00	1,15
2220	2915	ахская свита	K1	1	00	1,15
2915	2940	баженовская свита (кровля - отражающий горизонт Б)	J3	1	20	1,15
2940	2965	абалакская свита	J3	1	20	1,15
2965	3275	тюменская свита	J2 – J1	1	40	1,15
3275	3290	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	2	00	1,15

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	50	Аллювиальные, озерно-аллювиальные осадки, представленные серыми суглинками, глинами, жёлто-серыми песками, линзами галечников, торфяниками.
N1	50	100	Неравномерное чередование и переслаивание коричневато-серых глин, алевроитов и песков с прослоями и пластами бурых углей.
P33	100	150	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевроитов, иногда с линзами тонкозернистого песка, с включением растительных остатков.
P33	150	220	Неравномерное переслаивание глин, алевроитов с прослоями бурых углей и песков.
P32	220	290	Светло-серые кварц-полевошпатовые пески с маломощными прослоями и линзами глин.
P31 – P23	290	470	Светло- и тёмно-зелёные, тонкослоистые, вязкие, жирные на ощупь глины с включениями маломощных линз и прослоев алевроитов.
P22 – P21	470	690	Глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты – опоковидные, с прослоями серых слюдистых алевролитов и разнозернистых кварцево-глауконитовых песков и слабых песчаников.
P1	690	815	Глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевроитистые с прослойками алевроитов и песков мелкозернистых.
K2	815	870	Глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевроитистые, в верхней части – мергели серые, зеленовато-серые. Толща содержит тонкие прослойки алевролитов и песков, а также остатки пелеципод, аммонитов, гастропод.
K2	870	1080	Глины серые опоковидные, зеленовато-серые, комковатые с пиритизированными обрывками водорослей с редкими прослойками песчаников и алевролитов, переходящие в опоки с полураковистым изломом, с подчиненными прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K2	1080	1115	Тёмно-серые, однородные тонкоотмученные глины, в верхней части алевроитистые глины.
K2	1115	1350	Неравномерное переслаивание песчаников, песков, алевролитов и глин. К кровле свиты приурочен опорный отражающий горизонт «Г».
K1	1350	1650	Состоит из двух подсвит – нижней, глинистой, и верхней, сложенной глинами с прослоями алевролитов и песчаников.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4
K1	1650	1940	Сложена песчано-алевритовой толщей с маломощными глинистыми прослоями. Доля глинистых прослоев возрастает к подошвенной части, где они становятся доминирующими породами.
K1	1940	2005	Свита преимущественно глинистая, как правило, состоящая из двух пачек. В нижнем интервале наблюдаются глины с подчиненными линзами и пропластками глинистых известняков, алевролитов и песчаников (индексируются как АС1-3). Верхняя подсвита, представлена однородными тонкодисперсными глинами кошайской пачки, с которой отождествляется опорный отражающий сейсмический горизонт «М».
K1	2005	2220	Сложное незакономерное переслаивание и чередование серых и зелено-серых песчаников, алевролитов и комковатых глин. Черкашинская свита подразделяется на две подсвиты. В кровле нижней подсвиты, выделяется субрегиональный реперный горизонт – быстринская глинистая пачка. В интервале свиты выделяются пласты АС4 – АС12.
K1	2220	2915	Верхняя часть представлена изолированными глинистыми пачками, основной маркирующей из которых является пимская, венчающая разрез свиты. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты БС1 – БС6, которые слабо выдержаны по разрезу и по площади, в связи с их формированием на значительном удалении от источников седиментационного питания, в пределах относительно погруженного шельфа. Нижняя часть свиты представлена преимущественно глубоководными глинистыми отложениями, в кровле которых в восточной части участка выделяется сармановская пачка, являющаяся региональным стратиграфическим репером. В разрезе этой толщи проиндексированы песчано-алевролитовые пласты БС7 – БС8. В подошвенной части этой толщи развиты линзовидные песчано-алевролитовые пласты ачимовской толщи.
J3	2915	2940	Битуминозные аргиллиты.
J3	2940	2965	Аргиллиты, тонкоотмученные, однородны и с редкими, тонкими прослоями песчано-алевритового материала.
J2 – J1	2965	3275	Неравномерное частое переслаивание аргиллитоподобных глин, алевролитов и песчаников.
K.B.-Pz	3275	3290	Эффузивные и интрузивные породы, среднего или основного состава, серого цвета, очень крепкие, перемежающиеся с туфами и конгломератами, иногда с известняками и туфо-песчаниками.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, МПа	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Пески Супеси Суглинки	1900 2100 2000	35 25 10	0,6 0,2 -	7 30 60	1-2 - -	-	1,1 – 4,5	I – II	М
N1	50	100	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	100	150	Суглинки Пески	2000 1900	10 35	0,2 0,6	30 7	- 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P33	150	220	Глины Пески	2100 1900	5 35	0,001 0,6	90 7	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P32	220	290	Пески Глины	1900 2100	40 5	0,6 0,001	7 95	1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P31 – P23	290	470	Глины Алевриты	2200 1800	5 10	0,001 0,05	95 13	1-2 1-2	-	1,6 – 4,3	II – IV	М, МС
P22 – P21	470	690	Глины	2200	5	0,001	95	1-2	-	1,1 – 4,5	I – II	М
P1	690	815	Глины Опоки Песчаники Алевриты	2200 1500 2100 1800	5 4 31 10	0,001 0,001 0,6 0,05	90 50 7 13	1-2 - 1-2 1-2	-	1,1 – 6	I – VII	МС
K2	815	870	Глины Алевриты Мергели	2200 1800 2000	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	МС
K2	870	1080	Глины Опоки	2200 1500	5 4	0,001 0,001	95 50	1-2 -	-	1,1 – 6	II	МС
K2	1080	1115	Глины Песчаники Алевриты	2200 1900 1800	5 25 10	0,001 0,25 0,05	90 5-10 13	1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	МС

