

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<b>Тема работы</b>
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3340 МЕТРОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>
УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3340)(571.12)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук 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
3–2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на газоконденсатном 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 газоконденсатном 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 буровой 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> </ul>

	– <b>Выбор буровой установки;</b> – <b>Анализ способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах.</b>
<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, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Горно-геологические условия бурения скважины</b>	
<b>2. Технологическая часть проекта</b>	
<b>3. Анализ способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3–2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич

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

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

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

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

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

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

Линейный календарный график выполнения работ

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область)

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

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газоконденсатном 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, Пульст 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> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Федеральные законы и постановления правительства;</li> <li>– «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ);</li> <li>– Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> </ul>	<p>Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>– Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума;</li> <li>– Повышенный уровень вибрации;</li> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами</li> </ul>

	<p>воздушной среды;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>– Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего;</li> <li>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– виброизоляционные элементы одежды;</li> <li>– наушники, вкладыши;</li> <li>– вентиляция;</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).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u></p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p>Возможные ЧС: <u>лесные пожары;</u> <u>газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Тарасенко Петр Анатольевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 10 рисунков, 31 таблицу, 43 источника литературы и 5 приложений.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3340 метров на газоконденсатном месторождении.

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3340 метров на газоконденсатном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах.
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;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- 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.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности 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 .....	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 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов .....	30
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	37
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	37
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	43

2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	44
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	47
2.5	Выбор буровой установки .....	49
3	<b>СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ»</b> .....	50
3.1	Введение .....	50
3.2	Условия выноса шлама .....	50
3.3	Способы повышения качества очистки ствола скважины .....	52
3.4	Циркуляционные переводники .....	52
3.4.1	Циркуляционный переводник «Well Commander» (Компания Mi- Swaco) .....	52
3.4.2	Циркуляционный переводник PBL (A Schoeller-Bleckmann Company) .....	53
3.4.3	Циркуляционный переводник MOCS (NOV).....	53
3.4.4	Циркуляционный переводник JetStream (Weatherford).....	54
3.5	Лопастные элементы .....	55
3.6	Промывочные жидкости для наклонно-направленных скважин .....	58
3.7	Выводы по разделу .....	59
4	<b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	61
4.1	Планирование исследовательских работ .....	62
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	62
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ .....	64
4.2	Сметная стоимость строительства скважины.....	65
4.3	Вывод по разделу.....	66
5	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ</b> .....	67
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	67
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	68

5.2	Производственная безопасность .....	69
5.3	Экологическая безопасность .....	72
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин ..	75
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин.....	76
5.5	Вывод по разделу.....	77
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....		78
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....		80
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины .....		85
Приложение Б Технологическая часть проекта.....		96
Приложение В Специальный вопрос .....		102
Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....		107
Приложение Д Социальная ответственность .....		117

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование технологических решений для строительства скважины – это сложный и длительный процесс, результаты которого в многом определяют успешность последующего строительства скважины. При этом прорабатываются вопросы непосредственного углубления забоя скважины, последующего крепления открытых стволов и заканчивания скважины с установкой фонтанной арматуры.

Согласно техническому заданию проектируются технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины. Горно-геологические условия содержат литологическую характеристику разреза, который представлен глинами, алевролитами, аргиллитами и песчаниками, которые по механическим свойства относятся к мягким и средним по твердости горным породам. В разрезе представлено 6 газоносных пластов, приуроченных к газоконденсатным залежам.

Цель выпускной квалификационной работы – разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3340 м на газоконденсатном месторождении с учетом данных горно-геологических условий

Специальный вопрос выпускной квалификационной работы посвящен анализу способов увеличения выноса шлама в наклонно-направленных скважинах. От профиля скважины во многом зависит эффективность выноса шлама. Разработка решений для этой проблемы необходима для будущего увеличения отхода скважин и бурения горизонтальных стволов большой протяженности.

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-280	1,30
280-620	1,25
620-1181,5	1,15
1181,5-2826	1,10
2826-3400	1,05

Таблица 1.2 – механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-1181,5	М	1-4
1181,5-3400	С	3-7

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q	0	280	0,0100	0,0161
Pq1(tbs)- K2(tn)	280	670	0,0100	0,0163
K2(cs)- K2(kz)	670	1182	0,0100	0,0164
K2-1(pk)	1182	2100	0,0100	0,0165
K1(erm)	2100	2335	0,0100	0,0166
K1(zp)	2335	2826	0,0102	0,0168
K1(mg)	2826	3200	0,0102	0,0190
K1(mg)	3200	3400	0,0160	0,0215

## 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	Относительная плотность по воздуху	Свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
БТ <sub>7</sub>	2729	2762	Газ/ газоконденсат	0,635	5-10	-
БТ <sub>9</sub>	2855	2848	Газ/ газоконденсат	0,635	50	-
БТ <sub>10</sub>	2855	2907	Газ/ газоконденсат	0,656	50	-
БТ <sub>11</sub>	2922	2967	Газ/ газоконденсат	0,633	10-20	-
БТ <sub>12</sub>	2977	2992	Газ/ газоконденсат	0,620	10-20	-
АЧБТ <sub>15</sub>	3295	3310	Газ/ газоконденсат	0,620	155	-

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
К2- К1	350	3400	Поглощение бурового раствора
Q- Pq1	0	350	Осыпи и обвалы
Pq1- К2	350	1179	Осыпи и обвалы
К2- К1	1179	2700	Газонефтеводопроявление
К1	2700	3200	Газонефтеводопроявление
К1	3200	3400	Газонефтеводопроявление
Q	0	140	Прихват
Pq1-К1	470	3400	Прихват
Pq1-к1	350	3400	Желобообразование
К2-К1	1179	3400	Сужение ствола скважины

## **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.



Глубина по вертикали, м	Индекс стратиграфического подразделения	Эквивалент градиента пластового давления и бурового раствора										Градиент давления		Схема конструкции скважины		
		0,9 1 1,1 1,2 1,3 1,4 1,5 1,6 1,7 1,8 1,9 2,0 2,1										Пластового,	Гидро-разрыва			
280	Q												0,0100	0,0161	<div style="display: flex; flex-direction: column; align-items: center;"> <div style="margin-bottom: 5px;">направление</div> <div style="margin-bottom: 5px;">50 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_{дол}^H = 490</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_H = 426</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;">кондуктор</div> <div style="margin-bottom: 5px;">170 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;">670 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_{дол}^K = 393,7</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_K = 323,9</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;">1900 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_{дол}^{TK} = 295,3</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;"><math>D_{TK} = 244,5</math> мм</div> <div style="margin-bottom: 5px;">1400 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;">эксплуатационная колонна</div> <div style="margin-bottom: 5px;">2950 м</div> <div style="margin-bottom: 5px;">хвостовик</div> <div style="margin-bottom: 5px;">3340 м</div> </div>	
620	Pq1(tbs)												0,0100	0,0163		
670	K2(tn)	ПЛ											0,0100	0,0163		
1052	K2(cs)												0,0100	0,0164		
1182	K2(kz)												0,0100	0,0164		
2100	K2-1(pk)												0,0100	0,0165		
2335	K1(erm)												0,0100	0,0166		
2700	K1(erm)												0,0102	0,0168		
2826	K1(zp)												0,0102	0,0168		
3200	K1(mg)												0,0102	0,019		
3280	K1(mg)												0,0160	0,0215		
3400	K1(mg)												0,0160	0,0215		

Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Будем считать глубину спуска обсадной колонны 50 м.

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

В моём варианте имеется шесть пластов с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	БТ7	БТ9	БТ10	БТ11	БТ12	АЧБТ 15
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2729	2848	2855	2922	2977	3295
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $G_{пл}$ )	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,16
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $G_{грн}$ )	0,165	0,165	0,165	0,165	0,165	0,19
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma$ )	0,635	0,635	0,656	0,633	0,620	0,620
Расчетные значения						
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	278,4	290,5	291,2	298,1	303,6	527,2
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{гр}$ )	288,7 5	298,6 5	300,3	305,2 5	313,5	570
Значение параметра $e^s$	1,06	1,07	1,07	1,07	1,07	1,02
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	261,6	271,9	272,1	278,5	284,1	517,6
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	1750	1810	1820	1850	1900	3000
Требуемый запас	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина, м	3000					

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что в конструкции скважины необходима техническая колонна на глубине 1900 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны должна быть не меньше 3000 м. Примем глубину спуска эксплуатационной колонны 3200 м до глубины кровли пласта с АВПД.

Кондуктор необходимо спускать на глубину 670 м, чтобы перекрыть интервал 0-620 м на 50 м.

Хвостовик спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск хвостовика будет осуществляться до глубины 3340 м.

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

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 670 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 500 м, т.к. скважина газовая, значит интервал цементирования 170-1900 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака технической колонны на 500 м. Значит интервал цементирования 1400-3200 м.

Хвостовик цементируется полностью, интервал цементирования 2950-3340 м. Глубина подвески хвостовика на 250 м выше башмака эксплуатационной колонны, т.к. скважина газовая.

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

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр хвостовика равный 127 мм. Для данного диаметра хвостовика соответствует долото диаметром 155,6 мм.

Диаметр эксплуатационной колонны составляет 177,8 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 220,7 мм.

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

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

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

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

Величина максимального устьевого давления составляет 52,08 МПа.

Следовательно, проектируется ОП6-350/80х70 ГОСТ 13862-90 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 70 – рабочее давление, МПа) состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-70-178х245х324 К1 ХЛ. (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

## **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

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

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	670	ВЗД
670	1900	ВЗД
1900	3200	ВЗД
3200	3340	Роторный

### **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 PDC долота для интервалов бурения под

направление, кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340
Шифр долота		BS-490,5 VD 519-003	BS-393,7 SD 616-001	BS-295,3 SD 616-001	BS-220,7 SD 613-003	BS-155,6 SDD 513-001
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,5	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М	М	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152	3-102	3-88
	API	7 5/8	6 5/8	-	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,6	0,47	0,5	0,45	0,23
Масса, кг		420	270	135	55	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	14–28	14–28	12–20	5–12	2–10
	Максимальная	40	40	25	15	10
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–600	40–600	60–400	60–400	60–400
	Максимальная	600	600	400	400	400

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

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

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под кондуктор 50-670 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под техническую колонну 670-1900 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.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1900-3200 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.

4. Для бурения интервала под хвостовик 3200-3340 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

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

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340	
Шифр калибратора	КЛС 390 М	К 295 МС	К 220 С	КС-155,6 СТК	
Тип калибратора	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями	
Диаметр калибратора, мм	390	295	220	155,6	
Тип горных пород	М	С	С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133	Н88/М88
	API	-	-	-	-
Длина, м	1,1	0,9	0,4	0,35	
Масса, кг	155	114	58	29	

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геологических условиях.

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-50	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340
Исходные данные					
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	49,05	39,37	29,53	22,07	15,56
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	40	40	25	15	10
Результаты проектирования					
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{дон}$ )	32	32	20	12	8
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	8	8	12	12	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия мягких горных пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-50	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340
Исходные данные						
Скорость, м/с ( $V_d$ )		3,4	2,9	1,8	1,6	1,3
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,4905	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490,5	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования						
Частота вращения $n_l$ , об/мин		132	141	116	138	160
Статистическое значение частоты вращения $n_{stat}$ , об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200	60-80
Частота вращения $n_{проект}$ , об/мин		60	140	120	140	80

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 и хвостовик 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.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340
Исходные данные					
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,4905	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя ( $K$ )	0,65	0,55	0,45	0,4	0,3
Коэффициент кавернзности ( $K_k$ )	1,3	1,18	1,1	1,1	1,05
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,13	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	35	30	25	20
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0159	0,0143	0,0127	0,0087	0,0087
Число насадок ( $n$ )	8	8	7	6	4
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кмин}$ )	0,5	0,5	0,75	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,19	1,17	1,14	1,11	1,075
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	1,6	1,9	2	2,2	2,45
Результаты проектирования					
Расход, л/с, $Q_1$	123	67	31	15	6
Расход, л/с, $Q_2$	69	57	30	17	5
Расход, л/с, $Q_3$	88	55	42	26	13
Расход, л/с, $Q_4$	75	67	52	31	20
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	69–123	55–67	31–52	15–31	5–20
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	67	55	32	16

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 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 67 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 55 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-670	670-1900	1900-3200	3200-3340
Исходные данные						
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,4905	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490,5	393,7	295,3	220,7	155,6
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )			78	118	118	78
Расчетный коэффициент, Н*м/кН ( $Q$ )			1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		-	315	236	177	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ( $M_p$ )		-	4022	4496	3405	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ( $M_o$ )		-	197	148	110	-
Удельный момент долота, Н*м/кН ( $M_{yд}$ )		-	49	37	28	-

Для интервалов бурения 50-670 и 670-1900 м (интервал бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1900-3200 м (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-178РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240РС	50-670	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
Д-240РС	670-190	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	1900-3200	178	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б5.

Табличное значение  $Q_{mk}$  для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{111,6} = 1,19 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{111,6} = 1,25 > 1,15$$

Табличное значение  $Q_{\text{ТК}}$  для труб 89 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,35 мм составляет 107 и 111 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

$$Q_{\text{тк-300}} = 107 \cdot 0,9 = 96,3 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 111 \cdot 0,9 = 99,9 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{96,3}{76,3} = 1,26 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{99,9}{76,3} = 1,31 > 1,15$$

Результаты расчета буровой колонны на прочность представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

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)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	13,35	0,417	8,371	2,05	8,11	>10	>10
бурение	50	670	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	609,23	19,02	31,03	0,97	3,84	4,29	4,50
бурение	670	1900	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1810	56,5	71,5	2,00	2,03	1,86	1,95
бурение	1900	3200	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	3116	97,28	111,31	2,15	1,46	1,20	1,25
бурение	3200	3340	ПН 89х9	89	Е	9,35	3-102	3204	67,54	76,16	2,48	1,59	1,26	1,31
отбор керна	2729	2762	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2716	84,78	89,89	2,63	1,80	1,48	1,55
отбор керна	2848	2907	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2861	89,31	94,42	2,51	1,71	1,41	1,48
отбор керна	2922	2967	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2921	91,18	96,29	2,46	1,68	1,38	1,45
отбор керна	2977	2967	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2946	91,96	97,07	2,44	1,66	1,37	1,44
отбор керна	3295	3310	ПН 89х9	89	Е	9,35	3-102	3250	68,50	71,78	2,46	1,68	1,34	1,39

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

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

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

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

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

Направление, интервал 0-50 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1193 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 50-670 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,15 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1172 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 670-1900 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,12 \cdot 0,1 \cdot 10^6}{9,081} = 1142 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 190-3200 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,07 \cdot 0,016 \cdot 10^6}{9,81} = 1746 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Хвостовик, интервал 3200-3340 м:

$$\rho_{бр} \frac{1,06 \cdot 0,016 \cdot 10^6}{9,81} = 1730 \left[ \frac{кг}{м^3} \right];$$

При бурении направления по пласту Q, породы находятся Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси. Возможны отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление бурильного инструмента без движения более 5 минут и осыпи, обвалы стенок скважины вследствие растепления ММП. Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале целесообразно использовать буровой раствор - минерализованный глинистый. Среднеминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении надсолевой толщи при возникновении обвалов и затяжек и в зоне вечной мерзлоты. При приготовлении данных растворов следует использовать кальциевые и натриево-кальциевые бентонитовые глины для минимизации воздействия солей, а также солестойкие понизители фильтрации из ряда эфиров целлюлозы. Компонентный состав и параметры буровых растворов под направление и кондуктор приведены в таблицах 2.11 и 2.12 соответственно.

