

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 2510 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК1: 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2510)(571.16)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович		

#### 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	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		16.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		16.06.2022

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.06.2022

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	Шиянов Денис Владимирович

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2510 метров на нефтяном месторождении (Томская 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>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении.</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>– <b>Обоснование конструкции скважины:</b>            (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>– <b>Углубление скважины:</b>            (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>– <b>Проектирование процессов заканчивания скважин:</b>            (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>– <b>Выбор буровой установки;</b></li> <li>– <b>Современное состояние способов предупреждения открытых фонтанов.</b></li> </ul>

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

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	09.02.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		09.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович		09.02.2022

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович

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

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
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
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
Линейный календарный график выполнения работ	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	09.02.2022
---	------------

**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		09.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович		09.02.2022

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович

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 2510 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

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

<p><b>Введение</b></p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p> <p>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газовом 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>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.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

	<p>дыхания;</p> <p>– Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <p>– виброизоляционные элементы одежды;</p> <p>– наушники, вкладыши;</p> <p>– вентиляция;</p> <p>– респираторы и противопыльные тканевые маски;</p> <p>– защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.</p>
<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>пожары (взрывы) на производственном объекте; геофизические опасные явления; аварии с выбросом химически опасных веществ; внезапное обрушение сооружений; природные пожары.</u></p> <p>– Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.02.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		09.02.2022

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Шиянов Денис Владимирович		09.02.2022

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы, 8 рисунков, 29 таблицы, 41 источников литературы и 4 приложения.

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

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2510 метров на газонефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2510 метров на газонефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть современное состояние в области бурения на обсадной колонне.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).



## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна;
- СВП – силовой верхний привод;
- РУС – роторно управляемая система.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)...	14
1.3. Зоны возможных осложнений .....	14
2        ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	15
2.2 Проектирование конструкции скважины .....	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	17
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	18
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	18
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	20
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород....	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	23
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 Обоснования выбора компонентов и вид бурового раствора .....	28
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины .....	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	32
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	36
2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	38
2.5 Выбор буровой установки.....	41
3        СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ» .....	43
3.1 Введение.....	43
3.2 Основные понятия.....	43

3.3 Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов	46
3.4 Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов.....	48
3.5 Современные тенденции в предупреждении открытых фонтанов .....	50
<b>4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>55</b>
4.1 Планирование исследовательских работ.....	55
4.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины в нефтегазовой отрасли .....	58
<b>5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>61</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	62
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	62
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	62
5.2 Производственная безопасность .....	63
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	63
5.3 Экологическая безопасность.....	67
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	70
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>72</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>73</b>
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	77
Приложение Б Технологическая часть проекта.....	82
Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	85
Приложение Г Социальная ответственность .....	93

## ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль России — одна из основных отраслей экономики России, включающая в себя добычу, переработку, транспортировку и сбыт нефти, а также производство, транспортировку и сбыт нефтепродуктов. Также, из нефти получают: синтетику, горючие средства, полиэтилен и пластик, лечебные и косметические средства, пластмассы. Бурение нефтяных и газовых скважин является одним из наиболее сложных и трудоемких технических процессов в нефтегазовой отрасли, который связан с огромным числом рисков и прочих факторов, способных вызвать осложнения и/или аварии. При выполнении данного дипломного проекта были учтены все реальные особенности и будущность дальнейшего развития месторождения. Также были спроектированы все общетехнические и технологические решения, направленные на увеличение качества строительства скважины. Основные функции для бурового раствора это ( Вынос шлама, охлаждение ПРИ, препятствие возникновению аварий в связи с обвалом стенок скважины, предотвращение дифференцируемого прихвата инструмента, создание и поддержания удельной плотности предотвращая ГНВП и др функции).

В наше время все меньше и меньше находятся продуктивные пласты с хорошей фильтрацией породы, с хорошими коллекторскими свойствами, и в связи с эти Нефтяную промышленность подталкивает на развитие все новых и новых видов буровых растворов дабы отрицательно не сказывался на продуктивном пласте во время вскрытия и бурении по нему. Также есть места, где в советское время от казались от бурения в связи с очень сложной геологией, а сейчас они бурятся без серьезных аварий, а все благодаря современному подходу к раствору который сейчас позволяет бурить в очень сложной геологии.

# 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 приложении А таблицах А.1, А.2. Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ. Механические свойства горных пород представлены в приложении А таблице А.3. Градиенты давлений представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового		Гидроразрыва		Горного		
	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	40	0,100	0,100	0,200	0,200	0	0,22	15
P <sub>3nk</sub>	40	190	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
P <sub>3cg</sub>	190	280	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
P <sub>2ll</sub>	280	410	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
P <sub>2tl</sub>	410	470	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
K <sub>2gn</sub>	470	570	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K <sub>2sl</sub>	570	630	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
K <sub>2ip</sub>	630	720	0,100	0,100	0,180	0,180	0,22	0,22	22
K <sub>2kz</sub>	720	735	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	30
K <sub>1-2pk</sub>	735	1555	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	35
K <sub>1al</sub>	1555	1615	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	57
K <sub>1kls</sub>	1615	1990	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	59
K <sub>1tr</sub>	1990	2170	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	74
K <sub>1klm</sub>	2170	2450	0,101	0,101	0,170	0,170	0,23	0,23	80
J <sub>3bg+J<sub>3gr</sub></sub>	2450	2460	0,102	0,102	0,150	0,150	0,23	0,23	86
J <sub>2-3vs</sub>	2460	2510	0,102	0,102	0,150	0,150	0,24	0,24	86

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 86 °С.

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут
От	до			
0	190	Поровый	1,00	до 30
1615	2450	Поровый	1,007	55
2475	2510	Поровый	1,036	до 30
Нефтеносность				
2460	2480	поровый	0,825	150

## 1.3. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины:

- в интервалах 0 – 470 м, 735 – 1555 м, 1590 – 2450 м поглощение бурового раствора;
- в интервалах 0 – 735 м, 1555 – 2170 м осыпи и обвалы стенок скважины;
- в интервале 2460 – 2465 м нефтепроявления.

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

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

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

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

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

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

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

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

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

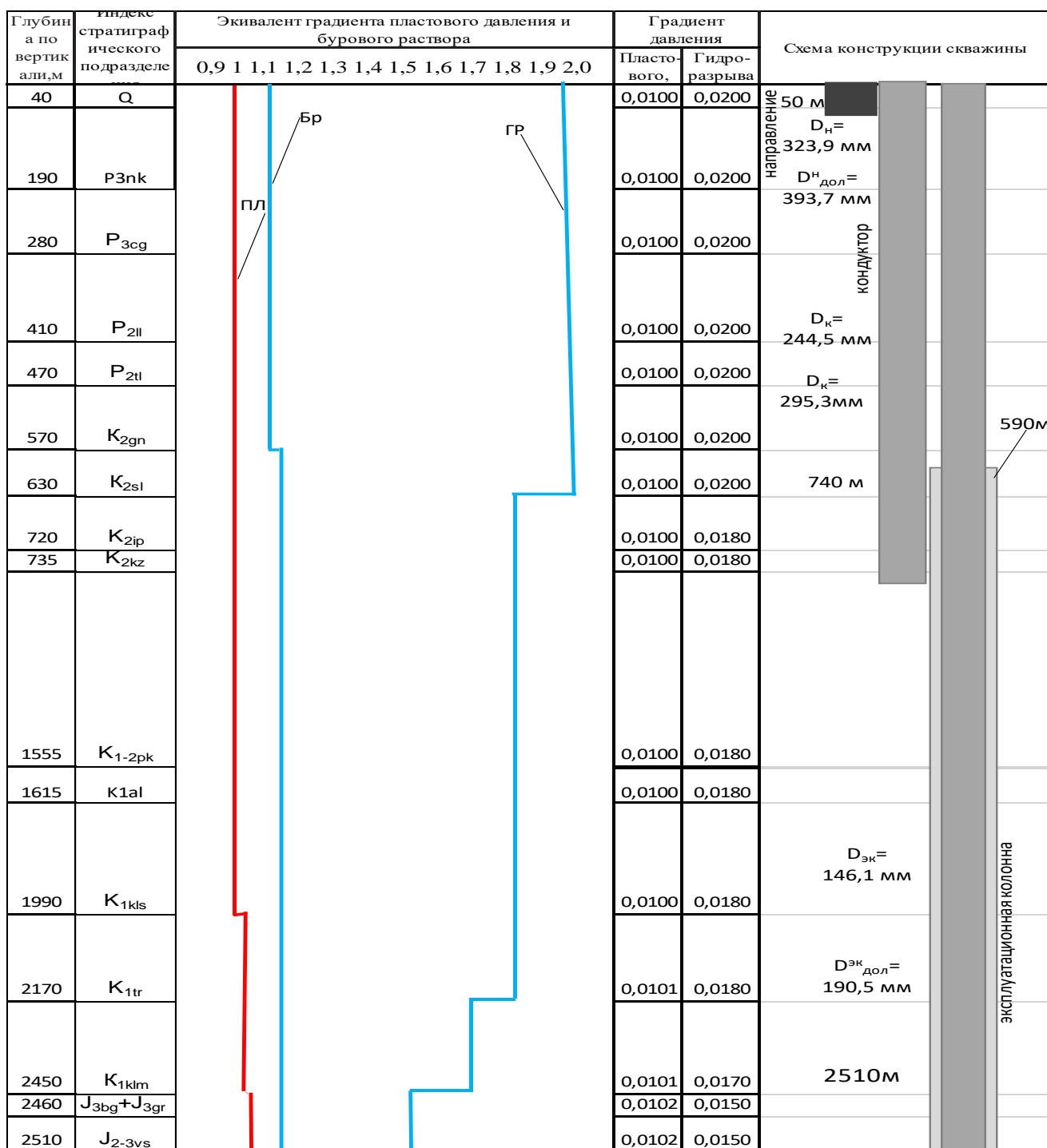


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

### 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 (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей



скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 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.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 475 м.