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2	1115	1350	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1350	1650	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1650	1940	Глины Песчаники Алевролиты Пески	2200 1900 1800 2000	5 25 10 35	0,001 0,25 0,05 0,4	90 5-10 13 7	1-2 1-2 1-2 1-2	-	1,1 – 4,5	II – VIII	MC
K1	1940	2005	Глины Алевролиты Известняки	2200 1900 2200	5 10 13	0,001 0,05 0,04	90 13 5-7	1-2 1-2 10	-	1,1 – 4,5	II – VI	MC
K1	2005	2220	Глины Песчаники Алевролиты Аргиллиты	2200 1900 1900 2300	5 25 10 10	0,001 0,25 0,05 0,002	90 5-10 13 80	1-2 1-2 3-5 1-3	-	1,8 – 4,2	II – VIII	C
K1	2220	2915	Песчаники Аргиллиты Алевролиты Глины	1900 2300 1900 2200	22 8 10 3	0,23 0,002 0,05 0,001	5-10 80 13 90	1-2 1-3 3-5 1-2	-	1,8 – 4,2	III – VIII	C
J3	2915	2940	Аргиллиты	2300	8	0,002	100	1-3	-	1,8 – 4,2	I – III	C
J3	2940	2965	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	2300 2200 2200	8 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	100 5-7 13	1-3 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	III – VIII	C
J2 – J1	2965	3275	Глины Песчаники Алевролиты	2300 2200 2300	5 20-25 10-15	0,001 0,05-0,2 0,03	90 5 13	1-2 1-2 3-5	-	1,1 – 4,5	III – VIII	C
K.B.-Pz	3275	3290	Базальты Туфы	2500	13	0,04	5-7	10	-	1,0 – 1,9	V – VI	T



## Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-60 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	60	490,0 (19 19/64) GRD311	275	0,65
		Переводник П-171/177	65	0,517
		УБТС-203	3680	16
		КЛС 490 МС	235	1,64
		УБТС-203	3690	16
		Переводник П-133/171	50	0,521
		ПК-127х9,19 Л	396	13
Σ			11141	60

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60-900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
60	900	БИТ 393,7 В 419 ТСР	150	0,45
		КЛС 393,7 СТ	140	1,65
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДРУ-240М.6/7	2320	9,5
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,4
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		КЛС 393,7 СТ	140	1,65
		УБТС-203	5520	24
		Переводник П-147/171	55	0,517
		УБТС-178	2496	16
		Переводник П-133/147	40	0,527
		ПК-127х9,19 Л	26078,35	835
		Σ		