Таблица 2.11 – Примерный компонентный состав минерализованного глинистого бурового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2

Таблица 2.12 – Примерные технологические свойства минерализованного глинистого бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность БР при бурении под направление, г/см <sup>3</sup>	1,193±0,03
Плотность БР при бурении под кондуктор, г/см <sup>3</sup>	1,172±0,03
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В интервале под техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик располагаются пласты Pq1(tbs) - K1(mg), в которых залегают породы Пески, супеси, суглинки, глины, алевролиты, песчаники. Возможное проявление на интервале 1179-3340 м ГНВП в виде газа и нефти, возможно недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым, растепленным, слабосцементированным породам разреза в интервале 400-1179 м.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале целесообразно использовать полимер–глинистый буровой раствор.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.



Компонентный состав и параметры буровых растворов под техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик приведены в таблицах 2.13 и 2.14 соответственно.

Таблица 2.13 – Примерный компонентный состав полимер-глинистый буровой раствор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	В соответствии с расчетом

Таблица 2.14 – Примерные технологические свойства полимер-глинистый буровой раствор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность при бурении под ТК, г/см <sup>3</sup>	1,142±0,03
Плотность при бурении под ЭК, г/см <sup>3</sup>	1,746±0,03
Плотность при бурении под хвостовик, г/см <sup>3</sup>	1,730±0,03
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	8-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет

собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б 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 Б 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.

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 2.15, 2.16, 2.17.

Таблица 2.15 – 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	50	БУРЕНИЕ	0,19	0,023	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	9	86,8	234,3
Под кондуктор									
50	670	БУРЕНИЕ	0,455	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	11,1	85,6	335,8
Под техническую колонну									
670	1900	БУРЕНИЕ	0,873	0,08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	11	82,3	245,2
Под эксплуатационную колонну									
1900	3200	БУРЕНИЕ	1,077	0,083	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83	143,1
2729	2762	ОТБОР КЕРНА	0,685	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	100,8
2848	2907	ОТБОР КЕРНА	0,685	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	100,8
2922	2967	ОТБОР КЕРНА	0,685	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	100,8
2977	2967	ОТБОР КЕРНА	0,685	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	87,3	100,8
Под хвостовик									
3200	3340	БУРЕНИЕ	0,082	0,082	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	78	97,5
3295	3310	ОТБОР КЕРНА	0,065	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	8	72,6	66,4

Таблица 2.16 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	60	22,08	44,16
50	670	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	180	184,3	1	90	33,12	66,24
670	1900	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	95	27,36	54,72
1900	3200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	110	31,68	31,68
3200	3340	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	70	15,68	15,68
2729	2762	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2848	2907	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2922	2967	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2977	2967	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
3295	3310	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	140	309,7	1	55	12,32	12,32

Таблица 2.17 – 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	Обязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	70,6	53,1	0,0	7,5	0,0	10,0
50	670	БУРЕНИЕ	168,9	50,7	42,0	65,4	0,8	10,0
670	1900	БУРЕНИЕ	218,0	44,8	42,0	116,7	4,4	10,0
1900	3200	БУРЕНИЕ	207,5	45,2	78,0	59,8	14,5	10,0
3200	3340	БУРЕНИЕ	299,0	62,2	0,0	206,0	26,5	4,3
2729	2762	ОТБОР КЕРНА	84,1	50,0	0,0	19,1	10,5	4,6
2848	2907	ОТБОР КЕРНА	85,7	50,0	0,0	20,1	11,0	4,6
2922	2967	ОТБОР КЕРНА	86,3	50,0	0,0	20,5	11,2	4,6
2977	2967	ОТБОР КЕРНА	86,6	50,0	0,0	20,7	11,3	4,6
3295	3310	ОТБОР КЕРНА	192,8	53,9	0,0	112,0	24,3	2,7

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна: 2729-2762; 2848-2907; 2922-2967; 2977-2992; 3295-3310 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна.

В таблице 2.18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.18 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2729-2762	СК-178/100 «ВОСТОК».3/6	2-5	20-40	15-20
2848-2907				
2922-2967				
2977-2992				
3295-3310	СК-121/66,7 «СИБИРЬ».2/9	1-3	20-40	10-12

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1020
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	-	Глубина скважины, м	3340
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1400	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	550
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	20	Динамический уровень скважины $h_0$ , м	-

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2-2.5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.

