



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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело  
ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,  
специализация Бурение нефтяных и газовых скважин  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА ВАНАВАРСКУЮ СВИТУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.243.23:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Курбанов Данил Русланович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ**  
**21.03.01 Нефтегазовое дело**  
**ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**  
**Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»**

Код	Наименование компетенции
<b>Универсальные компетенции</b>	
<b>УК(У)-1</b>	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
<b>УК(У)-2</b>	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
<b>УК(У)-3</b>	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
<b>УК(У)-4</b>	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
<b>УК(У)-5</b>	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
<b>УК(У)-6</b>	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
<b>УК(У)-7</b>	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
<b>УК(У)-8</b>	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
<b>УК(У)-9</b>	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
<b>УК(У)-10</b>	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
<b>ОПК(У)-1</b>	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
<b>ОПК(У)-2</b>	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
<b>ОПК(У)-3</b>	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
<b>ОПК(У)-4</b>	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
<b>ОПК(У)-5</b>	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
<b>ОПК(У)-6</b>	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

<b>ОПК(У)-7</b>	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
<b>Профессиональные компетенции</b>	
<b>ПК(У)-1</b>	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-2</b>	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-3</b>	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-4</b>	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-5</b>	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
<b>ПК(У)-6</b>	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
<b>ПК(У)-7</b>	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
<b>ПК(У)-8</b>	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП/ОПОП  
 \_\_\_\_\_  
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Курбанов Данил Русланович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№40-8/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--------------------------------------------	--

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b>  <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения</li> <li>2. Особые условия бурения: использование роторно-управляемой системы</li> <li>3. Интервал отбора керна: -</li> <li>4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком</li> <li>5. Данные по профилю:          Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 85 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.          Отход на кровлю Г1/ длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 750 метров</li> <li>6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2300 м</li> <li>7. Глубина спуска комбинированной эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>8. Диаметр комбинированной эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>9. Способ цементирования: манжетное цементование (ММЦ предусмотреть над кровлей продуктивного пласта)</li> </ol>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>10. Конструкция забоя: не зацементированная колонна 140 мм представленная фильтрами</p> <p>11. Способ освоения скважины (выбрать): свабиrowание</p>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ</p> <p>1.1. Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.3. Зоны возможных осложнений</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Проектирование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3. Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.5. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.8. Проектирование и расчет компоновок буровой колонны</p> <p>2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины</p> <p>2.4.4.1. Выбор жидкости глушения</p> <p>2.4.4.2. Освоение скважины</p> <p>2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС</p>
<b>Перечень графического материала</b>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., Доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	10.02.2023
-------------------------------------------------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Курбанов Данил Русланович		10.02.2023

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2022/2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б93	Курбанов Данил Русланович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП/ОПОП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Курбанов Данил Русланович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 95 страницы, 16 рисунков, 47 таблиц, 18 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, буровой раствор, цементирование, заканчивание скважин, буровая установка, хвостовик, потайная колонна.

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения глубиной 2805 м (по вертикали).

В специальной части был проведен анализ возможности и экономической целесообразности оптимизации конструкции скважины за счет применения потайных колонн.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.



Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

## Содержание

ВВЕДЕНИЕ .....	13
Сокращения, термины и определения.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	16
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)...	19
1.3 Зоны возможных осложнений .....	20
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	21
2.2 Проектирование конструкции скважины .....	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	21
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	22
2.2.4 Выбор интервала цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	24
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	24
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	25
2.3.1 Выбор способа бурения .....	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	25
2.3.3 Выбор типа калибратора.....	26
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород ...	27
2.3.5 Расчет частоты вращения долота.....	28
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора .....	28
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	30

2.3.8	Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	31
2.3.9	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	32
2.3.10	Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	38
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважины.....	38
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность .....	38
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений .....	38
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений .....	40
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине .....	42
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	43
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	43
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	47
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения .....	47
2.4.4.2	Освоение скважины .....	49
2.4.4.3	Выбор типа фонтанной арматуры .....	50
2.5	Выбор буровой установки .....	50
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Оптимизация конструкции скважины за счет применения потайных колонн» .....	51
3.1	Потайные обсадные колонны.....	51
3.2	Оптимизация конструкции скважины за счет применения потайных колонн.....	53
3.3	Оценка технико-экономических показателей при внедрении потайных колонн.....	55
3.4	Выводы к разделу «специальный вопрос» .....	56
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1	Основные направления деятельности предприятия .....	58

4.2	Организационная структура управления предприятием.....	59
4.3	Расчет сметной стоимости буровых растворов.....	60
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	63
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	63
5.2	Производственная безопасность.....	65
5.2.1	Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего .....	66
5.3	Экологическая безопасность.....	72
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.5	Выводы к разделу «социальная ответственность» .....	76
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
	Список используемых источников.....	78
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	81
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	83
	ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д .....	91
	ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ Ж .....	94
	ПРИЛОЖЕНИЕ И .....	95

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефтегазовая отрасль всё более переквалифицируется в сторону разработки трудноизвлекаемых месторождений. В связи с этим возникает необходимость в строительстве скважин в осложнённых условиях, а также в применении новых технологий.

Реализуя такие технологии, как: наклонно-направленное бурение, проведение многостадийного гидроразрыва пласта, бурение на депрессии, бурение на обсадных трубах и многое другое, возникает возможность поддерживать добычу на требуемом уровне.

Усложнение процесса бурения неразрывно влечёт за собой увеличение требований, предъявляемых к проектированию скважин, так как именно от этого этапа зависят решения о технологической и экономической целесообразности применения той или иной технологии при бурении.

На основании вышеизложенного вытекает актуальность выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения».

## Сокращения, термины и определения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

**ГНО** – глубинное насосное оборудование;

**ОКК** – обвязка колонная клиньевая;

**ОП** – оборудование противовыбросовое;

**СВП** – система верхнего привода;

**РУС** – роторная управляемая система;

**ВЗД** – винтовой забойный двигатель;

**КНБК** – компоновка низа бурильной колонны;

**ДНС** – динамическое напряжение сдвига;

**СНС** – статическое напряжение сдвига;

**СПО** – спуско-подъемные операции;

**БКМ.ВР.ОК** – башмак колонный металлический вращающийся с обратным клапаном;

**ЦЩ** – центратор пружинный цельный;

**ПГМЦ** – пакер гидравлический для манжетного цементированья;

**ЦТ** – централизатор-турболизатор;

**ПРП-Ц-В** – пробка продавочная цементировочная верхняя;

**ПРП-Ц-Н** – пробка продавочная цементировочная нижняя;

**ЦКОД** – цементировочный клапан обратный дроссельный;

**ЦЦ** – центратор цементируемый;

**МБП** – материал буферный порошкообразный;

**НТФ** – нитрилотриметилфосфоновая кислота;

**ПТЦ** – портландцемент тампонажный;

**СКЦ** – станция контроля цементированья;

**БМ** – блок манифольдов;

**УСО** – установка смесительно-осреднительная;

**ЦА** – цементировочный агрегат;

**УС** – установка смесительная;

**АФ** – арматура фонтанная;

**БУ** – буровая установка;

**ПХГМЦ** – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая;

**ПХГМ** – подвеска хвостовика гидромеханическая;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ГНВП** – газонефтеводопроявление;

**PDC** – polycrystalline diamond compact.

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В данном разделе представлены исходные данные, необходимые для дальнейших расчетов.

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
				Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	P-C	0°00'		1,30
		Кембрий	E			
		Нижний-средний	E <sub>1-2</sub>			
455	650	Литвинцевская свита	E <sub>1-2</sub> 1:t	0°30'		1,30
650	1045	Ангарская	E <sub>1-2</sub> an	0°30'		1,30
1045	1105	Бугайская	E <sub>1</sub> bul	1°30'		1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E <sub>1</sub> bls <sub>2</sub>	1°30'		1,25
1350	1645	Нижнебельская	E <sub>1</sub> bls <sub>1</sub>	1°30'		1,20
1645	2140	Усальская	E <sub>1</sub> us	1°30'		1,20
2040	2080	Осинский горизонт	E <sub>1</sub> us (os)			
		Венд	V			
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'		1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'		1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'		1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'		1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'		1,20



Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, %	Твердость	Абразивность	Пластичность	Тип пород
	от	до								
P-C	0	455	Долериты Алевролиты Аргиллиты Угли	2,80 2,0- 2,5 2,3- 2,5 2,4- 2,6	- - - -	- - - -	5-8	6,5-9,5	6 до 6/н	СЗ-ТЗ
E <sub>1-2</sub> lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	- 4,33 - -	- 0 - -	4,5- 5,5	3,5-5	2-6	СЗ
E <sub>1</sub> an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E <sub>1</sub> bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5- 7,5	4,5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E <sub>1</sub> bls <sub>2</sub>	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,73 0,62	1,03 0,01	4,5- 6,5	3,5-5,5	2-6	СЗ
E <sub>1</sub> bls <sub>1</sub>	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,29 0,94 0,62	1,06 0,65 0,01	5-7,5	5-6	2-6	СЗ-ТЗ
E <sub>1</sub> us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1 -	5-6,5	4-5,5	2-6	СЗ-ТЗ
V-E <sub>1</sub> tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,59	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ-ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,65	0,63	6,5- 8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангидрит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,95 50,9	0,13 0,29 0,7	6,5- 8,5	6-7,5	2-6	ТКЗ
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,31	9,9	5-6,5	4-6,5	2-6	СЗ-ТЗ
V vn	2535	2850	Алевролит Аргиллит Песчаник Каменная соль	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ- ТКЗ

Таблица 3 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	до	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, °С
0	100	0,0098	0,014	0,027	3
100	200	0,0098	0,014	0,025	3-5
200	540	0,010	0,015	0,034	10
540	750	0,010	0,016	0,027	12
750	1400	0,010	0,017	0,034	16
1400	1600	0,015	0,020	0,025	18-22
1600	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30-32

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 4 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтеносность							
V vn	2790	2820	Поровый	755	135	150	Давление насыщения 25 МПа
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E <sub>1-2</sub> an	650	1045	Каверно-трещинный	-	До 20		Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E <sub>1-2</sub> us (os)	2040	2080	Каверно-трещинный	1,13	-		Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V <sub>1</sub> vn	2820	2850	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2		Нет. Минерализ. – 201-402 г/л.

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E <sub>1</sub> an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E <sub>1</sub> bls <sub>2</sub>	1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E <sub>1</sub> us	1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

## **2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА**

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

По техническому заданию данные по профилю: количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 85 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 750 метров.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в приложении А таблице А.1. Проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке А.1.

### **2.2 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины**

Согласно техническому заданию на проектирование, проектируется не зацементированная колонна 140 мм представленная фильтрами.

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

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

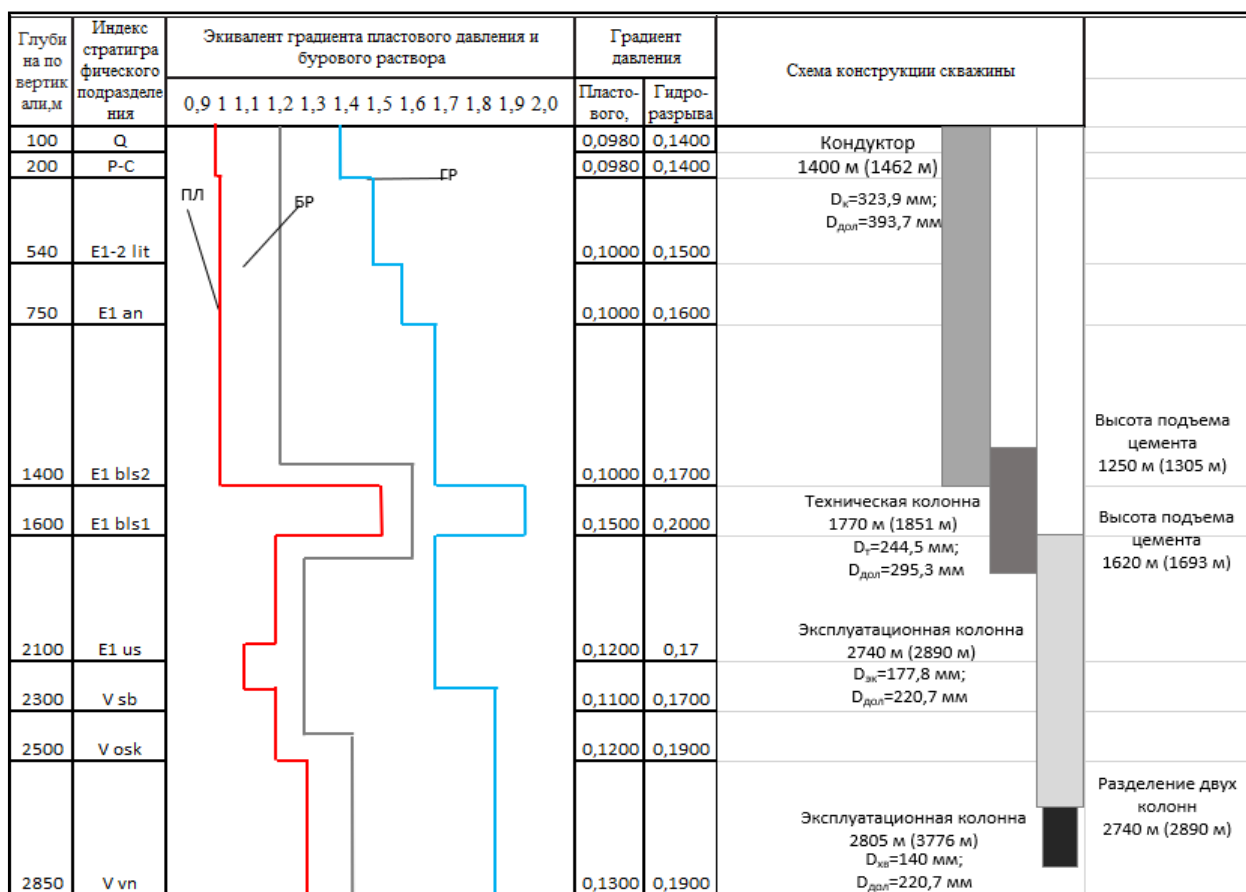


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

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

Направление не проектируется, т.к. в этом интервале устойчивые (твердые) горные породы.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Результаты расчетов представлены в таблице 6.