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (900-2200 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
900	2200	БИТ 295,3 В 613 УН.30	0,38	80
		КП 295 С	0,9	114
		Д-240М.7/8.41	1886	8,545
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		КП 295 С	0,9	114
		Переводник П-171/152	87	0,521
		УБТС-203	5520	24
		Переводник П-147/171	60	0,517
		УБТС-178	2496	16
		Переводник П-133/147	35	0,5
		ПК-127х9,19 Л	57228,20	1833
		Σ		

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2200-3275 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2200	3275	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	24	0,32
		КС 215 СТ	55	0,48
		ДГР-172М.7/8.61	1074	7,984
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		УБТС-178	6240	40
		Переводник П-133/147	35	0,5
		ПК-127х9,19 Л	100183	3209
Σ			110152	3275

Таблица Б.5 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (3275-3310 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3275	3310	БИТ 215,9 В 713	80	0,32
		КС 215 СТК	25	0,48
		ДГР-172М.7/8.61	1074	7,984
		Переливной клапан ПК-172РС	98	0,93
		Обратный клапан КОБ 172РС	103	0,84
		УБТС2-178	6240	40
		Переводник П-133/147	35	0,5
		ПК-127х9,19 Л	101276	3244
Σ			111271	3310

Таблица Б.6 – Результаты расчета потребного количества раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
0	60	60	490	-	1,29	14,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 9,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 59,6
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 69,5
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
60	900	840	393,7	406	1,25	135,6

Продолжение таблицы Б.6

Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=3,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=82,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=180,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=270,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=377,0$
Тех. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
900	1750	850	295,3	303,9	1,15	132,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=45,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=269,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=320,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=315,4$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
1750	3310	1560	215,9	224,5	1,15	135,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=44,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=9,7$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=274,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=329,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=404,9$

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	69,51	2,78	376,98	15,08	315,42	12,62	182,18	7,29	944,09	38
кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	69,51	2,78	376,98	15,08	315,42	12,62	404,85	16,19	1166,76	47
глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3475,55	3,48	4523,70	4,52	315,42	0,32		0,00	8314,67	9
ФХЛС	Понижитель вязкости	25	69,51	2,78		0,00	315,42	12,62		0,00	384,93	16
Комплексный ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	20		0,00	376,98	18,85	315,42	15,77	404,85	20,24	1097,25	55
ПАЦ ВВ	Высоковязкий понизитель фильтрации	25		0,00	1507,90	60,32	315,42	12,62	445,34	17,81	2268,66	91
ПАЦ НВ	Низковязкий понизитель фильтрации	25		0,00	45,24	1,81	315,42	12,62	1821,83	72,87	2182,49	88
Смазочная добавка «Лубрекс»	Смазочная добавка	170		0,00	1884,88	11,09	315,42	1,86	3846,08	22,62	6046,38	36
барит	Утяжелитель	1000	6646,35	6,65	36044,86	36,04	8637,92	8,64		0,00	51329,13	52
DUOVIS	Структурообразователь биополимерный	25						0,00	121,46	4,86	121,46	5
Мел	Утяжелитель	1000		0,00		0,00		0,00	18218,27	18,22	18218,27	19

## 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					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRD311	0	60	500	0,025	60	0,12	1,5	0,13	1,63
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										1,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,59
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,78
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,79
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,67
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСП	60	900	2000	0,033	840	0,42	28	4,55	32,55
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										11,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крепление (ЕНВ)										40,10
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										89,97
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,50
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										94,97
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 В 613 УН.30	900	2200	4500	0,033	1300	0,29	43,3	6,66	50,00
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,15
Наращивание (ЕНВ)										18,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										50,19
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										137,15
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,86
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										145,01
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	2200	2405	3600	0,05	205	0,06	10,25	9,05	19,30
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 215/100 В 911	2405	2425	400	0,2	20	0,05	4	17,18	21,18
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	2425	2734	3600	0,05	309	0,09	15,45	9,64	25,09