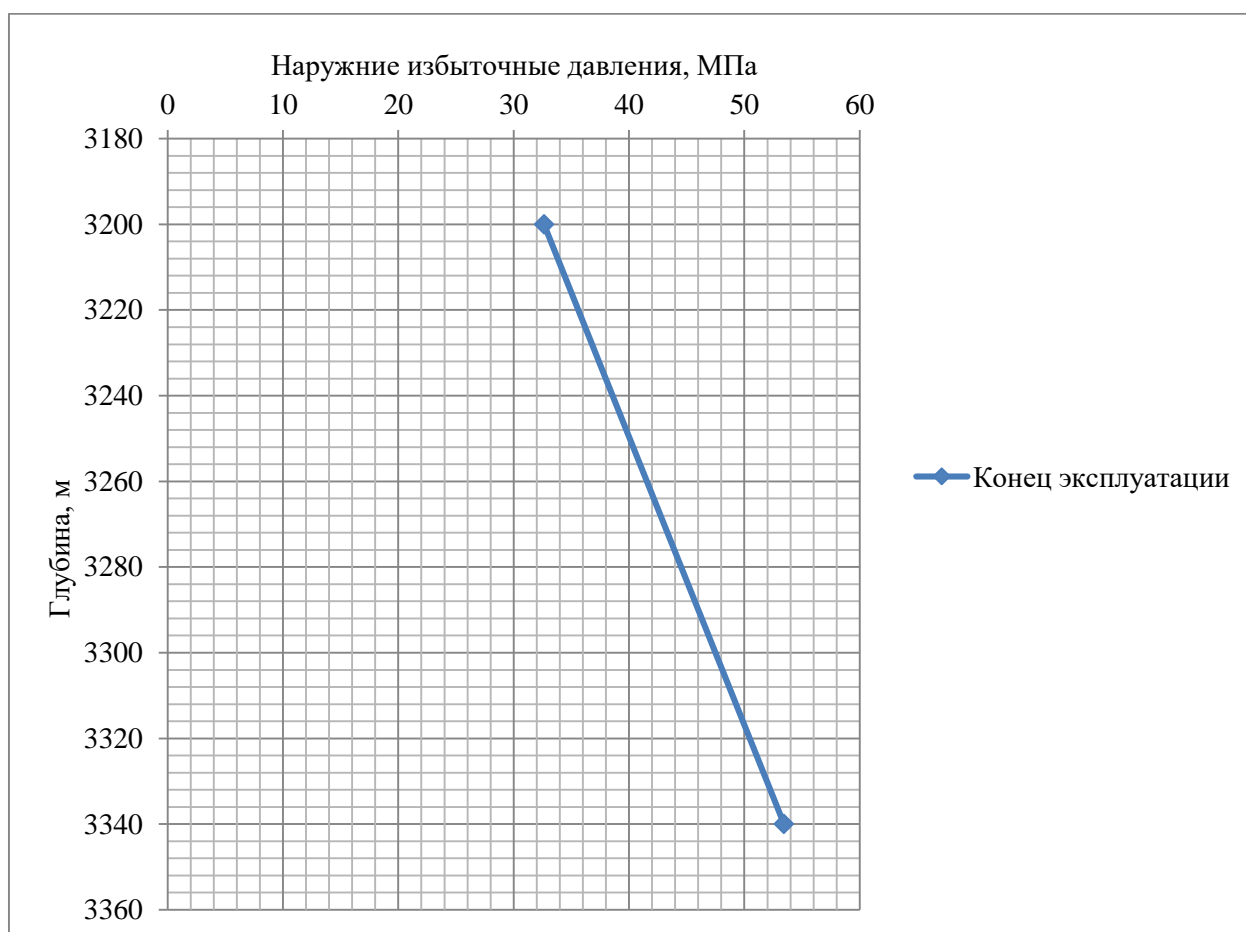


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

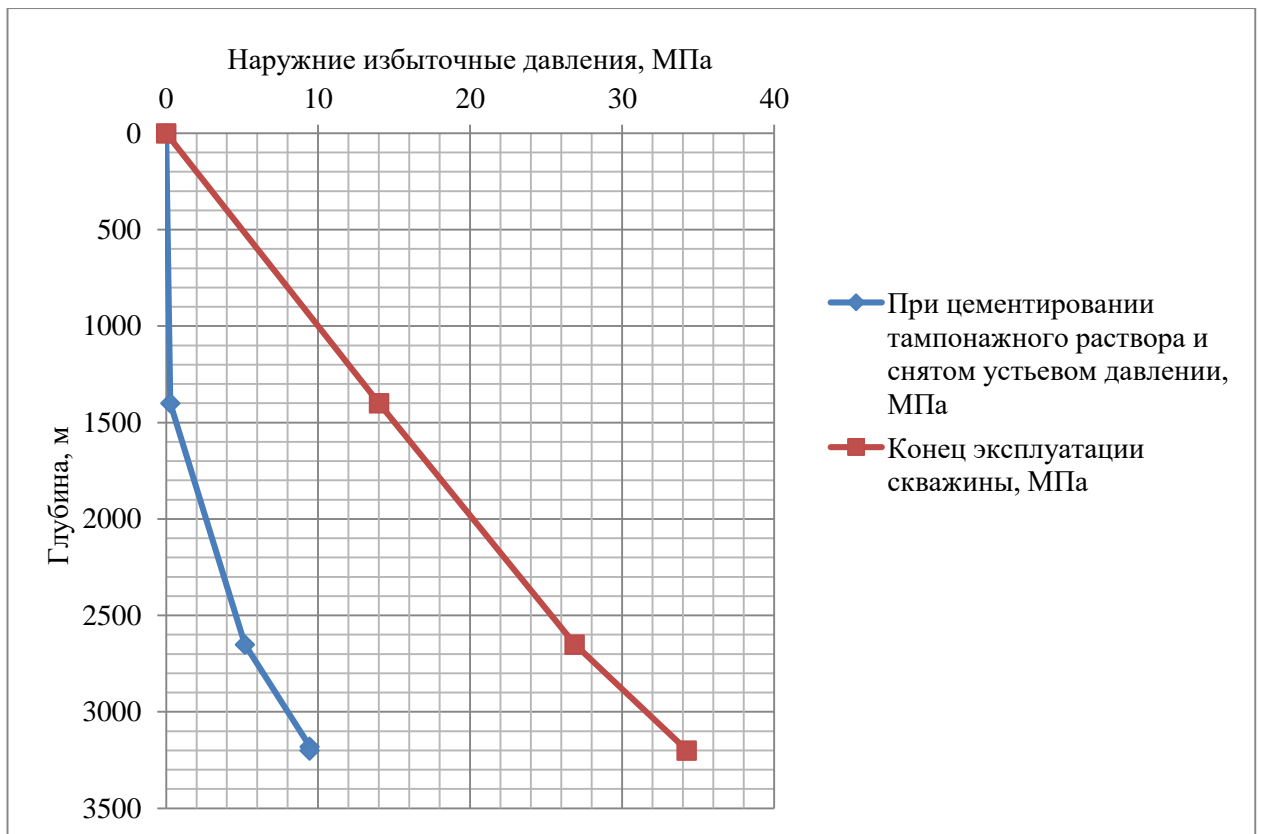


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

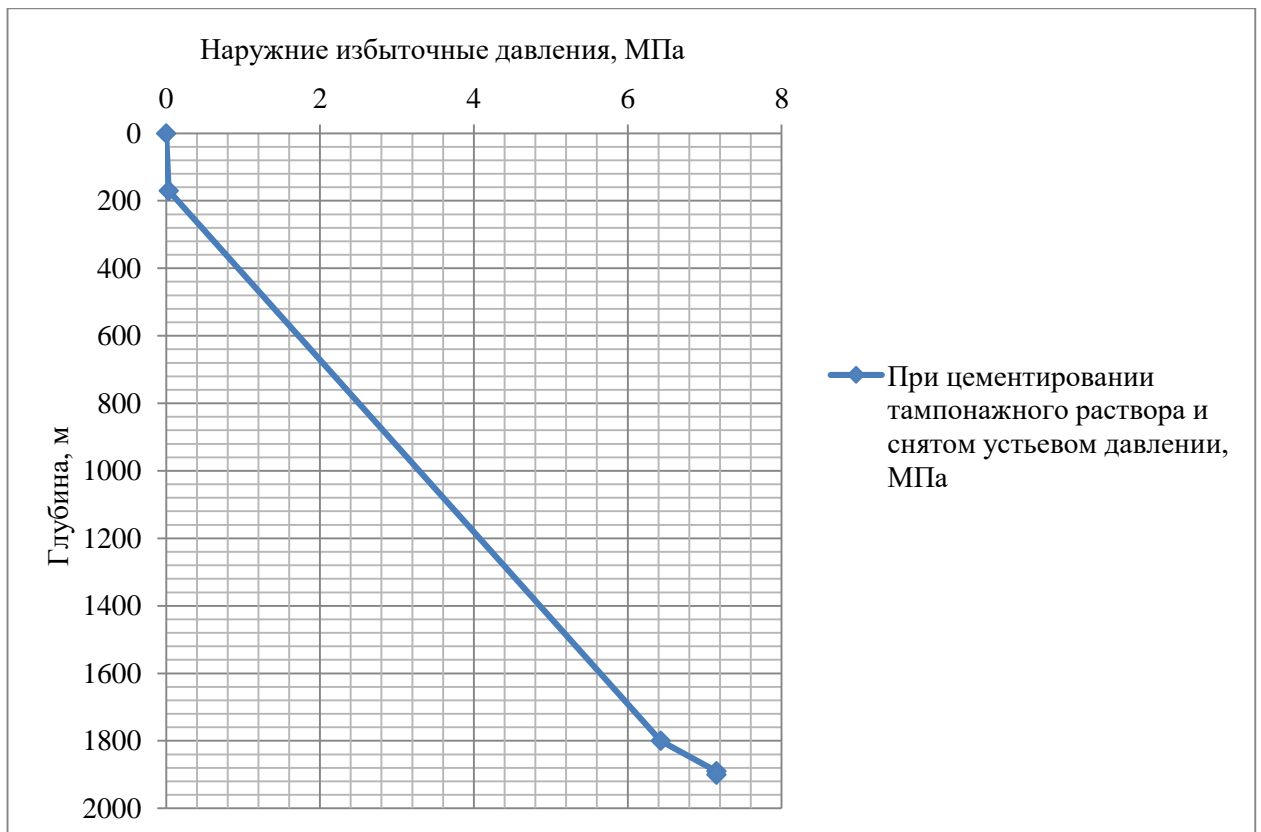


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

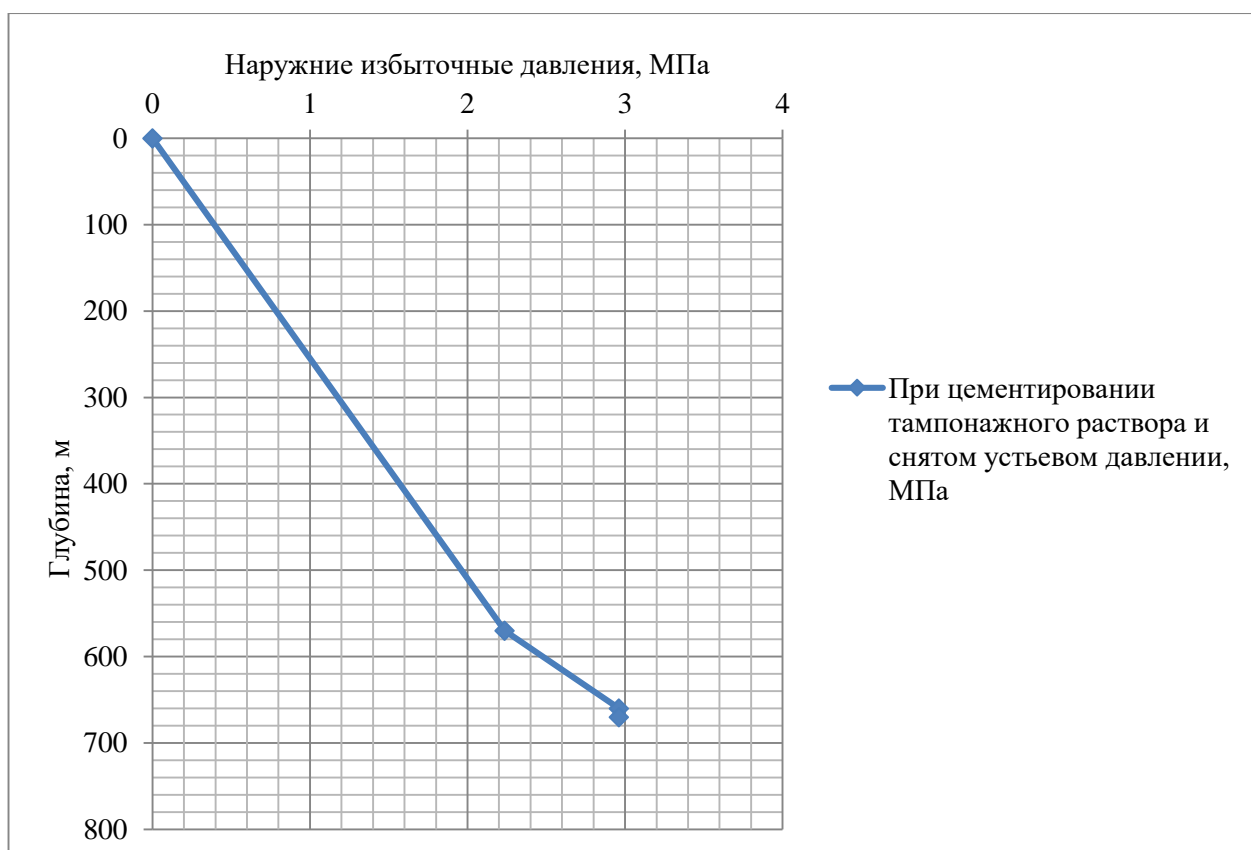


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 2.6-2.9 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для хвостовика, эксплуатационной колонны, технической колонны и кондуктора соответственно.



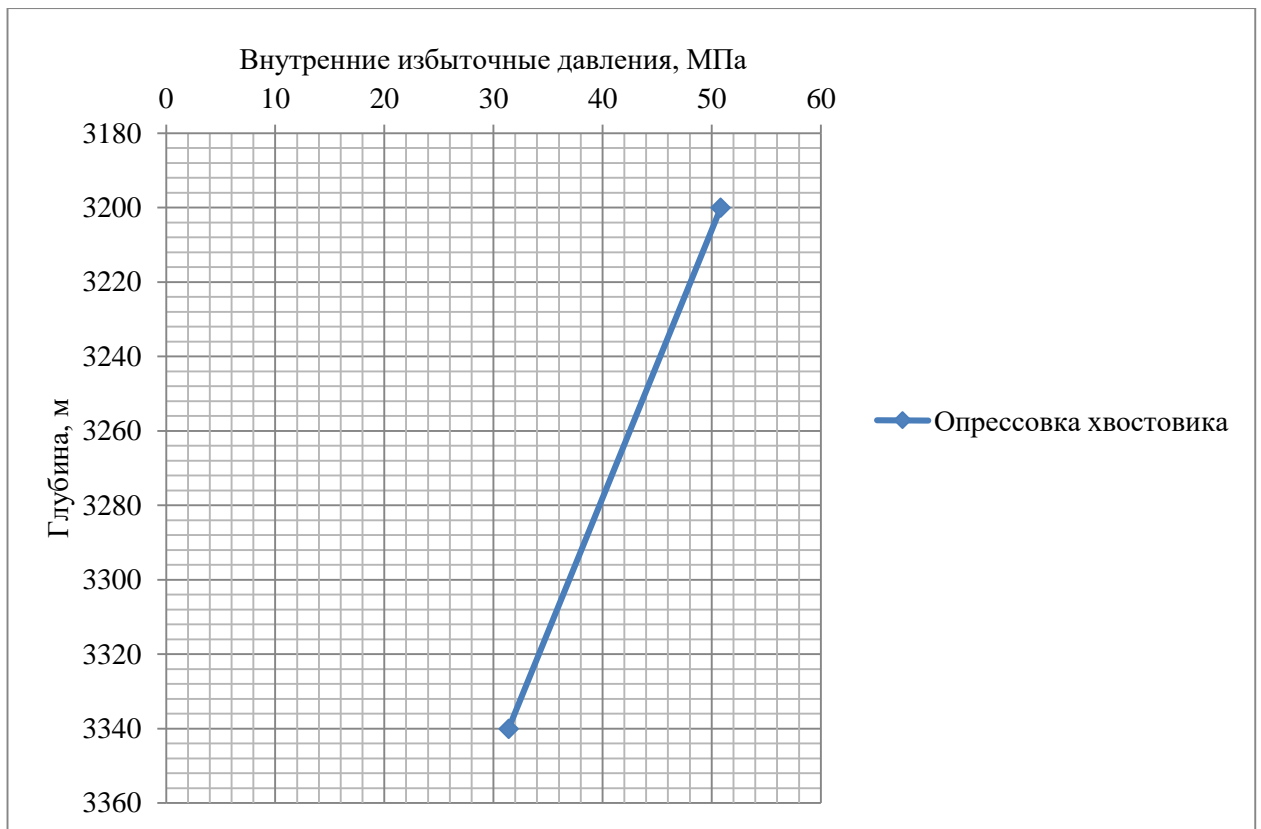


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

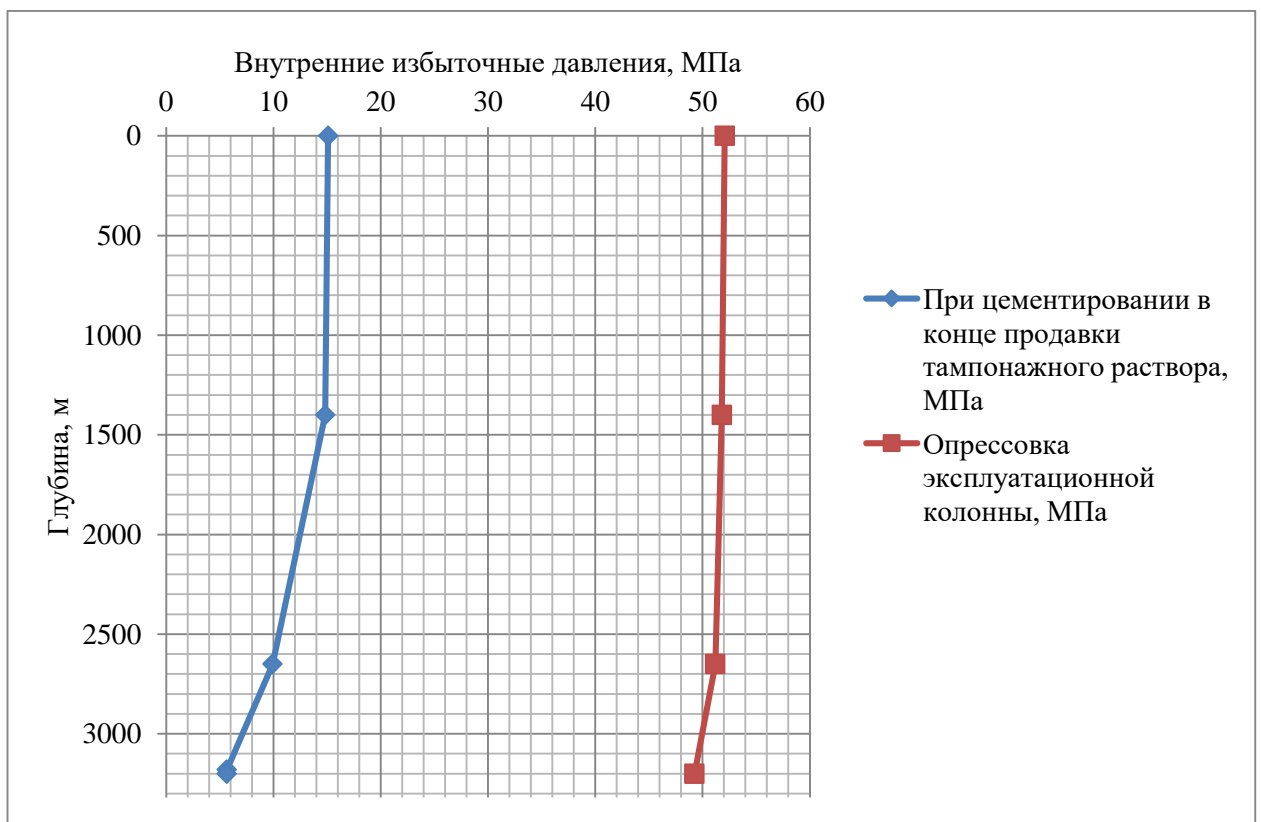


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

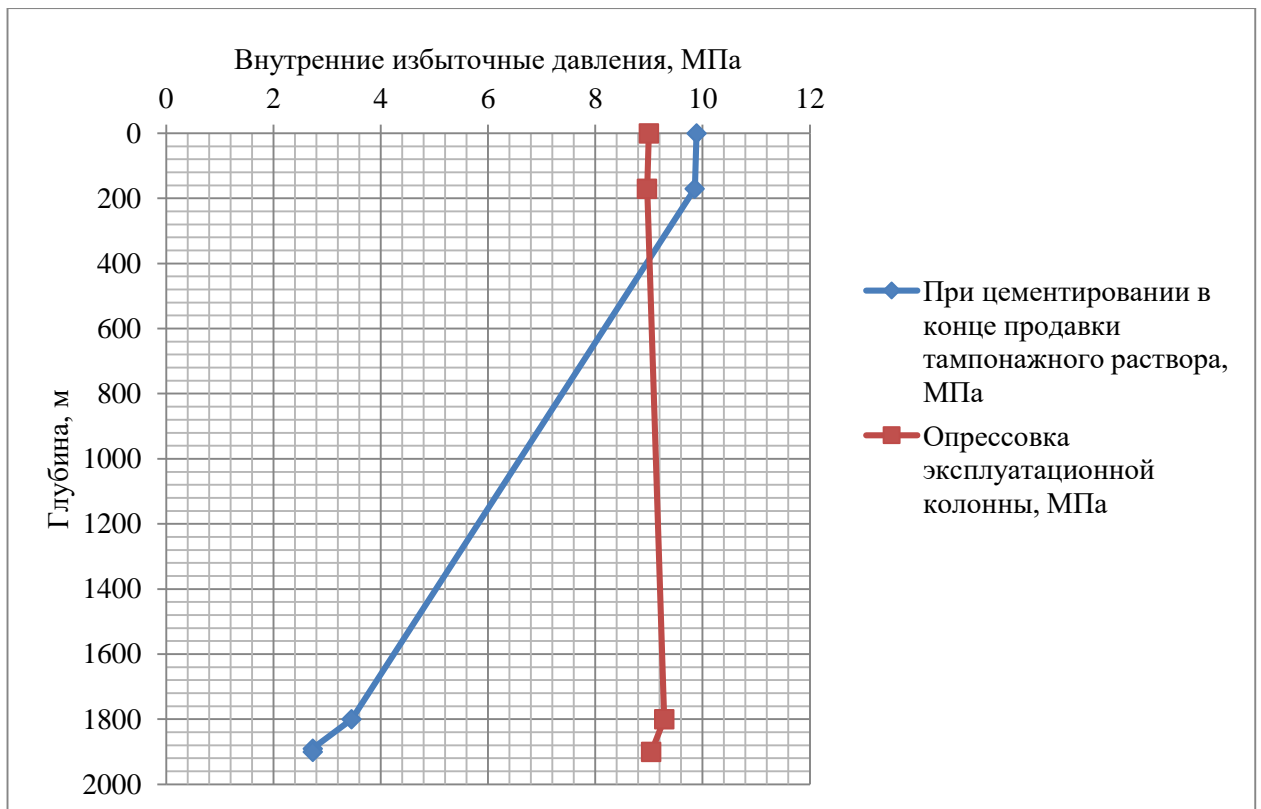


Рисунок 2.8 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

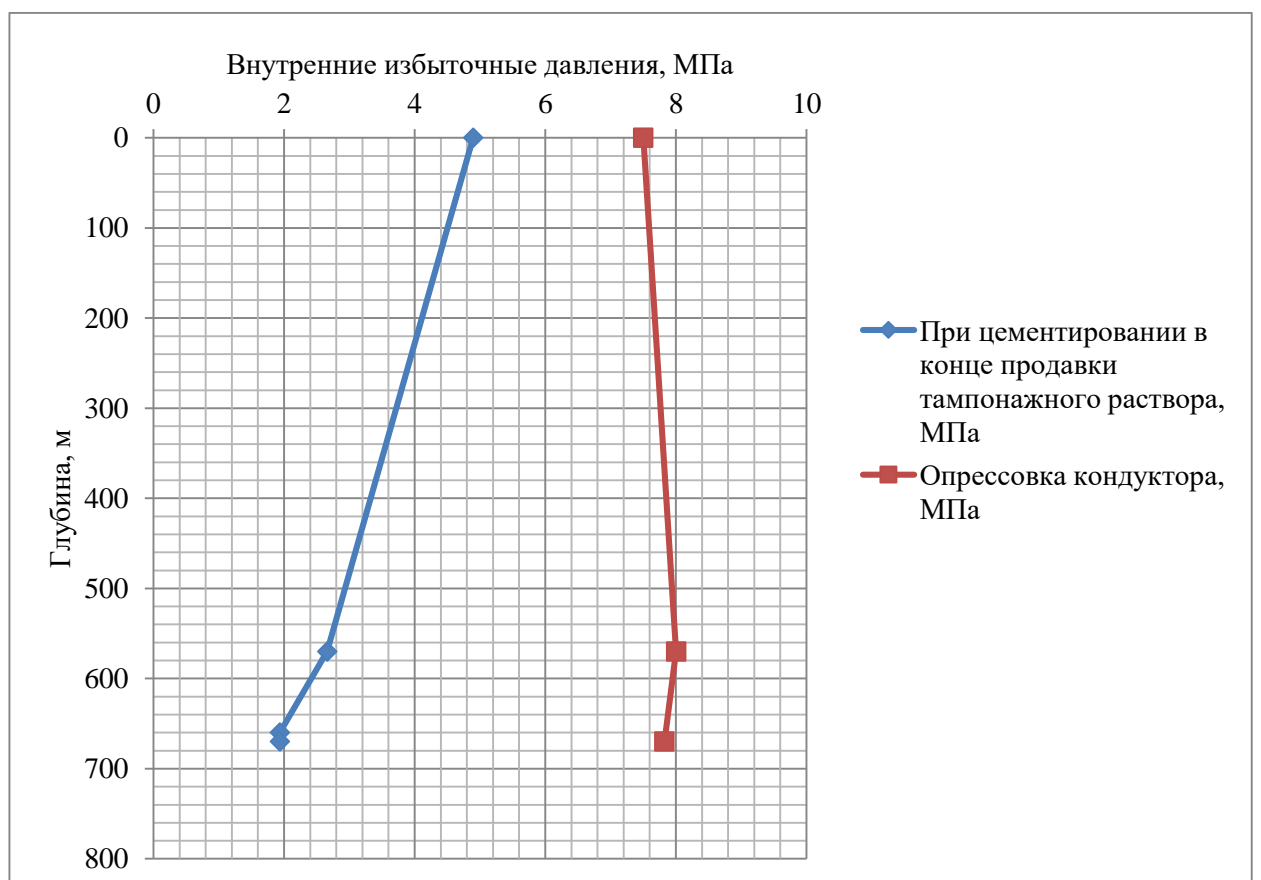


Рисунок 2.9 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Характеристика обсадных колонн

№ Секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Масса, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	Секции	Сумм	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	50	106,42	5321	5321	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	670	68,5	45896,0	45896	0-670
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1900	48,1	91416,9	91416	0-1900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	11,5	3200	48,2	154291	154291	0-3200
Хвостовик								
1	ОТТГ	Е	10,7	390	31,3	12205	12205	2950-3340

#### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – 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		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 127 мм	ПХГМЦ 127/178-102 («ЗЭРС», подвеска хвостовика)	2950	2950	1	1
	БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	3340	3340	1	1
	ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	3330	3330	1	1
	ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	2950	2960	2	21
		2960	3150	3	
		3150	3250	10	
		3250	3295	1	
		3295	3310	2	
		3310	3335	1	
	3335	3340	2		
ЦТ-127/156 («НефтьКам»)	3290	3320	3	3	

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 127 мм	ПРП-Ц-Н-127 («Уралнефтемаш»)	3330	3330	1	1
	ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш»)	3330	3330	1	1
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3200	3200	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3190	3190	1	1
	ЦПЦ-178/220,7 («НефтьКам»)	0	1850	37	94
		1850	1950	10	
		1950	2729	20	
		2729	2762	4	
		2762	2848	2	
		2848	2907	6	
		2907	2922	1	
		2922	2967	4	
		2967	2977	1	
		2977	2992	2	
	2992	3195	5		
	3195	3200	2		
	ЦТ-178/220,7 («НефтьКам»)	2720	2770	5	20
		2840	2910	7	
2920		2970	5		
2970		3000	3		
ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	3190	3190	1	1	
ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3190	3190	1	1	
Технической колонны, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1900	1900	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	620	15	57
		620	720	10	
		720	1895	30	
1895		1900	2		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1890	1890	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	670	670	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	660	660	1	1
	ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	0	100	10	26
		100	665	14	
		665	670	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	660	660	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	50	5	5
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

Поскольку  $45,16 \leq 57,76$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

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

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
	5	1 4				
Буферная жидкость	5	1	1020	1	МБП-СМ	70
		4		4	МБП-МВ	60
Продавочная жидкость	61,81		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	24,60		1400	19,62	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	17 301
					НТФ	10,1
Нормальной плотности тампонажный раствор	9,15		1820	5,75	ПЦТ-II-100	11 823
					НТФ	3,8

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

$$m_2 = G_{сyx} / G_б, \quad (2.3)$$

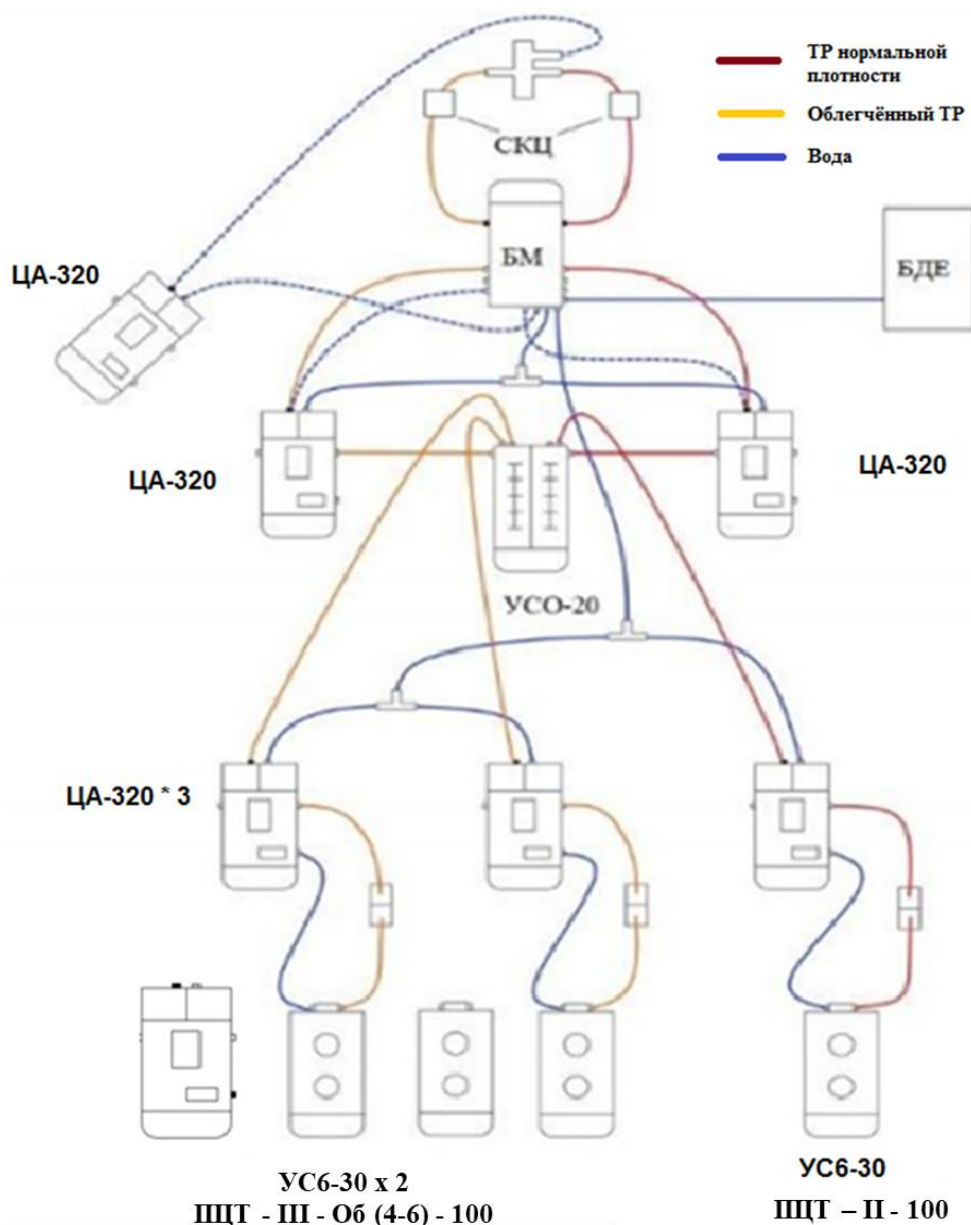
где  $G_{сyx}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;  $G_б$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор:  $m_2 = 17,3 / 10 = 1,73 - 2$  УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 11,8 / 13 = 0,91 - 1$  УС 6-30.

На рисунке 2.10 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



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

Рисунок 2.10 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементносмесительных установок и гидроворонки

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

Для глушения скважины, в качестве утяжелителя будем использовать барит.

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1712,5 \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

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

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot V_{внЭК.} = 2 * 0,785 * (4,35 + 70,7) = 115,35 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

где  $V_{внЭК}$  – 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 более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
15	Кабель	Кумулятивная	ПКО 73-АТ (Производство БВТ)	10 (20)*	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

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 кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

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 АФ6-80/65x70.

## 2.5 Выбор буровой установки

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

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

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

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес буровой колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	111,56	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 111,56$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	154,3	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 154,3$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	200,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$320 / 200,6 = 1,6 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	320		

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫНОСА ШЛАМА В НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ»**

#### **3.1 Введение**

При освоении морских нефтегазовых месторождений с помощью горизонтальных и многозабойных скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные условием обеспечения безаварийной проводки. Основной причиной большого количества осложнений при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, имеющих значительную протяженность ствола, являются трудности беспрепятственного выноса шлама на поверхность.

Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины.

Одной из наиболее распространенных проблем, вызванных скоплением шлама в скважине, является механический прихват бурильной колонны (примерно 30 % всех прихватов в вертикальных скважинах связаны с проблемой очистки ствола, в скважинах с большим зенитным углом – более 80 %). Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию так называемых шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК. В результате чего происходит закупоривание кольцевого пространства, сопровождающееся затяжками, которые могут привести к прихвату с полной потерей циркуляции.

#### **3.2 Условия выноса шлама**

Условия выноса шлама зависят от множества факторов. На эффективность очистки ствола влияют:

- скорость вращения бурильной колонны;

- расход бурового раствора;
- реология бурового раствора;
- диаметр ствола скважины;
- наличие каверн;
- диаметр бурильной трубы;
- зенитный угол;
- режим течения бурового раствора;
- размер частиц шлама;
- плотность бурового раствора;
- расхаживание инструмента;
- скорость проходки;
- устойчивость ствола;
- степень дисперсности частиц шлама.

Наибольшее влияние на эффективность очистки скважины оказывает положение шлама в пространстве скважины в зависимости от зенитного угла (приложение В рисунок В.1).

В интервалах с зенитными углами до 30 градусов при значительно повышенных скоростях (зоны 1) шлам эффективно выносится потоком бурового раствора, и осадок на стенках не образуется. При пониженных скоростях (зона 3) осуществляется медленный вынос шлама. При зенитных углах больше 30 градусов шлам осаждается на нижней стенке скважины. При пониженных скоростях (зона 4) осевший шлам перемешивается вверх единой массой, а при турбулентном режиме (зона 2) подниматься на поверхности контакта осадка с буровым раствором в виде дюн. Идеальными для очистки ствола от шлама являются условия, соответствующие зонам 1 и 2. Условия, соответствующие зоне 5, гарантируют возникновение затяжек инструмента, так как при низких скоростях восходящего потока выноса шлама нет. Как видно, вынос шлама затрудняется при увеличении зенитного угла и при меньшей скорости течения в затрубном пространстве. Наибольшие трудности возникают при зенитных углах

от 30 до 60 градусов, поскольку при таких условиях осевший шлам имеет тенденцию соскальзывать вниз по стволу и образовывать пробки [4,5].

### **3.3 Способы повышения качества очистки ствола скважины**

В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку ствола скважины от шлама. Все множество выпускаемых устройств можно разделить на два типа:

- циркуляционные переводники;
- лопастные элементы.

Кроме того, для повышения качества очистки скважин могут применяться специальные буровые растворы или добавки к ним [6,7].

### **3.4 Циркуляционные переводники**

#### **3.4.1 Циркуляционный переводник «Well Commander» (Компания Mi-Swaco)**

Устройство представляет собой управляемый при помощи бросания шаров байпасный клапан с частичным отводом проходящего сквозь него потока. Устройство устанавливается выше таких компонентов КНБК, как MWD и LWD, винтовые забойные двигатели.

Схема работы переводника приведена в приложении В на рисунке В.2.

Принцип действия заключается в том, что специальный шар бросают в БТ и прокачивают его вместе с буровым раствором до посадочного гнезда после чего он активируется и когда давление возрастает до предельного значения циркуляционные порты открываются, а шар проскальзывает дальше и попадает в устройство для улавливания шаров. С этого момента некоторая часть потока с пониженным давлением начинает вытекать из портов, оставшаяся часть потока вытекает через насадки долота [8].

### **3.4.2 Циркуляционный переводник PBL (A Schoeller-Bleckmann Company)**

Данный переводник активируется при посадке в седло шара. Для этого необходимо бросить в бурильные трубы один пластиковый фиксирующий шар и прокачать его буровым раствором. Шар, достигнув PBL, под действием потока жидкости застревает в промывочном порту и, таким образом, фиксирует циркуляционную втулку в нижнем положении.

Для деактивации активированного PBL необходимо бросить в бурильные трубы два стальных шара деактивации и прокачать их расчетным объемом бурового раствора. Шары деактивации, достигнув PBL, под действием потока жидкости перекрывают открытые циркуляционные порты, буровой насос продолжает работать, давление растет – фиксирующий шар продавливается (срезается) через промывочный порт и попадает в шароуловитель, за ним падают стальные шары деактивации – происходит деактивация PBL (приложение В рисунок В.3).

Однако из-за ограниченной по емкости клетки шароуловителя, в которую попадают шары, сбрасываемые для активации и деактивации данных типов переводников, за один рейс можно провести не более 4-9 операций с данным инструментом.

### **3.4.3 Циркуляционный переводник MOCS (NOV)**

Принцип работы этого устройства 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 или уменьшения расхода, индексный механизм возвращается в нейтральное положение (приложение В рисунок В.4).

Таким образом, преимущества переводника MOCS: простота в использовании, отсутствие необходимости сброса нескольких шаров, активация расходом жидкости (буровым раствором) и неограниченное число циклов переключения. Из недостатков – в виду особенностей конструкции циркуляционный переводник MOCS невозможно зафиксировать в открытом положении при выключенных насосах, то есть использовать в качестве переливного клапана [9].

### **3.4.4 Циркуляционный переводник JetStream (Weatherford)**

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

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. Одновременно отводится настраиваемый процент потока через ствол скважины и повышается кольцевая скорость, что позволяет очищать скважину от шлама во время бурения. При отсутствии громоздких шариков, седел, дровиков и штифтов внутренний диаметр остается на полном диаметре в течение всего процесса бурения (приложение В рисунок В.5).

Циркуляционные переводники обладают меньшими преимуществами, по сравнению с другими способами повышения эффективности очистки, так как буровой раствор, вытекая через отверстия циркуляционных портов, способен вызвать локальный размыв стенки скважины, что может привести к возникновению поглощения и потере бурового раствора [10].

Еще одним устройством, позволяющим снижать затраты при бурении, связанные с различными скважинными условиями, является многократно активируемый циркуляционный переводник производства фирмы «Drilling System International». Данное устройство устанавливается в составе бурильного инструмента в зоны потенциального образования шламовых подушек и предназначено для закачки жидкостей, закупоривающих зоны поглощения бурового раствора и для увеличения скорости циркуляции бурового раствора в сильно искривленных или горизонтальных скважинах.

### **3.5 Лопастные элементы**

В отечественном и зарубежном практике известны калибраторы, которые используются не только для поддержания диаметра ствола скважины, но и для повышения эффективности очистки ствола скважины. Такие калибраторы выполняют функцию турбулизаторов и отличаются от традиционных. Для повышения интенсивности турбулизации потока в конструкцию калибратора могут вноситься такие изменения как:

- увеличение длины лопастей для вовлечения большего объема бурового раствора;
- изменение угла закручивания лопастей, при этом угол может быть как постоянным по всей длине калибратора, так и изменяющимся;
- изменение площади сечения лопастей, призванное увеличить или уменьшить скорость потока бурового раствора в интервале нахождения калибратора.

Пример калибратора для турбулизации потока приведен в приложении В на рисунке В.6.