В моём варианте имеется один пласт с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны.

Таблица 6 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя объекта	V vn
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{\text{кр}}$ , м	2790
Градиент пластового давления $\Gamma_{\text{пл}}$ , атм/м	0,130
Градиент давления гидроразрыва $\Gamma_{\text{грп}}$ , атм/м	0,17
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	755
Пластовое давление $P_{\text{пл}}$ , атм	367,7

#### Продолжение таблицы 6

Имя объекта	V vn
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{\text{конд}}$ , м	1770
Коэффициент запаса	1,09
Принимаемая, глубина спуска кондуктора	1770

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1400 м (1462 м по стволу).

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1770 м (1851 м по стволу), так как имеются несовместимые условия бурения.

Эксплуатационную колонну спускают до глубины 2805 м (3776,4 м по стволу), так как в горизонтальной скважине рекомендуется спускать на 10–20 метров ниже кровли пласта по стволу, для обеспечения качественного крепления в зоне продуктивного пласта.

#### 2.2.4 Выбор интервала цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектом предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- Кондуктор цементируется на всю глубину – 1400 м (1462 м);
- Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м в интервалах 1250-1770 м (1305-1851 м).
- Комбинированная эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 1620-2740 м (1693-2890 м). С 2740-2805 м (2890-3776 м) не зацементированная колонна с использованием фильтров.

## 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В таблице 7 представлены результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн.

Таблица 7 – Результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн

Обсадная колонна	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной колонны, мм
Кондуктор	393,7	323,9
Техническая	295,3	244,5
Эксплуатационная	220,7	177,8
		140

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В таблице 8 представлен результат давления опрессовки колонн по нефтяному пласту.

Таблица 8 – Результат расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	28,35
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	$k$	1,1
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	25,05
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	15,61
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	22,77
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	36,27
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,0130
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м <sup>3</sup>	$\rho_n$	755
Ускорение свободного падения	$g$	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2790
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	25
Основание натурального логарифма	$e$	2,70
Степень основания натурального логарифма	$s$	0,09
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	$h$	1268,37

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки для газовой скважины будет выше, следовательно, необходимо выбрать именно это значение равное:  $P_{оп} = 27,55$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:



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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-350/80x35.

## 2.3 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под кондуктор и техническую колонну выбирается совмещенный способ бурения, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется применение СВП совместно с РУС для предотвращения дифференциальных прихватов буровой колонны и точной проводки ствола скважины по продуктивному пласту. В таблице 9 представлены способы бурения для каждого интервала.

Таблица 9 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	1462	Совмещенный (СВП+ВЗД)
1462	1851	Совмещенный (СВП+ВЗД)
1851	3776	РУС

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны PDC долота для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны, так как

они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0–1462	1462–1851	1851–3776
Шифр долота		393,7 (15 1/2) FD816МН Волгабурмаш	295,3 (11 5/8) FDM516МН Волгабурмаш	TD-220,7 MPD 613-T1.3 Технодрил
Тип долота		PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7
Тип горных пород		СЗ	СЗ	ТКЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,435	0,39	0,5
Масса, кг		200	150	100
G, тс	Рекомендуемая	32-40	2-20	2-10
	Максимальная	40	20	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–300	80–460	60–350
	Максимальная	320	460	300

### 2.3.3 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. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения интервала под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну 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 средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-1462	1462-1851	1851-3776
Шифр калибратора		КП-390,5 СТ	КП-390,5 СТ	КП-390,5 СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390,5	292,1	215,9
Тип горных пород		СЗ	СЗ	ТКЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-171	3-133
	API	-	-	-
Длина, м		0,5	0,5	0,3
Масса, кг		150	103	44

### 2.3.4 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 12.

Таблица 12 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал, м		0-1462	1462-1851	1851-3776
Исходные данные				
Порода		СЗ	СЗ	ТКЗ
$D_d$ , мм		39,37	29,53	22,07
$G_{предельные}$ , тс		40	20	10
Результаты проектирования				
$G_{допустимые}$ , тс		32	16	8
$G_{статистические}$ , тс		3-8	5-12	5-15
$G_{проект}$ , тс		8	5	5

где  $D_d$  – диаметр долота, см;

$G_{пред}$  – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$  – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$  – спроектированная нагрузка на долото, т.

### 2.3.5 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. Результаты проектирования представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-1432	1462-1851	1851-3776
Исходные данные				
Порода		СЗ	СЗ	ТКЗ
$V_L$ , м/с		1,8	1,8	1,2
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования				
$n_1$ , об/мин		87	116	104
n <sub>статистические</sub> , об/мин		100-160	100-180	140-200
n <sub>проект</sub> , об/мин		100	120	140

где  $V_L$  – линейная скорость на периферии долота, м/с;

$n_1$  – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$  – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

### 2.3.6 Расчет 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 14.

Таблица 14 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-1462	1462-1851	1851-3776
Исходные данные			
$D_D$ , м	0,3937	0,2953	0,2207
$K$ , м <sup>3</sup> /с	0,45	0,4	0,3
$K_k$	1,3	1,2	1,2
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,13	0,1
$V_M$ , м/ч	30	20	15
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$ , м	0,0143	0,0111	0,007
$n$	3	5	9
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,75	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,17	1,6	1,39
$\rho_n$ , г/см <sup>3</sup>	2,63	2,56	2,6
Результаты проектирования			
$Q_1$ , л/с	55	27	11
$Q_2$ , л/с	90	26	12
$Q_3$ , л/с	55	42	26
$Q_4$ , л/с	25	33	37
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q$ , л/с	25-90	26-42	11-37
$\Delta Q_{стат}$ , л/с	55-70	55-70	32-40
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$ , л/с	55	42	37

где  $K_k$  – коэффициент кавернозности;

$V_M$  – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{бт}$  – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нмах}$  – диаметр насадок долота, м;

$n$  – число насадок на долоте;

$V_{кпмин}$  – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

$\rho_p$  – расчетная плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_n$  – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

$S_{заб}$  – площадь забоя скважины, м<sup>2</sup>;

$S_{мах}$  – максимальная площадь затрубного пространства, м<sup>2</sup>;

$D_c$  – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

$Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

$Q_2$  – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

$Q_3$  – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

$Q_4$  – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

### 2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0–1462	1462-1851	1851-3776
Исходные данные				
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
G <sub>ос</sub> , кН		78	49	49
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D <sub>зд</sub> , мм		315	236	199
M <sub>р</sub> , Н*м		4022	1959	1483
M <sub>о</sub> , Н*м		197	148	110
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		49	37	28

где G<sub>ос</sub> – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН;

D<sub>зд</sub> – диаметр забойного двигателя, мм;

M<sub>р</sub> – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

M<sub>уд</sub> – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервала бурения под кондуктор (0-1462 м) и техническую колонну (1462-1851 м) выбираются винтовые забойные двигатели ДР-286.3.60 IDT и ДГР1-240.3/4.60 соответственно, которые позволяют бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения

горизонтального участка под эксплуатационную колонну выбирается РУС AutoTrack 6,75, который позволяет повысить скорость бурения и качество горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны, а также сократить риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины. Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС

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
ДР-286.3.60	0-1462	286	8,23	1810	47-95	108-228	13,8	70-290
ДГР1-240.3/4.60	1462-1851	240	9,72	2072	35-64	138-240	18,6	130-325
РУС AutoTrack 6,75	1851-3776	172	4,76	850	36-43	200	20	-

### 2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Запроектированные КНБК приведены в приложении Б в таблицах Б.1, Б.2, Б.3.

Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.4.

Геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием представлен в приложении В. В приложении Г представлено графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

### 2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При выборе типа промывочной жидкости необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;
- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

#### Кондуктор

Для бурения интервалов под кондуктор используется минерализованный глинистый буровой раствор, так как в данном разрезе присутствует большое количество каменной соли. Стабилизированные полимерными реагентами слабоминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении подсолевой толщи (реже надсолевой) устойчивых пород с целью минимизации возможных осложнений и повышения порога замерзания бурового раствора при бурении многолетнемерзлых пород (ММП). Компонентный состав минерализованного бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 17. Технологические свойства, которые обеспечивает минерализованный раствор, приведены в таблице 18.

Таблица 17 – Компонентный состав минерализованного раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	Caustic Soda (NaOH)/ Гидроокись натрия	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Soda Ash (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )/ Кальцинированная сода	0,8-1,2



Продолжение таблицы 17

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	ХВ-Полимер/ Ксантановая смола	2-10
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	FLO-TROL/ Модифицированный крахмал	8-10
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	Хлорид натрия (NaCl)	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	DRIL-FREE/ Смесь эфиров	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	DEFOAM Х/Пеногаситель на основе силикона	0,2

Таблица 18 – Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,2
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

### Техническая колонна

Для бурения интервала под техническую колонну используем минерализованный глинистый буровой раствор, так как в данном разрезе присутствует большое количество каменной соли. Стабилизированные полимерными реагентами слабоминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении подсолевой толщи (реже надсолевой) устойчивых пород с целью минимизации возможных осложнений и повышения порога замерзания бурового раствора при бурении

многолетнемерзлых пород (ММП). Компонентный состав минерализованного бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 19. Технологические свойства, которые обеспечивает минерализованный раствор, приведены в таблице 20.

Таблица 19 – Компонентный состав минерализованного раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	Caustic Soda (NaOH)/ Гидроокись натрия	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Soda Ash (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )/ Кальцинированная сода	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	ХВ-Полимер/ Ксантановая смола	2-10
Кислоторастворимый кальмотант	Регулирование плотности, кольматация каналов	LO WATE/Мрамор – Карбонат кальция (CaCO <sub>3</sub> )	200
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	FLO-TROL/ Модифицированный крахмал	8-10
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	Хлорид натрия (NaCL)	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	DRIL-FREE/ Смесь эфиров	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	DEFOAM Х/Пеногаситель на основе силикона	0,2
Утяжелитель	Кольматация каналов, регулирование плотности	М-I BAR/ Барит (BaSO <sub>4</sub> )	432

Таблица 20 – Технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,69
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25

Продолжение таблицы 20

Регламентируемые свойства	Значение
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

### Эксплуатационная колонна

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используем соленасыщенный буровой раствор. Соленасыщенные буровые растворы применяются при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. Компонентный состав минерализованного раствора приведен в таблице 21. После приготовления минерализованного раствора обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 22.

Таблица 21 – Компонентный состав соленасыщенного раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	Caustic Soda (NaOH)/ Гидроокись натрия	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Soda Ash (Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> )/ Кальцинированная сода	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	ХВ-Полимер/ Ксантановая смола	2-10
Кислоторастворимый кальмотант	Регулирование плотности, кольматация каналов	LO WATE/Мрамор – Карбонат кальция (CaCO <sub>3</sub> )	200
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	FLO-TROL/ Модифицированный крахмал	8-10

Продолжение таблицы 21

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	Хлорид натрия (NaCl)	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	DRIL-FREE/ Смесь эфиров	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	DEFOAM X/Пеногаситель на основе силикона	0,2
Утяжелитель	Кольматация каналов, регулирование плотности	M-I BAR/ Барит (BaSO <sup>4</sup> )	98

Таблица 22 – Технологические свойства соленасыщенного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,42
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблицах 23, 24, 25.

Таблица 23 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал кондуктора

Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k <sub>каверн</sub>	Объем скважины V <sub>скв</sub> в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
0	1462	1462	393,7	-	1,3	231,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V <sub>фил</sub>						2,96
Расчетные потери бурового раствора при очистке V <sub>пот</sub>						145
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V <sub>СПО</sub>						5,8
Объем раствора в конце бурения интервала V <sub>бр</sub> – V <sub>восп</sub>						276,3

Продолжение таблицы 23

Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$	430,1
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$	694,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$	138,2

Таблица 24 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под интервал технической колонны

Тех. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
1462	1851	389	295,3	323,9	1,2	138,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$						0,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$						15,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$						4,5
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$						183,7
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$						203,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{перев}$						138,2
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$						278
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$						128,6

Таблица 25 – Результаты расчетов бурового раствора под интервал эксплуатационной колонны

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{каверн}$	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
1851	3776	1925	220,7	244,5	1,2	164,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$						0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$						49,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$						11,4
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$						333,8
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$						394,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{перев}$						128,6
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$						364,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$						0

Результаты расчета необходимого количества химических реагентов представлены в виде сводной таблицы Д.1 в приложении Д по всем проектируемым интервалам.

### **2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «Бурсофтпроект».

Результаты расчетов представлены в приложении Е таблицах Е.1, Е.2, Е.3.