Но в связи с тем что до глубины 735м наблюдаются не устойчивые породы, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений мы спустим кондуктор на глубину 740м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 50 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2510 м.

## 2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по нефтяному пласту

Имя пласта	Ю <sub>11</sub>
Глубина кровли продуктивного пласта, м L <sub>кр</sub>	2460
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м (Г <sub>пл</sub> )	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м (Г <sub>грп</sub> )	0,2
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> (ρ <sub>н</sub> )	825
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Р <sub>пл</sub> )	250,92
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (L <sub>конд min</sub> )	475
Требуемый запас	1,09
Принимаемая глубина, м	475

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 740 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины.

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

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

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 293,7 мм.

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

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

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонный, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки :  $P_{оп} = 6,27$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-146x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x14, ГОСТ 13862-90.

Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	6,27 ←
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	5,70
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	5,18
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	0,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	25,09
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	825
Ускорение свободного падения	$g$	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2460
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0
Основание натурального логарифма	$e$	2,70
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,00
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,00
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	-640,36

## 2.3 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	740	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
740	2510	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.4.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал

сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

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

Таблица 2.4 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-50	50-740	740-2510
Шифр долота		393,7 М-ЦГВ	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	БИТ 190,5 В 813 У.40
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		М	М	С+СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	-
Длина, м		0,4	0,3	0,2
Масса, кг		163	35	20
G, тс	Рекомендуемая	7–24	2–10	2–12
	Максимальная	24	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	300-40	400–60	280–60
	Максимальная	300	400	280

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

#### Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении

трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под направление 0–50 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 50–740 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и образивными горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-740	740-2210
Шифр калибратора	8К-393,7 мс	КП-293 СТ	2-К187,0 СТ
Тип калибратора	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм	393,7	293	187
Тип горных пород	М	М	С+СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	М171/Н171	М133/Н133
	API	-	-
Длина, м	1,27	0,65	0,5
Масса, кг	490	90	50

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 7400–2510 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.

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

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

- Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.6.

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

Таблица 2.6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото				
Интервал	0-50	50-740	740-2510	0
Исходные данные				
Порода	М	М	С+СТ	0
Д <sub>д</sub> , см	39,37	29,53	19,05	0
G <sub>пред</sub> , тс	24	10	12	0
Результаты проектирования				
G <sub>доп</sub> , тс	19,2	8	9,6	0
G <sub>проект</sub> , тс	8	8	9,6	7

### 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 2.7.

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.

Для направления взята меньшая скорость связано это с тем что сложена из мягких пород. Для кондуктора взята меньшая скорость связано это с тем что интервал бурения сложена из мягких пород.

Таблица 2.7 – Результаты частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента				
Интервал		0-50	50-740	740-2510
Исходные данные				
V <sub>л</sub> , м/с		3,4	2	2
Порода		М	М	С+СТ
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n <sub>1</sub> , об/мин		165	129	201
n <sub>стат</sub> , об/мин		40-60	100-160	140-200
n <sub>проект</sub> , об/мин		40	100	180

### 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 2.8.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой



установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 62 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Таблица 2.8 – Расход бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-50	50-740	740-2510	0
Исходные данные				
$D_{л}, \text{ м}$	0,3937	0,2953	0,1905	0
$K$	0,65	0,55	0,45	
$K_k$	1,3	1,2	1,1	
$V_{кр}, \text{ м/с}$	0,15	0,15	0,13	
$V_m, \text{ м/ч}$	35	30	25	
$d_{бг}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,089	
$d_{нмах}, \text{ м}$	11,9	9,5	6,4	
$n$	3	9	12	
$V_{кпмин}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1	
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,1219	1,122	1,0923	
$\rho_{п}, \text{ г/см}^3$	2	3	10,5	
$S \text{ заб}$	0,12	0,07	0,03	0,00
$S \text{ max}$	0,11	0,06	0,02	0,00
$D_c$	0,72	0,60	0,46	0,00
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	79	38	13	0
$Q_2, \text{ л/с}$	68	62	96	0
$Q_3, \text{ л/с}$	55	28	22	0
$Q_4, \text{ л/с}$	21	50	45	0
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, \text{ л/с}$	21-79	28-62	13-95	
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}, \text{ л/с}$	45	62	32	

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 эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя					
Интервал		0-50	50-740	740-2510	0
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,1905	0
	мм	393,7	295,3	190,5	0
G <sub>ос</sub> , кН		78	78	94	69
Q, Н*м/кН			1,5	1,5	
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	152	0
M <sub>р</sub> , Н*м		-	3046	2389	0
M <sub>о</sub> , Н*м		-	148	95	0
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	37	24	0

Для интервала бурения 50–740 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий

рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Таблица 2.10 – 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
ДГР-240М.7/8.55	50-740	240	9,95	2432	30-75	62-155	39	430
ДГР-165.7/8.49	740-2510	165,7	8,7	1015	17-38	70-160	15,5	211

### 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-Б3.

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

$$Q_{TK-300}=102 \cdot 0,9 = 91,8 \text{ т}$$

$$Q_{TK-400}=107 \cdot 0,9 = 96,3 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{91,8}{69,69} = 1,32 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{96,3}{69,69} = 1,38 > 1,15$$

Результаты представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	1821	2510	ПК 114х9	127	Д	9,19	3-162	23,93	59,38	69,69	1,32	1,38

### 2.3.8 Обоснования выбора компонентов и вид бурового раствора

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

#### Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с. Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

#### Кондуктор

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

рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка Reolub.

#### Эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием Ингибирующий буровой раствор. Данный буровой раствор (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), Бентопорошок Основа-Медиум (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения). Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>
Глина ПБМБ	50-60
Каустическая сода	0,7-1,2
Барит	80-90
Кальцинированная сода	0,7-1,2

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в таблице 2.13-2.17.

Таблица 2.13 – Примерный компонентный состав полимер-глинистого раствора

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	К – 8,31; Т.к – 6,36.

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,17
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
pH	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.15 – Примерный компонентный состав ингибирующих растворов (для ингибирования глин)

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	30-40
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	-
Понизитель вязкости	Снижение вязкости	-
Ингибитор	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеносгаситель	Предотвращение пенообразования	0,2

Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	-
-------------	--	---

Таблица 2.16 – Технологические свойства не утяжеленных ингибирующих растворов

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

Таблица 2.17 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.4.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.5.

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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



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

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

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

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



Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

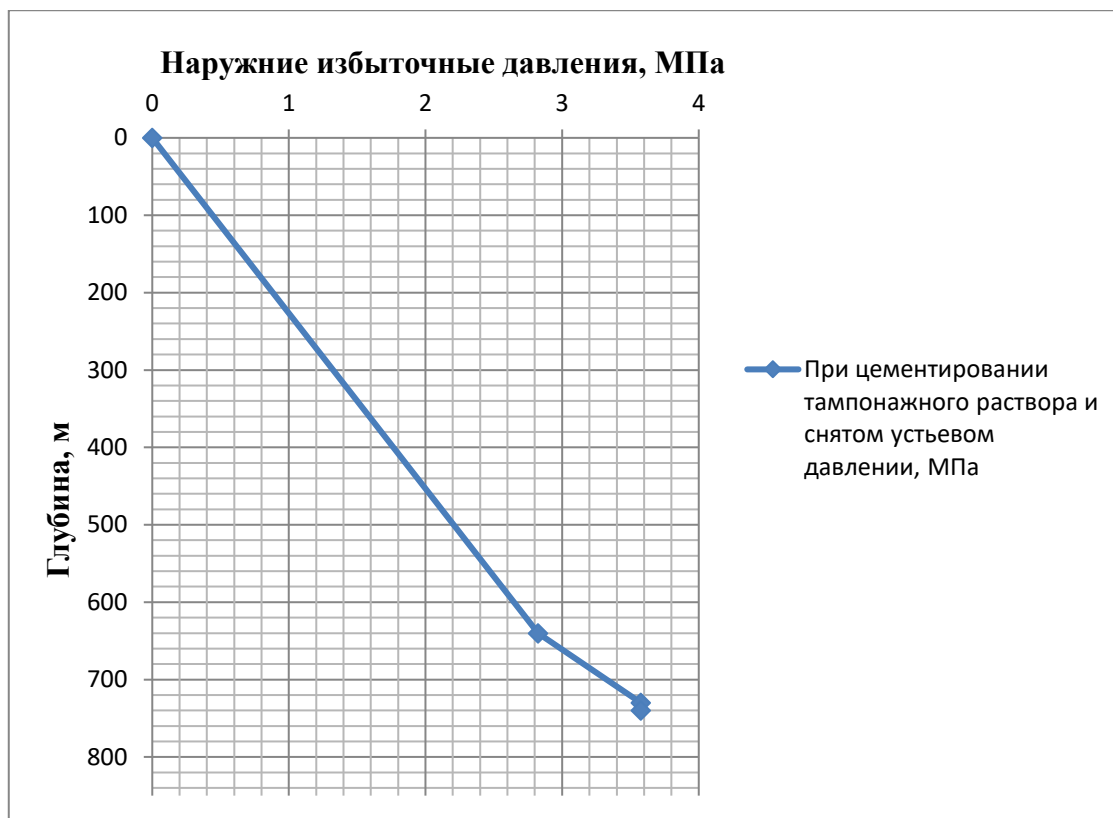


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

- При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
  - При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.
- скважин и снижения давления для газовых скважин.