К недостаткам такого интенсификатора можно отнести его сложную геометрию, которая может способствовать образованию сальников. Согласно рекомендациям Международной ассоциации наклонно-направленного бурения, калибраторы повышают эффективность выноса шлама только при определенном угле закручивания лопастей. Этот угол сравнительно небольшой (до 20

градусов), что позволяет быстро определять возможность использования такого калибратора по так называемому «Daylight test» (приложение В рисунок В.7). Суть теста заключается в том, что при взгляде с торца калибратора лопасти не должны перекрывать друг друга и должен быть виден просвет между лопастями [11].

Компании «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», «Halliburton» поставляют специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками. Практический опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно применять на участках с большим зенитным углом ствола скважины (35-65°) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Бурильные трубы устанавливаются на место обычных ТБТ и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.

Трубы имеют специально выточенные канавки и выступы, которые являются основной особенностью устройств. Угол лопастей обеспечивает оптимальное взрыхление шлама, а спиральные лопасти поднимают частицы и запускают их в зону высоких скоростей (приложение В рисунок В.8).

Используемые в процессе строительства скважин компоненты бурильной колонны Cutting Bed Impeller (CBI) также доказали свою эффективность в очистке скважин с большими отходами от вертикали. Устройство состоит из короткого сердечника, не содержащего движущихся частей, с фрезерованной канавкой специальной формы, которая воздействует на «шламовую подушку», сдвигая их с нижней части трубы (приложение В рисунок В.9). Результатом работы данных фрезерованных переводников, установленных на определенном расстоянии друг от друга позволяет значительно снизить крутящий момент, плавно восстанавливать циркуляцию, увеличивать проходку на долото, а также работать как «демпфер» вибрационных нагрузок.

Вышеприведенные лопастные элементы представляются достаточно надежными для удаления шламовых подушек и поднятия шлама в область повышенных скоростей циркуляции. В тоже время возникает вопрос об



эффективности их работы в случае отсутствия вращения всей бурильной колонны, например, при работе с использованием ВЗД.

Принципиально другим устройством, позволяющим повысить качество очистки ствола скважины, является турбулизатор с собственным приводом. Это устройство позволяет поддерживать высокий уровень очистки скважины в отсутствие вращения бурильной колонны, и создает более благоприятные условия для беспрепятственной транспортировки шлама на поверхность. Конструкция устройства приведена в приложении В на рисунке В.10.

Принцип работы турбулизатора заключается в следующем. Поток бурового раствора, проходя участок 18 бурильных труб с устройством, частично отводится по каналам 8, взаимодействует с турбинными секциями 3, заставляя их вращаться как показано в 21, и приводит в движение вращающуюся втулку 2. В свою очередь лопасти 5, смонтированные на вращающейся втулке, начинают взаимодействовать со шламовой подушкой и с потоком бурового раствора в затрубном пространстве. Результирующий эффект взаимодействия рабочих лопастей со шламовой подушкой будет проявляться во взрыхлении шлама и поднятии его в область повышенных скоростей циркуляции, откуда он сможет быть без труда вынесен на поверхность.

Буровой раствор, сработав в турбинной секции 3, выводится через выходные отверстия 9 и вновь соединяется с потоком в области 19. Подразумевается, что количество турбинных секций должно подбираться с условием ожидаемой высоты шламовой подушки и ожидаемом сопротивлении при вращении втулки с рабочими лопастями. Аналогичным образом должна быть рассчитана и подача насосов, чтобы мощности насосов хватало для обеспечения гидравлической энергией как предлагаемого устройства, так и входящих в состав компоновки бурильной колонны других устройств.

Вращение лопастей 5 должно производиться по часовой стрелке, то есть в сторону движения долота, для исключения случаев отвинчивания резьбовых соединений.

Имеется комплекс операций в бурении, когда приходится оставлять колонну бурильных труб без вращения, оперируя на тот момент только лишь гидравлическим забойным двигателем. При этом колонна бурильных труб остается в статичном состоянии, т.е. не вращается. В отсутствии вращения бурильной колонны значительно ухудшается вынос шлама из таких скважин, что может привести к дополнительным осложнениям на пути ее строительства. Предполагается, что включение вышеописанного устройства в состав таких компоновок обеспечит более надежные условия для транспортирования шлама на поверхность, так как работа устройства не зависит от вращения всей компоновки. Основное требование – циркуляция бурового раствора.

К недостаткам вращающегося турбулизатора стоит отнести тот факт, что на данный момент он не испытан на практике. Соответственно нет реальных доказательств его эффективности. Также существуют сомнения о принципиальной возможности работы такого устройства в условиях скважины. Опасения связаны с величиной крутящего момента, передаваемой вращающейся втулке. Вращающаяся втулка в скважине будет испытывать высокое сопротивление вращению и при низком значении крутящего момента может остановиться, например, при взаимодействии с уступом или другими неровностями ствола скважины. Напротив, при высоком значении крутящего момента, вращающаяся втулка может начать разрушать фильтрационную корку или даже стенку скважины с формированием дополнительного количества шлама.

### **3.6 Промывочные жидкости для наклонно-направленных скважин**

При бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин существенное значение имеют состав промывочной жидкости, её качество, удерживающая способность бурового раствора, эффективная транспортировка шлама, так как в этих скважинах сложности возникают при очистке ствола от частиц выбуренной горной породы, а также имеют место более высокие силы трения, возникающие при движении бурильной колонны. Кроме этого,

повышается вероятность поглощения промывочной жидкости, так как градиент гидроразрыва горных пород ниже, чем для вертикальных, и приближается к градиенту пластового давления; сложнее сохранять устойчивость стенок ствола скважины.

На участке ствола с большим зенитным углом вязкие пачки неэффективны: они не могут перенести шлам далеко, независимо от типа пачки, более того, вязкие пачки вызывают проблемы [12]:

- когда раствор перемешивается с вязкими пачками, его свойства резко ухудшаются;
- повышается ЭЦП, а также риск закупорки затрубного пространства вокруг КНБК;
- если вязкая пачка не вызывает увеличение выхода шлама на виброситах, зачастую делается опасный вывод – «ствол чистый», что не соответствует реальности.

Использование специальных жидкостей, которые при вращении создают «пленку» вокруг бурильной трубы. Такая пленка называется «вязкостное сцепление», она поднимает шлам со дна и подбрасывает его в зону высокоскоростного потока. Также возможно введение в промывочную жидкость волокон (например, Микрофибра, FORTA Super-Sweep, FORTA Dagnet), повышающих ее транспортирующую способность.

### **3.7 Выводы по разделу**

Улучшение качества очистки скважины возможно путем механического воздействия на поток.

Количество устройств, включаемых в состав компоновки из бурильных труб может варьироваться в зависимости от расчетной длины ствола скважины, типа разбуриваемых пород, максимально допустимой развиваемой мощности буровых насосов. Также следует учитывать тот факт, что спустя некоторое время, взмученный буровой шлам, потеряв часть переданной ему энергии движения, вновь может опуститься на нижнюю стенку трубы. Для недопущения

этого необходимо определять количество устройств, которые будут входить в состав компоновки из бурильных труб. Расчетным путем требуется определять область повторного скопления осажденного шлама и в этом месте размещать дополнительную секцию устройства.

Также совершенствование очистки скважины возможно за счет использования комплексных методов проектирования рецептуры бурового раствора, который учитывает все необходимые особенности региона и т.д. Кроме того, при необходимости в процессе бурения в буровой раствор могут быть добавлены специальные компоненты, повышающие его выносящую способность.

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

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

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

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

ООО «СГК-Бурение» — мощный и конкурентоспособный поставщик услуг по бурению наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ, использующий передовые технологии и самое современное оборудование.

Компания основана в июле 2001 года. Предприятие СГК-Бурение объединило производственные организации: ОАО «Томскнефтегеофизика», ООО «Салымбурнефть». До 2007 ООО «СГК-Бурение» имело название ООО «Сибирская Геофизическая Компания». В марте 2021 в процессе реорганизации активы компании перешли в собственность юридического лица ООО «Буровая компания Евразия» (ООО «БКЕ»).

ООО «БКЕ» — одна из крупнейших независимых буровых компаний России по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин всех назначений на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», АО НК «РуссНефть» и других нефтегазовых компаний. Производственные мощности ООО «БКЕ» сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском

регионах. Численность сотрудников Компании составляет свыше 5 тысяч человек.

По состоянию на конец 2020 г. парк БКЕ насчитывает 150 современных буровых установок грузоподъемностью до 450 т, которые позволяют бурить скважины глубиной свыше 6000 м. Более 58 % буровых установок Компании находятся в эксплуатации в течение менее десяти лет. В период с 2005 по 2020 г. включительно БКЕ пробурила 60 325 215 м горных пород (19 591 скважин).

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

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

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

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

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

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывается при составлении нормативной карты. Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [13].

При расчёте совокупных затрат времени на подготовительно-заключительные операции к бурению, основные и вспомогательные операции в

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

Для начала определяется продолжительность вышккомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока; монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока; сборка вышки; монтаж бурового оборудования и привышечных сооружений; сборка оснований насосного блока; монтаж буровой установки.

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [14]. 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» [15]. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 307,2 часов или 12,8 суток.

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

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

- механическая скорость бурения 22,9 м/ч;
- рейсовая скорость бурения 11,5 м/ч;
- коммерческая скорость 3018,5 м/ст.мес..

#### **4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ**

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

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

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

Календарное время бурения 796,7 часов, или 33,2 суток.

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



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

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы																				
		1				2				3												
Вышкомонтажная	45	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Буровая	33,2																					
Испытательная	12,8																					

#### 4.2 Сметная стоимость строительства скважины

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

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [16], в части II – на строительные и монтажные работы [17], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [18].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [19] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении Г таблицах Г.2 и Г.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым

работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на II квартал 2022 года составляет 78,96 [20,21]. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Г таблице Г.4.

Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями. Тогда сметная себестоимость одного метра проходки  $C_c^{1M}$  составит 36 072,4 руб/м.

### **4.3 Вывод по разделу**

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 125 127 544,33 руб.

Строительство разведочных скважин является обязательным этапом при освоении месторождения углеводородов. Напрямую эти скважины не приносят прибыли, поскольку в первую очередь служат для получения информации о свойствах продуктивных пластов. В дальнейшем эти скважины могут быть переведены в эксплуатационные, если это целесообразно. При этом многие разведочные скважины ликвидируются после проведения всех измерений и исследований, поэтому очень важно построить такие скважины не только качественно, но и с наименьшими затратами. Одним из способов уменьшения затрат является использование потайных колонн – хвостовиков. При использовании не потайной колонны стоимость крепления последней секции могла бы увеличиться в три раза даже с учетом высокой стоимости систем подвески хвостовиков. Таким образом, запроектированная разведочная скважина способна выполнить все необходимые исследовательские задачи, а с точки зрения затрат на ее строительство обеспечивает экономию средств.

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3340 метров на газоконденсатном 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.

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» [22] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации/

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

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

В связи с невозможностью осуществления ежедневного возвращения рабочего персонала к месту постоянного проживания из-за значительного

удаления участков работ установлен вахтовый метод работы (в соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 297) [23].

Буровые работы входят в перечень вредных и опасных, согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н, все работники обязаны проходить медицинское обследование и не иметь противопоказаний к выполнению данного вида работ [24].

Все работники обязаны иметь соответствующую выполняемым работам квалификацию и быть допущены к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 298 ТК РФ) [23].

Сверх заработной платы, начисленной по тарифным ставкам и окладам за отработанное время, каждый работник получает следующие выплаты: стимулирующие доплаты за профессиональное мастерство, регулярное или периодическое премирование, компенсационные выплаты, связанные с режимом и условиями труда (районные коэффициенты сложных климатических условий), доплату за работу во вредных и опасных условиях, на тяжелой работе (ночное время, многосменный режим), и др.

Кроме того, работникам предоставляется проезд до места ведения работ за счет организации ведущей работы, время в пути отдельно оплачивается.

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [25]:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

– редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [26]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Производственная безопасность**

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для анализа факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [27]. Перечень этих факторов представлен в приложении Д в таблице Д.1.

Буровые работы ведутся в круглогодичном режиме, в зимний период температура воздуха может опускаться до минус  $65^\circ\text{C}$ , с высоким уровнем осадков в виде снега, в летнее время подниматься до плюс  $32^\circ\text{C}$ , осадки в виде дождя. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего, а в зависимости от времени года, например, к обморожению или получению теплового удара. При несоответствии показателей микроклимата необходимо руководствоваться методическими рекомендациями

MP от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 [28]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C. В летний период необходимо принимать следующие меры: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков. В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда. Согласно MP 2.2.7.2129-06 при температуре ниже -40°C продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе должна составлять не более 1,4 ч [29].

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. 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 данного вида работ [30]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [31]: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны, выгородки.

Источники вибрации – это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. 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. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [32]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

Загрязнение рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК согласно ГОСТ 12.1.005-88 следующие: метан  $\text{CH}_4$  (содержится в попутном газе) –  $300 \text{ мг/м}^3$ ; нефть –  $10 \text{ мг/м}^3$ ; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$ ; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны  $10 \text{ мг/м}^3$ ; оксид углерода ( $\text{CO}$ ) (4 класс опасности) –  $20 \text{ мг/м}^3$  [33]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [34].

Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом 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» (ПБНПП) [35] и приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

Опасный фактор, связанный с падением с высоты, возможен при проведении спуско-подъемных операций, во время которых помощник бурильщика находится на площадке верхового на высоте 15-20 м от уровня роторной площадки. В приказе Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» установлено, что к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых существует вероятность падения с высоты более 1,8 м [36]. При воздействии этого фактора возможно падение верхового рабочего и получение им различных травм, таких как переломы и ушибы. Мероприятия по предупреждению падений рабочих с высоты проводятся согласно ПБНПП [14] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов и шириной не менее 0,65 м.

### 5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

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 [37].

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте. В меньшей степени на загрязнение влияют факельные установки, на которых происходит сжигание углеводородов, продукты выброса в результате открытого фонтанирования, летучие химические реагенты, применяемые при приготовлении бурового раствора. Продуктами загрязнения при работе ДВС являются углекислый газ  $\text{CO}_2$  и оставшиеся продукты горения в виде сажи, при открытом фонтанировании – это природный газ с другими неорганическими компонентами, а при приготовлении бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора.

Для нормирования загрязнителей согласно СанПиН 1.2.3685-21 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [38]. Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо использовать дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, несмотря на меньшую мощность, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов. Для предотвращения открытого фонтанирования и последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [35].

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

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [39] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

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

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

- размещение площадки за пределами водоохраных зон водных объектов;
- устройство обваловки площадки по периметру;
- сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание;
- конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении;
- предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов;
- использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения;
- ведение мониторинга поверхностных и подземных вод.

На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует

вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах. После завершения строительства скважины должна быть произведена рекультивация согласно требованиям ГОСТ Р 57446-2017 [40].

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при СПО; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.

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» [41].

#### **5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин**

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине согласно ГОСТ 13862-90 [42].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [35].

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [43], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

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

### **5.5 Вывод по разделу**

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины. Фактические значения выявленных факторов не превышают допустимых нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория Пб. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3340 м на газоконденсатном месторождении Тюменской области.

Конструкция скважины в связи с наличием зон аномально высокого пластового давления включает направление, кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик. Спуск технической колонны обусловлен наличием газовых пластов и требованиями безопасности по минимальной глубине спуска колонны.