## **2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины**

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

#### **2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений**

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

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

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

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

На рисунках 2, 3 и 4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное

избыточное давление» для кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны соответственно.

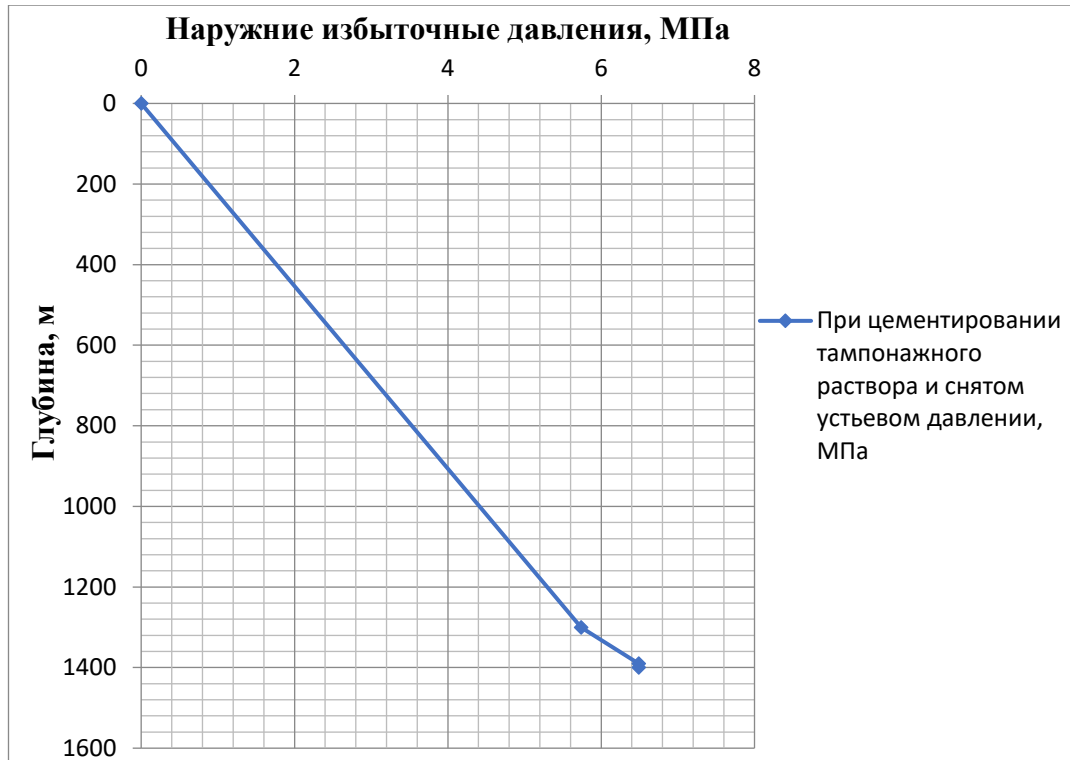


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

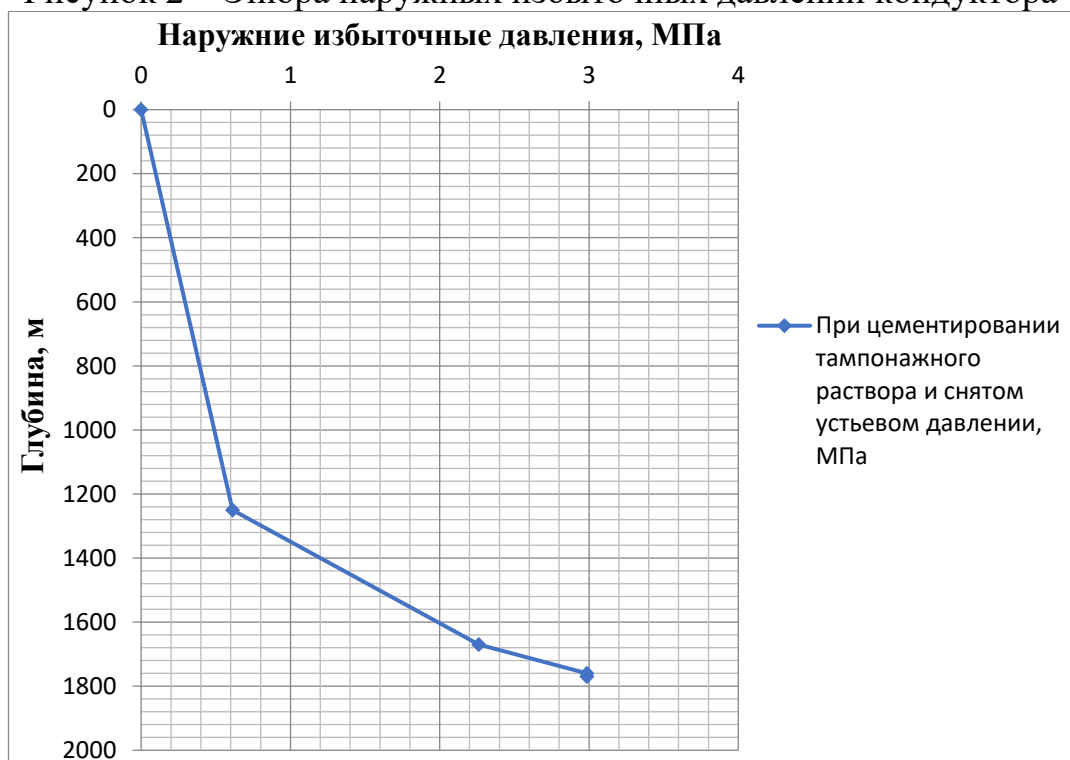


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

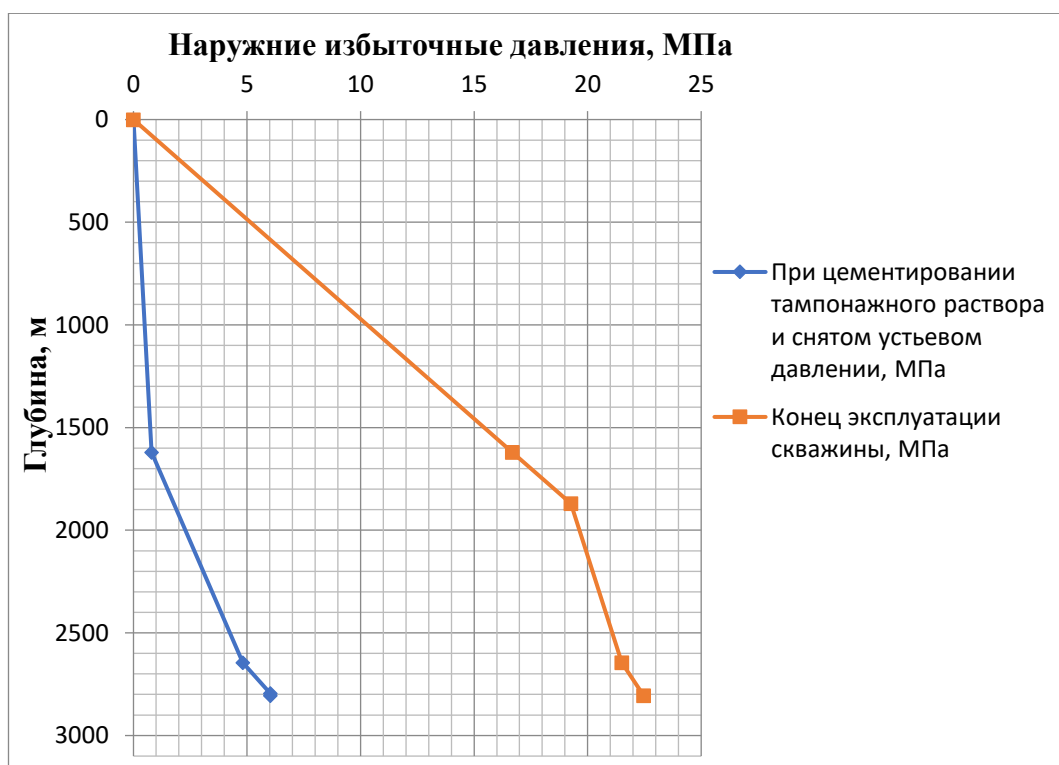


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 5, 6 и 7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для кондуктора, технической колонны и эксплуатационной колонны соответственно.



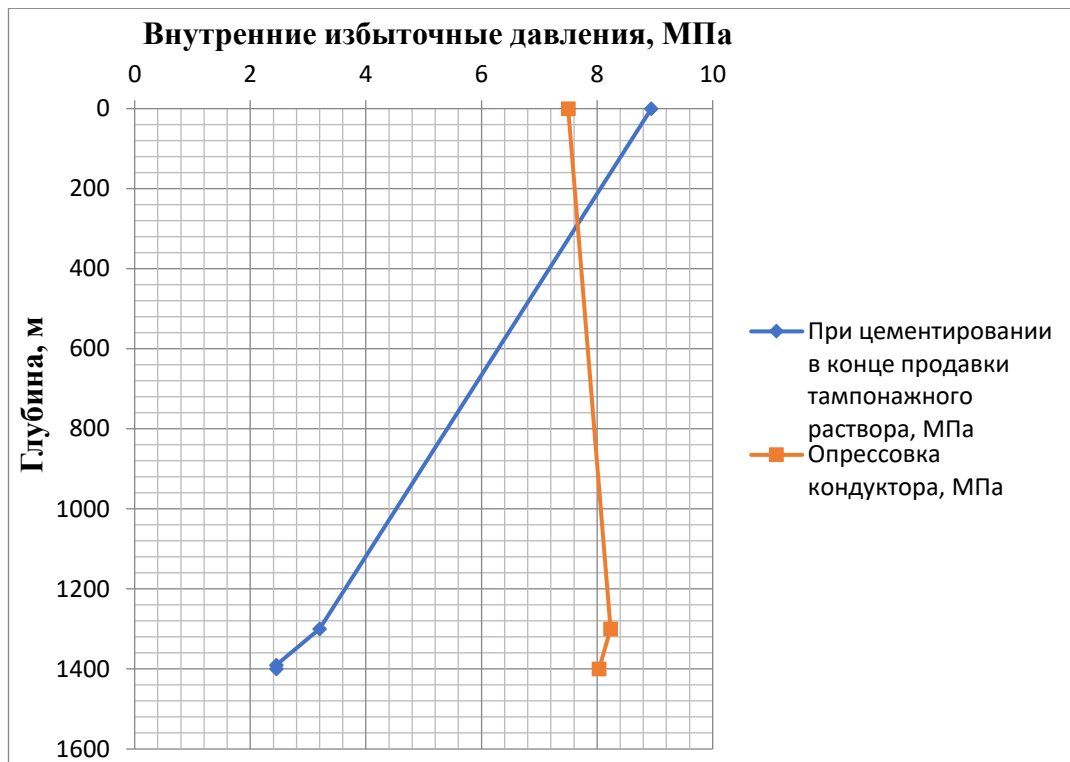


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора



Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

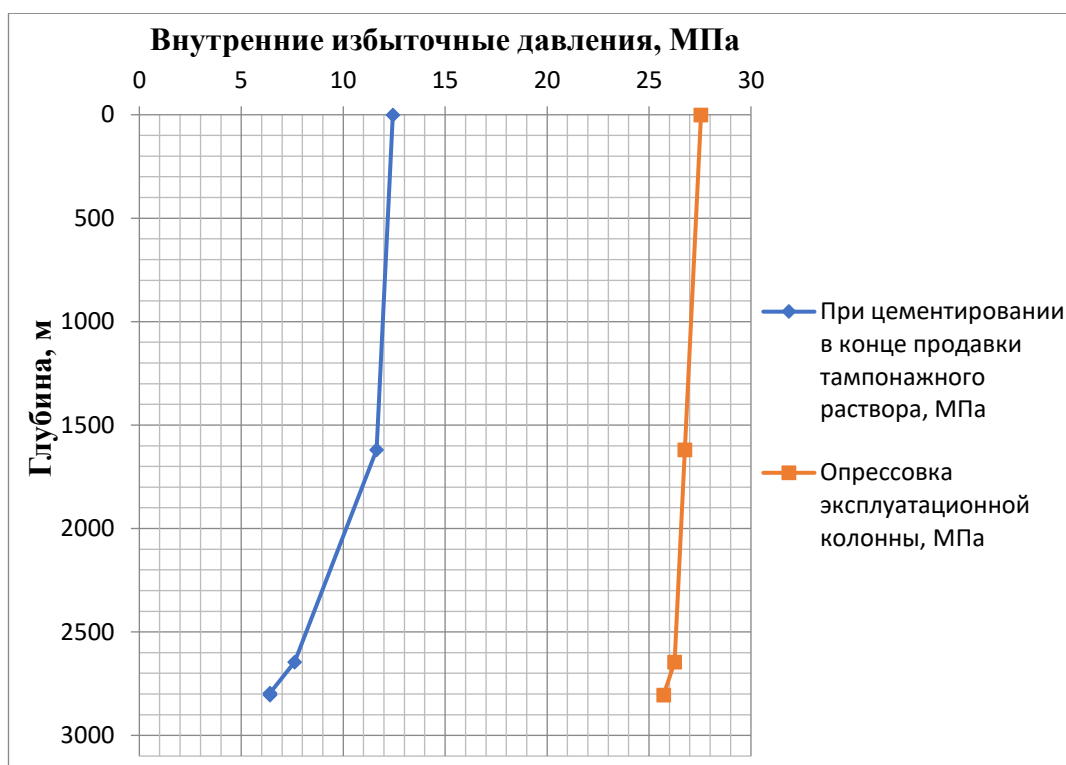


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 26.