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

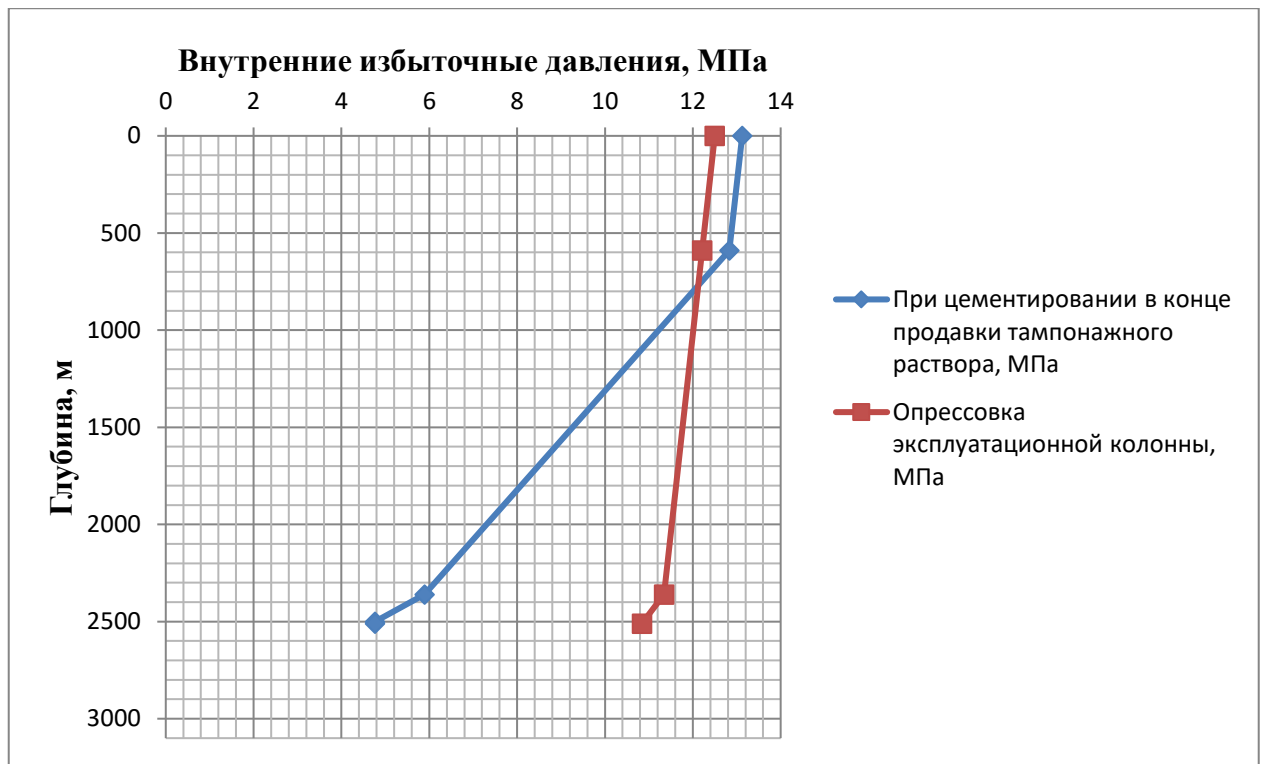


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

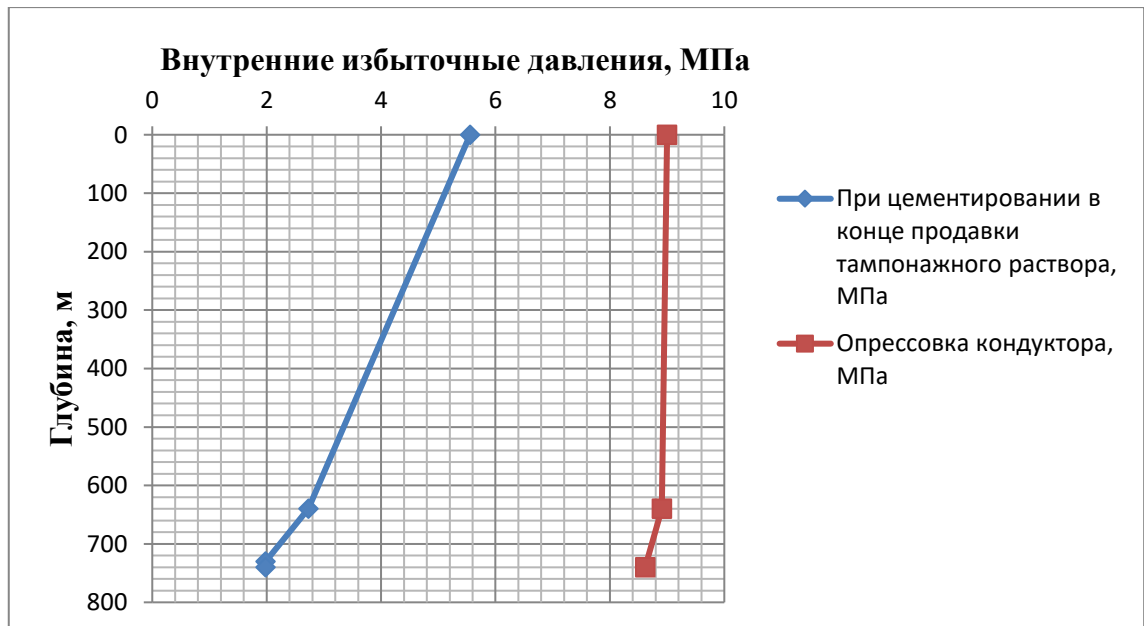


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Диаметр ОК, мм	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
						1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
1	323,9	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор									
1	244,5	ОТТМ	Д	7,9	740	47,2	34928	34928	0-740
Эксплуатационная колонна									
1	146,1	ОТТМ	Д	7,7	100	26,5	2650	57116	2510-2410
2	146,1	ОТТМ	Д	6,5	2410	22,6	54466		2410-0

### 2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

Поскольку  $36,327 \leq 35,7675$  условие не выполняется, следовательно проектируется цементирование в две ступени.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.19.

Таблица 2.19 – 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, м <sup>3</sup> ; кг
Буферная жидкость	4,98	1	1050	1	МБП-СМ	69,69 кг
		3,98	1050	3,98	МБП-МВ	59,73 кг
Продавочная жидкость	33,805		1000	33,805	-	-
Облегченный тампонажный раствор	21,1855		1400	26,77	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	31,881 м <sup>3</sup>
					НТФ	13,07 кг
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,9401		1820	1,52	ПЦТ - II - 100	2,321 м <sup>3</sup>
					НТФ	0,95 кг