Механическое бурение осуществляется как роторным способом, так и с применением винтовых забойных двигателей в зависимости от геолого-технических условий на интервале. Под все интервалы были выбраны PDC долота, поскольку они наилучшим образом подходят под механические свойства горных пород разреза. Для бурения интервалов отбора керна аналогично выбраны долота типа PDC.

КНБК подобраны таким образом, чтобы обеспечивалась вертикальность ствола скважины, а осевая нагрузка создавалась за счет УБТ обеспечения устойчивости компоновки.

Гидравлическая программа промывки разработана для всех интервалов, в том числе для интервалов отбора керна. Буровые растворы и их компонентный состав подобран исходя из геологической информации и соображений экономической целесообразности.

По результатам расчета обсадных колонн для самых ответственных секций эксплуатационной колонны и хвостовика – были выбраны обсадные трубы с резьбой повышенной герметичности ОТТГ группы прочности Е.

Все проектируемые колонны цементируются, в том числе хвостовик. Для повышения качества цементирования подобрана оптимальная конфигурация технологической оснастки, такой как центраторы, турбулизаторы, башмаки и т.д.

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на кабеле ИПВ-80 («Башнефтегеофизика» АО).

Обвязка обсадных колонн предполагается с применением колонной головки ОКК2-70-178х245х324 К1 ХЛ. При этом, несмотря на наличие колонны хвостовика, она не обвязывается, поскольку является потайной. В процессе строительства скважины на колонной головке должно быть установлено противовыбросовое оборудование по схеме ОП6-350/80х70, обусловленной наличием газовых пластов. Для передачи законченной скважины заказчику превенторы демонтируются, и на их место устанавливается фонтанная арматура по схеме АФ6-80/65х70, выбор которой также обусловлен наличием газовых пластов.

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

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

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.

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

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

4. Акбулатов Т.О. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин / Т.О. Акбулатов, И.А. Хабибуллин, Л.М. Левинсон // Повышение качества строительства скважин. Сборник научных трудов. – Уфа: Монография, 2005. – С. 113-115.

5. Горпинченко В.А. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC / В.А. Горпинченко, М.Р. Дильмиев // Бурение и Нефть. – 2010. – №6. – С. 11-15.

6. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины / В.В. Куликов // Инженер-нефтяник. – 2008. – №3. – С. 18-19.

7. Матыцын В.И. Особенности процесса выноса шлама из горизонтальных и наклонных участков стволов скважин / В.И. Матыцын, В.И. Рябченко, И.С. Шмарин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море – 2002. – №3. – С. 10-12.

8. Кренни Э.Б. Применение циркуляционного переводника PVL при бурении: борьба с поглощениями промывочной жидкости, очистка ствола



скважины. Мировой и российский опыт применения PBL / Э.Б. Кренни, Н.Р. Хуббитдинов // Инжиниринг строительства и реконструкции скважин. Сборник научных трудов. – Самара, 2012. – С. 152-158.

9. Инженерный отчет по результатам выполнения опытно-промышленных испытаний «ОПИ устройства обводной промывки MOCS производства компании «NOV». // ПАО «Оренбургнефть», 2015. – 24 с.

10. JetStream® RFID Drilling Circulation Sub [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.weatherford.com/documents/brochure/products-and-services/drilling/jetstream-rfid-circulation-sub/> (дата обращения: 17.05.2022).

11. ERD Hole Cleaning Best Practices [Электронный ресурс] Режим доступа: [https://www.iadd-intl.org/media/files/files/9b6f7237/Meghan\\_Paulson\\_2017\\_IADD\\_Annual\\_Forum\\_RSS.pdf](https://www.iadd-intl.org/media/files/files/9b6f7237/Meghan_Paulson_2017_IADD_Annual_Forum_RSS.pdf) (дата обращения: 17.05.2022).

12. Особенности очистки горизонтальных стволов скважин / Соседин К.В., Анашкина А.Е., Семененко А.Ф. [и др.] // Молодой ученый. – 2017. – № 41. – С. 12-15.

13. 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).

14. 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).

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

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

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

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

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

20. 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).

21. Письмо госстроя сср от 06.09.90 п 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).

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

23. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.

24. Приказ Министерства труда и социальной защиты и Министерства здравоохранения российской федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н «Об утверждении перечня вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные медицинские осмотры при поступлении на работу и периодические медицинские осмотры».

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

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

27. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
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. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.
31. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
32. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
33. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
34. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
35. 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».
36. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».
37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.
38. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

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

40. ГОСТ Р 57446-2017 Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия.

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

42. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

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

## Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м.		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	280	Четвертичные отложения	Q	0-3	-	1,30
280	620	Тибейсалинская свита	Pq1(tbs)	0-3	-	1,25
620	670	Танамская свита	K2(tn)	0-3	-	1,15
670	1052	Часельская свита	K2(cs)	0-3	-	1,15
1052	1181,5	Кузнецовская свита	K2(kz)	0-3	-	1,15
1181,5	2100	Покурская свита	K2-1(pk)	0-3	-	1,10
2100	2335	Ереямская свита	K1(erm)	0-3	-	1,10
2335	2826	Заполярная свита	K1(zp)	0-3	-	1,10
2826	3400	Мегионская свита	K1(mg)	0-3	-	1,05

ПРИМЕЧАНИЕ: Приведенные значения коэффициента кавернозности используются при расчетах потребности цемента для крепления, химреагентов для обработки бурового раствора и при определении объемов отходов бурения. Коэффициент кавернозности рассчитан по фактическим замерам диаметров соседних скважин.

Таблица А.2 – Литологический разрез скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	280	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, супеси
Pq1(tbs)	280	620	Верхн. часть - пески мелкозерн. слабо каолиниз., с прослоями глин и алевролитов. Нижн. часть- глины темно-серые алевритистые, слюдистые
K2(tn)	620	670	Серые, зеленовато-серые и желтовато-серые пески и алевриты с прослоями глин алевритовых.
K2(cs)	670	1052	Верх - ритмичное переслаивание глинистых алевролитов, алевритистых глин. Низ - серые и темно-серые глины с прослоями глинистых алевролитов, реже песков.
K2(kz)	1052	1181,5	Морские плотные глины зеленовато-серые, с включ. глауконита, пиритиз. водорослей В верхней части песчано-алевритовые отложения газсалинской пачки.
K2-1(pk)	1181,5	2100	Верхняя подсвита- преимущественно алевролито-песчаные отложения. Средняя часть- крупные пачки глин, глинистых алевролитов, пропластки углей. Нижн. часть- ритмичное чередование алевролито-глинистых, алевролито-песчаных. и существенно песчаных толщ.
K1(erm)	2100	2335	Песчаники серые, полимиктовые, мелкосреднезернистые, с подчиненными прослоями серых, алевритовых глин. Характерен обугленный растительный детрит, прослой и линзы бурых углей.
K1(zp)	2335	2826	Серые песчаники, чередующиеся с подчиненными прослоями серых алевролитов и алевролитовых глин в основании слабо битуминозных.
K1(mg)	2826	3400	Глины темно-серые с пластами песчаников, равномерно распределенных по разрезу. В нижней части песчаники линзовидной формы (ачимовская толща)

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

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м <sup>3</sup>	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость Породы, %	Твердость, кгс/ м <sup>2</sup>	Категория абразивности	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга Ех10 <sup>-4</sup> МПа
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	280	Пески, супеси, суглинки, глины	1600	5-50	0	-	50-250	I-II	Мягкие	-	-
Pq1(tbs)	280	620	Глины, пески	1650- 1700	25-30	0-2	-	50-250	II-III	Мягкие	-	-
K2(tn)	620	670	Пески, глины	1800- 1750	90-100	0-2	-	50-520	II-III	Мягкие	-	-
K2(cs)	670	1052	Глины, алевролиты	1750- 1900	80-100	0-2	-	50-250	II-IV	Мягкие	-	-
K2(kz)	1052	1181,5	Глины, алевролиты	1800- 1950	95-100	0-2	-	50-250	II-III	Мягкие	-	-
K2-1(pk)	1181,5	2100	Песчаники, глины, алевролиты	2200, 1900, 2060	20-30	0-15	-	50-250	III- VII	Средние	-	-
K1(erm)	2100	2335	Песчаники, глины	2200- 2000	20-30	0-15	-	50-250	IV- VII	Средние	-	-
K1(zp)	2335	2826	Песчаники, алевролиты	2200- 2300	20-30	0-15	-	50-250	IV- VII	Средние	-	-
K1(mg)	2826	3400	Песчаники, глины, алевролиты	2450, 2100, 2600	20-30	0-15	-	59-250	V- VII	Средние	-	-

Таблица А.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне мерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: да, нет			
	от (верх)	до (низ)			избыт. льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных вод)	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	45	основная	10-20	нет	нет	нет	нет
Q	45	110	реликтовая	-	нет	да	нет	нет
Q	110	150	реликтовая	5-10	да	нет	нет	нет
Q- Pq1	150	350	реликтовая	0-5	нет	нет	нет	нет

Таблица А.5 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Подвижность, д/спз	Содержание серы, %	Содержание парафина, % по весу	Суточный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содер. сероводорода, %	содер. угл. газа, %	коэффициент сжимаемости	плотность газа по воздуху, г/см <sup>3</sup>	давл. насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПРИМЕЧАНИЕ: таблица данных не содержит															



Таблица А.6 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Пористость, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная плотность по воздуху	Свободный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /с	Сжимаемость газа в пластовых условиях	Фазовая проницаемость мкм <sup>2</sup>
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
БТ <sub>7</sub>	2729	2762	поровый	13-15	0,069	0,635	5-10	н/д	н/д
БТ <sub>9</sub>	2855	2848	поровый	13-15	0,483	0,635	50	н/д	н/д
БТ <sub>10</sub>	2855	2907	поровый	13-18	0,214	0,656	50	н/д	н/д
БТ <sub>11</sub>	2922	2967	поровый	13-18	0,085-0,151	0,633	10-20	н/д	н/д
БТ <sub>12</sub>	2977	2992	поровый	14-16	н/д	0,620	10-20	н/д	н/д
АЧБТ <sub>15</sub>	3295	3310	поровый	14-16	н/д	0,620	155	н/д	н/д

ПРИМЕЧАНИЕ: проектом предусматривается вскрытие газоконденсатных залежей

Таблица А.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Химический состав воды в мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q- Pq1	0	470	Поровый	1050	190-250	-	-	-	-	-	-	-	0,1-2,6	ХКН	Нет
K2- K1	980	3400	Кав-трещ	1097	20-100	-	-	-	-	-	-	-	10-25	ХК	Нет

ПРИМЕЧАНИЕ: Тип воды по Сулину: СФН-сульфатонатриевый; ГКН-гидрокарбонатнатриевый; ХЛМ-хлормагниевый; ХЛК-хлоркальциевый; ХКН- хлоркальциевонатриевые.

Таблица А.8 – Давления и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиенты давлений, МПа/м									Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			гидроразрыва пород			горного			С <sup>0</sup>	источник
			от (верх)	до (низ)	источник	от (верх)	до (низ)	источник	от (верх)	до (низ)	источник		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Четвертичные отложения	0	280	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0	0,0161	РФЗ	0,000	0,213	РФЗ	-2	ПГФ
Тибейсалинская свита	280	620	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0161	0,0163	РФЗ	0,213	0,218	РФЗ	12	ПГФ
Танамская свита	620	670	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0163	0,0163	РФЗ	0,218	0,218	РФЗ	14	ПГФ
Часельская свита	670	1052	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0163	0,0164	РФЗ	0,218	0,226	РФЗ	25	ПГФ
Кузнецовская свита	1052	1182	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0164	0,0164	РФЗ	0,226	0,226	РФЗ	26	ПГФ
Покурская свита	1182	2100	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0164	0,0165	РФЗ	0,226	0,227	РФЗ	58	ПГФ
Ереямская свита	2100	2335	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0165	0,0166	РФЗ	0,227	0,227	РФЗ	65	ПГФ
Заполярная свита	2335	2700	0,0102	0,0102	РФЗ	0,0166	0,0168	РФЗ	0,227	0,233	РФЗ	76	ПГФ
Заполярная свита	2700	2826	0,0102	0,0102	РФЗ	0,0168	0,0168	РФЗ	0,233	0,235	РФЗ	78	ПГФ
Мегионская	2826	3200	0,0102	0,0102	РФЗ	0,0168	0,0190	РФЗ	0,235	0,236	РФЗ	90	ПГФ
Мегионская	3200	3280	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0190	0,0215	РФЗ	0,236	0,237	РФЗ	91	ПГФ
Мегионская	3280	3400	0,0160	0,0160	РФЗ	0,0215	0,0215	РФЗ	0,237	0,237	РФЗ	95	ПГФ

ПРИМЕЧАНИЕ: Градиент пластового давления должен уточняться по данным фактических замеров во вновь пробуренных скважинах. Для проектных расчетов принято начальное значение градиента. РФЗ-расчет по фактическим замерам в скважинах; ПГФ-прогноз по геофизическим данным.

Таблица А.9 – Прогноз возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении по вертикали, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К2- К1	350	3400	*	*	нет	*	*	Отклонение параметров бурового раствора от проекта. Неудовлетворительная ингибирующая способность бурового раствора по отношению к глинистым породам разреза. Недолив ствола скважины при простоях и СПО.
ПРИМЕЧАНИЕ: * нет данных								

Таблица А.10 – Прогноз возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применяющиеся ранее			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий осложнения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	причины возникновения осложнения		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q- Pq1	0	350	Полимер-глинистый	1120	Осыпи, обвалы стеноу скважины вследствие растепления ММП.	до 2	Поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев необсаженного ствола скважины, проработка ствола скважины.
Pq1- K2	350	1179	пресный глинистый	1160	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача а бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым, растепленным, слабосцементированным породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины.	до 1	

Таблица А.11 – Прогноз возможных нефтегазоводопроявлений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м <sup>3</sup>		Данные по объекту содержащему свободный газ		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличение водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)			Внут- реннего	Наруж- ного	Коэф. Сжимае- мости	Темпера- тура в пласте		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
K2- K1	1179	2700	Газ	-	0,57	0,57	1,05	29	Снижение давления в скважине ниже гидростатического. Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважине во время подъема инструмента. превышение скорости СПО, свабивание инструментом, создание депрессии на водоносные пласты. Несоблюдение параметров бурового раствора.	Перелив раствора на устье, увеличение водоотдачи, снижение удельного веса бурового раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях, нефтяная пленка и выделение пластового газа на поверхности.
K1	2700	3200	газ	-	0,57	0,63	-	-		
K1	3200	3400	Газ, нефть	-	813,0	870,0	-	-		

ПРИМЕЧАНИЕ: Категория скважины по проявлениям пластового флюида – первая.

Таблица А.12 – Прогноз прихватопасных зон

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничения на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	140	Сальнико- образования, от перепада давления (дифференциальный прихват)	пресный глинистый	1160	>5	Отсутствие	Да	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение регламентов по предупреждению аварий, оставление бурильного инструмента без движения более 5 минут
Rq1-K1	470	3400		пресный глинистый	1120- 1168	>5	Отсутствие	Да	
ПРИМЕЧАНИЕ: Способы ликвидации прихватов и других аварий разрабатываются буровой организацией.									