Таблица 26 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	1462	74,6	109065	109065	0-1462
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1851	47,2	87367	87367	1305-1851
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	9,2	886,4	29,4	26060	149752	2890-3776
2	ОТТМ	Д	10,4	2890	42,8	123692		0-2890

## 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Ду <sub>сл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатац. колонна 177,8/139,7 мм	БКМ.ВР.ОК-140	3776	3776	1	1
	ЦПЦ-140/166	2890	2950	2	86
		2950	3770,5	82	
	ЦПЦ-140/166	3770,5	3776	2	78
		ПГМЦ-178	2890	2890	
	ЦПЦ-178/198	0	1693	56	78
		1693	1793	10	
		1793	2860	10	
2860		2890	2		
ЦТ-178/198	1760	2890	62	62	
ПРП-Ц-В-178	2870	2870	1	1	
ПРП-Ц-Н-178	2880	2880	1	1	
Технич. колонна 244,5 мм	БКМ-245	1851	1851	1	1
	ЦКОДМ-245	1841	1841	1	1
	ЦЦ1-245/295	0	1305	8	40
		1305	1550	24	
		1550	1846	6	
		1846	1851	2	
ПРП-Ц-В-245	1841	1841	1	1	
Кондуктор 323,9 мм	БКМ-324	1462	1462	1	1
	ЦКОДМ-324	1452	1452	1	1
	ЦЦ1-324/394	0	30	2	39
		30	1457	35	
	ПРП-Ц-В-324	1452	1452	1	1

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для цементирования каждой колонны представлены в таблицах 28, 29, 30.

Таблица 28 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	22,2	4,44	1030	4,44	МБП-СМ	311,04
		17,8		17,8	МБП-МВ	266,61
Продавочная жидкость	109,141		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	101,907		1450	88,63	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	70137
					НТФ	47,78
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,095		1850	4,74	ПЦТ-I-50	9135
					НТФ	2,91

Таблица 29 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для технической колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,57	2,11	1050	2,11	МБП-СМ	147,91
		8,45		8,45	МБП-МВ	126,78
Продавочная жидкость	77,856		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	15,7		1400	13,18	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	10433
					НТФ	6,44
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,245		1820	2,04	ПЦТ-II-50	4980
					НТФ	1,61

Таблица 30 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,09	1,22	1050	1,22	МБП-СМ	85,28
		4,87		4,87	МБП-МВ	73,09
Продавочная жидкость	57,398		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	21,477		1400	18,03	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	142716
					НТФ	8,81

Продолжение таблицы 30

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>	Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,564	1820	2,34	ПЦТ-II-50	4514
				НТФ	1,46

На рисунках 8, 9, 10 представлены технологические схемы обвязки цементировочного оборудования для каждой колонны.

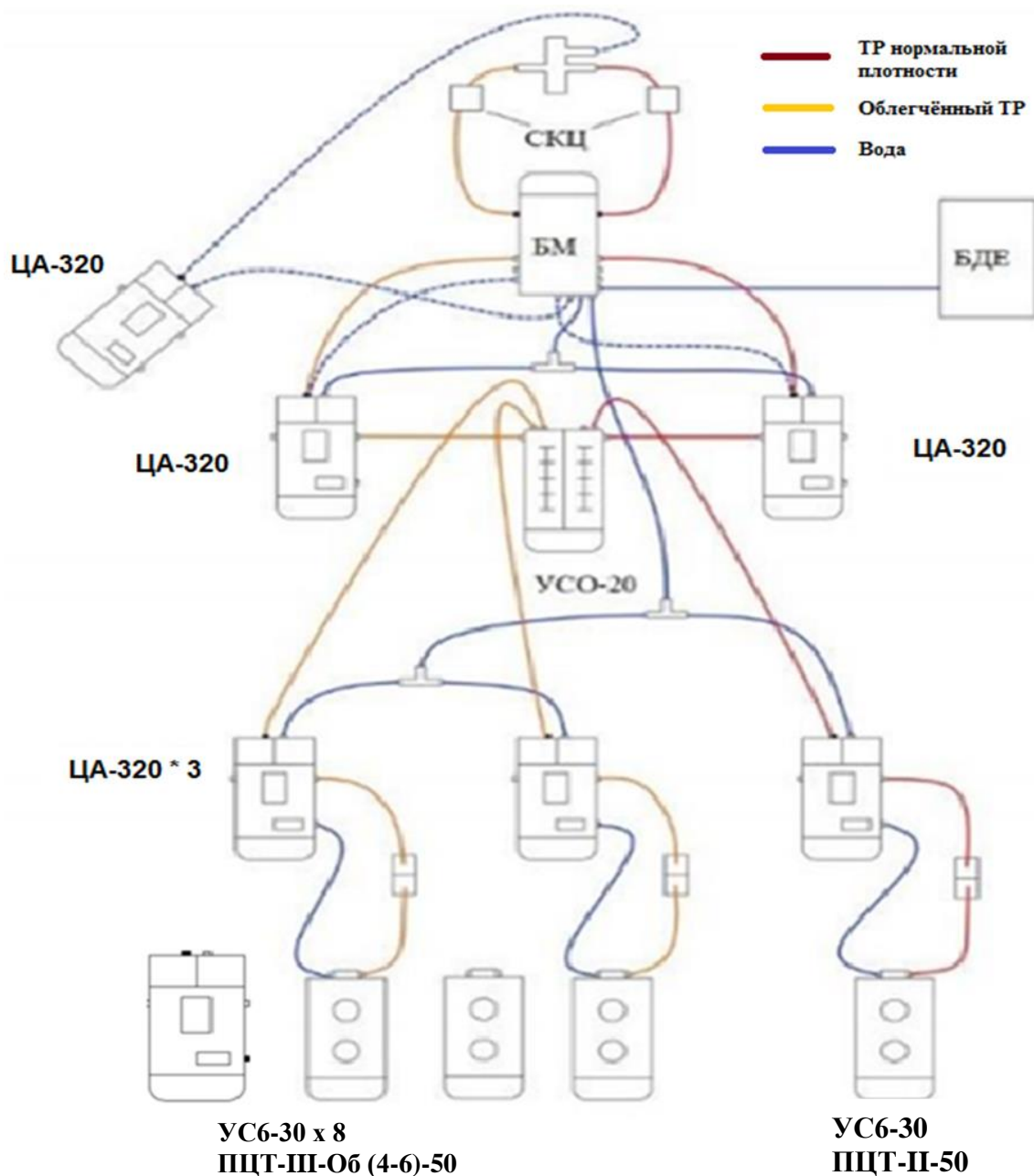


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора

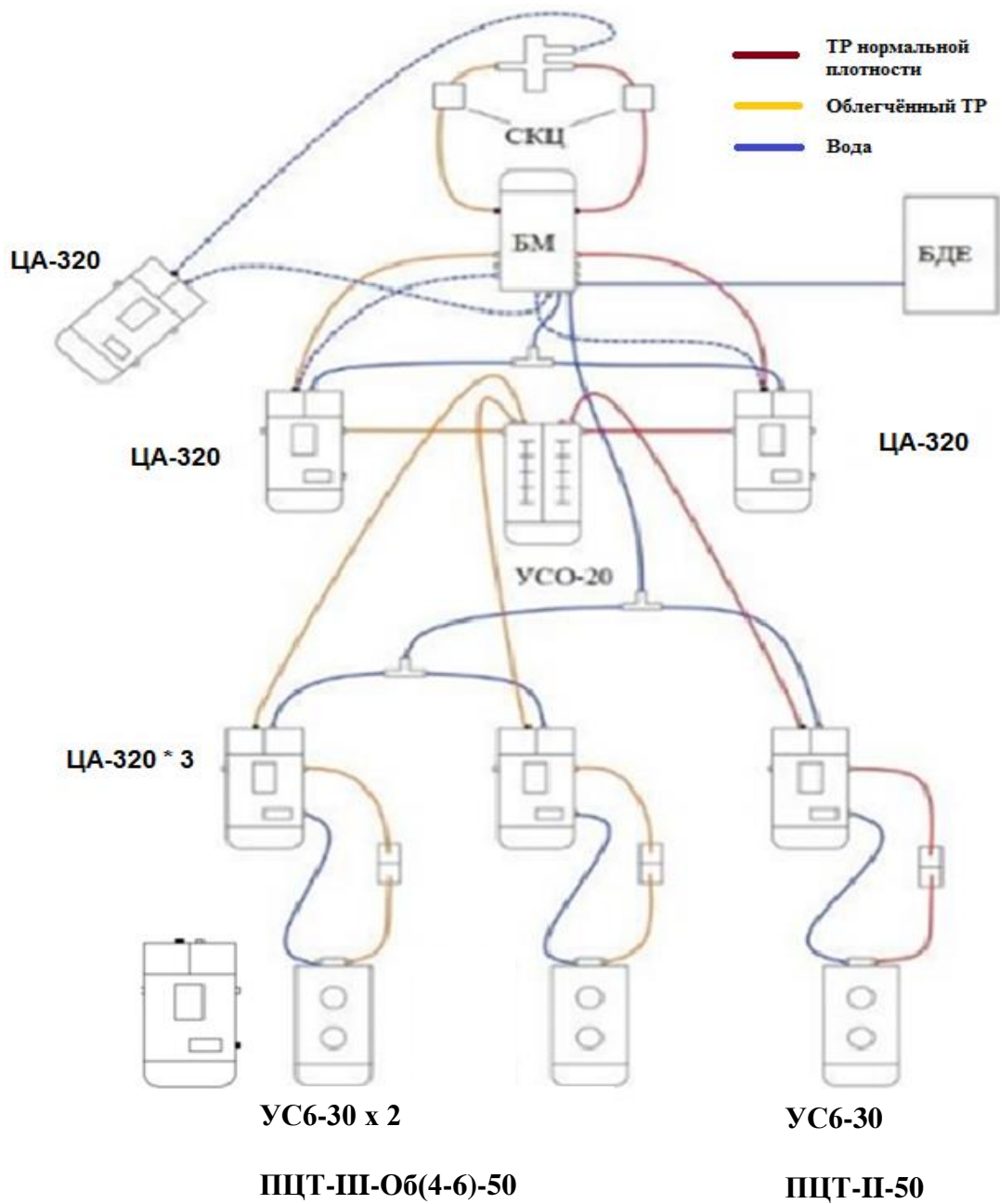


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании технической колонны

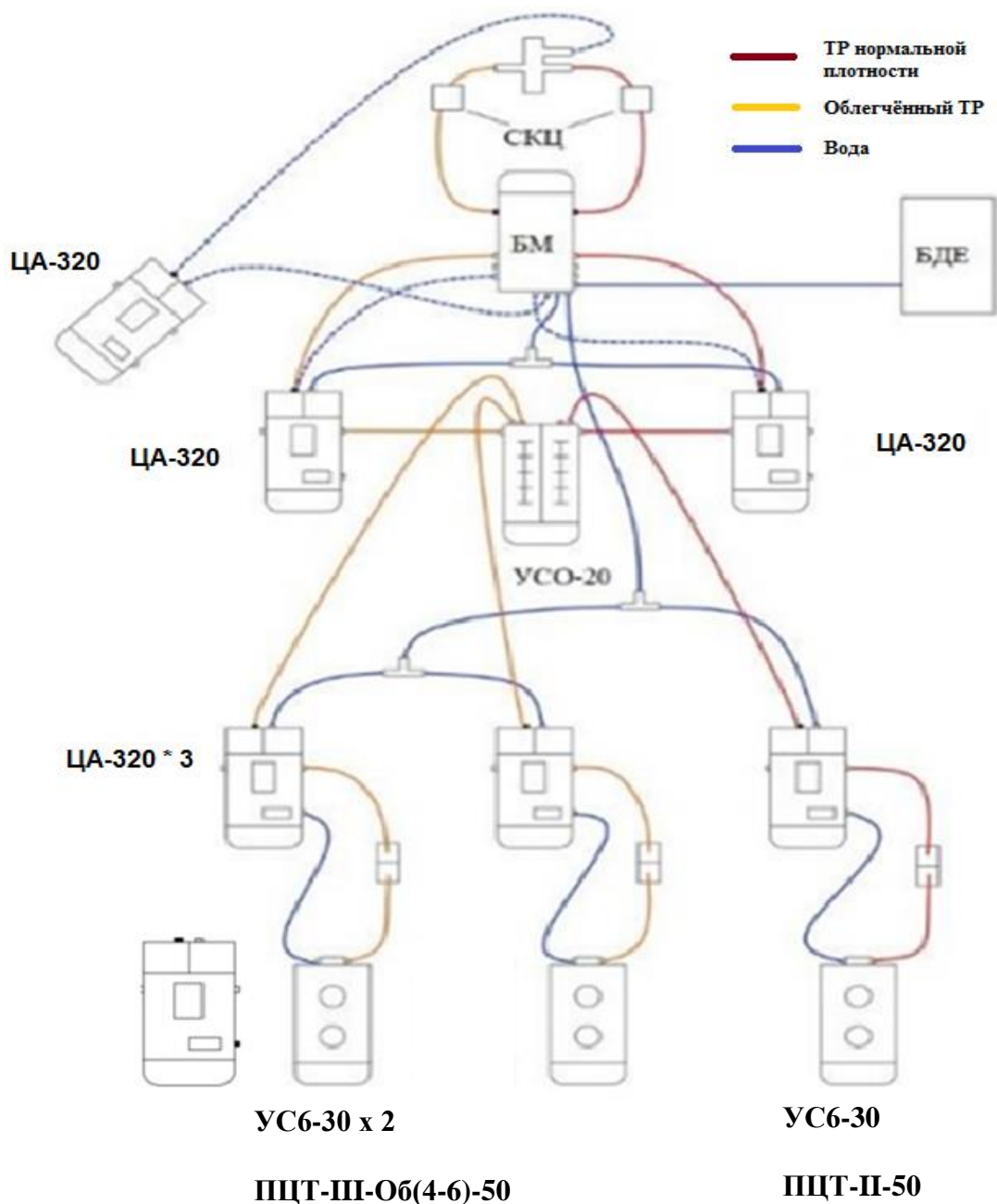


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании технической колонны

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### 2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot gradP_{пл}}{g}, \quad (1)$$

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% ( $k = 0,05$ );

$gradP_{пл}$  – градиент пластового давления испытываемого пласта, Па/м;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,013 \cdot 10^6}{9,81} = 1391 \text{ кг/м}^3$$

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:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{внхв} + V_{внэк}), \quad (2)$$

где  $V_{внхв}$  – внутренний объем хвостовика, м<sup>3</sup>;

$V_{внэк}$  – внутренний объем эксплуатационной колонны, м<sup>3</sup>.