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.2)$$

где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

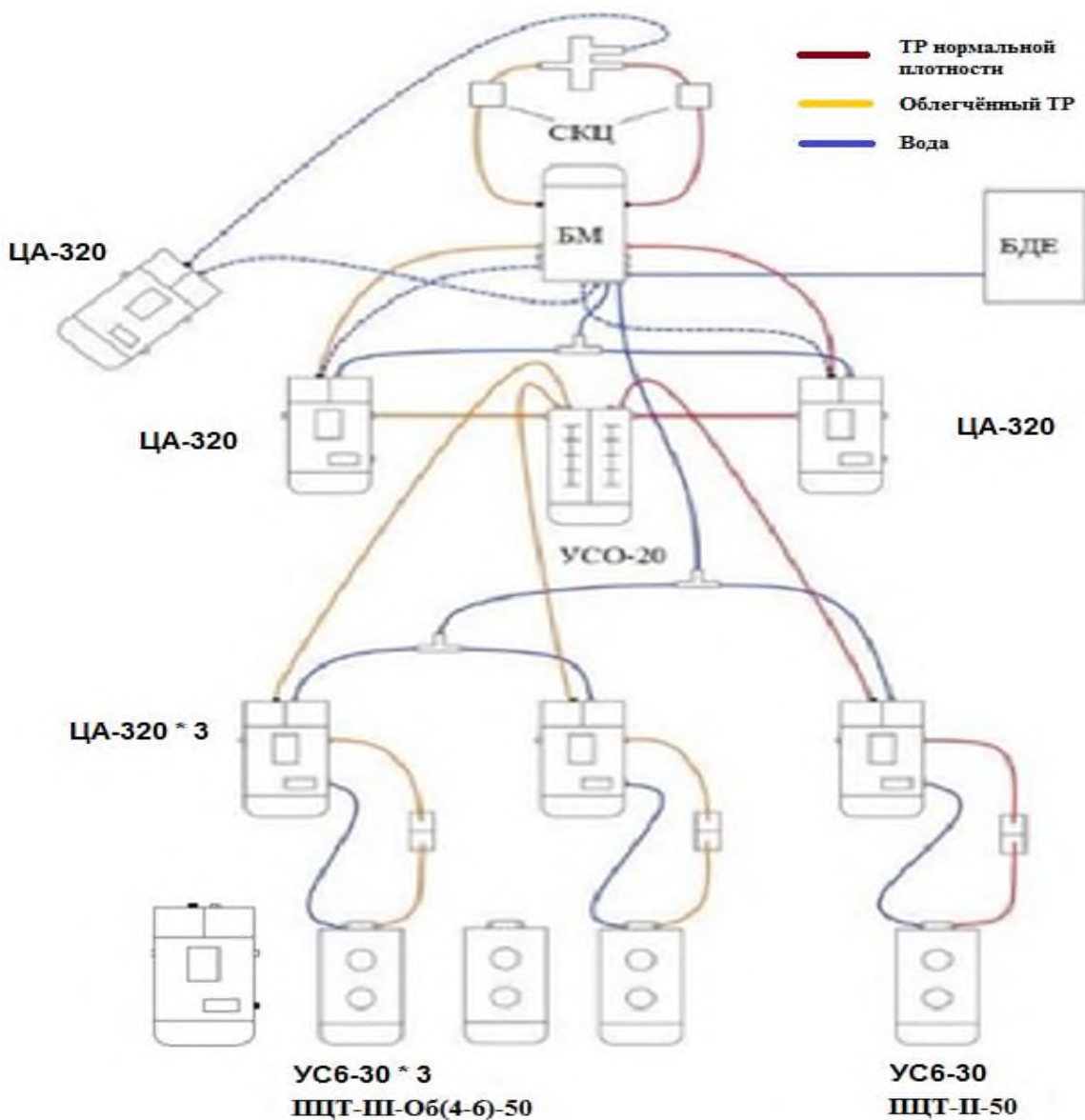
$G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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:  $m_2 = 21,1855 / 10 = 2,12$ .

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 2,9401 / 13 = 0,23$ .

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



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

Рисунок 2.6 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки

### 2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефтесодержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1092 \text{ кг/м}^3, \quad (2.3)$$

где  $k$  – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать  $P_{пл}$  на глубине 0–1200 метров 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.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(2,01 + 32,81) = 69,64 \text{ м}^3 \quad (2.4)$$

$V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем первой секции ЭК (150м), м<sup>3</sup>,

$V_{\text{внэк}}$  – внутренний объем второй секции ЭК(2360м), м<sup>3</sup>.

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 2.20 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.20 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
20	НКТ	Кумулятивная (Скорпион ПП-25ОП)	Скорпион 89 (с центрами)	20	Ограничивается грузоподъемностью взрывной головки и плиты

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:



- пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х14.

## **2.5 Выбор буровой установки**

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

В таблице 2.21 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.21 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Выбранная буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	53,92	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 53,92
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	57,11 6	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 57,116
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	74,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/70,1 = 2,69 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ СПОСОБОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ»**

#### **3.1 Введение**

При разработке месторождений с высоким содержанием сероводорода или других опасных и агрессивных веществ, содержащихся в пластовых флюидах, применение традиционных методов и технических средств профилактики и ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов не позволяет полностью исключить воздействие опасных аварийных факторов на промышленный персонал и население. Общественно приемлемый уровень техногенных рисков, или же вероятность возникновения аварийной ситуации или аварии, сопряженный с социальным, экологическим и имущественным ущербом, может быть достигнут на основе системного подхода к выбору эффективных методов обеспечения промышленной безопасности.

На данный момент в Российской Федерации работы по предупреждению и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов производятся согласно РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» в соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности основных производственных объектов".

#### **3.2 Основные понятия**

Одними из самых распространенных осложнений при строительстве и эксплуатации газовых скважин являются газопроявления, которые могут привести к возникновению открытого фонтана и дальнейшему возгоранию.

Под газонефтеводопроявлениями (ГНВП) понимают неконтролируемое поступление газа, нефти и воды из продуктивного пласта в открытом стволе

скважины, или через устье на поверхность через негерметичные резьбовые соединения и дефекты, возникающие в результате нарушения герметичности стволов скважин при бурении и эксплуатации в закрытом стволе.

Проникновение газа в раствор существенно изменяет его технологические свойства: увеличивает условную вязкость, изменяет статическое напряжение сдвига (СНС), снижает плотность и др. При низких значениях вязкости наблюдается «вскипание» выходящего бурового раствора на устье скважины. Во время остановок без промывки раствор насыщается газом и начинается перелив раствора через устье скважины, увеличивается объем раствора в емкостях циркуляционной системы. При резком снижении противодавления на пласт (слом обратного клапана, подъем труб с «сифоном») в скважину начинает интенсивно поступать пластовый флюид, и газопроявления приобретают характер неуправляемых выбросов.

Под открытым фонтаном понимается неуправляемый выброс пластовых флюидов, который невозможно или затруднительно немедленно остановить. Открытые фонтаны наносят большой экономический и экологический ущерб окружающей природной среде, принимая иногда характер стихийных бедствий. На разных расстояниях от фонтанирующей скважины могут возникнуть грифоны, появиться скопления газа в понижениях местности, что реально угрожает взрывами и пожарами. Профилактика возникновения открытых фонтанов наиболее эффективна на стадии их возникновения. Основным условием предупреждения ГНВП и открытого фонтанирования является четкое исполнение проектных решений и требований технологических регламентов при безусловном соблюдении правил и инструкций по безопасному ведению работ, подкрепленное систематическим контролем за их исполнением.

Персонал, занимающийся оперативными работами, или аварийными и газоопасными ремонтными работами на устье скважин с применением специального оборудования, в том числе для проведения работ под давлением, то есть без глушения и вывода скважин из эксплуатации, а также работ по ликвидации открытых газовых фонтанов без тушения пламени на устье

фонтанирующих скважин, должен быть высококвалифицирован, и иметь достаточный опыт проведения подобных работ. Поэтому важно, чтобы буровая бригада, или бригада КРС, работающая на скважине, была способна своевременно обнаружить ГНВП, провести первоочередные действия, блокирующие их переход в открытый фонтан, а затем успешно их ликвидировать.

#### Классификация аварийно-опасных скважин и открытых фонтанов

По степени опасности возникновения ГНВП скважины распределяются на три категории:

- Газовые скважины вне зависимости от значения пластового давления; нефтяные скважины, с негерметичностью колонны, близко расположенными продуктивными горизонтами; с газовым фактором, превышающим 100 м<sup>3</sup>/т; с внутрискважинным газлифтом; с пластовым давлением выше гидростатического на 10%; нагнетательные и наблюдательные скважины, перфорированные в зоне газоносного пласта; на участке водогазового воздействия; все скважины с отсутствием циркуляции; разведочные скважины;
- Нефтяные и нагнетательные скважины с пластовым давлением выше гидростатического не более 10% и газовым фактором до 100 м<sup>3</sup>/т;
- Нефтяные скважины и скважины, расположенные вне контура газоносности, с давлением равным или ниже гидростатического; прочие скважины (водозаборные, артезианские, поглощающие и т.д.).

#### Аварийные открытые фонтаны подразделяют:

- по виду выбрасываемой продукции (нефтяные, газовые, нефтегазовые, газонефтяные, водяные и газонефтеводяные). Однако такое разделение носит условный характер, так как оно не содержит в себе каких-либо количественных параметров;
- по интенсивности притока продукции:
  - слабые (дебит по газу до 0,5 млн. м<sup>3</sup>/сут, по нефти – до 100 м<sup>3</sup>/сут);
  - средние (дебит по газу до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут, по нефти – до 300 м<sup>3</sup>/сут);
  - сильные (дебит по газу до 1 млн. м<sup>3</sup>/сут, по нефти – от 300 м<sup>3</sup>/сут).

- по сложности аварии:
  - неосложненные (фонтаны из скважин, у которых еще "не потеряна база" для ликвидации фонтана - сохранены надежность обсадных колонн, фланцевая часть устьевого арматуры и спущенные в скважину бурильные трубы);
  - осложненные (фонтаны, действующие через разрушенное устье скважины и сопровождающиеся возникновением пожаров, грифонов и кратеров).
- по признаку пластового давления:
  - низконапорные – фонтаны с пластовым давлением, не превышающим нормальное гидростатическое давление и градиент разрыва пород, слагающих вышележащие пласты. Фонтаны такого типа встречаются все реже, и ликвидация их большого труда не составляет;
  - высоконапорные – преобладающий тип фонтанов. Они связаны со вскрытием залежей нефти и газа с аномально высоким пластовым давлением, превышающим и нормальное гидростатическое давление, и градиент разрыва вышележащих пород. В этом случае налицо опасность произвольных утечек нефти и газа, образования грифонов и повышенная опасность работы на устье фонтанирующей скважины.