Таблица А.13 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Вертикальные относительно устя координаты интервала выделенного вида осложнения, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Причина возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pq1-к1	350	3400	Желобообразование	Несоответствие параметров бурового раствора проектным
K2-K1	1179	3400	Сужение ствола скважины	Разбухание известняков результате потеря устойчивости стенок скважины из-за слабой ингибирующей способности и недостаточной плотности бурового раствора
<p>ПРИМЕЧАНИЕ: В случае посадок инструмента при спуске бурильной колонны, проработать места сужений ствола скважины со скоростью не более 50 м/час.</p>				

## Приложение Б Технологическая часть проекта

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

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	50	BS-490,5 VD 519-003	250	0,65
		Переводник П-152/171	93	0,517
		КЛС 390 М	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	7704	36
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	288	9
Σ			9131,1	50

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-670 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
50	670	BS-393,7 SD 616-001	270	0,47
		Переводник П-152/152	93	0,517
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник М-152/171	60	0,517
		Д-240РС	2547	10,1
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-163/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	18908,55	606
Σ			28199,5	670



Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (670-1900 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
670	1900	BS-295,3 SD 616-001	55	0,45
		Переводник П-117/133	37	0,47
		К 220 С	58	0,4
		Переводник М 133-117	30	0,457
		Д-240РС	2547	10,1
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-178	12168	78
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	56453	1808
Σ			71590	1900

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1900-3200 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1900	3200	BS-220,7 SD 613-003	135	0,5
		Переводник П-117/133	37	0,47
		К 220 С	58	0,4
		Переводник М 133-117	30	0,457
		ДРУ2-178РС	1669	5
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС2-178	12168	78
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	97168	3112
Σ			111560	3200

Таблица Б.5 – КНБК для бурение вертикального участка под хвостовик (3200-3340 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3200	3340	BS-155,6 SDD 513-001	17	0,23
		Переводник П-117/88	33	0,41
		КС-155,6 СТК	29	0,35
		Переводник П 117-102	30	0,457
		Обратный клапан КОБ 127РС	49	0,65
		Переводник П-102/101	31	0,35
		УБТС2-120	8255,0	130
		Переводник П-101/127	55	0,39
		Ясс SJ-120	320	5,5
		ПН-89х9,35 Е	67491	3202
Σ			76310	3340

Таблица Б.6 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
0	50	50	490	-	1,3	12,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 7,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 0,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 0$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 64,9$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 64,9$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
50	670	620	393,7	426	1,27	102,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 2,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 57,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 2,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 28,6$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 209,7$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 278,4$
Техн. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
670	1900	1230	295,3	323,9	1,15	145,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,4$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 64,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 6,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 118,4$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 367,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 436,4$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
1900	3200	1300	220,7	244,5	1,10	129,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 105,0$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 =$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 379,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 271,4$

Продолжение таблицы Б.6

Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний $\varnothing$ предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн.}}$	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
3200	3340	140	155,6	168,3	1,05	58,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{ном}} = 1,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{сно}} = 7,0$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 105,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 129,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 68,3$

Таблица Б.7 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Техколонна		Эксп. колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	32	2	139	6	436	17	271	11	68	3	947	38
Глина ПБМБ	Структурообразователи	1000	5839	6	25052	25	4800	5	2985	3	11	1	38688	39
Кальциниро-ванная сода	Регулятор жёсткости	25	64	3	278	11	436	17	271		68	3	1119	34
Рас HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25					218	9	135	6	34	2	388	16
Рас LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	583	23	2505	100	349	14	217	9	54	2	3710	148
Reolub	Смазочная добавка	172					2182	13	1356	8	341	2	3880	23
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения	20					436	22	271	13	68	3	776	39
Соль	Предотвращение растворения солей	1000	1622	2	6958	6,9							8581	9
Пеногаситель	Предотвращения пенообразования	20	13	1	55	2,8							68	3
Барит	Утежелятель	1000					23948	24	313244	313	78812	79	416005	416

## Приложение В Специальный вопрос

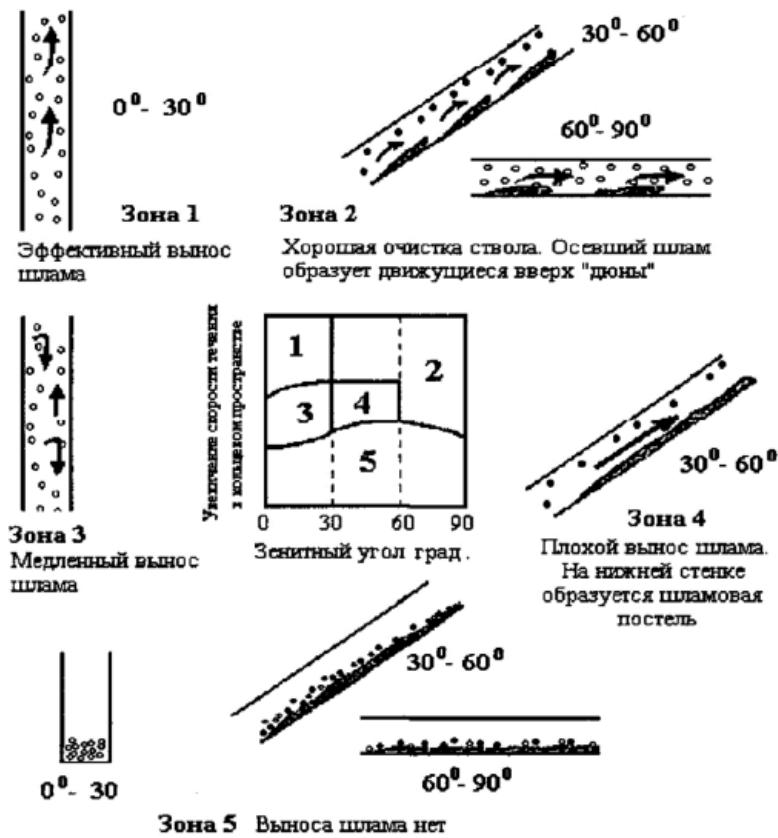


Рисунок В.1 – Механизм транспортировки шлама для различных диапазонов зенитного угла при разных скоростях в кольцевом пространстве

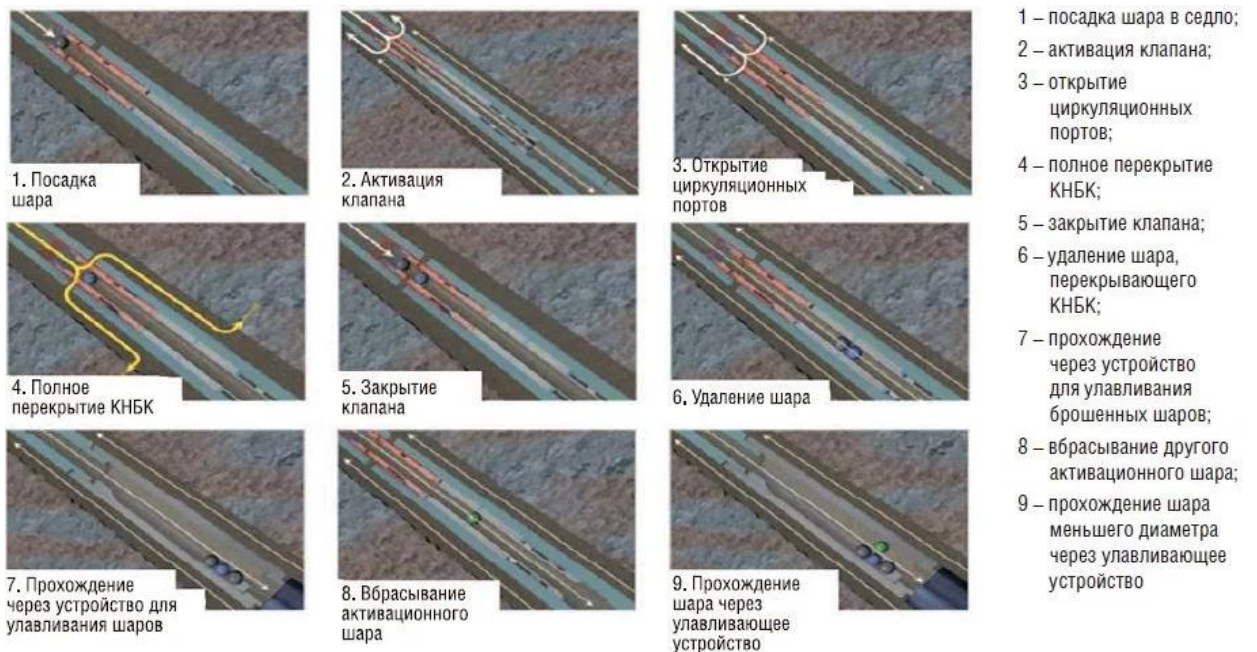


Рисунок В.2 – Схема действия клапана «Well Commander»

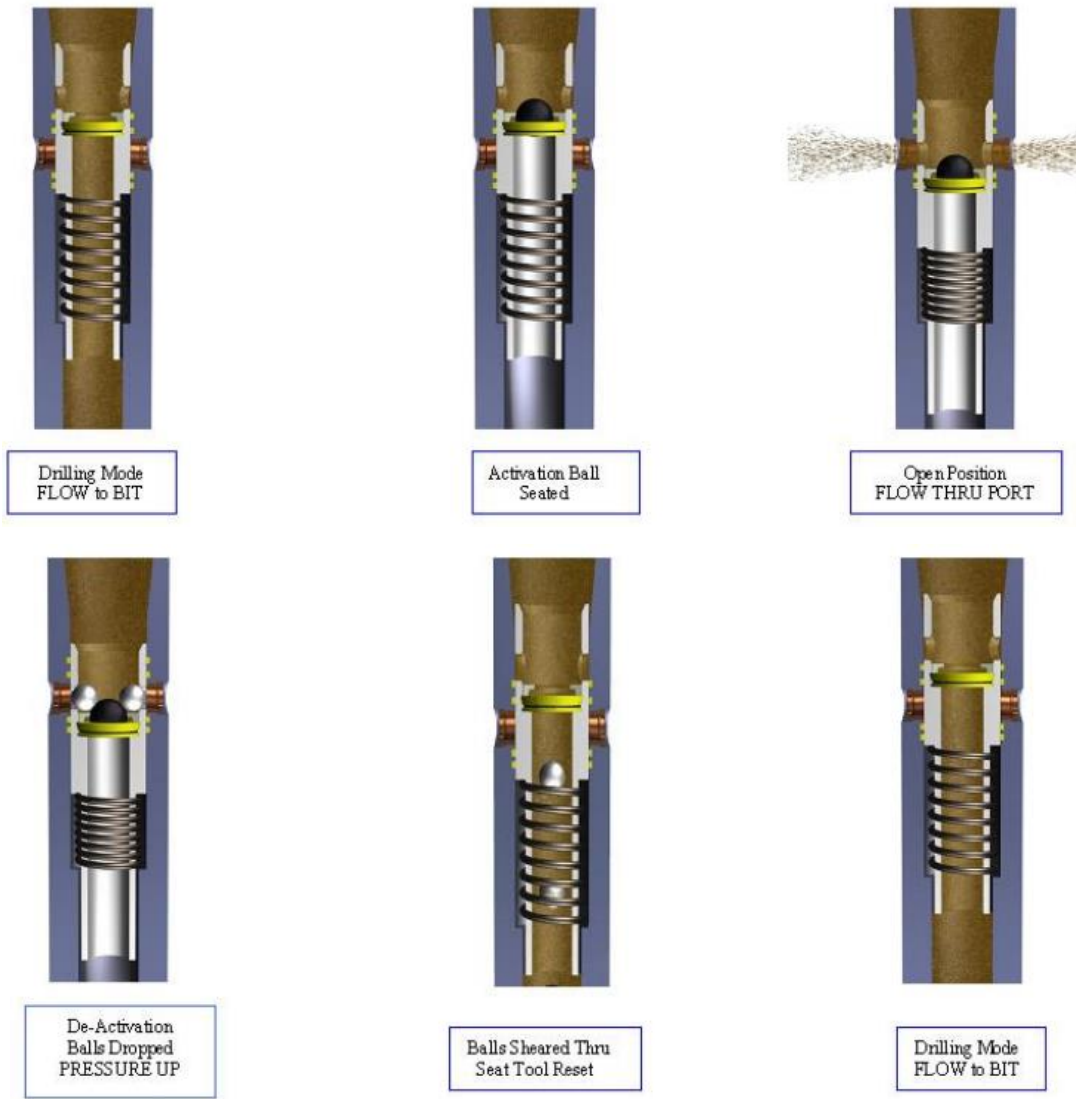


Рисунок В.3 – Активация и деактивация циркуляционного переводника PVL

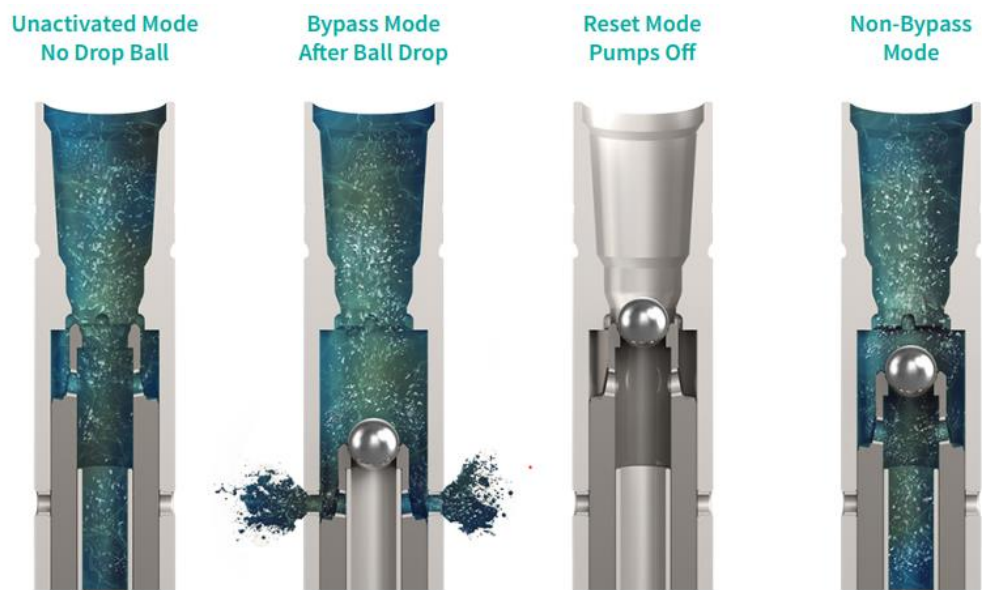


Рисунок В.4 – Схема работы переводника MOCS компании NOV



Рисунок В.5– Циркуляционный переводник JetStream



1 – корпус; 2, 4 – спиральные лопасти; 3, 5 – твердосплавные материалы;  
6 – резьбы

Рисунок В.6 – Калибратор-интенсификатор



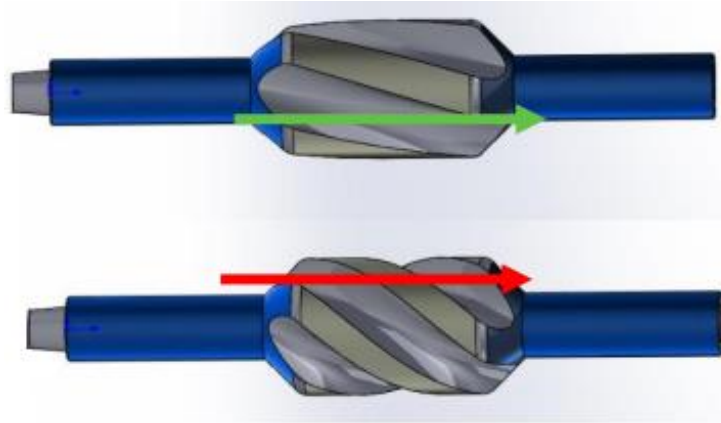


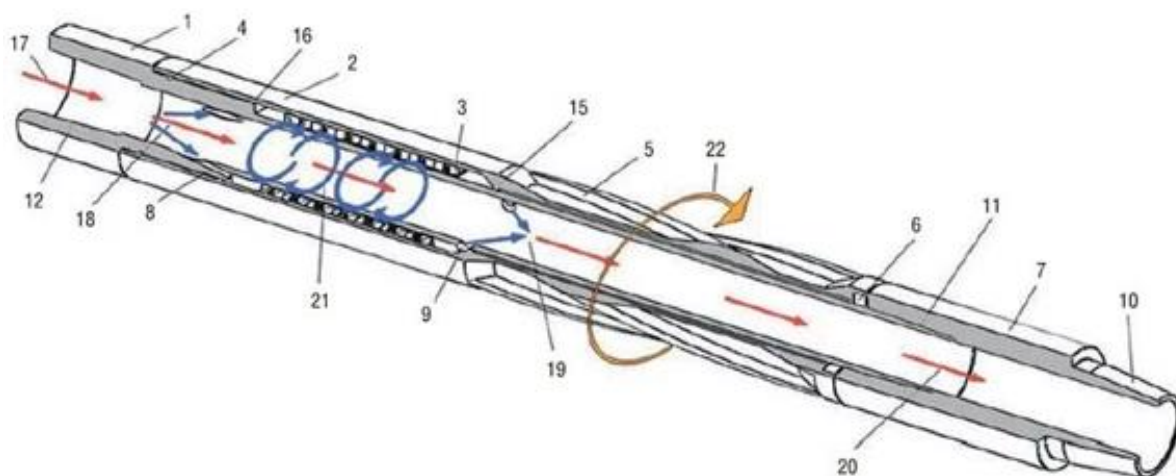
Рисунок В.7 – Определение применимости калибратора с помощью «Daylight test»



Рисунок В.8 – Принцип работы бурильной трубы с модернизированными замками



Рисунок В.9 – Общий вид и схема работы Cutting Bed Impeller (CBI)



1 – толстостенная бурильная труба с муфтой 12 и ниппелем 11; 2 – вращающаяся втулка; 3 – турбинная секция; 4 – канавки для установки шарикоподшипников; 5 – рабочее тело вращающейся втулки; 6 – подшипник с уплотнительными элементами; 7 – переводник с ниппелем 10; 8 – входные отверстия для бурового раствора; 9 – выходные отверстия для отработанного бурового раствора; 13,14 – масляные ванны; 15,16 – уплотнительная проточка армированная твердым сплавом; 17 – вход бурового раствора; 18 – участок отвода бурового раствора; 19 – область соединения отработавшей промывочной жидкости с основным потоком; 20 – направление движения бурового раствора; 21 – вращение турбинных секций; 22 – вращение втулки

Рисунок В.10 – Схема работы вращающегося турбулизатора

## Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Г.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	BS-490,5 VD 519-003	0	50	500	0,025	50	0,10	1,25	0,10	1,35
Промывка (ЕНВ)										0,30
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,32
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,08
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,75
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,93
Бурение под кондуктор	BS-393,7 SD 616-001	50	670	4000	0,029	620	0,16	17,71	1,29	19,01
Промывка (ЕНВ)										0,50
Наращивание (ЕНВ)										6,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										52,60
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										83,38
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,17
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										88,05
Бурение под техническую колонну	BS-295,3 SD 616-001	670	1900	6000	0,033	1230	0,21	41,00	4,21	45,21

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,84
Нарращивание (ЕНВ)										13,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										51,24
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										127,86
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,39
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										135,26
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 613-003	1900	2729	4000	0,04	829	0,21	33,16	8,37	41,53
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	BS-220,7/100 CD 810-001	2729	2762	400	0,2	33	0,08	6,60	8,47	15,07
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 613-003	2762	2848	4000	0,04	86	0,02	3,44	8,74	12,18
Отбор керна	BS-220,7/100 CD 810-001	2848	2907	400	0,2	59	0,15	11,80	17,83	29,63
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 613-003	2907	2922	4000	0,04	15	0,00	0,60	8,96	9,56
Отбор керна	BS-220,7/100 CD 810-001	2922	2967	400	0,2	45	0,11	9,00	18,20	27,20
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 613-003	2967	2977	4000	0,04	10	0,00	0,40	9,13	9,53
Отбор керна	BS-220,7/100 CD 810-001	2977	2992	400	0,2	15	0,04	3,00	9,18	12,18
Бурение под эксплуатационную колонну	BS-220,7 SD 613-003	2992	3200	4000	0,04	208	0,05	8,32	9,82	18,14
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,12
Нарращивание (ЕНВ)										13,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										61,73
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										24,83
Итого:										302,60
Ремонтные работы (ЕНВ)										24,21
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										333,48
Бурение под хвостовик	BS-155,6 SDD 513-001	3200	3295	2500	0,05	95	0,04	4,75	10,11	14,86
Привязочный каротаж										2,53
Отбор керна	BS-155,6/80 CD 810-001	3295	3310	300	0,2	15	0,05	3,00	20,31	23,31
Бурение под хвостовик	BS-155,6 SDD 513-001	3310	3340	2500	0,05	30	0,01	1,50	10,25	11,75
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,15
Наращивание (ЕНВ)										4,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										37,41
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										134,15
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,73
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										151,55
Итого по колоннам:										724,27
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины										796,69

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	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	14	15
Затраты зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,2	4,0	516,6										
Социальные отчисления, 30,4%				157,0										
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,2			0,2	26,6	1,5	204,1	3,5	483,8	11,3	1 564,7	4,8	657,2
Социальные отчисления, 30,4%						8,1		62,0		147,1		475,7		199,8
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4										
Социальные отчисления, 30,4%				14,1										
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,8	1,5	21,3	3,5	50,4	11,3	163,1	4,8	68,5
Социальные отчисления, 30,4%						0,8		6,5		15,3		49,6		20,8
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	4,0	1 011,4	0,2	48,6	1,5	373,5	3,5	885,2	11,3	2 863,2	4,8	1 202,6
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1 433,0	4,0	5 732,0	0,2	275,5	1,5	2 116,5	3,5	5 016,5	11,3	16 226,0	4,8	6 815,3
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			1,5	331,7	3,5	786,3	10,3	2 314,5	3,9	878,2
Прокат ВЗД	сут	92,7					1,5	136,9	3,5	324,4	9,2	849,1	3,9	362,3
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,1	3,5	31,2	11,3	100,8	4,8	42,3
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,5			0,3	2,0	1,5	11,1	3,5	26,4	11,3	85,4	4,8	35,9
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,5			0,3	40,4	1,5	220,8	3,5	523,3	11,3	1 692,6	4,8	710,9
Эксплуатация трактора	сут	33,9	4,0	135,7	0,2	6,5	1,5	50,1	3,5	118,7	11,3	384,1	4,8	161,3
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	19,3	1,5	148,3	3,5	351,5	11,3	1 136,8	4,8	477,5
Амортизация кухни-столовой	сут	5,5	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,2	3,5	19,4	11,3	62,6	4,8	26,3
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	4,0	677,2	0,2	32,5	1,5	250,0	0,3	53,9	11,3	1 916,9	4,8	805,1
Каустическая сода	т	4,59			0,03	0,15	0,14	0,64	0,44	2,00	0,27	1,24	0,07	0,31
Кальцинированная сода	т	20,41			0,06	1,31	0,28	5,67	0,44	8,90	0,27	5,53	0,07	1,39
ПАВ	т	585,96							0,44	255,48	0,27	158,80	0,07	39,85
РАС HV	т	452,75							0,22	98,70	0,14	61,57	0,03	15,39

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
РАС LV	т	408,26			0,58	238,02	2,51	1 022,69	0,35	142,48	0,22	88,59	0,06	22,45
Соль	т	687,20			1,62	1 114,64	6,96	4781,54						
REALUB	т	28,69							2,18	62,60	1,36	38,90	0,34	9,78
Барит	т	15,24							23,95	364,97	313,24	4 773,84	78,81	1 201,09
Глина ПБМБ	т	6,08			5,84	35,50	25,05	152,32	4,80	29,18			0,01	0,07
Пеногаситель	т	45,67			0,01	0,59	0,06	2,56						
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				8 749,8		1 857,2		9 919,4		9 797,4		35 013,4		13 754,5
Затраты зависящие от объема работ														
BS-490,5 VD 519-003	шт	2 587,6			0,1	258,8								
BS-393,7 SD 616-001	шт	3 695,9					0,2	572,9						
BS-295,3 SD 616-001	шт	6 243,6							0,2	1 279,9				
BS-220,7 SD 613-003	шт	8 364,2									0,2	1 944,7		
BS-220,7/100 CD 810-001	шт	5 987,2									0,2	1 377,1		
BS-155,6 SDD 513-001	шт	6 387,3											0,0	76,6
BS-155,6/80 CD 810-001	шт	5 873,2											0,1	293,7
Калибратор КЛС 490 МС	шт	617,6			0,1	61,8								
Калибратор КЛС 390 СТ	шт	565,4					0,2	87,6						
Калибратор К 295 С	шт	415,5							0,2	85,2				
Калибратор КП-215 СТ	шт	288,2									0,2	67,0		
Калибратор КС-145,9 СТ	шт	198,3											0,0	2,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб				0,0		320,5		660,5		1365,1		3388,7		372,7
Итого по колоннам, руб				8749,8		2177,7		10579,9		11162,6		38 402,1		14 127,1
Всего по сметному расчету, руб												158 708,0		

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК		Хвостовик	
			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												
Оплата труда буровой бригады	сут	129,2	0,5	60,9	2,2	283,1	2,1	275,7	2,6	332,2	1,6	201,3
Социальные отчисления, 30,4%				18,5		86,0		83,8		101,0		61,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,5	2,2	25,4	2,1	24,8	2,6	29,8	1,6	18,1
Социальные отчисления, 30,4%				1,7		7,7		7,5		9,1		5,5
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,5	0,5	3,6	2,2	16,5	2,1	16,1	2,6	19,4	1,6	11,8
Содержание бурового оборудования	сут	252,9	0,5	119,3	2,2	554,2	2,1	539,8	2,6	650,3	1,6	394,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,0	0,5	675,9	2,2	3140,6	2,1	3059,4	2,6	3685,6	1,6	2233,5
Плата за подключенную мощность	сут	138,9	0,5	65,5	2,2	304,4	2,1	296,5	2,6	357,2	1,6	216,5
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,2	2,2	19,5	2,1	19,0	2,6	22,9	1,6	13,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	0,5	79,8	2,2	371,0	2,1	361,4	2,6	435,4	1,6	263,9
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,7	2,2	40,3	2,1	39,3	2,6	47,3	1,6	28,7
Эксплуатация трактора	сут	33,9	0,5	16,0	2,2	74,3	2,1	72,4	2,6	87,2	1,6	52,9
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,2	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	85,6	1,0	85,6								
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,8			1,0	74,8						
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,9					1,0	56,9				
БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	шт	80,7							1,0	80,7		
БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	шт	42,3									1,0	42,3
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	39,6	5,0	198,0								
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			26,0	899,6						
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					57,0	1105,8				
ЦПЦ-178/220,7 («НефтьКам»)	шт	16,5							94,0	1551,0		
ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	шт	12,8									21,0	268,8
ЦТ-178/220,7 («НефтьКам»)	шт	16,5							20,0	330,0		
ЦТ-127/156 («НефтьКам»)	шт	12,8									3,0	38,4



Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	119,4	1,0	119,4								
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1						
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105,0					1,0	105,0				
ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	шт	101,0							1,0	101,0		
ЦКОД-127 («Уралнефтемаш»)	шт	96,0									1,0	96,0
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	66,1	1,0	66,1								
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,2			1,0	59,2						
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,1					1,0	30,1				
ПРП-Ц-В/Н-178 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0		
ПРП-Ц-В/Н-127 («Уралнефтемаш»)	шт	15,6									2,0	31,2
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт	2687,0	1,0	2687,0								
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2550,0			1,0	2550,0						
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2360,0					1,0	2360,0				
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт	1936,0							1,0	1936,0		
Головка цементировочная ГЦУ-127	шт	1753,0									1,0	1753,0
ПХГМЦ 127/ 178-102 («ЗЭРС»)	шт	5843,2									1,0	5843,2
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				4281,3		8767,6		8609,7		9983,4		11738,2
Затраты, зависящие от объема работ												
Обсадные трубы 426x10 Д	м	30,3	50,0	1515,0								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,5			670,0	19115,1						
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	19,8					1900,0	37620,0				
Обсадные трубы 168x12,1 Е, 168x10,6 Л	м	17,5							3200,0	56000,0		
Обсадные трубы 114x8,6 Л	м	19,8									640,0	12672,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,8	8,0	214,7								
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100	т	30,0			13,4	400,0	22,3	667,8	24,2	723,8	1,2	36,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100	т	32,0			13,4	427,4	22,3	713,5	24,2	773,3	1,2	38,7
Заливка колонны, тампонажный цех	grp/оп	146,0	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7	3,1	452,6
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,0	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9	2,9	17,4
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9	0,2	5,5

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,6	1,0	87,6	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	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	10,4	382,7
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0	3,0	110,4
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6	1,0	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб				2309,7		21334,5		41358,4		59842,2		14296,3
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб												139141,1
Всего по сметному расчету, руб												182521,3

Таблица Г.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	135 456	2 326 803,68
	Итого по главе 1	135 456	2 326 803,68
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	80 109	6 732 039,92
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	953 892,64
	Итого по главе 2	91 460	7 685 932,56
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	164 291	13 806 353,74
3.2	Крепление скважины	182 521	15 338 357,28
	Итого по главе 3	346 812	29 144 711,02
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	23 549	1 978 982,11
	Итого по главе 4	23 549	1 978 982,11
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	40 740	3 423 606,24
	Итого по главе 5	40 740	3 423 606,24
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	12 253	1 029 731,90
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	908	76 276,44
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 728 648,92
	Итого по главе 6	45 631	3 834 657,25
	ИТОГО прямых затрат	683 648	48 394 692,86
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	136 730	9 678 938,57
	Итого по главе 7	136 730	9 678 938,57
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	65 630	4 645 890,51
	Итого по главе 8	65 630	4 645 890,51
	ИТОГО по главам 1-8	886 008	62 719 521,94

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	217 072	15 366 282,88
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	38 984	2 759 658,97
9.3	Северные надбавки 2,98%	26 403	1 869 041,75
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	11 450 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 660 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	38 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	46 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	1 600 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	235 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	880 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	280 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	282 459	38 221 983,59
	ИТОГО по гл 1-9	1 168 468	100 941 505,54
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 772	125 439,04
	Итого по главе 10	1 772	125 439,04
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	58 512	4 973 347,23
	Итого по главе 12	58 512	4 973 347,23
	ИТОГО	1 421 622	1 228 752
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		106 040 291,81
	НДС		19 087 252,53
	ВСЕГО с учетом НДС		125 127 544,33

## Приложение Д Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	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 МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий ГОСТ 12.1.029-80 (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха и аэрозольным составом воздуха	ГОСТ 12.1005-88 (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16 ноября 2020 г. № 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» 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»