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор керна	БИТ 215/100 В 911	2734	2756	400	0,2	22	0,06	4,4	19,84	24,24
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	2756	2810	3600	0,05	54	0,02	2,7	10,20	12,90
Отбор керна	БИТ 215/100 В 911	2810	2830	400	0,2	20	0,05	4	20,68	24,68
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	2830	2965	3600	0,05	135	0,04	6,75	10,76	17,51
Отбор керна	БИТ 215/100 В 911	2965	3280	400	0,2	315	0,79	63	166,65	229,65
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 713	3280	3310	3200	0,07	30	0,01	2	11,25	13,25
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Нарращивание (ЕНВ)										15,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										57,83
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:										519,99
Ремонтные работы (ЕНВ)										41,60
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										568,26
Итого по колоннам:										824,92

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	29,3	2,3	315,9	4,0	546,0	21,3	2939,0
Социальные отчисления, 30%						8,9		96,0		166,0		893,5
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,0	2,3	32,9	4,0	56,9	21,3	306,3
Социальные отчисления, 30%						0,9		10,0		17,3		93,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011	0,2	53,5	2,3	578,1	4,0	999,1	21,3	5377,8
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	303,5	2,3	3275,9	4,0	5661,8	21,3	30476,9
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,3	513,4	4,0	887,4	11,2	2512,8
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,3	236,8	4,0	409,3	11,2	1159,1
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,3	20,3	4,0	35,2	21,3	189,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,3	17,2	4,0	29,8	21,3	160,4
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,3	341,7	4,0	590,6	21,3	3179,1
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,2	2,3	77,5	4,0	134,0	21,3	721,4
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	21,3	2,3	229,5	4,0	396,7	21,3	2135,3
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,3	12,6	4,0	21,8	21,3	117,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	35,9	2,3	387,0	4,0	668,9	21,3	3600,4



Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
каустическая сода	т	140,3			0,1	9,8	0,4	52,9	0,3	44,3	0,2	25,6	
Глина ПБМБ	т	284,6			3,5	989,1	4,5	1287,4	0,3	89,8			
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	8,7	0,4	47,0	0,3	39,4	0,4	50,5	
ПАЦ ВВ	т	738,7					1,5	1113,9	0,3	233,0	0,4	329,0	
ПАЦ НВ	т	681,6					0,0	30,8	0,3	215,0	1,8	1241,8	
Смазочная добавка «Лубрекс»	т	472,9					1,9	891,4	0,3	149,2	3,8	1818,8	
Комплексный ПАВ	т	954,7					0,4	359,9	0,3	301,1	0,4	386,5	
DUOVIS	т	1249,7									0,1	151,8	
ФХЛС	т	791,5			0,1	55,0			0,3	249,7			
Мел	т	127,9									18,2	2330,1	
Барит	т	64,7			6,7	430,3	36,0	2332,1	8,6	558,9			
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		2002,6		12260,6		12500,9		60196,0		
Затраты, зависящие от объема работ													
490,0 (19 19/64) GRD311	шт	1985,7			0,1	238,3							
БИТ 393,7 В 419 ТСП	шт	1522,0					0,4	639,2					
БИТ 295,3 В 613 УН.30	шт	4458,6							0,3	1288,0			
БИТ 215,9 ВТ 613 УВМ.02	шт	5254,6									0,20	1026,1	
БИТ 215,9 В 713	шт	5687,6									0,01	53,3	
БИТ 215/100 В 911	шт	4463,0									0,94	4206,4	
Калибратор КЛС 490 МС	шт	890,5			0,1	106,9							
Калибратор КЛС 393,7 СТ	шт	565,4					0,4	237,5					
Калибратор КП 295 С	шт	376,4											
Калибратор КС 215 СТ	шт	284,8							0,3	82,3	0,20	55,6	
Калибратор КС 215 СТК	шт	295,3									0,01	2,8	
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		345,1		876,7		1370,3		5344,2		
Итого по колоннам, руб			8749,8		2347,7		13137,3		13871,2		65540,2		
Всего по сметному расчету, руб												103646,2	