### **3.3 Причины возникновения газонефтепроявлений и открытых фонтанов**

Для предупреждения возникновения открытых фонтанов необходимо понимать причины и факторы, приводящие к их возникновению, и уметь ими управлять. Так, ниже перечислены основные причины возникновения ГНВП, в разбиении по фактору, приводящему к возникновению ситуации:

Ошибки при проектировании:

- несоответствующая текущим геологическим условиям конструкция скважин, из-за неверного определения глубины залегания и пластового давления вскрываемых продуктивных отложений;

- неверно определенная проектная плотность бурового раствора или жидкости глушения, несоответствие параметров жидкости ГТН;
- разбуривание несовместимых интервалов бурения;
- несоответствие схемы обвязки устья скважины и параметров противовыбросового оборудования (ПВО) условиям бурения скважин и разработки месторождения.

Ошибки при ведении работ и принятии решений:

- недостаточный оперативный контроль за текущими изменениями пластовых давлений, выходом бурового раствора и других параметров, косвенно указывающих на признаки возникновения ГНВП;
- непринятие своевременных мер или неправильные действия бригады при начавшемся ГНВП;
- недостаточная промывка скважины при бурении и перед подъемом бурильной колонны;
- несоблюдение инструкций по доливу скважины при СПО, приводящее к снижению гидростатического давления столба раствора; как следствие, нарушение целостности и герметичности обсадных и бурильных колонн;
- несоблюдение технологии эксплуатации, освоения и ремонта скважин, в частности, инструкций по эксплуатации ПВО;
- несоблюдение рекомендуемых параметров раствора бригадой бурения;
- допущение длительных простоев скважины без промывок; как следствие, снижение плотности раствора в скважине из-за поступления газа из пласта.

Технологический фактор:

- разрушение или повреждение обратных клапанов бурильных или обсадных колонн в процессе их спуска к забою;

- некачественное цементирование обсадных колонн, на которые устанавливается противовыбросовое оборудование, или перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;
- отсутствие или неисправность ПВО на устье скважин при вскрытых газовых, газоконденсатных или нефтяных горизонтах;
- снижение гидростатического давления в результате проявления эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны с сальником, или завышенных скоростях подъема труб;
- снижение гидростатического давления из-за разности плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- снижение плотности бурового раствора при его химической обработке или восполнении.

Геологический фактор:

- рост содержания газа или нефтяной фракции в промывочной жидкости в процессе бурения;
- наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа, значительно увеличивающих опасность возникновения ГНВП;
- тектонические нарушения в районе буровых работ при вскрытии зон с аномально высоким пластовым давлением;
- снижение гидростатического давления в результате поглощения жидкости вскрытыми пластами.

### **3.4 Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**

Одной из самых серьезных задач является сохранение контроля за скважиной. Рабочие проекты на строительство скважины, инструкции и планы по всем видам работ, должностные обязанности персонала, порядок проведения операций, планы ликвидации аварий и другие нормативно-технические



документы, должны иметь четкие указания по их предупреждению и противодействию возникновению ГНВП и открытых фонтанов.

Основным мероприятием по предупреждению возникновения проявлений и открытых фонтанов является соблюдение всех технологических регламентов бурения, параметров и указаний. Мероприятия по недопущению перехода возникшего проявления в открытый фонтан включает в себя незамедлительную герметизацию устья скважины и проведение промывок с расчетным противодавлением. Для предупреждения возникновения открытых фонтанов необходимо соблюдать следующие требования и действия:

- после спуска кондуктора на устье скважины необходимо смонтировать ПВО и периодически проверять работоспособность превенторов. Вскрытие продуктивного пласта с АВПД необходимо осуществлять только после проверки и установления готовности буровой к вскрытию;

- при снижении плотности бурового раствора во время циркуляции за счет поступления пластового флюида, необходимо усилить промывку скважины и довести параметры раствора до требуемых по ГТН;

- при подъеме колонны скважину необходимо непрерывно доливать;

- при обнаружении признаков ГНВП, заметивший должен немедленно предупредить всех членов бригады;

- при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины и утяжелению промывочной жидкости;

- необходимо оповестить о возникновении ГНВП или открытого фонтана руководство, ЦИТС, противофонтанную службу и пожарную охрану;

- все работы на скважине после герметизации устья ведутся под руководством мастера ТКРС либо ответственного руководителя из числа ИТР по дополнительному плану;

- все источники открытого огня или искрообразования необходимо отключить, потушить или иным способом изолировать от воздействия на скважину. Прекратить в огневые работы, курение, и другие действия, в результате которых возможно искрообразование или воспламенение;

– принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

На каждую скважину с возможностью возникновения ГНВП или открытого фонтана должен быть составлен план ликвидации аварий, содержащий такие пункты, как мероприятия по спасению людей, список ответственных лиц, оборудования и СИЗ, способы оповещения об аварии, пути эвакуации, Первоочередные действия производственного персонала при появлении признаков ГНВП, порядок проведения штатных операций по предупреждению развития аварии в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Перед началом проведения работ на скважине бригада должна быть ознакомлена с планом ликвидации аварий и планом работ. С исполнителями работ должны проводиться инструктажи по технике безопасности и предупреждению ГНВП и открытых фонтанов, а также учебно-тренировочные тревоги по сигналу "Выброс".

### **3.5 Современные тенденции в предупреждении открытых фонтанов**

Возможные методы улучшения процесса предупреждения открытых фонтанов и ГНВП могут быть направлены либо на корректирование действий персонала, либо модернизации противовыбросового оборудования.

Противовыбросовое оборудование (ПВО) (рис.3.1) - это комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте. ПВО включает стволовую часть, превенторы, систему автоматического или ручного управления закрытия превенторов, и манифольд, соединенный с линиями дросселирования и глушения скважин.

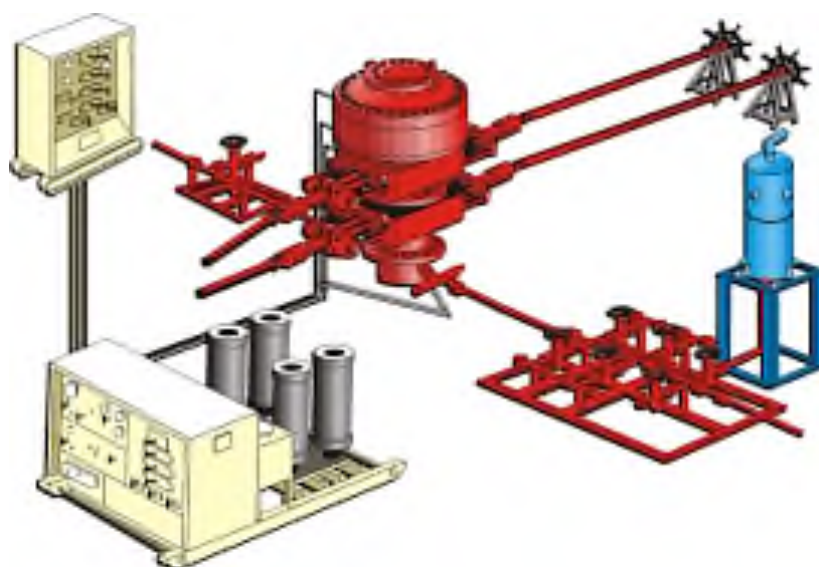


Рисунок 3.1 – Противовыбросовое оборудование (ПВО)

Плашечные превенторы применяют в основном в умеренных и холодных микроклиматических районах для герметизации устья при наличии или отсутствии в скважине труб. Они гарантируют возможность передвижения колонны труб при наличии в устье герметизации в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонн труб на плашки и ее сдерживание от выталкивания под влиянием скважинного давления. Ниже представлен обзор ряда недавних патентов, направленных на улучшение работы плашечных превенторов. Анализ патентов на модернизацию плашечных превенторов представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Анализ патентов на модернизацию плашечных превенторов

№ А/С	Суть патента	Цель	Техническое решение
2196874	Создание сдвоенного плашечного превентора с механизмом синхронного привода плашек от одного штурвала управления	Повышение надежности	Шиберная пластина размещена в направляющих пазах одной из плашек, при этом плашка снабжена упором для фиксации шиберной пластины в положении «Закрыто»
2411345	Уменьшение требуемого рабочего давления в системе гидропривода для среза бурильного инструмента	Повышение надежности	Плашки с герметизирующими элементами, двумя штоками, жестко закрепленными в крышках корпуса и поршнях, гидропривод и ножи, одна пара которых установлена на плашке

Продолжение таблицы 3.1

2382169	Создание технического решения превентора, обеспечивающего повышение надежности работы	Повышение надежности	Гидропривод содержит втулку, установленную на конце винта с возможностью вращения и стопор, взаимодействующий со сквозными отверстиями втулки, гайка, с резьбой винта, выполнена в торце кожуха.
22411132	Создание превентора с подвижной шиберной пластиной, кинематически не связанной с плашками	Повышение надежности	Шиберная пластина установлена в корпусе отдельно от плашек, выполнена с возможностью перпендикулярного перемещения относительно направления перемещения плашек и имеет форму плоского клина
2212518	Создание превентора с комбинированным управлением плашками	Повышение надежности	Превентор выполнен с возможностью установки на него легкоъемного гидропривода и содержит корпус с осевым каналом, плашки с уплотнительными элементами. Ручной привод плашек осуществляется от общего приводного вала, а гидропривод присоединяется к противоположному торцу приводного вала