Внутренний объем колонны равен:

$$V_{вн} = \frac{\pi}{4} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2 \cdot L, \quad (3)$$

где  $D$  – наружный диаметр колонны, м;

$\delta$  – толщина стенки колонны, м;

$L$  – глубина спуска колонны.

Подставляя формулу (3) в формулу (2), получаем:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{2} \cdot ((D_{хв} - 2 \cdot \delta_{хв})^2 \cdot L_{хв} + (D_{эк} - 2 \cdot \delta_{эк})^2 \cdot L_{эк}). \quad (4)$$



$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{2} \cdot ((0,1395 - 2 \cdot 0,0092)^2 \cdot 750,4 + (0,1778 - 2 \cdot 0,0104)^2 \cdot 3026) \\ = 134,5 \text{ м}^3$$

#### 2.4.4.2 Освоение скважины

Согласно ТЗ запроектирован способ вызова притока – сваби́рование. Процесс проводится, как самостоятельное освоение методом уменьшения уровня жидкости в буровой. Основной элемент системы – сваб (поршень), имеющий одну или несколько манжет, которые функционируют, как обратный клапан. Уровень жидкости в нефтяной скважине понижается за счет этой комплектующей. Сваб оборудован обратным клапаном, грузовыми штангами и манжетами для уплотнения.

Выбираем комплекс оборудования для сваби́рования скважин «СВАБ-1» предназначен для выполнения одноименных технологических операций.

Комплекс оборудования для сваби́рования скважин состоит из двух основных частей:

1. Устьевое оборудование
2. Скважинная часть комплекса.

В состав устьевого оборудования входят следующие функциональные узлы: Тройник-разрядник, превентор плащечный механический, скважинный лубрикатор, сальниковый очиститель МЕГА-АС, ручной гидравлический насос Н-1, рукав высокого давления РВД.

В состав скважинной части комплекса входит: тросовая головка ТГ-1, вертлюг ВР-1, грузовая штанга ГШ-1, ударный ясс УЯ-1, держатель мандрели ДМ-1, мандрель верхняя ТВ, мандрель нижняя TUF, манжета R-30, манжета TUF.

Сваби́рование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида.

### 2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин.

Принимаем арматуру фонтанная АФ3-80/65х35.

Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 3, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 МПа.

### 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Выбор буровой установки

БУ 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	136,41	$[G_{кр}] \cdot 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 136,41$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	151	$[G_{кр}] \cdot 0,9 \geq Q_{об}$	$225 > 151$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	177,3	$\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$	$\frac{250}{177,3} = 1,41$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	250		$1,41 > 1$

При расчете максимального веса бурильной колонны  $Q_{бк}$  и максимального веса обсадной колонны  $Q_{об}$  учитывался вес системы верхнего привода  $Q_{СВП} = 11,5$  т, выбранного СВП 250ЭЧР.

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Оптимизация конструкции скважины за счет применения потайных колонн»**

Нефтедобывающие компании, сталкиваются с растущим давлением при добыче углеводородов в сложных геологических условиях, поскольку легкодоступные запасы продолжают истощаться. Строительство и обслуживание скважин в таких условиях часто бывает сложным и дорогостоящим из-за таких факторов, как поглощение, межколонное давление, негерметичность обсадных труб, растепление и разрушение многолетнемерзлых пород. Поэтому оптимизация конструкции скважины имеет решающее значение для достижения экономической эффективности и минимизации затрат. Одним из таких методов улучшения конструкции скважин является использование потайных колонн, которые помогают решить некоторые проблемы, связанные с бурением и обслуживанием скважин в сложных геологических условиях.

Целью работы является оценка технологического и экономического эффекта оптимизации конструкции скважины за счет применения потайных колонн.

#### **3.1 Потайные обсадные колонны**

Потайной колонна – это обсадная колонна, которая служит для перекрытия интервалов возможных осложнений, не доходящая до устья скважины. В настоящее время существует тенденция в замене сплошных технических и эксплуатационных колонн на потайные колонны, и это имеет ряд преимуществ. Они позволяют сократить металлоемкости при строительстве скважин, уменьшить время спуска обсадных колонн и минимизировать количество материалов, необходимых для её крепления.

Однако широкое применение потайных колонн ограничивается определенными факторами риска. Во время спуска обсадной колонны существует возможность срабатывания подвески или якорного узла раньше

времени. Кроме того, возможны аварии из-за негерметичности подвешного узла и отвинчивания транспортной колонны.

Хвостовик, в свою очередь, представляет собой скрытую обсадную колонну, которая перекрывает башмак предыдущей обсадной колонны на 75 метров для нефтяных скважин и на 250 метров для газовых скважин [1]. Хвостовик используется для замены части эксплуатационной или промежуточной колонны, при этом они имеют такие преимущества, как снижение металлоемкости конструкции скважины, сокращение длины предыдущей обсадной колонны, уменьшение объема технологических жидкостей из-за меньшего диаметра, а также снижение риска застревания бурильной колонны.

Однако использование хвостовиков имеет и свои недостатки, включая снижение скорости бурения из-за увеличения количества необходимых спусков, необходимость использования элементов КНБК меньшего диаметра и дополнительного набора бурового инструмента для бурения секции хвостовика, а также риск возникновения аварии с элементом подвески хвостовика.

Хвостовики широко используются для оптимизации конструкций многоколонных скважин, особенно в сложных горно-геологических условиях, включая высокое пластовое давление и температуру. Строительство скважин в таких условиях требует высоких стандартов для каждого этапа строительства и, как правило, предполагает использование шести и более обсадных колонн из-за высокого внешнего и внутреннего избыточного давления, и растягивающих нагрузок, что в результате приведет к увеличению металлоемкости строительства скважин.

### 3.2 Оптимизация конструкции скважины за счет применения потайных колонн

В данной работе рассматривается решение проблемы высокой металлоёмкости конструкции скважины на примере скважины выпускной квалификационной работы, конструкция которой представлена в таблице 25.

Основными геологическими факторами, влияющие на выбор конструкции:

- наличие пластов с аномально высоким пластовым давлением;
- интервалы несовместимые по условиям бурения.

Конструкции эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончание включает 4 обсадные колонны:

- кондуктор;
- техническая колонна;
- эксплуатационная колонна 178 мм;
- эксплуатационная колонна 140 мм.

Конструкция скважины представлена на рисунке 11.

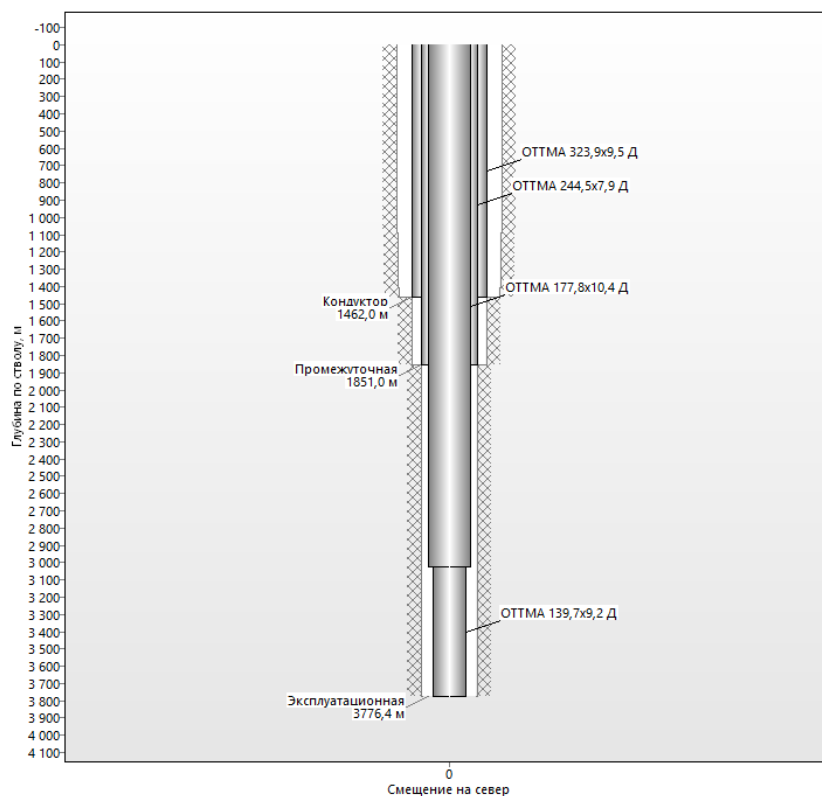


Рисунок 11 – Применяемая конструкция скважины

Основными геологическими критериями выбора конструкции скважины является наличие в разрезе пласта с аномально высоким давлением.

Исходя из этого, направление не проектируется, так как в этом интервале устойчивые (твердые) горные породы. Спуск кондуктора определяется множеством факторов, включая количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва и плотность нефти. Поскольку скважина вскрывает один нефтяной пласт, необходимо рассчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны. Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей колонны представлены в таблице 6.

Анализируя результаты расчета, можно предположить, что кондуктор необходимо спустить на глубину не менее 1400 м (1462 м по стволу). Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1770 м (1851 м по стволу), так как имеются несовместимые условия бурения.

С целью обеспечения надежного крепления в зоне продуктивного пласта, эксплуатационная колонна спускается до глубины 2805 м (3776,4 м по стволу), так как в горизонтальной скважине рекомендуется спускать на 10–20 метров ниже кровли пласта по стволу. Для расчета минимальных глубин спуска обсадных колонн использовались исходные данные в соответствии с графиком совмещенных давлений, представленный на рисунке 1.

В данной работе рассматривается конструкция эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту, с применением потайных колонн. Предлагается следующая конструкция – кондуктор 323,9 мм, промежуточный хвостовик 244,5 мм, эксплуатационная колонна 177,8 мм и 2-й хвостовик 127 мм. Конструкция оптимизированной скважины представлена на рисунке 12. Использование такой конструкции позволяет снизить металлоемкость скважины за счет применения потайных колонн. Сравнение двух конструкций скважин представлено в таблице 32.

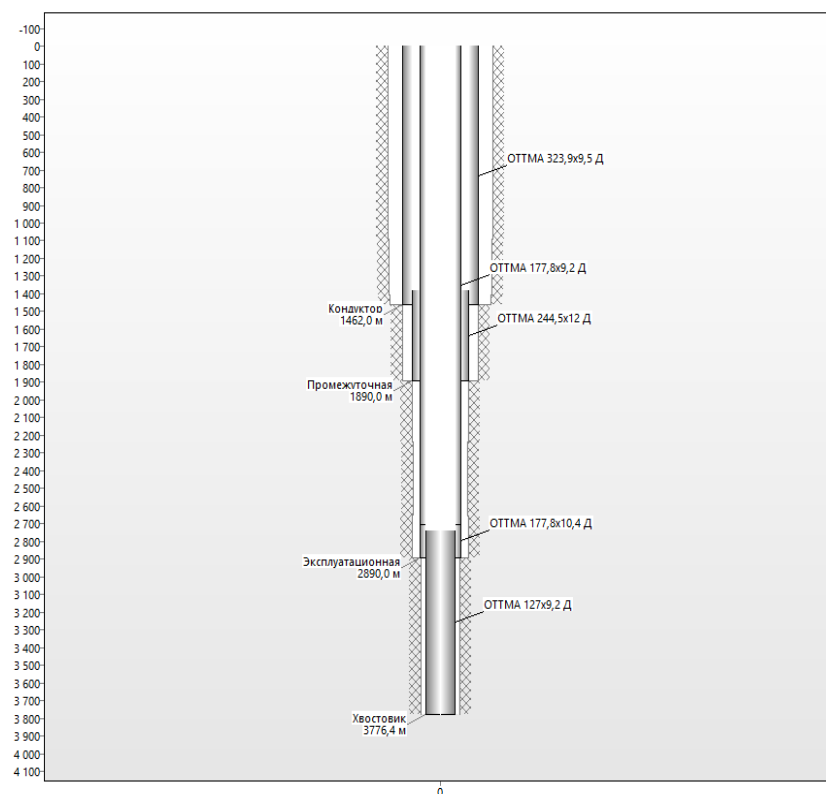


Рисунок 12 – Оптимизированная конструкция скважины

Таблица 32 – Сравнение применяемой и оптимизированной конструкций скважины

Критерий	Применяемая конструкция	Оптимизированная конструкция
Суммарная масса обсадных колонн	306,17 т.	279,17 т.
Металлоемкость	81,08 кг/м	73,9 кг/м
Устьевое оборудование	ОКК2-35-140x245x324 К1 ХЛ	ОКК1-35-178x324 К1 ХЛ
Оборудование для крепления обсадной колонны	—	ПХГМЦ 245/324 ПХГМ 127/178
Масса цемента	113,5	112,9

### 3.3 Оценка технико-экономических показателей при внедрении потайных колонн

Применение потайных колонн позволяет достичь снижения суммарной массы всех обсадных колонн на 27 т, а суммарная металлоемкость конструкции скважины снижается на 7,18 кг/м. Очевидно, в данном случае происходит незначительное снижение суммарной массы обсадных труб. Именно поэтому важно также оценить экономическую составляющую данной замены.

В таблице 33 представлены результаты сравнения экономических показателей применяемой и оптимизированной конструкций, которые показывают, что оптимизированный вариант экономичнее на 1 107 775 Р.

Таблица 33 – Экономические показатели конструкций

Обсадные трубы		Базовая конструкция	Предлагаемая конструкция	Сравнение
Тампонажный цемент				
Стоимость ПТЦ Ш-Об (4-6)-50		1 702 500 Р	1 693 500 Р	9 000 Р
Дополнительное оборудование				
Подвеска хвостовика цементируемая	245/324	-	3 600 000 Р	5 100 000 Р
	127/178		1 500 000 Р	
Итого		35 835 500 Р	34 727 725 Р	1 107 775 Р

### 3.4 Выводы к разделу «специальный вопрос»

В данной работе проведен анализ возможности и экономической целесообразности оптимизации конструкции скважины путем применения потайных колонн, за счет чего достигается:

- сокращение суммарной массы обсадных колонн на 27 т;
- уменьшение металлоёмкости конструкции скважины на 7,18 кг/м;
- снижение стоимости строительства скважины на 1 107 775 рублей.

Основным критерием применимости данной конструкции является снижение стоимости строительства, за счет снижения металлоемкости. Однако из-за применения потайных колонн увеличивается время на строительство скважины, за счет установки подвески хвостовика и СПО.

Ввиду низкого экономического эффекта от применения потайных колонн и увеличения длительности строительства скважины, применение предлагаемой конструкции не целесообразно.



**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ  
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б93	Курбанов Данил Русланович

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ООП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость компонентов бурового раствора
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора

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

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	Основные направления деятельности предприятия
2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i>	Организационная структура управления предприятием
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	Расчет сметной стоимости буровых растворов

**Перечень графического материала:**

1. Организационная структура управления предприятием
------------------------------------------------------

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
-----------------------------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Курбанов Данил Русланович		

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

### **4.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «РН-Бурение» — это российская компания, специализирующаяся на бурении скважин для различных целей, включая добычу нефти и газа, водоснабжение, геотермальную энергию и другие.

Компания была создана в 2004 году как дочернее предприятие международной нефтегазовой компании «Роснефть», одного из крупнейших производителей нефти и газа в мире. С момента создания компании, её основной целью было предоставление услуг по бурению и обустройству скважин, а также реализация технических проектов по разведке и добыче нефти и газа.

Компания имеет широкий спектр услуг и комплексный подход к решению задач, связанных с бурением скважин, что позволяет ей работать с клиентами в разных секторах и на разных стадиях проектов. Кроме того, компания обладает современным оборудованием и технологиями, что обеспечивает высокую точность и эффективность работ.

В настоящее время ООО «РН-Бурение» имеет филиалы и представительства в разных регионах России, а также в некоторых странах СНГ и Европы. Компания работает с крупными нефтегазовыми компаниями, такими как «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ», «Татнефть» и другими, а также с клиентами из других отраслей промышленности, таких как строительство, горнодобывающая промышленность, сельское хозяйство и другие.

ООО «РН-Бурение» также уделяет особое внимание безопасности и экологическим аспектам своей деятельности, соблюдая строгие стандарты и требования в области охраны труда и окружающей среды.

В целом, ООО «РН-Бурение» является одним из ведущих поставщиков услуг по бурению скважин в России и мировом рынке, обеспечивая высокое качество работ и профессиональный подход к своим клиентам.

## 4.2 Организационная структура управления предприятием

ООО "РН-Бурение" — это компания, которая занимается бурением скважин для добычи нефти и газа. Она имеет типичную для большинства предприятий структуру управления, которая включает в себя следующие подразделения:

- **Руководство компании:** включает в себя генерального директора и его заместителей. Руководство отвечает за разработку стратегии компании, принятие решений по важным вопросам и контроль за ее деятельностью.

- **Отдел кадров:** занимается подбором и наймом сотрудников, оценкой их производительности, разработкой программ обучения и развития.

- **Финансовый отдел:** отвечает за управление финансами компании, включая бухгалтерский учет, управление денежными потоками и финансовые отчеты.

- **Юридический отдел:** занимается юридическими вопросами компании, включая контракты, соглашения, лицензии и другие юридические документы.

- **Отдел маркетинга и продаж:** занимается рекламой, продвижением продуктов и услуг компании, поиском новых клиентов и удержанием текущих.

- **Технический отдел:** занимается разработкой и внедрением новых технологий, обслуживанием и ремонтом оборудования, контролем за техническим состоянием объектов.

- **Отдел безопасности:** занимается вопросами безопасности и охраны труда, в том числе разработкой программ по профилактике несчастных случаев и контролем за их выполнением.

- **Производственный отдел:** занимается организацией процесса бурения и добычи нефти и газа, контролем за качеством продукции и соблюдением технологических процессов.

Каждое подразделение имеет своего руководителя, который отвечает за его работу и подчиняется руководству компании. Различные отделы

взаимодействуют между собой, чтобы обеспечить эффективную работу компании в целом.

Схема организационной структуры приведена в приложении Ж, рисунок Ж.1.

### 4.3 Расчет сметной стоимости буровых растворов

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора  $V_{\text{зап}}$  на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления. На основе этого в главе 2.3.9 представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, \quad (5)$$

где  $C$  – расход реагента, кг/м<sup>3</sup>;

$M_p$  – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, \quad (6)$$

где  $V_{\text{уп}}$  – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг), для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л  $\approx 0,2 \cdot \rho_{\text{ж}}$  кг);

$N_{\text{уп}}$  – количество целых упаковок, шт.

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы И.1 в приложении И по всем проектируемым интервалам.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б93	Курбанов Данил Русланович

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/ООП</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

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

<p>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.</p>	<p><i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения</p> <p><i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p>
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом;</li> <li>2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом;</li> <li>3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты;</li> <li>4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом;</li> <li>5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».</li> </ol>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;</li> <li>– Повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>– Отсутствие или недостаток искусственного освещения;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– Производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Пожаровзрывоопасность.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок.</li> </ul> <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повреждение или уничтожение почвенного слоя;</li> <li>– Вырубка деревьев;</li> <li>– Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.</li> </ul> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод;</li> <li>– Нарушение температурного режима вод.</li> </ul>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке);</li> <li>– Природного характера (лесные пожары);</li> <li>– Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.).</li> </ul> <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Газонефтеводопроявления (ГНВП).</li> </ul>

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

**Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Курбанов Данил Русланович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной выпускной квалификационной работы является создание плана строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения. Проект включает в себя выбор и обоснование технологических решений для обеспечения качественного строительства скважины с учетом экономических факторов. Также определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного строительства скважины, такие как профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, состав компоновки низа бурильной колонны и другие. В процессе строительства скважины последовательно выполняются различные виды работ, относящиеся к конкретному этапу строительства.

Технологические решения, разработанные в данной работе, могут быть использованы сервисными компаниями, выполняющими конкретные виды работ в процессе строительства или заканчивания скважин, а также организациями, занимающимися разработкой технических решений для строительства скважин. В связи с опасным характером работ, связанных со строительством скважин, крайне важно поддерживать безопасные условия труда и предотвращать любые потенциальные аварийные ситуации, которые могут нанести вред здоровью рабочих или окружающей среде.

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

Строительство скважин — это высокоспециализированный вид деятельности, который характеризуется вахтовым методом и определенными ограничениями на список лиц, допущенных к работе, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [2].

В соответствии со ст. 297 гл. 47 ТК РФ работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период работы на объекте обязаны проживать в

вахтовых поселках, созданных работодателем. Эти поселки предназначены для обеспечения работников жильем, бытовыми удобствами и подходящими условиями проживания во время работы и отдыха между сменами. Поселки представляют собой комплекс зданий и сооружений или общежитий, которые предоставляются и оплачиваются работодателем.

В Ст. 298 гл. 47 Трудового кодекса РФ говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, 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.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299, продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий, согласно ТК РФ гл. 47 ст. 302:

- Надбавка за вахтовый метод работы, устанавливаемая коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором;

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

- Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется



ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

Работа на буровых установках в основном выполняется стоя, поэтому необходимо оборудовать рабочее место в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя» [3]:

– Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

– Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

– Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15 градусов;

– Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

## 5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Потенциально опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».

#### Продолжение таблицы 34

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное».
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

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

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может негативно сказаться на общем самочувствии рабочего. Хотя параметры микроклимата на открытом воздухе не стандартизированы, можно принять определенные меры для минимизации их негативного влияния на здоровье работника. При отклонениях климатических параметров на открытом воздухе рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые соответствуют отраслевым стандартам и подходят для текущих погодных условий. В холодное время года работа должна быть приостановлена, если температура воздуха и скорость ветра превышают определенные показатели.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, указанным в таблице 35 СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" [4].

Таблица 35 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Повышенные уровни шума и вибрации. Вибрации возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. К индивидуальным средствам защиты относятся специальные вибропоглощающие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, а также виброобувь и виброперчатки. Важно, чтобы виброускорение не превышало  $0,4 \text{ м/с}^2$  за 12-часовой рабочий день для предотвращения вредного воздействия на здоровье человека на рабочем месте, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ "Вибрационная безопасность. Общие требования" [5].

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. Уровень шума не должен превышать 80 дБА в

соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 [6]. Для снижения шума на рабочем месте используются средства индивидуальной защиты, такие как вкладыши, наушники и каски, а также средства коллективной защиты в соответствии с ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 звукоизолирующие корпуса и звукопоглощающие облицовки.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на нехватку естественной освещенности в ночное время суток. Кроме того, конструкция буровой меняется в зависимости от погодных условий, при сильном ветре и сильно низких температурах буровая установка имеет корпус закрытого типа, что приводит к недостатку естественного освещения и в дневное время.

В результате этого фактора у работников может ухудшиться зрительное функционирование, что негативно сказывается на их психику и эмоциональное состояние и приводит к переутомлению центральной нервной системы.

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

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [7]:

- 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. Буровое и вспомогательное оборудование, поступления пластовых флюидов из скважины и использование химических реагентов при приготовлении буровых растворов приводят к запыленности и загазованности рабочей зоны буровой

площадки. Загазованность может привести к возникновению заболеваний дыхательных путей, раздражению и других заболеваний.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны", концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно допустимых концентраций (ПДК) [8].

Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [9].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 36.

Таблица 36 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

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 «Оборудование производственное» [10]: 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 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная» [11]. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории, поэтому буровая установка относится к категории повышенной взрывопожароопасности (АН), согласно СП 12.13130.2009 [12]. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

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

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на буровой установке, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель.

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций;

в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **Воздействие на атмосферу.**

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основные источники выбросов 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.

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.

#### **Воздействие на гидросферу.**

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 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать [14]. 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.

#### **Воздействие на литосферу.**

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 [15]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [16]. 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 [17].

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 37.

Таблица 37 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

Газонефтеводопроявления (ГНВП) являются наиболее распространенными и опасными видами аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вызванная ошибками в составлении плана работ или несоблюдением буровой бригадой рекомендуемых параметров промывочной жидкости;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважин без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. 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 [18].

## **5.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»**

В заключение следует отметить, что социальная ответственность является важной областью буровой промышленности, которая требует тщательного рассмотрения и управления.

Буровые работы оказывают большое воздействие на окружающую среду, здоровье и безопасность рабочих. Поэтому буровым компаниям важно уделять приоритетное внимание технике безопасности в своей работе и принимать необходимые меры для обеспечения того, чтобы их деятельность была устойчивой, безопасной и не наносила вреда окружающей среде или здоровью человека. Этого можно достичь путем выполнения соответствующих мер безопасности, регулярного мониторинга и отчетности, а также соблюдения нормативных актов и отраслевых стандартов.

Уделяя приоритетное внимание технике безопасности, буровые компании могут не только снизить риски и избежать потенциальных юридических и финансовых обязательств, но и укрепить свою репутацию, завоевав доверие заинтересованных сторон и внести свой вклад в устойчивое развитие отрасли и общества в целом.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы, был спроектирован ряд технологических решений для строительства скважины, учитывающие исходные геологические условия.

В соответствии с требованиями технического задания, спроектирован профиль скважины, представляющий собой пятиинтервальный, наклонно-направленный профиль с горизонтальным окончанием.

В результате анализа геологических данных, выделены особенности разреза и приняты решения о виде конструкции скважины, а также параметрах проведения процессов углубления и заканчивания.

В рамках раздела специального вопроса был проведен анализ возможности и экономической целесообразности оптимизации конструкции скважины путем применения потайных колонн.

Немаловажной частью работы являлось рассмотрение экономической целесообразности принимаемых решений, проведенных в главе «финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность». Был проведен расчёт сметной стоимости компонентов, входящий в состав бурового раствора, а также приведена организационная схема управления предприятием.

В главе социальная ответственность рассматривались вопросы правового обеспечения безопасности, вопросы экологии и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## Список используемых источников

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года № 534.

2. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022. – 424 с.

3. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

4. СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046/titles> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

5. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 1991-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

6. ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах: дата введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107818> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

7. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1998-09-01. – URL:

<https://docs.cntd.ru/document/1200001611> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

8. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

9. ГОСТ 12.1.007-76. Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности: дата введения 01.01.77. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200233> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

10. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

11. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний: дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200026571> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

12. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности: дата введения 2009-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

13. ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения: дата введения 1991-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004802> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

14. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

15. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

16. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

17. ГОСТ 22263-76. Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

18. РД 08-254-98. инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1999-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

### Результаты проектирования профиля ствола скважины

Таблица А.1 – Результаты программных расчетов по профилю скважины

Тип профиля	наклонно-направленный с горизонтальным окончанием										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	2805			Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО, град/10м						1,5	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	2790			Максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО, град/10м						2,5	
Отход скважины, м	1000			Максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО, град/10м.						0,18	
Длина горизонтального участка, м	750										
Угол входа в пласт не менее, градус	85										
Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более, градус	65										
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	100,00	100,00
2	100,00	217,87	117,87	0,00	18,64	18,64	0,000	17,984	100,00	219,83	119,83
3	217,87	2632,41	2414,54	18,64	801,98	783,34	17,974	17,984	219,83	2758,25	2538,42
4	2632,41	2790,00	157,59	801,98	1000,00	198,02	17,974	85,000	2758,25	3026,36	268,11
5	2790,00	2805,00	15	1000,00	1343,56	343,56	85,000	90,000	3026,36	3370,35	343,99
6	2805,00	2805,00	0,00	1343,56	1749,56	406	90,000	90,000	3370,35	3776,35	406

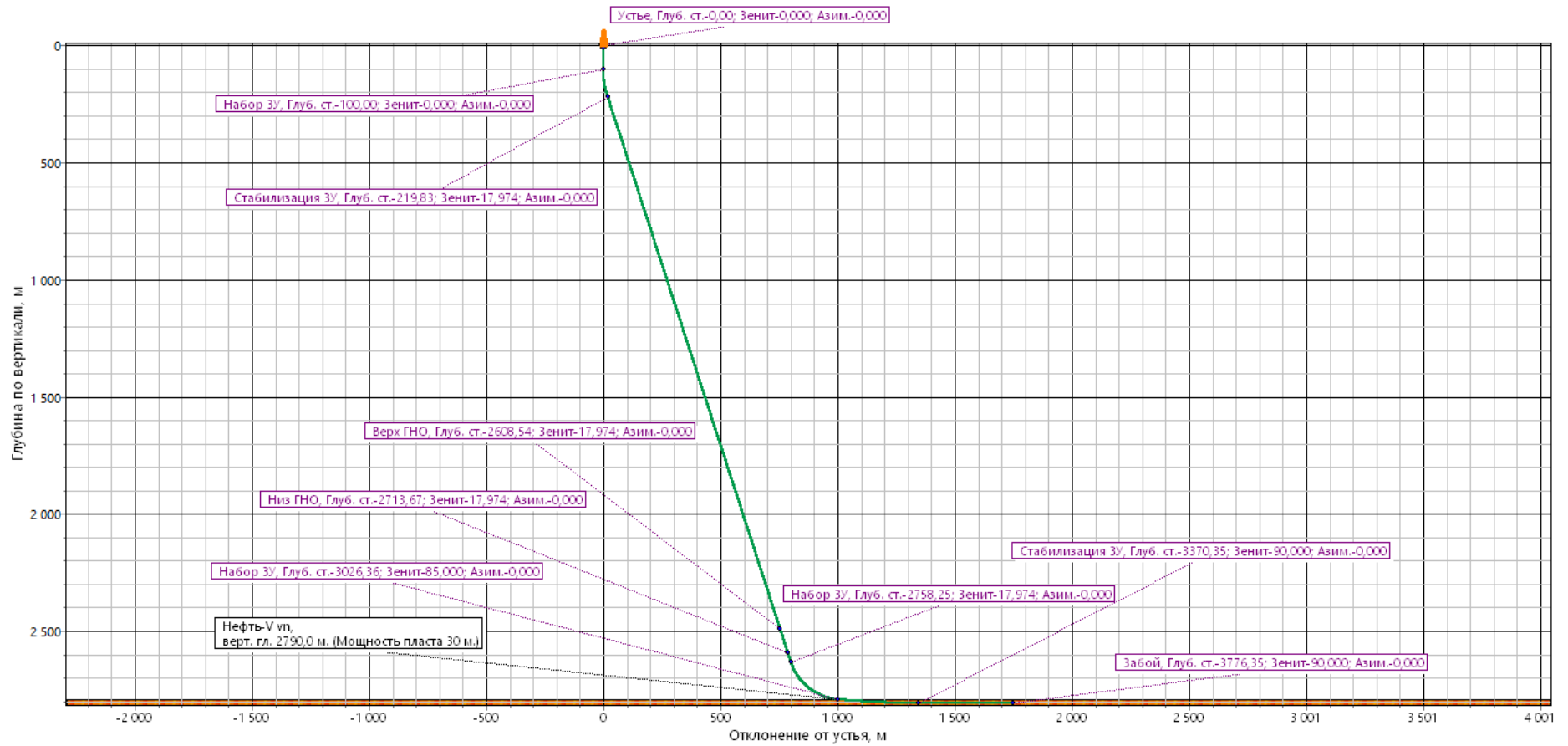


Рисунок А.1 – Проектный профиль скважины

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(Обязательное)

### Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения под кондуктор (0 – 1462 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (0 – 1462 м)							
1	393,7 (15 1/2) FD816МН	0,44	393,7	-	3-177	Ниппель	0,2
2	Переводник М-171/177	0,40	229	122	3-177	Муфта	0,073
					3-171	Муфта	
3	КП-390,5 СТ	0,50	390,5	80	3-171	Ниппель	0,15
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-177/171	0,39	203	127	3-171	Ниппель	0,093
					3-177	Муфта	
5	ДР1-286.3.60 IDT	8,23	286,3	-	3-177	Ниппель	1,81
					3-177	Муфта	
6	Переводник П-171/177	0,39	203	127	3-177	Ниппель	0,099
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,93	240	72	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
8	Переводник П-147/171	0,44	203	102	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	НУБТ-178	9,15	178	71	3-147	Ниппель	1,601
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.1

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (0 – 1462 м)							
10	Телесистема АТ-3-195	4,00	195	127	3-147	Ниппель	0,5
					3-147	Муфта	
11	НУБТ-178	9,15	178	71	3-147	Ниппель	1,601
					3-147	Муфта	
12	УБТ-178 (3 тр.)	18,00	178	80	3-147	Ниппель	2,61
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-133/147	0,38	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
14	ТБТН-К-127	18,30	127	89	3-133	Ниппель	1,043
					3-133	Муфта	
15	4ЯГ-171	6,80	171	70	3-133	Ниппель	0,92
					3-133	Муфта	
16	ТБТН-К-127	18,30	127	89	3-133	Ниппель	1,043
					3-133	Муфта	
17	ТБПК-127 (ост.)	До устья	127	108	3-133	Ниппель	42,607
					3-133	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения под техническую колонну (1462 – 1851 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (1462 – 1851 м)							
1	295,3 (11 5/8) FDM516MH	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,15

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (1462 – 1851 м)							
2	Переводник М-152/152	0,39	197	122	3-152	Муфта	0,073
					3-152	Муфта	
3	КП-294 СТ	0,5	294	80	3-152	Ниппель	0,103
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-177/171	0,39	203	127	3-171	Ниппель	0,093
					3-177	Муфта	
5	ДГР1-240.3/4.60	9,72	240	-	3-177	Ниппель	2,072
					3-177	Муфта	
6	Переводник П-171/177	0,39	203	127	3-177	Ниппель	0,099
					3-171	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,93	240	72	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
8	Переводник П-147/171	0,44	203	102	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	НУБТ-178	9,15	178	71	3-147	Ниппель	1,601
					3-147	Муфта	
10	Телесистема АТ-3-195	4,0	195	127	3-147	Ниппель	0,5
					3-147	Муфта	
11	НУБТ-178	9,15	178	71	3-147	Ниппель	1,601
					3-147	Муфта	
12	УБТ-178 (3 тр.)	18,0	178	80	3-147	Ниппель	2,61
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (1462 – 1851 м)							
13	Переводник П-133/147	0,38	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
14	ТБТН-К-127	18,3	127	89	3-133	Ниппель	1,042
					3-133	Муфта	
15	4ЯГ-171	6,8	171	70	3-133	Ниппель	0,92
					3-133	Муфта	
16	ТБТН-К-127	18,3	127	89	3-133	Ниппель	1,042
					3-133	Муфта	
17	ТБПК-127 (ост.)	До устья	127	108	3-133	Ниппель	54,72
					3-133	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну (1851 – 3776 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1851 – 3776 м)							
1	TD-220,7 MPD 613-T1.3	0,5	220,7	-	3-117	Ниппель	0,1
2	РУС AutoTrack 6,75	4,76	178,4	39	3-117	Муфта	0,85
					NC-50	Муфта	
3	КП-220 СТК	0,3	220	80	NC-50	Ниппель	0,044
					3-117	Муфта	
4	Переводник П-133/117	0,81	134	58	3-117	Ниппель	0,14
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1851 – 3776 м)							
5	Обратный клапан КОБ-172РС	0,89	172	72	3-133	Ниппель	0,11
					3-133	Муфта	
6	НУБТ-178	9,15	178	71	3-133	Ниппель	1,601
					3-133	Муфта	
7	LWD172-2ННК-ГГКЛП-3ГК	3,0	172	118	3-133	Ниппель	0,5
					3-133	Муфта	
8	НУБТ-178	9,15	178	71	3-133	Ниппель	1,601
					3-133	Муфта	
9	ТБПК-127	728,0	127	108	3-133	Ниппель	22,72
					3-133	Муфта	
10	ТБТН-К-127	45,75	127	89	3-133	Ниппель	2,6
					3-133	Муфта	
11	4ЯГ-171	6,8	171	70	3-133	Ниппель	0,92
					3-133	Муфта	
12	ТБТН-К-127	36,6	127	89	3-133	Ниппель	2,08
					3-133	Муфта	
13	ТБПК-127	До устья	127	108	3-133	Ниппель	91,43
					3-133	Муфта	

Таблица Б.4 – Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	1462	ТБПК-127х9,2	127	Л	9,2	3-133	1366	42,61	54,72	2,86	3,01
бурение	1462	1851	БТ ПК-127х9,2	127	Л	9,2	3-133	1754	54,72	66,89	2,34	2,46
бурение	1851	3776	БТ ПК-127х9,2	127	Л	9,2	3-133	2930	91,42	124,70	1,26	1,32



# ПРИЛОЖЕНИЕ В

(Обязательное)

## Геолого-технический наряд

Предприятие: ООО "РН-Бурение"  
Месторождение: -

Оборудование:

Буровая установка: БУ 4000/250 ЭК-БМЧ  
Лебедка: ЛБ - 900  
Талевая система: 5х6  
Роатор: Р - 700  
Насосы: ЧНБТ - 1250

Характеристика буровых труб для бурения интервала под эксплуатационную колонну			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности
НБТ	178	54	Д
ТБТК	127	9,2	Л
ТБТН	127	19	Д

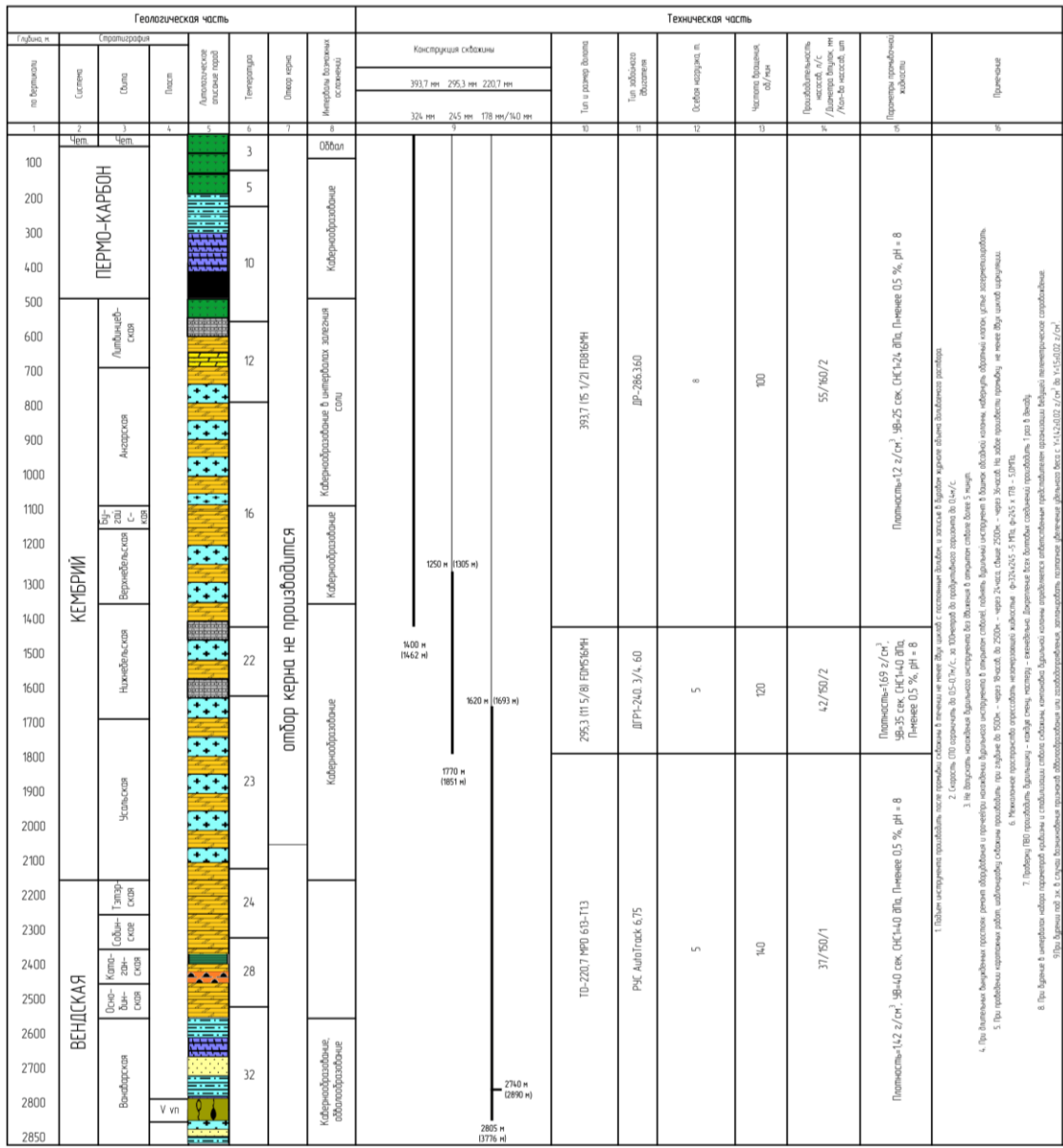


Рисунок В.1 – Геолого-технический наряд

# ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(Обязательное)

## КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

### 1851 – 3776 м

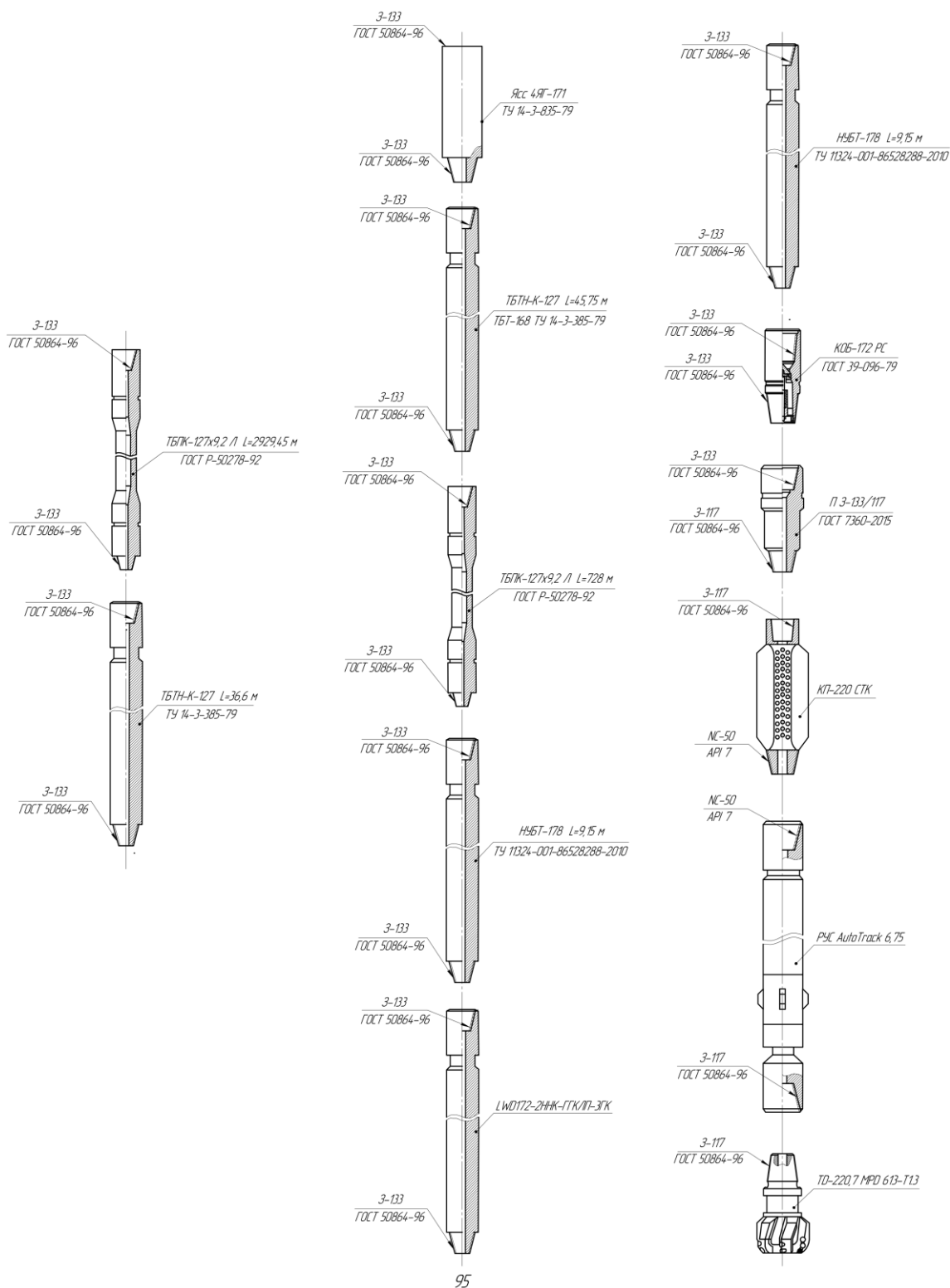


Рисунок Г.1 – КНБК

## ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(Обязательное)

### Потребное количество химических реагентов

Таблица Д.1 – Результаты расчетов потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Caustic Soda/Гидроокись натрия	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	347,1	14	139	6	182,3	8	668,35	27
Soda Ash/Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	832,9	34	333,6	14	437,5	18	160,4	65
ХВ-Полимер/Ксантановая смола	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25	6941,2	278	2779,6	112	3646,2	146	13367	535
LO WATE/Мрамор	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	55592,7	55,6	72924,5	72,9	128517	129
FLO-TROL/Модифицированный крахмал	Регулирование фильтрации	25	6941,2	278	2779,6	112	3646,2	146	13367	235
Хлорид натрия (NaCl)	Предотвращает растворения солей, замерзания бурового раствора	1000	215870,4	216	86446,6	87	109386,7	110	411704	412
DRIL-FREE/Смесь эфиров	Снижение коэффициента трения в скважине	208	34,70	17	1389,8	7	1823,1	9	6683,5	33
DEFOAM X/Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	174	138,8	1	55,6	1	72,9	1	267,34	2
M-I BAR/Барит (BaSO <sup>4</sup> )	Кольматация каналов, регулирование плотности	1000	-	-	120080,1	120,1	35733	35,7	155813	156

## ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(Обязательное)

### Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup>	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость течения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от	до					количество	диаметр		
Под кондуктор									
0	1462	БУРЕНИЕ	0,362	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	14,3	109,3	446,6
Под техническую колонну									
1462	1851	БУРЕНИЕ	0,66	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11,1	94,8	412,1
Под эксплуатационную колонну									
1851	3776	БУРЕНИЕ	1,218	0,106	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	9	90,9	281

Таблица Е.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	1462	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	160	339,1	0,85	60	26,35	52,7
1462	1851	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	90	150	367,2	0,85	60	22,95	45,9
1851	3776	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	90	150	367,2	0,75	60	20,25	40,5

Таблица Е.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	1462	БУРЕНИЕ	269,2	84,7	70,2	102,3	1,9	10,0
1462	1851	БУРЕНИЕ	282,0	89,8	48,5	128,8	5	10,0
1851	3776	БУРЕНИЕ	179,3	69,4	40	153,1	21,6	10

## ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(Обязательное)

### Организационная структура управления предприятия ООО «РН-Бурение»

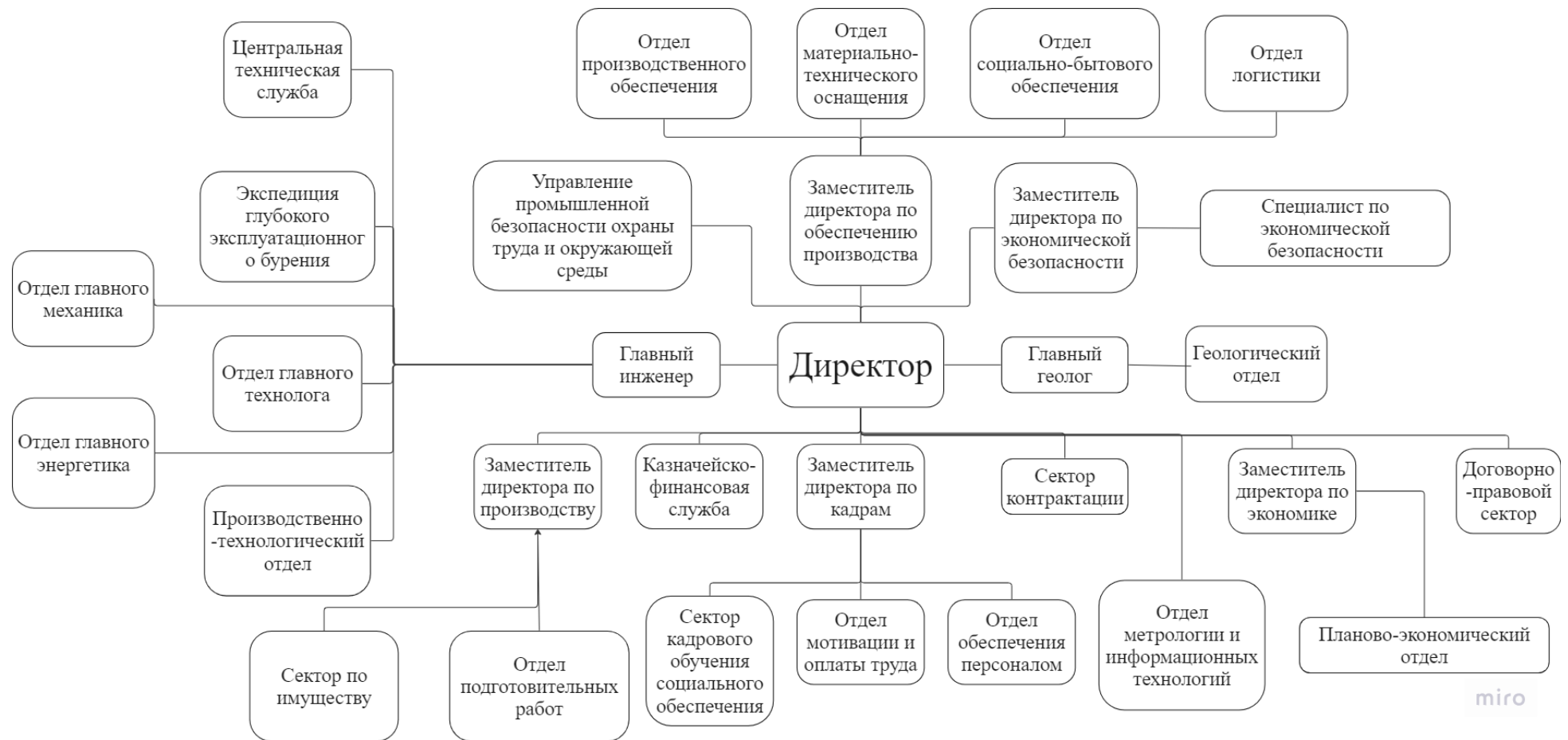


Рисунок Ж.1 – Организационная структура предприятия ООО «РН-Бурение»

## ПРИЛОЖЕНИЕ И

(Обязательное)

### Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора

Таблица И.1 – Результаты расчета стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

Наименование реагента	Стоимость упаковки, тыс. руб.	Упаковка, кг	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	Итого количество уп.	Сумма, тыс.руб	
			Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.			
Каустическая сода (NaOH)	3,0	25,0	13,9	5,6	7,3	27,0	81,0	
Ксантановая смола	10,0	25,0	277,6	111,2	145,8	535,0	5350,0	
SODA ASH	1,3	25,0	33,3	13,3	17,5	65,0	84,5	
FLO-TROL	3,0	25,0	277,6	111,2	145,8	535,0	1605,0	
Хлорид натрия (NaCL)	5,0	1000,0	215,9	86,4	109,4	412,0	2060,0	
DRIL-FREE	50,0	208,0	16,7	6,7	8,8	33,0	1650,0	
DEFOAM X	70,0	174,0	0,8	0,3	0,4	2,0	140,0	
LO WATE	5,0	1000,0	0,0	55,6	72,9	129,0	645,0	
M-I BAR	1,1	1000,0	0,0	120,1	35,7	156,0	171,0	
Итого:								11787,1