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	62,4	1,7	215,8	2,1	270,1	2,4	311,2
Социальные отчисления, 30%				19,0		65,6		82,1		94,6
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,6	1,7	19,4	2,1	24,3	2,4	28,0
Социальные отчисления, 30%				1,7		5,9		7,4		8,5
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,7	12,6	2,1	15,8	2,4	18,2
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	122,1	1,7	422,5	2,1	528,8	2,4	609,3
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	692,1	1,7	2394,5	2,1	2996,7	2,4	3453,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	67,1	1,7	232,1	2,1	290,4	2,4	334,7
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,7	14,9	2,1	18,6	2,4	21,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	81,8	1,7	282,9	2,1	354,0	2,4	407,9
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,9	1,7	30,7	2,1	38,5	2,4	44,3
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,4	1,7	56,7	2,1	70,9	2,4	81,7
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6						
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,93					1,0	56,9		
БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4							1,0	75,4
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	45,1	4,0	180,4						
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			28,0	968,8				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					72,0	1396,8		
ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	шт	16,5							111,0	1831,5
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	99							1,0	99,0

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4						
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,12					1,0	30,1		
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	2550			1,0	2550,0				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементирующая ГЦУ-168	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4843,9		7667,2		8802,3		9454,1	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10 Д	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53			900,0	25677,0				
Обсадные трубы 245x11,1 Д	м	23,5					2200,0	51700,0		
Обсадные трубы 168x10,6, 168x8,9 Д	м	18,4							3310,0	60904,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	10,4	788,3				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	47,3			24,5	1158,9	41,8	1977,1	6,2	291,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	88,7					7,6	674,1	20,6	1822,8
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	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	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			3449,3		29016,29		56708,31		65363,30	
Всего затрат, руб						154537,2				
Всего по сметному расчету, руб						185304,8				

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	126 990	2 181 378,45
	Итого по главе 1	126 990	2 181 378,45
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	79 072	6 243 525,12
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	90 423	7 139 800,08
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	103 646	8 183 904,20
3.2	Крепление скважины	185 305	14 631 663,43
	Итого по главе 3	288 951	22 815 567,63
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	50 420	3 981 146,00
	Итого по главе 4	50 420	3 981 146,00
5	Глава 5. Промышленно-геофизические работы		
5.1	Затраты на промышленно-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	37 331	2 947 638,50
	Итого по главе 5	37 331	2 947 638,50
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	11 740	927 014,07
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	870	68 667,71
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	45 080	3 559 512,98
	ИТОГО прямых затрат	639 194	42 625 043,64
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	127 839	8 525 008,73
	Итого по главе 7	127 839	8 525 008,73
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	61 363	4 092 004,19
	Итого по главе 8	61 363	4 092 004,19
	ИТОГО по главам 1-8	828 396	55 242 056,55
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	202 957	13 534 303,86
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	36 449	2 430 650,49
9.3	Северные надбавки 2,98%	24 686	1 646 213,29
9.4	Промышленно-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	5 500 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	86 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	98 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	1 500 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	154 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	185 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	264 093	34 742 167,63
	ИТОГО по гл 1-9	1 092 489	89 984 224,18

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
10	<b>Глава 10</b>		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 657	110 484,11
	<b>Итого по главе 10</b>	<b>1 657</b>	<b>110 484,11</b>
12	<b>Глава 12</b>		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	54 707	4 429 735,41
	<b>Итого по главе 12</b>	<b>54 707</b>	<b>4 429 735,41</b>
<b>ИТОГО</b>		<b>1 148 853</b>	<b>94 524 443,71</b>
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>			<b>94 524 443,71</b>
<b>НДС (20%)</b>			<b>18 904 888,74</b>
<b>ВСЕГО с учетом НДС</b>			<b>113 429 332,45</b>

## Приложение Г Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
<p>Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего</p>	<p>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» ГОСТ 12.4.125-83 ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов</p>
<p>Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты</p>	<p>ГОСТ Р ЕН 358-2008 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Привязи и стропы для удержания и позиционирования ГОСТ Р 12.3.050-2017 ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности</p>
<p>Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего</p>	<p>ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности</p>
<p>Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды</p>	<p>MP от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года MP 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях</p>
<p>Повышенный уровень вибрации</p>	<p>ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования</p>
<p>Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума</p>	<p>Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий</p>
<p>Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения</p>	<p>СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95</p>