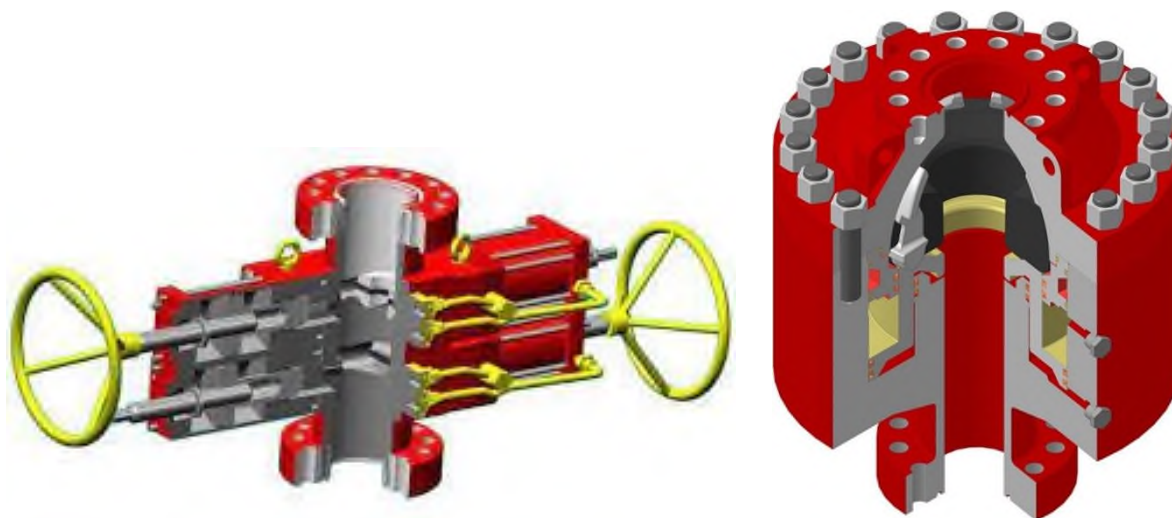


Рисунок 3.2 – Универсальные превенторы

Универсальные превенторы (рис. 3.2) используются для герметизации устья, если в скважине отсутствует или имеется подвешенная колонна труб.

Анализ патентов на модернизацию универсальных превенторов представлен в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Анализ патентов на модернизацию универсальных превенторов

№ А/С	Суть патента	Цель	Техническое решение
2047733	Использование скважинного давления для управления превенторами	Повышение надежности	Крышка выполнена с конической расточкой, а конусный уплотнитель размещен в расточке с зазором по верхнему торцу и возможность взаимодействия нижнего торца с плунжером, что позволяет обеспечить повышенное самоуплотнение конусного уплотнителя
506312	Изменение конструкции крышки и уплотнительного элемента	Повышение надежности	Сегменты нижней части выполнены со срезом и надежности образуют с изогнутой внутренней поверхностью кожуха кольцевой паз, в котором размещен герметизирующий элемент.
794188	Обеспечения возможности осевого смещения уплотнений	Повышение надежности герметизации НКТ при СПО	Устройство имеет корпус с кольцевой камерой и кольцевым уплотнением, размещенным на ее наружной поверхности
1798480	Оригинальная конструкция эластичного уплотнителя	Повышение надежности, снижение металлоемкости	Уплотнитель выполнен с усеченной наружной, конической поверхностью, сопряженной с цилиндрической, и металлическими вставками Т-образной формы
2198272	Изменение конструкции крышки и основания корпуса	Снижение металлоемкости, Удобство обслуживания	Корпус с основанием выполнены разъемными и имеют в месте разъема кольцевые проточки и установленное в них разрезное кольцо, поджимаемое фланцем

Превентор дает возможность прокручивать бурильную колонну и протаскивать трубы вместе с муфтами и бурильными замками, обеспечивая при этом герметичность устья. Преимуществом использования универсального превентора является тот факт, что он позволяет герметизировать устье скважины независимо от геометрического размера уплотняемого объекта. Превенторы бывают с конической или сферической наружной поверхностью уплотнителя, и ввиду способа их эксплуатации срок службы относительно невелик, в связи с чем в настоящее время ведутся работы по их совершенствованию.

## Вывод

Проведенный анализ показал, что предупреждение возникновения открытых фонтанов – ключевое требование к ведению безопасных работ. Оно сводится, как правило, к техническому и производственному контролю. Ввиду того, что регулирование процесса ведения работ прописано в федеральных нормативно-технических документах, и многократно доказали свою применимость в аварийных ситуациях, возможным видится анализ возможностей усовершенствования противовыбросового оборудования, отвечающего за контроль потока жидкости и сдерживание ГНВП от перехода в открытое фонтанирование.

## **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.

Основные направления деятельности ООО «Буровая компания «Евразия»  
ООО «Буровая компания «Евразия» оказывает услуги нефтегазодобывающим предприятиям. Основной вид деятельности – строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ. ООО «Буровая компания «Евразия» (БКЕ) является правопреемником компании ООО «СГК-Бурение», которая была ликвидирована путем реорганизации.

В число заказчиков Компании входят крупнейшие нефтегазодобывающие предприятия: группа компаний ПАО «НК «РОСНЕФТЬ»: ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Томскнефть» ВНК, АО «РН-Няганьнефтегаз», ПАО «ЛУКОЙЛ»: ТПП «Урайнефтегаз», ОАО «РИТЭК».

### **4.1 Планирование исследовательских работ**

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

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

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

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [11].

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

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

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» [х]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [12].

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 211,2 часов или 8,8 суток:

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

Линейный календарный график выполнения работ

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала (таблица 4.1) :

Таблица 4.1 – Количество обслуживающего персонала

Обслуживающий персонал	Количество персонала, чел
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	1
бурильщик 7 разряда	2
бурильщик 6 разряда	2
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	2
стропальщики	2
электромонтёр 5 разряда	1
слесарь 5 разряда	1
лаборант (специалист по буровым растворам)	1
машинист буровой установки 5 разряда	2
машинист буровой установки 4 разряда	2
сварщик	1

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

отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 400,6 часов или 16,7 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 211,2 часов или 8,8 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	16,7												
3.Испытание	8,8												

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

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

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

и газовых скважин [13], в части II – на строительные и монтажные работы [14], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [15].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [16] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении В таблицах В.2 и В.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 78,96 [17].

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

#### Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 74 973 997,82 руб.

Конструкция скважины включает 3 обсадных колонны – направление, кондуктор и эксплуатационную колонну, и имеет сравнительно небольшую глубину 2510 м. Эти характеристики позволяют завершить строительство скважины за 16,6 суток, после чего передать ее к дальнейшему освоению. Бурение с высокими скоростями позволяет осуществлять разведку и оценку площадей в более короткие сроки и, как следствие, быстрее вводить месторождение в разработку, что благоприятно сказывается на сроке окупаемости вложенных инвестиций. Кроме того, бурение разведочных скважин позволяет получать значительное количество информации, которая будет применяться при проектировании строительства основного фонда скважин,

например, большую пользу приносит информация о вероятных осложнениях при бурении на данной площади.

## 5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2510 метров на нефтяном месторождении (Томская область). Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении скважины. Проектные решения данной ВКР, могут быть использованы при проектировании разведочных скважин научно-исследовательскими проектными институтами (НИПИ).

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

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

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [20].

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

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

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

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [21].

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

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [22].

### **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» [23].

При работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук. Органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля. Редко используемые средства отображения

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [24]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Производственная безопасность**

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [25].

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлены в приложении Г таблице Г.1.

### **5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего**

#### **Повышенный уровень общей и локальной вибрации**

На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и

сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

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

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [26]. Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$ .

Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

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

Уровень шума на буровой установке должен оцениваться в соответствии с требованиями ГОСТ ISO 9612-2016 [27] – постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты [28].

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте



Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция буровой установки меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

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

Согласно документу «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [29]:

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

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

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

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 [11]. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан  $\text{CH}_4$  – 300 мг/м<sup>3</sup>; нефть – 10 мг/м<sup>3</sup>; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1$ - $\text{C}_5$ ) – 3 мг/м<sup>3</sup>; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода (CO) – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [12]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 [32].

#### Движущиеся части и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск.

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

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [33]:

- конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения;
- движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели;
- ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии;
- в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2015 [34].

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

### 5.3 Экологическая безопасность

#### Защита атмосферы

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

Прямой контроль загрязнения атмосферного воздуха включает в себя периодические измерения загрязнения воздушной среды на стройплощадке.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования [35, 36].

## Защита гидросферы

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

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

Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [37] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

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

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

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

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

#### Защита литосферы

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [38].

Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих РД 51-1-96 [35].

Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [39].

По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

## 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [29]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [29]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [40].

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [41], 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.

#### Вывод

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке.

Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений.

Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги.

Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000В.

Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории Пб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки.

Буровая установка по взрывопожарной и пожарной опасности относится к категории АН – повышенная взрывопожароопасность.

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 данной Выпускной Квалификационной Работе была рассмотрена литологический, стратиграфический разрез по проектируемой скважине, рассмотрены осложнения, связанные с проходкой скважины. Анализ геологических данных, приведенных в работе, может быть использован при проектировании аналогичных скважин этого месторождения. В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины, гидравлической программы промывки, выбор буровой установки, породоразрушающего инструмента, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины. В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП, сметной стоимости бурения и крепления скважины



## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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. Яковенко, Н.А. Разработка методов обеспечения промышленной безопасности при профилактике и ликвидации открытых газовых фонтанов.

5. Чабаев, Л.У. Технологические и методологические основы предупреждения и ликвидации газовых фонтанов при эксплуатации и ремонте скважин .

6. Вадулина Н.В., Столбова Е.П. Предупреждение газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин.

7. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03)

8. РД 08-254-98 «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности»

9. Федеральный закон от 21.07.97 N 116-ФЗ "О промышленной безопасности основных производственных объектов".

10. Ибатуллин Р.Р., Абрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х. Техника и технология крепления скважин расширяемыми обсадными колоннами // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2006 г. – №1. – С. 23-28.

11. 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).

12. 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).

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

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

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

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

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

18. 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).

19. 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).

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

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

22. Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

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

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

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

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

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

28. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

29. 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".

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

31. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

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

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

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

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

36. ГОСТ Р 58577-2019 Правила установления нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ проектируемыми и действующими хозяйствующими субъектами и методы определения этих нормативов.

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

38. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения.

39. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия.

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

41. 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 кавернзности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэф- фици- ент каверн- зности
От (кровля)	До (подошва )	Название	индекс	угол	азимут	
				град.	град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	40	Четвертичные отл.	Q	-	-	1,3
40	190	Некрасовская серия	P <sub>3nk</sub>	-	-	1,3
190	280	Чеганская свита	P <sub>3cg</sub>	-	-	1,3
280	410	Люлинворская свита	P <sub>2ll</sub>	-	-	1,3
410	470	Талицкая свита	P <sub>2tl</sub>	-	-	1,3
470	570	Ганькинская свита	K <sub>2gn</sub>	-	-	1,2
570	630	Славгородская свита	K <sub>2sl</sub>	-	-	1,2
630	720	Ипатовская свита	K <sub>2ip</sub>	-	-	1,2
720	735	Кузнецовская свита	K <sub>2kz</sub>	-	-	1,2
735	1555	Покурская свита	K <sub>1-2pk</sub>	-	-	1,2
1555	1615	Алымская свита	K <sub>1al</sub>	1	-	1,2
1615	1990	Киялинская свита	K <sub>1kls</sub>	1	-	1,2
1990	2170	Тарская свита	K <sub>1tr</sub>	1	-	1,1
2170	2450	Куломзинская свита	K <sub>1klm</sub>	1	-	1,1
2450	2460	Баженовская + георгиевская свиты	J <sub>3bg</sub> +J <sub>3gr</sub>	1	-	1,1
2460	2510	Васюганская свита	J <sub>2-3vs</sub>	1	-	1,1

Таблица А.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки ( структура, текстура, минеральный состав и т.п. )
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Пески, суглинки, глины	Почвенно-растительный слой, пески темно-серые, серые, мелко-зернистые, реже – крупнозернистые, иногда глинистые, суглинки и глины буровато-серые, алевитистые с пропластками лигнита;
P <sub>3нк</sub>	40	190	Пески, глины	Пески серые и светло-серые, мелкозернистые, кварцполевошпатовые, иногда уплотненные, с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневато-серых и бурых, песчанистых, плотных и обильными растительными остатками и алевролитов;
P <sub>3сг</sub>	190	280	Глины, пески, алевролиты	Глины зеленовато-серые, голубовато-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с гнездами и присыпками песчано- алевитистого материала, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых;
P <sub>2II</sub>	280	410	Глины, алевролиты, пески	Глины зеленовато-серые, светло- серые, опоковидные, местами пер- еходящие в опоки, жирные на ошу- пь, с прослоями уплотненных песков и алевролитов;
P <sub>2I</sub>	410	470	Глины	Глины темно-серые, буровато- серые; жирные, вязкие с присыпка- ми алевитистого материала;
K <sub>2gn</sub>	470	570	Глины	Преобладают серо- цветные глины с прослоями мерге- лей, известковистых алевролитов;
K <sub>2sl</sub>	570	630	Глины, алевролиты, песчаники, пески	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песка;

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K <sub>2ip</sub>	630	720	Песчаники, алевролиты, глины	Представлена переслаиванием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин;
K <sub>2kz</sub>	720	735	Глины, алевролиты	Состоит из переслаивающихся алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков в кровле;
K <sub>1-2pk</sub>	735	1555	Песчаники, пески алевролиты, глины	Сложена серыми песками и песчаниками с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов. Отмечены прослой глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля;
K <sub>1al</sub>	1555	1615	Глины, песчаники	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтморилонитового состава
K <sub>1kls</sub>	1615	1990	Глины, пески, алевролиты, известняки, гравелиты	Представлена пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Выделяются песчаные пласты групп А и Б;
K <sub>1tr</sub>	1990	2170	Песчаники, алевролиты, аргелиты	Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего пронцаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщей тарской свиты;
K <sub>1klm</sub>	2170	2450	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели, известняки	Представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита. Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий песчаные пласты Б16-20, получил название ачимовский пачки.
J <sub>3bg+J3gr</sub>	2450	2460	Аргиллиты	Представлена битуминозными плитчатыми аргиллитами;
J <sub>2-3vs</sub>	2460	2510	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников светло-серых, мелко-среднезернистых, алевролитов светло-серых песчаных, аргиллитов темно-серых, плитчатых, алевритистых.

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

Индекс страти- графиче- ско-го подра- зделе-ния	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Пло- тно- сть г/см <sup>3</sup>	По- рис- тость %	Про- ни- ца-е- мость, мДарси	Гли- нис- тость %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Рас- слоен- ность поро- ды	Абра- зив- ность	Категория породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	Глины Суглинки Пески	2,1 2,0 1,9	30 25-30 25-30	0 0 2500	95 90 10	0 0 0	10 10 0	2 2 1	4 4 10	мягкая мягкая мягкая
P <sub>3нк</sub>	40	190	Пески глины	1,9 2,1	30 30	1000 0	20 95	0 0	0 10	1 2	10 4	мягкая мягкая
P <sub>3сг</sub>	190	280	Глины Пески Алевриты	2,1 1,9 2,2	30 30 30	0 1000 20	95 10 10	0 0 0	10 0 10	2 1 3	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P <sub>2ил</sub>	280	410	Глины Алевриты Пески	2,1 2,2 1,9	30 30 30	0 20 1000	95 10 20	0 0 0	10 10 0	2 3 1	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P <sub>2ил</sub>	410	470	Глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
K <sub>2gn</sub>	470	570	Глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
K <sub>2sl</sub>	570	630	Глины Алевролиты Пески Алевриты	2,1 2,2 2,2 2,2	30 30 30 30	0 20 0 20	100 10 100 10	0 0 0 0	10 10 10 10	2 3 3 3	4 10 4 40	мягкая мягкая мягкая мягкая
K <sub>2ip</sub>	630	720	Песчаники Алевриты Глины	2,2 2,3 2,2	30 10 25	0 0 0	100 25 100	0 5 0	10 - 10	3 3 3	4 10 4	мягкая мягкая мягкая



Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K <sub>2kz</sub>	720	735	Глины	2,2	25	0	100	5	10	3	4	мягкая
			Алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
K <sub>1-2pk</sub>	735	1555	Глины	2,2	25	0	100	0	10	3	4	средняя
			Пески	2,2	25	2500	20	3	20	5	10	средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			Песчаники	2,1	22	50-300	20	3	30	2	10	средняя
K <sub>1al</sub>	1555	1615	Песчаники	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			Глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	средняя
K <sub>1kls</sub>	1615	1990	Алевролиты	2,0	10	10	20	3	10	1	10	средняя
			Глины	2,4	2	0	100	3	-	1	4	средняя
			Пески	2,2	16-22	20-900	20	5	20	3,5	10	средняя
			Известняки	2,4	5	0	90	10	150	4	4	средняя
			Гравелиты	2,3	15	10	10-30	5	25	3	6	средняя
K <sub>1tr</sub>	1990	2170	Песчаники	2,3	22	1-102	20	5	40	3	10	средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
K <sub>1klm</sub>	2170	2450	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			Песчаники	2,3	22	1-1020	20	5	40	3	10	Средняя
			Известняки	2,4	5	0	90	10	150	4	4	крепкие
			Мергели	2,4	5	0	90	10	150	4	4	крепкие
			Алевролиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
J <sub>3bg+J3gr</sub>	2450	2460	Аргиллиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
J <sub>2-3vs</sub>	2460	2510	Песчаники	2,3	15	60-270	20	0	65	3	10	средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			Аргиллиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые

## 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	393,7 М-ЦГВ	163	0,4
		Переводник М-171/М161	50	0,517
		УБТС2 203	5136	24
		Переводник П-161/171	61	0,538
		8К-393,7 мс	490	1,27
		Переводник П-171/147	61	0,538
		УБТС2 178	1872	12
		Переводник П-147/171	35	0,521
		КШЦ 203 3-171/35	60	0,521
		ВБТ-152К	1986	16,46
		Заход ВБТ-152К		10,216
Σ			9914	50

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-740 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
50	740	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	35	0,3
		Переводник М-152/171	50	0,517
		КП-293 СТ	90	0,65
		ДГР-240М.7/8.55	2432	9,95
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,375
		Переводник П-171/161	65	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		ЯГБ-195 3-152	300	2,115
		Переводник П-152/147	60	0,517
		УБТС2-178	1872	12
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19Д	20934,26	671
		Переводник П-162/171	63	0,527
		КШЦ 203 3-171/35	60	0,521
ВБТ-152К	1986	16,46		
Σ			28430,259	740

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (740-2510 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
740	2510	БИТ 190,5 В 813 У.40	20	0,2
		Переводник П-117/133	37	0,47
		2-К-187,0СТ	50	0,5
		Переводник П-133/117	30	0,457
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-165	97	0,7
		Обратный клапан КОБ-165РС	90	0,76
		Переводник П-171/147	31	0,51
		УБТС2-146	8652	84
		ЯГБ-124	250	2,084
		Переводник П-102/159	40	0,527
		ПК-114х9Д	38448	1723
		Переводник П-159/162	40	0,527
		ПК-127х9,19Д	20934,259	671
		Переводник П-162/171	63	0,527
КШЦ 203 3-171/35	60	0,521		
ВБТ-152К	1986	16,46		
Σ			71843	2510

Таблица Б.4 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2510 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup> .
От	до					
0	50	50	393,7	-	1,30	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =4,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 52,9
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> =57,9
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	740	690	295,3	324	1,20	60,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =1,13
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =34,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =2,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =105,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =144,3
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>3</sub> =154,8
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					
740	2510	1770	190,5	245	1,1	78,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> =4,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> =51,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> =10
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> =162,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> =228,1
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>3</sub> =193,9

Таблица Б.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		колонна		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор рН	25	57,9	2,3	154,8	6,2	193,9	7,8	406,6	17,0
Глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3473,5	3,5	2166,8	2,2		0,0	5640,3	6,0
Кальценированная сода	Регулятор жёсткости	25	57,9	2,3	154,8	6,2	193,9	7,8	406,6	17,0
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			61,9	2,5	387,8	15,5	449,8	18,0
РАС LV	Стабилизатор. Регулятор	25			18,6	0,7	1551,4	62,1	1569,9	63,0
Reolub	Снижение коэффициента трения	172			835,8	4,9	969,6	5,6	1805,4	11,0
Барит	Утяжелитель	1000	9791,7	9,8	21708,1	21,7		0,0	31449,8	32,0
Бентопорошок Основа-Медиум	Структурообразователь	1000					6787,2	6,8	6787,2	7,0
Atren-Antifoam марки С	Пеногаситель	200					38,8	0,2	38,8	1,0
активных глин Well-Amin	Ингибитор	200					9696,0	48,5	9696,0	49,0
Детергент HS	ПАВ	206			154,8	0,8			154,8	1,0

## Приложение В Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	393,7 М-ЦГВ	0	50	600	0,029	50	0,08	1,4	0,30	1,73
Промывка (ЕНВ)										0,20
Нарращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										11,53
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										15,57
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,78
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,44
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	50	740	5000	0,033	690	0,14	23,0	5,70	28,70
Промывка (ЕНВ)										0,80
Нарращивание (ЕНВ)										9,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Крепление (ЕНВ)										37,57
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										81,84
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,09
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										86,44
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 В 813 У.40	740	2460	2800	0,040	1720	0,61	68,8	10,79	79,59
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 913	2460	2480	400	0,2	20	0,05	4	37,57	41,57
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 190,5 В 813 У.40	2480	2510	2800	0,040	30	0,01	1,2	12,66	13,86
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,20
Наращивание (ЕНВ)										24,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										50,91
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										269,48
Ремонтные работы (ЕНВ)										21,56
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого:										297,71
Итого по колоннам:										400,59

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы			Направление			Кондуктор			ЭК		
			кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма	кол-во	во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Затраты зависящие от времени														
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6										
Социальные отчисления, 30%				157,0										
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	28,3	2,0	281,3	10,3	1421,0				
Социальные отчисления, 30%						8,6		85,5		432,0				
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4										
Социальные отчисления, 30%				14,1										
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,0	2,0	29,3	10,3	148,1				
Социальные отчисления, 30%						0,9		8,9		45,0				
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	51,8	2,0	514,8	10,3	2600,2				
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	293,6	2,0	2917,5	10,3	14736				
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					2,0	457,3	9,7	2179,8				
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,0	210,9	9,7	1005,5				
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,0	18,1	10,3	91,5				
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,0	15,4	10,3	77,5				
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,0	304,3	10,3	1537,1				
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,9	2,0	69,1	10,3	348,8				
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	20,6	2,0	204,4	10,3	1032,4				
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,0	11,3	10,3	56,9				
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	34,7	2,0	344,7	10,3	1740,8				
Каустическая сода	т	140,3			0,1	8,1	0,2	21,7	0,2	27,2				
Глина ПБМБ	т	284,6			3,5	988,6	2,2	616,7						
Кальценированная сода	т	124,8			0,1	7,2	0,2	19,3	0,2	24,2				

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
РАС HV	т	738,7					0,1	45,7	0,4	286,5
РАС LV	т	681,6					0,0	12,7	1,6	1057,4
Reolub	т	472,9					0,8	395,2	1,0	458,5
Детергент HS	т	188,4					0,2	29,2		
Atren-Antifoam марки С	т	657,1							0,1	65,7
Барит	т	76,1			9,8	745,1	21,7	1652,0		
Ингибитор активных глин Well-Amin	т	197,5							9,7	1915,0
Бентопорошок Основа-Медиум	т	291,6							6,8	1979,1
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		2243,7		8265,3		33265,7	
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 М-ЦГВ	шт	1985,7			0,1	198,6				
БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	шт	1522,0					0,1	210,0		
БИТ 190,5 В 813 У.40	шт	5254,6							0,6	3284,1
БИТ 190,5/100 В 913	шт	6807,6							0,1	340,4
Калибратор 8К-393,7 МС	шт	890,5			0,1	89,1				
Калибратор КП-293 СТ	шт	565,4					0,1	78,0		
Калибратор 2-К187,0 СТ	шт	290,3							0,6	181,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		287,6		288,1		3805,9	
Итого по колоннам, руб			8749,8		2531,3		8553,3		37071,6	
Всего по сметному расчету, руб			56906,0							



Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Затрат зависящие от времени</b>								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	62,0	1,6	202,2	2,1	274,0
Социальные отчисления, 30%				18,9		61,5		83,3
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,6	1,6	18,2	2,1	24,6
Социальные отчисления, 30%				1,7		5,5		7,5
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,6	11,8	2,1	16,0
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	121,5	1,6	395,9	2,1	536,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	688,3	1,6	2243,5	2,1	3040,0
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	66,7	1,6	217,4	2,1	294,6
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,6	13,9	2,1	18,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	81,3	1,6	265,0	2,1	359,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,8	1,6	28,8	2,1	39,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,3	1,6	53,1	2,1	72,0
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4					1,0	75,4
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	4,0	180,4				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			25,0	865,0		
ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	шт	16,5					80,0	1320,0
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	246,7					1,0	246,7
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5					2,0	43,0
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-146	шт	1828					1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4837,9		7514,9		8442,8	
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	50,0	1426,5				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			740,0	18078,2		
Обсадные трубы 146x7,7; 146x6,5 Д	м	17,8					2510,0	44678,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	12,6	955,1		
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	88,2					2,9	259,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	48,1			28,6	1375,7	21,2	1019,1
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2643,2		21801,06		48301,6	
Всего затрат, руб			72745,8					
Всего по сметному расчету, руб			93541,4					

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	93 126	1 599 677,53
	Итого по главе 1	93 126	1 599 677,53
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	74 592	5 889 784,32
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	896 274,96
	Итого по главе 2	85 943	6 786 059,28
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	56 906	4 493 299,24
3.2	Крепление скважины	93 541	7 386 032,20
	Итого по главе 3	150 447	11 879 331,43
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	25 024	1 975 902,76
	Итого по главе 4	25 024	1 975 902,76
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	19 302	1 524 075,76
	Итого по главе 5	19 302	1 524 075,76
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	9 670	763 521,43
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	716	56 557,14
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 563 831,20
	Итого по главе 6	42 856	3 383 909,78
	ИТОГО прямых затрат	416 698	27 148 956,54
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	83 340	5 429 791,31
	Итого по главе 7	83 340	5 429 791,31
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	40 003	2 606 299,83
	Итого по главе 8	40 003	2 606 299,83
	ИТОГО по главам 1-8	540 041	35 185 047,68

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	132 310	8 620 336,68
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	23 762	1 548 142,10
9.3	Северные надбавки 2,98%	16 093	1 048 514,42
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 400 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 450 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	23 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	21 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 000 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	160 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	32 000,00
	Итого прочих работ и затрат	172 165	24 342 993,20
	ИТОГО по гл 1-9	712 206	59 528 040,88
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 080	70 370,10
	Итого по главе 10	1 080	70 370,10
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	35 664	2 879 920,55
	Итого по главе 12	35 664	2 879 920,55
	ИТОГО	748 951	62 478 331,52
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		62 478 331,52
	НДС		12 495 666,30
	ВСЕГО с учетом НДС		74 973 997,82

## Приложение Г Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	ГОСТ ISO 9612-2016 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний