



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 РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2730 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.323

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД	Гуляев Милий Всеволодович	-		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**  
**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 безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
<b>УК(У)-9</b>	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
<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 решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств
<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 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,  
Специализация Бурение нефтяных и газовых скважин  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Лукин А.А  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3–2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№ 40-10/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	20.06.2023
--	------------

#### 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. Интервал отбора керн: интервалы продуктивных пластов</li> <li>3. Тип профиля: вертикальный</li> <li>4. Данные по профилю: -</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>6. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать</li> <li>7. Способ цементирования: -</li> <li>8. Конструкция забоя: закрытого типа</li> </ol>
<p><b>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке</b>  <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достигнутой 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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Геологическая характеристика разреза скважины</li> <li>1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.3. Зоны возможных осложнений</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ             <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</li> <li>2.2. Проектирование конструкции скважины                 <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины</li> <li>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> </ol> </li> </ol> </li> </ol>

	2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС
<b>Перечень графического материала</b> <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

<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	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		10.02.2023

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич		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 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений,

Специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022 /2023 учебного года

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3–2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

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 проекта	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	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		10.02.2023

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП/ОПОП**

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

**Обучающийся**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич		

## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа содержит 110 страниц, 6 рисунков, 36 таблиц, 49 источников литературы и 6 приложений.

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

Объектом ВКР служит вертикальная разведочная скважина глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении Красноярского края.

Целью данной работы является проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ систем буровых растворов для первичного вскрытия пласта.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

## **Сокращения**

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

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат;

ПЗП – призабойная зона пласта.



## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ...	13
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	13
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).	13
1.3 Зоны возможных осложнений .....	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА .....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	15
2.2 Проектирование конструкции скважины .....	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска ...	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	17
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	17
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	17
2.3 Проектирование процессов углубления скважины .....	17
2.3.1 Выбор способа бурения.....	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	18
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота .....	19
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	20
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	21
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны ...	23
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов .....	25
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	28
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31

2.4	Проектирование процессов заканчивания скважины .....	31
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность .....	31
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	35
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	36
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин ..	38
2.5	Выбор буровой установки .....	41
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Системы буровых растворов для первичного вскрытия пласта» .....	42
3.1	Общая характеристика буровых растворов: понятие, классификация, функции .....	42
3.2	Эффективность первичного вскрытия продуктивных пластов на различных системах буровых растворов .....	45
3.3	Опыт применения различных систем буровых растворов .....	52
3.3.1	ОАО «ИКФ» .....	52
3.3.2	ООО «Газпромнефть-Хантос» .....	53
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	59
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ...	59
4.2	Линейный календарный график выполнения работ .....	62
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли	63
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	68
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	68
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства ..	68
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	69
5.2	Производственная безопасность .....	70

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	70
5.3 Экологическая безопасность.....	76
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	80
Список использованной литературы.....	81
Приложение А .....	86
Приложение Б.....	96
Приложение В.....	100
Приложение Г .....	108
Приложение Д.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>
Приложение Е.....	<b>Error! Bookmark not defined.</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Бурение скважин – критически важный процесс, который определяет перспективы добычи углеводородов в будущем. Проектирование этого процесса требует тщательного изучения геологических данных, принятия решений о мероприятиях по предотвращению аварий и осложнений, а также определения оптимальных способов заканчивания скважины.

На выделенной территории Красноярского края горные породы имеют невысокую твердость, что позволяет достигать высоких механических скоростей бурения. Однако, данная ситуация требует тщательного проектирования и выполнения работ для избегания возможных аварий как при строительстве, так и при эксплуатации скважин. Прогноз нефтеносности представлен пятью продуктивными нефтеносными пластами.

Целью данной выпускной квалификационной работы выступает проектирование технологических решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении Красноярского края.

В разделе, посвященном специальному вопросу, рассматриваются особенности буровых растворов для первичного вскрытия продуктивного пласта, их составы, преимущества и недостатки. Поскольку от качества первичного вскрытия зависит потенциальный дебит скважины, важно уделять этому вопросу значительное внимание.

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе кратко приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1. Механические свойства горных пород представлены в таблице 2. Градиенты давлений представлены в таблице 3. Исходные геологические данные приведены в приложении А в таблицах А.1-А.8.

Таблица 1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-650	1,5
650-759	1,3
759-2397	1,2
2397-2780	1,15
2780-2812	1,1
2812-3000	1,0

Таблица 2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-2397	М	4-10
2397-2780	С	6-10
2780-3000	Т	6-10

Таблица 3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q, P <sub>1</sub> , K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub> , K <sub>2k</sub> + K <sub>2st</sub> + K <sub>2km</sub> , K <sub>1-2mr</sub> , K <sub>1jr</sub> , K <sub>1tn</sub>	0	1830	0,0100	0,0196
K <sub>1ah</sub> , J <sub>2ml</sub>	1830	2577	0,0100	0,0260
J <sub>2vm</sub> , J <sub>1-2nd</sub> , J <sub>1kt</sub>	2577	2812	0,0100	0,0295
PZ	2812	3000	0,0111	0,0295

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Нефтеносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Давление насыщения, МПа
	от	до				
БЯ10	1947	2060	нефть	740	50	20,26
БЯ15	2224	2285	нефть	740	50	22,79
НП7	2323	2393	нефть	740	70	23,81
Ю2-4	2437	2617	нефть	740	150	25,33
Ю7-9	2617	2705	нефть	740	200	26,85

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q	0	100	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, затяжки, прихваты бурового инструмента
P <sub>1</sub> , K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub>	100	650	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, поглощения промывочной жидкости, обвалы стенок скважины, сужение ствола, посадки, прихваты бурильного инструмента
K <sub>2k</sub> -K <sub>1tn</sub>	650	1830	Кавернообразования, возможны поглощения промывочной жидкости, прихват бурового инструмента
K <sub>1ah</sub> -J <sub>1kt</sub>	1830	2812	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования, риск ГНВП
PZ	2812	3000	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования, риск ГНВП

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

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

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

### 2.2 Проектирование конструкции скважины

#### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

#### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен совмещенный график давлений и схема конструкции скважины.

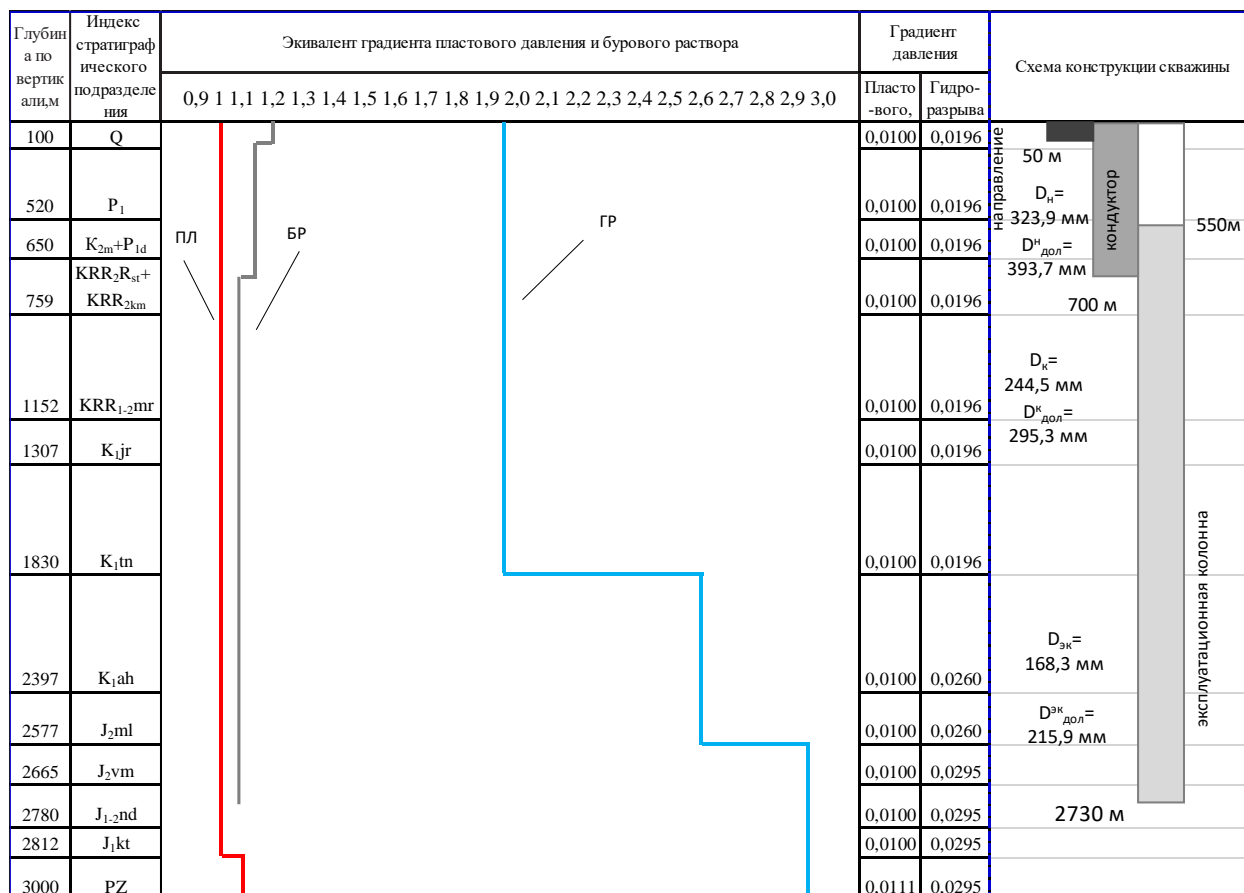


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В разрезе четвертичные отложения до глубины 100 м, направление спускается на 50 м исходя из опыта строительства скважин на данном месторождении.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти, возможных осложнений. Анализируя результаты расчета (таблица 6), можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать на глубину 640 м. До глубины 650 м возможны осложнения, следовательно, кондуктор спускается на глубину 700 м с учетом перекрытия осложнений на 50 м.

Таблица 6 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	БЯ10	БЯ15	НП7	Ю2-4	Ю7-9
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	1947	2224	2323	2437	2617
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{пл}$ )	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $\Gamma_{грп}$ )	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	740	740	740	740	740
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	194,7	222,4	232,3	243,7	261,7
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	470	540	560	590	640
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10
Принимаемая глубина, м	640				

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины скважины. Последний продуктивный пласт заканчивается на глубине 2705 м,



исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 25 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2730 м.

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

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 700 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Так интервал цементирования будет составлять 550-2730 м.

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

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

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

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

Величина максимального устьевого давления составляет 27,4 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП5-230/80х35 (230 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (с глухими и с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК1-35-168х245 К1 ХЛ (обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна).

### **2.3 Проектирование процессов углубления скважины**

#### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы

улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	700	ВЗД
700	2730	ВЗД

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервала бурения под направление, PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблицах 8 и 9.

Таблица 8 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-700	700-2730
Шифр долота		393,7 VU-KLS54X -R174	У5-295,3 ST-6 MC	У6-215,9 STD-5 С
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	М, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	4 1/2
Длина, м		0,38	0,34	0,29
Масса, кг		176	114,5	42,6
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	5-15	8-14	6-10
	Максимальная	25	18	15
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	60-150	140	120
	Максимальная	300	400	400

Таблица 9 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-700	700-2730
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	КС 215 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	215
Тип горных пород		М	М	М, С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-
Длина, м		1,65	0,9	0,48
Масса, кг		140	114	55

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчета осевой нагрузки представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-700	700-2730
Исходные данные			
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	25	18	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{доп}$ )	20	14,4	12
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	6	10	10

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 6 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую

линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-50	50-700	700-2730
Исходные данные				
Скорость, м/с ( $V_d$ )		3,1	2	1,5
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения $n_1$ , об/мин		150	129	133
Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$ , об/мин		40-60	100-180	140-200
Частота вращения $n_{\text{проект}}$ , об/мин		60	130	140

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

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 47 л/с для обеспечения эффективной очистки

забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 31 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-700	700-2730
Исходные данные			
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя (К)	0,6	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,50	1,48	1,19
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,13	0,11
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	35	30
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0238	0,0159	0,0079
Число насадок (n)	3	5	6
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кпmin}$ )	0,5	0,5	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,18	1,15	1,07
Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{п}$ )	2	2,2	2,3
Результаты проектирования			
Расход, л/с, Q1	73	34	15
Расход, л/с, Q2	81	47	22
Расход, л/с, Q3	85	44	31
Расход, л/с, Q4	42	47	28
Области допустимого расхода, л/с	42-85	34-47	15-31
Запроектированные значения расхода, л/с	70	47	31

где Q<sub>1</sub> – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с; Q<sub>2</sub> – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с; Q<sub>3</sub> – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с; Q<sub>4</sub> – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам

бурения представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-50	50-700	700-2730
Исходные данные				
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		59	98	98
Расчетный коэффициент, $H^*м/кН$ ( $Q$ )		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{зд}$ )		-	236	173
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*м$ ( $M_p$ )		-	3771	2797
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*м$ ( $M_o$ )		-	148	108
Удельный момент долота, $H^*м/кН$ ( $M_{уд}$ )		-	37	27

Для интервала бурения 50-700 м (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 700-2730 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172.7/8.56, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.55	50-700	240	9,975	2432	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
ДГР-172.7/8.56	700-2730	172	8,614	1190	19-38	84-168	10,0-15,5	63-211

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б в таблицах Б.1-Б.4.

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

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{95,5} = 1,39 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{95,5} = 1,46 > 1,15$$

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице

15.

Таблица 15 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	50	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	17,97	0,571	7,577	2,68	>10	>10	>10
бурение	50	700	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	639,9	20,34	32,74	1,48	4,75	4,07	4,26
бурение	700	2730	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2649	84,20	95,34	2,41	1,67	1,40	1,46
отбор керна	1947	2060	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2001	62,47	69,79	3,38	2,24	1,91	2,00
отбор керна	2224	2285	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2226	69,49	76,81	3,08	2,04	1,73	1,82
отбор керна	2323	2393	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2334	72,86	80,18	2,95	1,95	1,66	1,74
отбор керна	2437	2705	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162	2646	82,61	89,92	2,63	1,74	1,48	1,55



### 2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (1)$$

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

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

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

Направление, интервал 0-50 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,16 \cdot 0,1 \cdot 10^5}{9,81} = 1183 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 50-700 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,14 \cdot 0,1 \cdot 10^5}{9,81} = 1162 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 700-2730 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,06 \cdot 0,1 \cdot 10^5}{9,81} = 1076 \left[ \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

При бурении интервала под направление 0-50 м в четвертичных отложениях возможны Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, затяжки, прихваты бурового инструмента.

Учитывая все вышперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор

глинистого типа (бентонитовый раствор) с высокой вязкостью для предотвращения размыва стенок и растепления ММП. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора для интервала под направление представлен в таблице 16. Технологические свойства приведены в таблице 17.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор рН, Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1
Структурообразователь, глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	60
Регулятор жесткости, кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Утяжелитель, барит	Регулирование плотности	154,65
Понижитель вязкости, ФХЛС	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1

Таблица 17 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,183
Условная вязкость, с	90 и выше
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Для бурения интервалов 50-700 м под кондуктор и 700-2730 под эксплуатационную колонну рекомендуется использовать ингибирующий глинистый буровой раствор на водной основе.

Ингибирующий раствор применяется при бурении интервалов, сложенными активными глинами, склонными к гидратации и набуханию. Существует множество рецептов растворов, служащих для предупреждения осложнений, вызванных набуханием глин, однако механизм их действия

несколько различается. Основные разновидности: известковые, гипсоизвестковые, хлоркалиевые, гипсокалиевые, хлоркальциевые, малосиликатные, алюмосиликатные. Механизмами могут выступать: перевод натриевых глин в кальциевые, модифицирование поверхности глин, ингибирование ионами калия. В дополнение к уже приведенным видам можно отнести гликолевый раствор, который по степени своего воздействия выделяется в класс высокоингибирующих, именно такой буровой раствор и проектируется. Механизм ингибирования заключается в том, что молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов.

Компонентный состав ингибирующего раствора для интервала под кондуктор и под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18. Технологические свойства приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Регулятор щелочности (pH), каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости, кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь, глина ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	35
Понизитель фильтрации, PAC LV	Регулятор фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации, PAC HV	Регулятор фильтрации, реологических свойств	2
Ингибитор, Atren PG	Предотвращение набухания глин	50
Смазочная добавка, Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Пеногаситель, Atren antifoam	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелитель, барит	Регулирование плотности	85,18 (кондуктор)

Таблица 19 – Технологические свойства ингибирующего раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,162 (кондуктор) 1,076 (эксплуатационная колонна)
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

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

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

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

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,644	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	19,1	81,7	331,8
Под кондуктор									
50	700	БУРЕНИЕ	0,524	0,069	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12	83,5	223,8
Под эксплуатационную колонну									
700	2730	БУРЕНИЕ	0,907	0,087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83	137,9
1947	2060	ОТБОР КЕРНА	0,577	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	80
2224	2285	ОТБОР КЕРНА	0,577	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	80
2323	2393	ОТБОР КЕРНА	0,577	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	80
2437	2705	ОТБОР КЕРНА	0,577	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	80

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	107	35,1	70,19
50	700	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	72	23,62	47,23
700	2730	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	110	31,68	31,68
1947	2060	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2224	2285	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2323	2393	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2437	2705	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 22 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	70,9	47,3	0,0	13,5	0,1	10,0
50	700	БУРЕНИЕ	168,3	47,4	75,0	33,7	2,2	10,0
700	2730	БУРЕНИЕ	223,1	43,5	95,0	52,4	22,2	10,0
1947	2060	ОТБОР КЕРНА	75,6	39,7	0,0	16,3	15,2	4,6
2224	2285	ОТБОР КЕРНА	78,5	39,7	0,0	17,8	16,4	4,6
2323	2393	ОТБОР КЕРНА	79,9	39,7	0,0	18,6	17,0	4,6
2437	2705	ОТБОР КЕРНА	83,8	39,7	0,0	20,8	18,8	4,6

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

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемые интервалы отбора керна следующие: 1947-2060, 2224-2285, 2323-2393, 2437-2617, 2617-2705 м. Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC резцами для получения более качественного отобранного керна. В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1947-2060	У9-215,9/100 SCD-4СТ СК-172/100РС	2-5	20-40	15-20
2224-2285				
2323-2393				
2437-2617				
2617-2705				

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1450	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1850
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	740	Глубина скважины, м	2730
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	550	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$ , м	1820

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

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

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

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

На рисунках 2-3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

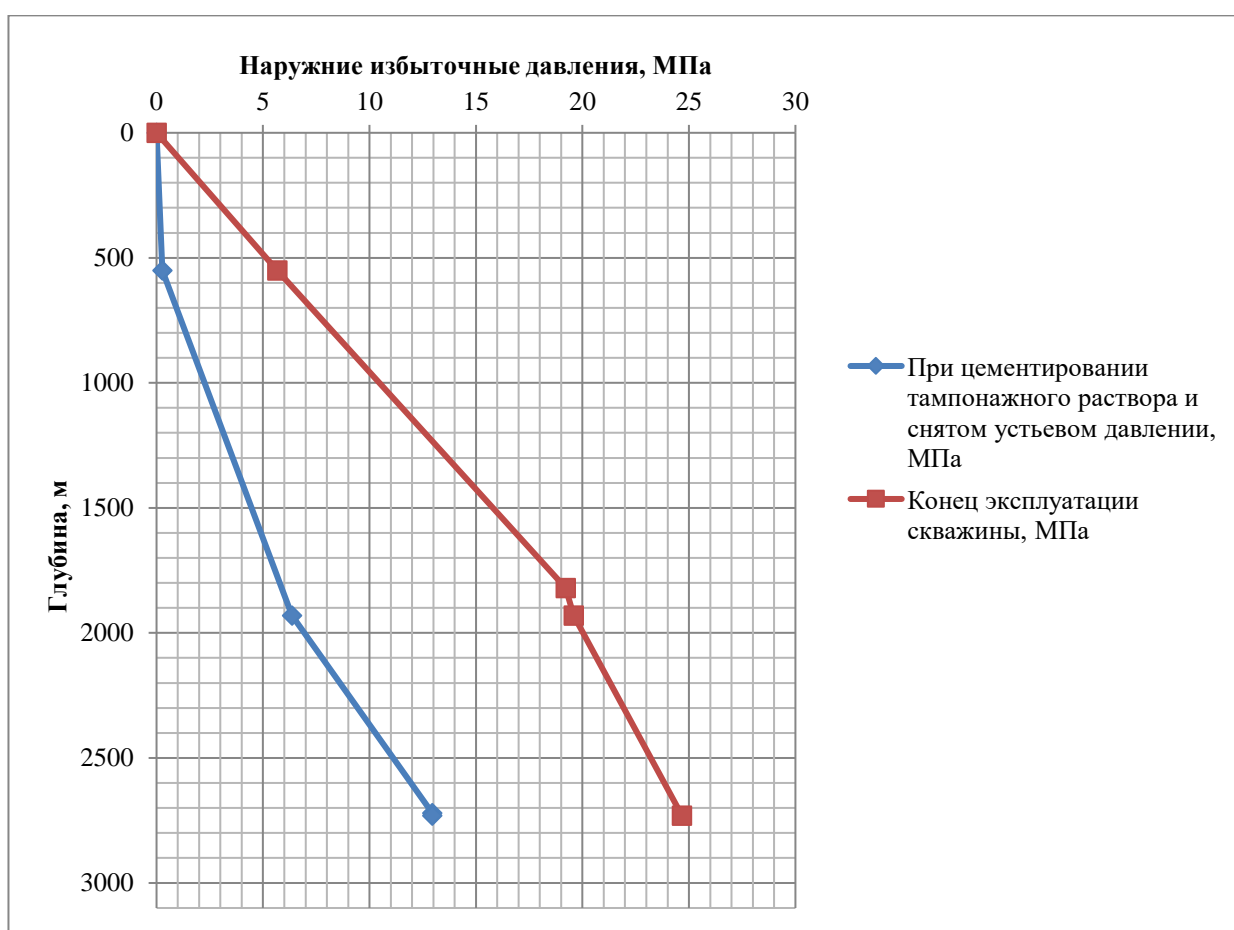


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны



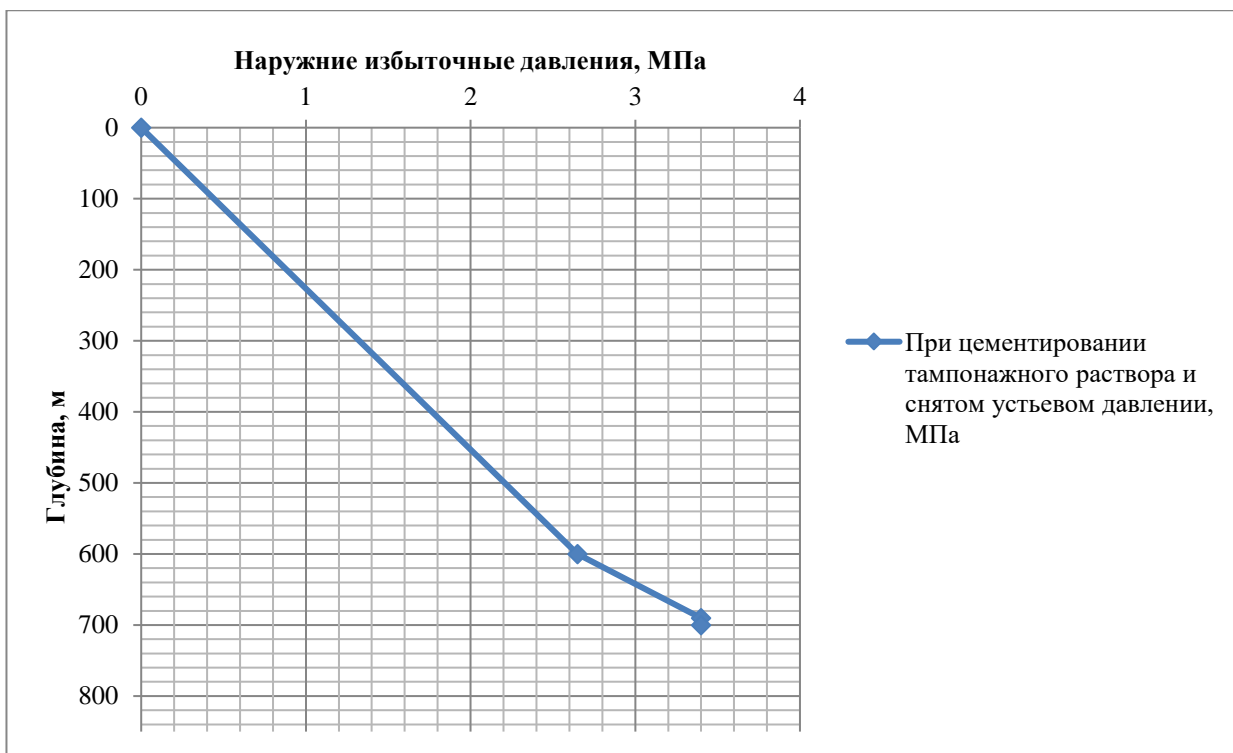


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

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

На рисунках 4-5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

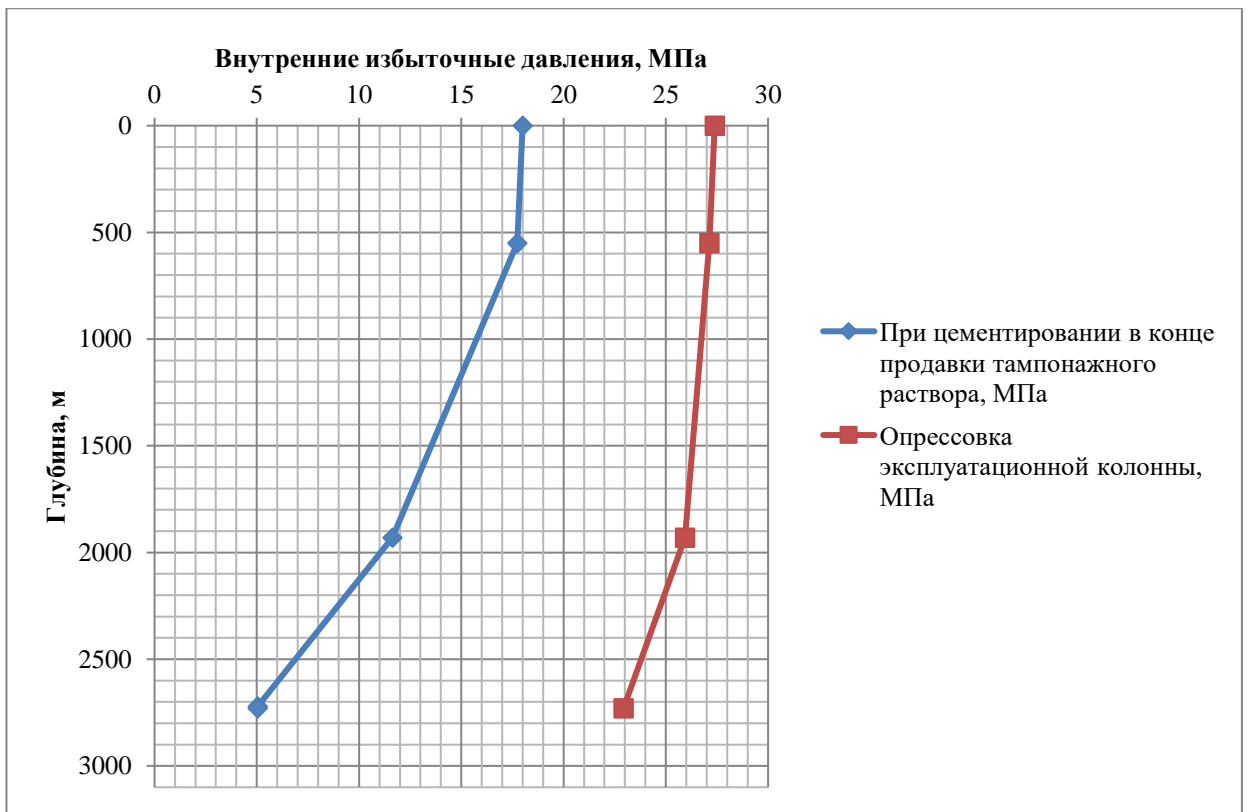


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

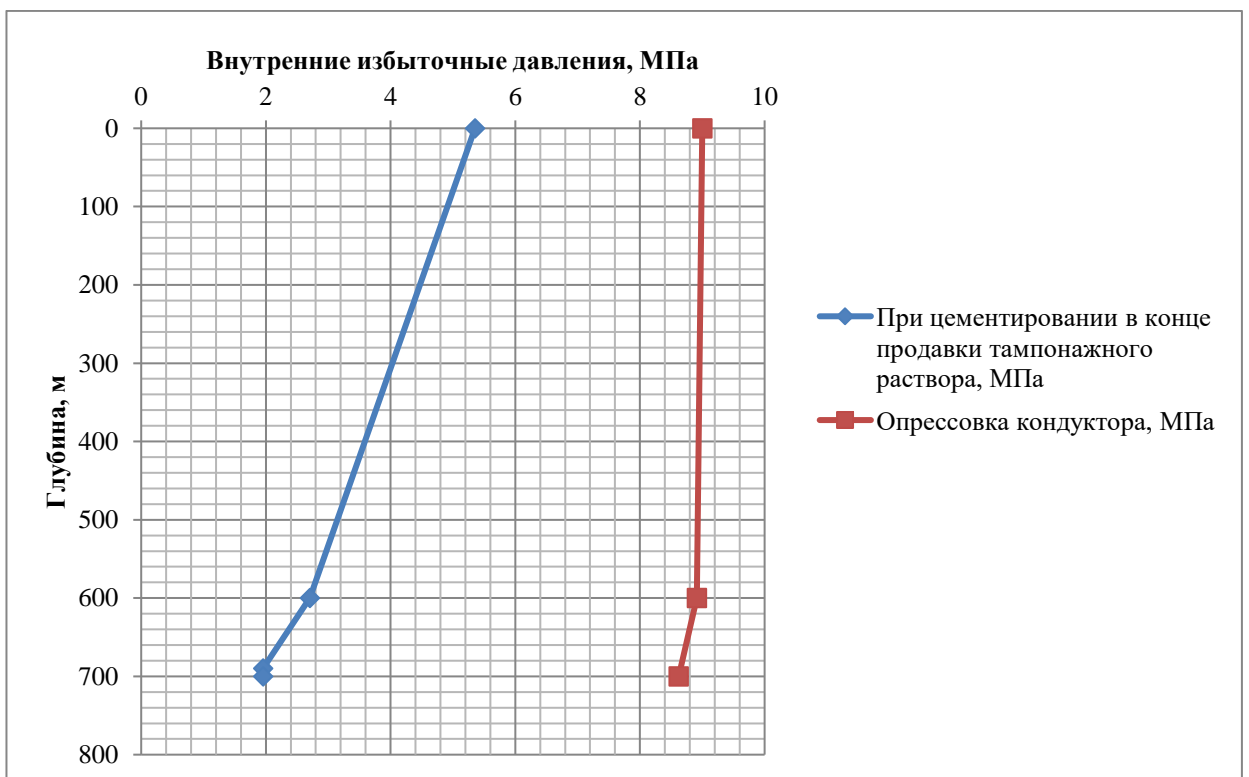


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	68,5	3425	3425	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	700	48,11	33680	33680	0-700
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	833	42,20	35154	103608	2730-1897
2	ОТТМ	Д	8,9	1897	36,08	68454		1897-0

#### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементированния эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх)	До (низ)		
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	2730	2730	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	2720	2720	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	650	17	111
		650	750	10	
		750	1947	24	
		1947	2060	12	
		2060	2224	4	
		2224	2285	6	
		2285	2323	1	
		2323	2393	7	
		2393	2437	1	
		2437	2705	27	
	2705	2730	3		
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	700	759	3	59
		1940	2070	13	
		2220	2290	7	
		2320	2400	8	
2430		2710	28		

Продолжение таблицы 26

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх)	До (низ)		
Эксплуатационная, 168 мм	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2720	2720	1	1
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2720	2720	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	700	700	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	690	690	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	50	5	22
		50	100	5	
		100	690	15	
		690	700	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	690	690	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	40	1	
		40	50	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1

### 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{ГСКП}} + P_{\text{ГДКП}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{Гр}}, \quad (2)$$

Поскольку  $43,36 \leq 76,5$  условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 27.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,44	1,3	1050	1,3	МБП-СМ	91
		5,1		5,1	МБП-МВ	76,5
Продавочная жидкость	49,13		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	37,06		1450	31,97	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	25 743,4
					НТФ	15,19
Нормальной плотности тампонажный раствор	16,90		1850	11,59	ПЦТ-II-100	21 468,6
					НТФ	6,93

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (3)$$

Где  $G_{\text{сух}}$  – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;  $G_6$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор:  $m_2 = 25,74 / 10 = 2,57$  – 3 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности:  $m_2 = 21,47 / 13 = 1,65$  – 2 УС 6-30.

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

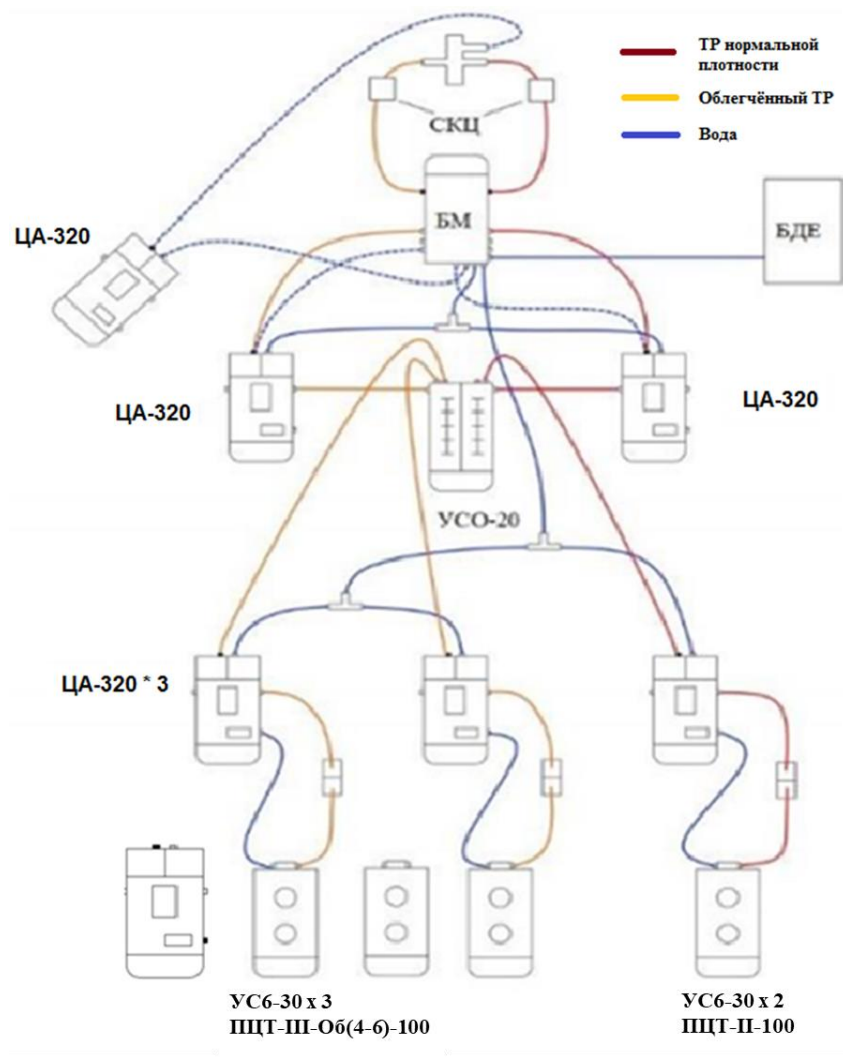


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементировочный агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная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

#### 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления. Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности. Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

$$\rho_{\text{ж.г.}} = 1070 \text{ кг/м}^3$$

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

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 * V_{\text{вн.ЭК}} = 2 * \frac{3,14}{4} (0,1471^2 * 833 + 0,1505^2 * 1897) = 95,76 \text{ м}^3$$

Где  $V_{\text{вн.ЭК}}$  – внутренний объем ЭК секции, м<sup>3</sup>.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию. Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов. Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 28.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
88	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью взрывной головки

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

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

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину. Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **ИПТ-127**.



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

Принимаем арматуру фонтанная АФ3-80/65х35.

## 2.5 Выбор буровой установки

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

В таблице 29 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q <sub>бк</sub> )	95,54	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	192 > 95,54
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q <sub>об</sub> )	103,61	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	288 > 103,61
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q <sub>пр</sub> )	124,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	320/124,2 = 2,58 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G <sub>кр</sub> )	320		

### **3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Системы буровых растворов для первичного вскрытия пласта»**

#### **Введение**

Во время бурения вращательным способом в скважине происходит циркуляция потока жидкости. Ранее она рассматривалась как средство для удаления продуктов разрушения, однако же сегодня она воспринимается одним из главных факторов, обеспечивающих эффективность процесса бурения.

При проведении буровых работ циркулирующую жидкость в скважине называют буровым раствором. Буровой раствор выполняет одновременно ряд функций, обеспечивающих предупреждение и борьбу с осложнениями. Он представляет собой сложную многокомпонентную систему, регулирование свойств которого осуществляется введением в него различных материалов и химических реагентов.

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция роста глубин бурения скважин, а как следствие, и увеличение опасности возникновения при этом различных осложнений. Кроме того, постоянно ужесточаются требования более полной и эффективной эксплуатации продуктивных пород. В этой связи буровой раствор должен иметь состав и свойства, которые обеспечивали бы возможность борьбы с большинством из возможных осложнений и не оказывали негативного воздействия на коллекторские свойства продуктивных горизонтов.

#### **3.1 Общая характеристика буровых растворов: понятие, классификация, функции**

Буровым раствором называют сложную дисперсионную систему жидкостей эмульсионного, аэрационного и суспензионного типа, которые служат для промывки стволов в ходе бурения скважин. Циркулируя внутри, раствор чистит стенки от наслоений, вымывает остатки пробуренных пород, выводя их на поверхность, стимулирует разрушение слоев инструментом,

позволяет провести качественное вскрытие горизонта и решить массу иных задач.

Как правило, при бурении используются составы на основе воды и углеводородных жидкостей (раствор битума и известняка, эмульсии инвертного типа). Для бурения в отложениях хемогенного вида обычно используется приготовление буровых растворов на основе соленасыщенных глинистых элементов, гидрогелей, при высоком риске обвалов применяют растворы-ингибиторы, а в случае повышенной температуры создаются термостойкие составы на глинистой основе. Если же разработка осуществляется на месторождениях с повышенными показателями давления, то необходимо использовать растворы утяжеленного типа [4, 5].

Чтобы обеспечить максимальную продуктивность бурения, свойства растворов контролируют посредством ввода специальных реагентов и материалов для улучшения качества. Так, при необходимости уменьшения водоотдачи буровой раствор могут обработать реагентами на углещелочной основе, сульфитно-спиртовым составом, целлюлозными добавками, крахмалом модифицированного типа. Реологические качества достигаются посредством ввода в буровые растворы понизителей вязкости: к ним относятся, например, нитролигнин, полифенолы, фосфат и другие вещества.

Предотвращение проявлений воды, нефти и газа при повышенном давлении осуществляется посредством увеличения плотности состава: для этого в раствор вводят утяжелитель (барит, мел, гематит). В состав также может быть добавлен пенообразователь или произведено аэрирование. Антифрикционные качества растворов улучшаются посредством добавления смазок (графит, нефть, гудрон и пр.), а для сохранения нужных свойств при высоких температурах во время эксплуатации буровые растворы обогащают хроматами кальция, натрия, антиоксидантами. Для пеногашения состав может быть дополнен резиновой крошкой, спиртовыми частицами или кислотами.

Приготовление буровых растворов требует использования тонкодисперсионных глиняных веществ с высокой степенью пластичности и невысоким процентом песчаных частиц: они могут создавать вязкую суспензию в контакте с водой, которая не будет давать осадка в течение долгого времени. Наилучшими свойствами обладают разновидности глиняных порошков на основе щелочных составов, и они дают растворы с невысоким показателем плотности.

При создании бурового раствора важно следить, чтобы туда не попали вредные примеси, к которым относится гипс, частицы известняка, а также соли, способные растворяться в воде. По техническим требованиям, главным показателем качества сырья в виде порошка или глины считается выход раствора, т.е. число кубометров нужной вязкости, которые получаются из тонны сырья. Важными показателями также считаются такие параметры, как плотность и число песка в составе.

Приготовление буровых растворов преследует ряд важных целей:

- охлаждение поверхностей долот и их смазывание;
- очистка забоя;
- создание очистного слоя на стенках ствола;
- предупреждение проявлений нефти, газа и пластовой воды;
- защита от обвалов стенок, которые могут произойти в случае наличия в составе пород неустойчивой глины;
- обеспечение высокого качества вскрытия горизонтов;
- снижение затрат на фиксацию при помощи колонн;
- повышение устойчивости труб и оборудования к коррозии;
- обеспечение техники безопасности в процессе разработки и минимизация вреда для окружающей среды и экологической обстановки района.

Современная классификация включает следующие виды жидкостей для промывки:

- растворы на основе воды;

- растворы на неводной основе;
- жидкости аэрированного типа, пены;
- газообразные реагенты.

### **3.2 Эффективность первичного вскрытия продуктивных пластов на различных системах буровых растворов**

Качество строительства скважин, в том числе и качество вскрытия продуктивного пласта, во многом зависит от применяемого бурового раствора, поскольку буровой раствор – первая технологическая жидкость, вступающая во взаимодействие с вновь вскрываемой породой.

Опыт промысловых и экспериментальных исследований показывает, что ухудшение продуктивных пород-коллекторов в значительной мере обусловлено:

- 1) кольматацией призабойной зоны пласта (ПЗП) твердыми частицами;
- 2) физико-химическим взаимодействием фильтрата бурового раствора с породами и пластовыми жидкостями, что ведет к закупорке поровых каналов за счет образования твердых осадков, различного рода эмульсий, водной блокады и т. п.

Одним из перспективных направлений совершенствования вскрытия продуктивных пластов является применение безглинистых буровых растворов (ББР) на основе пластовой воды и полимера, не содержащих твердую фазу.

В процессе бурения на репрессии с промывкой любым типом бурового раствора в околоскважинной зоне формируется зона кольматации и зона проникновения фильтрата, физико-химический состав и глубина которых определяют как устойчивость пристволенной зоны, так и снижение гидропроводности и фазовой проницаемости продуктивного пласта.

Для регулирования фильтрационных и реологических свойств безглинистых и малоглинистых буровых растворов используются полисахариды. Основной причиной выбора полисахаридов является их

способность к химической и биологической деструкции, за счет чего обеспечивается возможность разрушения и удаления кольматационного слоя, образующегося в процессе бурения, и практически полное восстановление коллекторских свойств пласта.

Разработана технология получения комплексных полисахаридных реагентов с использованием ингибиторов термоокислительной деструкции, в качестве которых использованы водорастворимые силикаты, бораты щелочных металлов, формиаты натрия и калия. Комплексные реагенты содержат также гидрофобизирующие добавки на основе калиевых солей жирных кислот и неионогенного ПАВ. Применение этих реагентов обеспечивает сохранение регламентированных реологических и фильтрационных свойств полисахаридных систем при  $t = 90-180^{\circ}\text{C}$  в течение длительного времени (исследования проводились в течение 45 суток).

На основе этих реагентов предлагается ряд рецептур безглинистых и малоглинистых буровых растворов для различных условий бурения, особенности состава и свойств которых приведены ниже.

Полимер-эмульсионный буровой раствор (ПМГ) для бурения надпродуктивного интервала

В качестве основного средства промывки скважины при бурении надпродуктивного интервала наиболее эффективно применение бурового раствора со свойствами, обеспечивающими устойчивость глинистых отложений, снижение проницаемости водоносных пластов, качественную очистку ствола скважины.

Входящие в состав раствора полимерные и ингибирующие реагенты придают раствору необходимые свойства. Реагент-гидрофобизатор Синтал (ингибитор, гидрофобизатор) выполняет роль стабилизатора неустойчивых отложений, кольматирующей, гидрофобизирующей и смазывающей добавки.

Дополнительная кольматация водоносных пластов и упрочнение стенок скважины достигается водорастворимыми силикатами (силикаты натрия, калия или их смеси).

Применение полианионной целлюлозы в сочетании с Синтал и силикатами обеспечивает буровому раствору необходимые реологические характеристики.

Положительно то, что этот раствор легко модифицируется в буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта путем дополнительного ввода крахмала, карбоната кальция и биополимера.

Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта рассматривается как ключевой момент сохранения коллекторских свойств пласта.

Методически выбор компонентного состава бурового раствора для вскрытия продуктивного пласта обосновывается по результатам оценки его влияния на изменение проницаемости пористой среды и по коэффициенту восстановления проницаемости образцов керна после фильтрации бурового раствора при реальных перепадах давлений, возникающих при первичном вскрытии.

Для предотвращения глубокого проникновения дисперсной фазы и дисперсионной среды бурового раствора в пласт предусматривается ввод кислоторастворимого кольматанта, фракционный состав которого выбирается по результатам исследования керна материала конкретного месторождения.

Применение полимерных реагентов из класса полисахаридов и правильный подбор фракционного состава кольматанта обеспечивает быстрое формирование в призабойной зоне пласта незначительной по глубине и низкопроницаемой зоны кольматации, которая предупреждает глубокое проникновение бурового раствора и его фильтрата в пласт в период первичного вскрытия, но легко разрушается в период освоения.

Зона кольматации, сформированная ББР на основе полисахаридов, может быть легко разрушена в процессе освоения при использовании специальных деструктурирующих реагентов, например, комплексного

реагента КДС, который предлагается в качестве основы перфорационной среды [6].

В зависимости от геолого-технических условий используется несколько вариантов ББР.

#### 1. Безглинистый буровой раствор ББР-СКП

Присутствие ингибиторов набухания и диспергирования глин (КС1, силикаты и др.) обеспечивает устойчивость глинистых отложений и предупреждает набухание глины в коллекторе пласта. ББР-СКП стабилен при любой минерализации, фильтрационная корка устойчива к воздействию тампонажного раствора [7].

#### 2. Безглинистый буровой раствор реогель

Для бурения пологих и горизонтальных участков ствола скважины ООО "ПермНИПИнефть" разработана оригинальная рецептура безглинистого бурового раствора на основе отечественных полисахаридных реагентов и комплексообразователя – система реогель, проявляющая при определенном сочетании реагентов вязко-упругие свойства, что обеспечивает раствору необходимую выносную и удерживающую способность.

Уникальные структурно-реологические и низкие фильтрационные свойства раствора обеспечивают минимальное проникновение его в пласт, одновременно раствор характеризуется высокими капсулирующими свойствами, обеспечивая незначительную смачиваемость выбуренной породы, тем самым препятствуя диспергированию шлама, но обеспечивая полное осаждение шлама при низкой скорости течения (в отстойниках, желобах и приемных емкостях буровых насосов).

Входящий в состав бурового раствора антиоксидант предотвращает ферментативное разложение полисахаридов. Эффективность этого раствора с точки зрения сохранения коллекторских свойств пласта не ниже, чем у известных систем буровых растворов с биополимером и мраморной крошкой, но стоимость раствора значительно ниже за счет использования только отечественных реагентов.



### 3. Полимер-эмульсионный буровой раствор эмулгель

Для строительства скважин в сложных гидрогеологических и технико-технологических условиях при необходимости решения основной проблемы сохранения устойчивости ствола скважины в интервалах залегания неустойчивых глинистых отложений при больших зенитных углах и обеспечения выноса шлама из сильно искривленного участка ствола скважины разработан полимер-эмульсионный буровой раствор эмулгель.

Исследования показали, что наибольший эффект по сохранению стабильности сланцев достигается в углеводородсодержащих средах в присутствии ингибирующих добавок (KCl, силикаты, CaCl<sub>2</sub>).

Разработан комплексный реагент на основе ОЭЦ и продукта модификации жировых гудронов на основе минерального сырья, позволяющий обеспечить необходимые фильтрационные и реологические показатели высокоминерализованного бурового раствора.

За счет повышенного содержания углеводородсодержащей составляющей раствор обладает усиленными ингибирующими свойствами и оптимальными структурно-реологическими показателями, необходимыми для качественной очистки забоя при больших зенитных углах [8].

Полученная прямая эмульсия типа «масло в воде» обладает положительными свойствами растворов на нефтяной основе, но при этом исключаются такие негативные свойства, как экологическая и пожарная опасность.

В состав раствора входят полисахаридные реагенты – регуляторы реологических и фильтрационных свойств, ингибиторы набухания и диспергирования глин, эмульгатор, углеводородная среда, при необходимости – кислоторастворимый кольматант.

### 4. Утяжеленные буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов

Для ведения работ в условиях АВПД традиционно используют глинистые буровые растворы, содержащие в качестве добавок баритовый,

железистый и другие утяжелители. Однако использование таких растворов приводит к необратимой кольтмации продуктивных пластов (особенно низкопроницаемых, трещиноватых и трещино-поровых коллекторов) и требует дополнительных дорогостоящих операций по восстановлению проницаемости пласта. Снижение проницаемости призабойной зоны коллектора после первичного вскрытия изменяется в интервале 30-70% [9].

Безглинистые буровые растворы, плотность которых регулируется концентрацией водорастворимых солей и кислоторастворимых утяжелителей, имеют принципиальное преимущество перед глинистыми при заканчивании скважин за счет исключения из состава кольтманта, трудноудаляемого из ПЗП при освоении.

Разработаны утяжеленные безглинистые буровые растворы плотностью до 1600 кг/м<sup>3</sup> на основе пластовой воды, растворов неорганических солей (хлориды натрия, калия, кальция, магния) и карбоната кальция для доутяжеления. Оптимизация реологических и фильтрационных свойств этих растворов проводится комплексом полисахаридных реагентов.

Буровые растворы плотностью 1600-2200 кг/м<sup>3</sup> на основе бромидов кальция, цинка или их смесей обеспечивают относительно высокое качество вскрытия продуктивного пласта и возможность почти полного восстановления проницаемости ПЗП (до 70-90%), но область их применения ограничивается низкой термобарической устойчивостью и экологической опасностью.

Высокую плотность растворов могут обеспечивать не только неорганические соли, но и органические, в частности, формиаты щелочных металлов. Формиаты обладают рядом преимуществ по сравнению с тяжелыми неорганическими солями, и в частности, экологической безопасностью, высокой ингибирующей способностью по отношению к глинистым сланцам, повышением термостабильности полисахаридных реагентов, низкой коррозионной активностью.

Разработаны технологические жидкости на основе формиатов, которые содержат комплекс полисахаридных реагентов для регулирования фильтрационных, реологических, псевдопластичных и капсулирующих свойств и мраморную крошку для временной кольматации ПЗП.

Существует несколько рецептов:

- системы без твердой фазы на основе формиата натрия ( $\rho = 1300 \text{ кг/м}^3$ ), формиата калия ( $\rho = 1670 \text{ кг/м}^3$ ), формиатов калия и цезия ( $\rho = 2200 \text{ кг/м}^3$ );

- системы с частичной заменой формиатов на кислоторастворимый карбонатный утяжелитель ( $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$ ). В качестве утяжелителя использовали мраморную крошку;

- системы с пониженным содержанием кислотонерастворимой твердой фазы ( $\rho = 2200 \text{ кг/м}^3$ ). Для доутяжеления используется барит, Магбар, сидерит (карбонат железа), гематит.

С использованием безглинистых и малоглинистых буровых растворов на основе полисахаридных реагентов в Пермском Прикамье пробурено более 300 скважин, в том числе пологие и горизонтальные скважины.

Проведенные гидродинамические исследования коллекторских свойств продуктивного пласта показали отсутствие загрязнения ПЗП (фильтрационно-емкостные характеристики призабойной и удаленной зон продуктивного пласта практически одинаковы); после освоения скважин полученные дебиты соответствовали или превышали проектные, время освоения сократилось в 1,5-2 раза, при этом освоение скважины проходит, как правило, без дополнительных воздействий на пласт. В таблице 30 приведены результаты оценки скин-эффект от применения буровых растворов для первичного вскрытия.

Таблица 30 – Результаты применения буровых растворов для первичного вскрытия

Название месторождения	Тип раствора, применяемого для вскрытия продуктивного пласта	Скин-эффект
Аптугайское	ББР-СКП	-5,8
Аптугайское	ББР-СКП	+1,08
Аптугайское	ББР-СКП	-2,751
Аптугайское	ББР-СКП; открытый ствол	-2,679
Аптугайское	ББР-СКП; открытый ствол	-4,36
Южно-Ошское	ББР-СКП	-1,2

### 3.3 Опыт применения различных систем буровых растворов

#### 3.3.1 ОАО «ИКФ»

ОАО «ИКФ» создана специальная система бурового раствора ИКАРБ, обеспечивающая качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении.

Система ИКАРБ – это безглинистый полимерный раствор. Ключевой компонент системы – ХВ-Полимер, который представляет собой высокоразветвленный биополимер с очень высоким молекулярным весом. ХВ-Полимер обеспечивает требуемую структуру и необходимые реологические свойства раствора как на пресной, так и на солёной воде независимо от степени минерализации. Уникальность свойств ХВ-Полимера заключается в том, что вязкость растворов на его основе значительно изменяется в зависимости от скорости потока [9].

Твёрдая фаза раствора представлена мраморной крошкой с заданным размером частиц в зависимости от физических параметров продуктивного пласта (пористость, проницаемость, размер каналов). Высокопрочные частички мрамора в сочетании с полисахаридными реагентами (ХВ-Полимер, крахмальный реагент ИКР и ЭКОПАК) обеспечивают надёжную кольматацию пристволенной зоны пласта. Глубина проникновения фильтрата в проницаемый пласт составляет 40-60см.

Фильтрат раствора содержит хлористый калий, который необратимо подавляет процесс набухания глинистых частиц, находящихся в порах пласта.

Полисахаридные полимеры, находящиеся в фильтрате раствора, проникшего в пласт, быстро деструктируют (2-3 недели), и в результате этого вязкость фильтрата снижается практически до вязкости воды. Кроме того, в фильтрате раствора ИКАРБ содержится фторсодержащий ПАВ – ИКФАК, который эффективно гидрофобизирует стенки каналов пласта, повышая их проводимость по нефти.

В результате указанных процессов система ИКАРБ в минимальной степени загрязняет продуктивный пласт. Многочисленный промысловый опыт (более 100 скважин только в Западной Сибири) свидетельствует о том, что с применением растворов семейства ИКАРБ достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70-90%. При этом, резко снижаются затраты времени и средств на освоение скважин.

Являясь наилучшей модификацией ингибирующих систем – полимеркалиевым раствором, стандартный ИКАРБ способен практически полностью предупредить осыпи и обвалы неустойчивых глин. При необходимости ингибирующая активность системы может быть усилена полигликолями и реагентом ИКМАК.

Стоимость системы ИКАРБ выше по сравнению с обычными буровыми растворами. Однако, в силу указанных достоинств, система ИКАРБ становится эффективной. В сочетании с известными экономическими достоинствами в определенных условиях система ИКАРБ не имеет альтернативы.

### **3.3.2 ООО «Газпромнефть-Хантос»**

В начале 2015 г. на месторождениях ООО «Газпромнефть-Хантос» с учетом усложнения применяемых конструкций скважин возникла необходимость изменения системы бурового раствора. С 2005 г. на месторождении для строительства наклонно-направленных скважин применялись пресные инкапсулирующие системы буровых растворов на основе акрилового полимера. Данные системы полностью обеспечивали процесс безаварийного строительства в скважинах с S-образным профилем и

отходом от вертикали менее 2000 м. Усложнение применяемых конструкций, увеличение количества горизонтальных скважин, увеличение числа скважин с бурением пилотного ствола потребовало пересмотра применяемых рецептур буровых растворов. Исходя из опыта применения различных рецептур буровых растворов в регионе, специалистами ООО «Газпромнефть-Хантос» было принято решение о применении полимерных хлоркалийевых систем. Основное отличие данных систем от пресных – наличие в рецептуре неорганического ингибитора. Хлоркалийевые системы буровых растворов имеют ряд существенных преимуществ по сравнению с системами на основе акрилового полимера, в частности: высокую устойчивость наработки твердой фазы, более сбалансированный реологический профиль. Но используемая на кусте Южно-Приобского месторождения хлор-калийевая система бурового раствора в полной мере не решала проблемы устойчивости ствола скважины, так как данный куст расположен в месте, где стратиграфическое строение горных пород имеет максимальную геологическую неопределенность в условиях переслаивания слабосцементированных пород с различными физико-химическими свойствами [10].

Основные проблемы при строительстве скважин возникают в интервалах залегания глин среднего катагенеза, которые очень чувствительны к гидродинамическим колебаниям, вызываемым гидравлическим потоком промывочной жидкости, и которые требуют определенного технологического подхода.

Так, в первой половине 2017 г. на Южно-Приобском месторождении компанией ООО «Газпромнефть-Хантос» был реализован проект по строительству горизонтальной скважины на продуктивный пласт «АС». На начальной стадии разработки программы по буровым растворам для строительства горизонтальных скважин на продуктивный пласт «АС» Южно-Приобского месторождения специалистами был проведен детальный анализ технологических процессов по ранее пробуренным скважинам для определения основных геологических и технологических рисков при

строительстве. По результатам проведенного анализа были определены следующие основные технологические вызовы, специфические для бурения горизонтальных скважин на продуктивный пласт «АС» Южно-Приобского месторождения:

- определение оптимальной плотности бурового раствора при бурении транспортного ствола скважины и хвостовика;
- предотвращение поглощений бурового раствора в результате высоких значений эквивалентной циркуляционной плотности при бурении транспортного ствола (ЭЦП);
- обеспечение стабильности стенок скважины интервала транспортной колонны и горизонтального участка хвостовика, а также безаварийного спуска обсадной транспортной колонны и хвостовика, оборудованного под проведение многостадийного ГРП.

Обеспечение стабильности ствола скважины в интервале транспортного ствола скважины и хвостовика приобретает особую важность в проектах, где бурение осуществляется на продуктивный пласт «АС» Южно-Приобского месторождения. Общеизвестно, что наибольшие трудности по обеспечению стабильности стенок возникают при необходимости проводки ствола через неустойчивые породы под зенитными углами свыше 60 градусов и азимутальными изменениями пространственной интенсивности.

При выборе бурового раствора необходимо учитывать следующие требования:

- высокую экологичность применяемой системы бурового раствора;
- нулевой сброс при бурении интервалов под транспортную колонну и хвостовик;
- безамбарную технологию бурения скважин;
- обеспечение стабильности стенок ствола скважины на протяжении всего периода проводки интервала;

- толерантность системы бурового раствора к пластовой агрессии.

На основании поставленных задач и проведенного анализа по ранее пробуренным скважинам, а также с учетом всех особенностей геологического строения интервала под транспортную колонну специалистами нефтесервисной компании «АКРОС» была предложена безбаритовая система бурового раствора UNIFORM K на основе формиата калия. Данная система бурового раствора помимо повышенных ингибирующих свойств и полного отсутствия хлор иона в своем составе может использоваться с удельным весом до 1,65 г/см<sup>3</sup> без использования высокой концентрации барита, что позволяет минимизировать воздействие негативных гидродинамических колебаний промывочной жидкости на слабощементированные стенки ствола скважины в кольцевом пространстве скважины.

При подготовке программы промывки, в особенности под интервал транспортной колонны, были проанализированы реологический профиль системы при различных температурах, фильтрационные свойства, совместимость с солями калия и натрия, а также взаимодействие с цементной агрессией. На основании полученных результатов были определены оптимальные границы параметров бурового раствора, концентрации реагентов, методика обработки бурового раствора и перевода скважины с одного типа раствора на другой. В процессе бурения параметры бурового раствора поддерживались в заранее определенном диапазоне, что позволило минимизировать риск возникновения осложнений, связанных с нестабильным поведением стенок ствола скважины и негативным внешним воздействием пластовой агрессии.

### **Заключение**

При бурении нефтяной или газовой скважины важно применять специализированный буровой раствор в процессе первичного вскрытия. Его использование позволяет решить большой спектр задач, начиная от фильтрации и очистки забоя и стволового пространства и заканчивая



основными требованиями техники безопасности, поэтому применение такого раствора является необходимым процессом. Как правило, при бурении используются составы на основе воды и углеводородных жидкостей (раствор битума и известняка, эмульсии инвертного типа).

Далее были рассмотрены конкретные примеры применения различных систем бурового раствора. Рассмотрены компании – ОАО «ИКФ», которая создала специальную систему бурового раствора ИКАРБ, обеспечивающую качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении. Этот раствор принципиально отличается от традиционных глинистых растворов по составу твёрдой фазы, составу фильтрата и реагентами - регуляторами свойств бурового раствора.

А также ООО «Газпромнефть-Хантос», в которой применяется безбаритовая система бурового раствора UNIFORM K на основе формиата калия. Данная система бурового раствора помимо повышенных ингибирующих свойств и полного отсутствия хлор иона в своем составе может использоваться с удельным весом до  $1,65 \text{ г/см}^3$  без использования высокой концентрации инертного утяжелителя барита, что позволяет минимизировать воздействие негативных гидродинамических колебаний промывочной жидкости на слабосцементированные стенки ствола скважины в кольцевом пространстве скважины.

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич		



Продолжение таблицы 31

Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	ø 165x71 мм, 72 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-700 м	ВЗД ДГР-240М.7/8.55
- в интервале 700-2730 м	ВЗД ДГР-172.7/8.56
Бурголовка при отборе керна	У9-215,9/100 SCD-4СТ
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

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

Нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным интервалам определяется по формуле:

$$T_{\text{б}} = T_{\text{бн}} \cdot h, \quad (5)$$

где  $T_{\text{бн}}$  – норма времени на бурение одного метра, час;

$h$  – величина нормативного интервала, метр.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 32. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,025	1,3
650	0,029	18,6
1518	0,033	64,3
512	0,2	102,4
Итого		186,5

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = h/P, \quad (6)$$

где  $P$  – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот сведены в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале $h$ , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $P$ , м	$n$
50	950	0,05
650	3500	0,19
1518	4500	0,34
512	400	1,28
Итого на скважину		1,86

При расчете нормативного времени на спуско-подъемные операции, учитывается количество поднимаемых и опускаемых свечей, количество наращиваний по каждому нормативному интервалу:

$$N_{\text{сп}} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2d - h)}{2L}, \quad (7)$$

$$N_{\text{под}} = \frac{n \cdot h + N_{\text{сп}}}{L}, \quad (8)$$

$$T_{\text{сп}} = \frac{N_{\text{сп}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (9)$$

$$T_{\text{под}} = \frac{N_{\text{под}} \cdot T_{\text{св}}}{60}, \quad (10)$$

где  $N_{\text{сп}}$ ,  $N_{\text{под}}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{сп}}$ ,  $T_{\text{под}}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{\text{св}}$  – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [11].

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

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

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

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [12]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [13].

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

#### **4.2 Линейный календарный график выполнения работ**

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Персонал, занятый при бурении скважины

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения 528,54 часов или 22,0 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 589,39 часов или 24,2 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 243,6 часов или 10,5 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы								
		1			2			3		
Вышкомонтажная	45	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Буровая	29,4					■	■	■	■	■
Испытания	12,4								■	■

### 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [14], в части II – на строительные и монтажные

работы [15], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [16].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [17] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ. Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении В в таблицах В.2 и В.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [18, 19]. Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении В в таблице В.4.

Технико-экономические показатели определяются по формулам:

Механическая скорость бурения (м/час):

$$V_M = \frac{H}{t_m}, \quad (11)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения (м/час):

$$V_p = \frac{A}{t_m + t_{\text{СПО}}}, \quad (12)$$

Коммерческая скорость (м/ст.мес):

$$V_k = \frac{H \cdot 720}{T_k}, \quad (13)$$

где  $T_k$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине (м):

$$h_{\text{ср}} = \frac{H}{n}, \quad (14)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины.



Сметную себестоимость строительства скважины можно определить как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле:

$$C_c^{1м} = \frac{C_{см}-\Pi}{H}, \quad (15)$$

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 36.

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2730
Продолжительность бурения, сут.	26,7
Механическая скорость, м/ч	14,6
Рейсовая скорость, м/ч	6,2
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3067,9
Проходка на долото, м	546
Стоимость одного метра, руб.	48 263,74

### Вывод

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 134 940 951,64 руб.

Конструкция скважины включает 3 обсадных колонны – направление, кондуктор и эксплуатационную колонну, и имеет глубину 2730 м. За счет большого количества нефтенасыщенных пластов в разрезе и большой их мощности (суммарно более 500 м) сильно увеличивается продолжительность строительства скважины ввиду необходимости отбора керна. Бурение с высокими скоростями позволяет осуществлять разведку и оценку площадей в более короткие сроки и, как следствие, быстрее вводить месторождение в разработку, что благоприятно сказывается на сроке окупаемости вложенных инвестиций.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающийся:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

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

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</li> </ul>	<p>Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении.</u></p> <p>Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u></p> <p>Рабочая зона: <u>полевые условия.</u></p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</u></p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

	<p>воздушной среды;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды;</li> <li>– Ударные волны воздушной среды;</li> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током;</li> <li>– Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;</li> <li>– Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.</li> </ul> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– виброизоляционные элементы одежды;</li> <li>– наушники, вкладыши;</li> <li>– вентиляция;</li> <li>– респираторы и противопыльные тканевые маски;</li> <li>– защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</b>	<p>Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u></p> <p>Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u></p> <p>Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор).</u></p> <p>Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u></p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</b>	<p>Возможные ЧС: <u>пожары (взрывы); землетрясения.</u></p> <p>Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u></p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев М.В.	-		

**Задание принял к исполнению обучающийся:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Долгих Кирилл Николаевич		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении. Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [20]. Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

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

Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами (НИПИ) при проектировании разведочных скважин.

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

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

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Министерства труда и социальной защиты и Министерства здравоохранения российской федерации от 31 декабря 2020 года N 988н/1420н [21] и не имеющие

противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ) [22].

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ [22].

На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Согласно приказу от 11 декабря 2020 года N 883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте» [23] перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

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

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [24].

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

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

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано креслом. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [25]. Конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. При необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

## **5.2 Производственная безопасность**

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Г таблице Г.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [26].

### **5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

#### *Повышенный уровень вибрации*

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [27].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин.

#### *Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума*

Шум – беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [28]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [29].

#### *Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте*

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция буровой установки меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём. Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы. Нормы освещенности рабочих мест нормируются СП 52.13330.2016. Характеристика зрительной работы на роторной площадке относится к категории малой и очень малой точности с наименьшим объектом различения от 1 мм и выше. При таком характере работы при системе общего освещения освещенность должна составлять 200 лк [30].

*Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды*

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в водно-солевом обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитие заболеваний периферической нервной, сердечно-серечно-сосудистых систем. Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе. Согласно МР 2.2.7.2129-06 для Томской области (климатический регион II) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре  $-30^{\circ}\text{C}$ , скорости ветра 8 м/с и производстве работ средней тяжести составляет 39 минут, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 12 в смену (смена 12 часов) [31]. Согласно МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более  $31^{\circ}\text{C}$  [32].

*Пожаровзрывоопасность*



Опасный фактор возникает вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

Взрывы могут возникнуть при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. В результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, что предоставляет опасность для человека. В зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях минимизации последствий пожара и взрыва на буровой площадке проводятся следующие мероприятия: размещение служебных и бытовых сооружений на период бурения на расстоянии не менее высоты вышки плюс 10 метров от устья скважин; запрет на хранение горючесмазочных материалов (ГСМ) в металлических емкостях ближе 40 метров от устья скважины; обнаружение, отвод и удаление взрывоопасной среды при помощи газоанализатора и газосепаратора [33, 34].

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В [35]. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

*Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током*

Проявление фактора возможно при касании к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Ток производит

биологическое, термическое и электролитическое действие, и приводит к ожогам частей тела, потере зрения, нарушению дыхания и повреждению внутренних органов. Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ [36] и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [37]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности.

*Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания*

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

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК) [38]: метан  $\text{CH}_4$  (содержится в попутном газе) – 300 мг/м<sup>3</sup>; нефть – 10 мг/м<sup>3</sup>; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1\text{-C}_5$ ) – 3 мг/м<sup>3</sup>; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода (CO) (4 класс опасности) – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [39]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 [40].

*Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования*

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию и получить травму (переломы и ушибы) происходит при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже/демонтаже оборудования на скважине и др. Данный фактор может привести к получению работниками механических травм, таким как переломы пальцев на руках и ногах, ушибы и ссадины.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91 [41]. Мероприятия по устранению этого фактора приводятся в ПБНГП и включают в себя проведение инструктажей по ТБ, обеспечение рабочего персонала СИЗ, в частности касками для всего персонала на буровой установке [42].

Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89 [43].

*Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты*

Согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» [44] к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,8 м и более. Роторная площадка может быть расположена над уровнем земли на расстоянии 5-12 м. При выполнении таких работ существует вероятность падения рабочих и получения ими травм, например, переломов и ушибов.

Мероприятия по предупреждению падений с рабочих площадок проводятся согласно «ПБНГП» [42] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров – не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### *Защита атмосферы*

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

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.

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

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия:

1. выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений;
2. контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах;
3. двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены;

4. допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями, необходимо предусмотреть дегазацию объекта [45].

#### *Защита гидросферы*

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

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков;
- контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;
- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой [46].

#### *Защита литосферы*

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими

реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [47].

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта:

- организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта;
- при вводе объекта после строительства в эксплуатацию – заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов;
- организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмосферного воздуха.

Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих РД 51-1-96 [45].

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

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС – опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация [48].

Самым вероятным и самым опасным видом ЧС при строительстве скважин является газоводонефтепроявление (ГНВП). К основным причинам ГНВП относятся нарушения технологии строительства скважин, ошибки при проектировании; технические неполадки с оборудованием; горно-геологические осложнения.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, опрессовки; вывешивание плакатов; поддержание проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи (сигнал Выброс). 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 [49].

### **Вывод**

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на роторной площадке. Фактические значения выявленных вредных и опасных факторов не превышают нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, основное рабочее место – роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, т.к. из-за возможных разливов бурового раствора при спуско-подъемных операциях на ней находится большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности, т.к. он осуществляет эксплуатацию технического оборудования до 1000В. Категорию тяжести труда бурильщика и помощников бурильщика относится к категории Пб за счет необходимости вручную перемещать различное оборудование в пределах роторной площадки.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Полученные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2730 метров спроектированы на основании задания на выполнение выпускной квалификационной работы.

Строительство данной скважины предполагает одноколонную конструкцию скважины, включающую направление, кондуктор и эксплуатационную колонну. Выбранные долота включают шарошечное под направление и PDC для остальных интервалов, что в совокупности с правильно подобранными параметрами режима бурения позволит достичь максимальной механической скорости бурения. Среди буровых растворов выбраны бентонитовый под направление и ингибирующий под остальные интервалы, в том числе при бурении в интервалах продуктивных пластов. При проектировании процессов заканчивания скважин были подобраны необходимые толщины стенок обсадных колонн и группы прочности. Цементирование всех колонн одноступенчатое с применением тампонажного материала, соответствующего температурным условиям в скважине. Устьевое оборудование при бурении включает колонную головку ОКК1-35-168x245 К1 ХЛ, противовыбросовое оборудование ОП5-230/80x35, а при заканчивании скважины фонтанную арматуру АФ3-80/65x35.

В главе специального вопроса рассмотрен опыт применения специализированных буровых растворов для первичного вскрытия. Данные рецептуры не только сохраняют фильтрационные характеристики ПЗП, но и уменьшают вероятность возникновения осложнений и аварий.

Нормативная карта и сметная стоимость бурения и крепления скважины были рассчитаны в главе финансовый менеджмент. В разделе социальная ответственность рассмотрены нормативные акты для повышения безопасности процесса строительства скважины.



## Список использованной литературы

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.

2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

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

4. Современные составы буровых промывочных жидкостей: уч. пос. / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, Т.В. Грошева, О.В. Рожкова. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. – 156 с.

5. Патент 2534353 Российская Федерация, МПК С09К 8/035, С09К 8/36. Комплексный эмульгатор для создания инвертного эмульсионного раствора на основе минерального масла для вскрытия продуктивных пластов: № 2013134914: заявл. 23.07.2013: опубл. 27.11.2014 / В.П. Овчинников, И.Г. Яковлев, О.В. Рожкова – 4 с.

6. Овчинников В.П. Особенности применения биополимерных ингибированных растворов для вскрытия продуктивных пластов, содержащих различные по химической активности глины (на примере месторождений Красноярского края) / В.П. Овчинников, И.Г. Яковлев, А.В. Сирин // Бурение и нефть. – 2014. – №1. – С. 44-48.

7. Яковлев И.Г. Безглинистые буровые растворы с пониженной плотностью и показателями фильтрации / И.Г. Яковлев // Oil&Gaz Eurasia. – 2007. – №1. – С. 18-19.

8. Быстров М.М. Безглинистый буровой раствор с низкими кольматирующими параметрами / М.М. Быстров, В.С. Курицын // Нефтяное хозяйство. – 1986. – №1. – С. 22-24.

9. Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.И. Пеньков. – Волгоград: Интернешнл Касп Флюидз, 2000. – 139 с.

10. ООО «Газпромнефть-Хантос» Официальный сайт [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://hm.gazprom-neft.ru/> (дата обращения: 25.03.2023).

11. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 17.05.2023).

12. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.opengost.ru/iso/75\\_gosty\\_iso/75020\\_gost\\_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html](http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html) (дата обращения: 17.05.2023).

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

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

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

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

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

18. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 17.05.2023).

19. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 п 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 17.05.2023).

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

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

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

23. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 11 декабря 2020 года N 883н «Об утверждении Правил по охране труда при строительстве, реконструкции и ремонте».

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

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

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

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

28. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г.

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

30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.

31. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

32. МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года.

33. СП 231.1311500.2015 «Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности».

34. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования».

35. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

36. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

37. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

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

39. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.

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

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

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

43. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

44. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

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

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

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

48. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

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

## Приложение А

(обязательное)

### Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Прогноз стратиграфического разреза скважины

Интервал залегания (по вертикали), м		Стратиграфическое подразделение		Угол залегания (падения) пластов по подошве	Крепость пород	Коэффициент кавернзности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс			
0,0	100,0	Четвертичные отложения	Q	-	I	1,5
100,0	520,5	Тибейсалинская свита	P <sub>1</sub>	0 – 0,5	I	1,5
520,0	650,0	Ганькинская свита	K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub>	0 – 0,5	I	1,5
650,0	759,0	Березовская свита	K <sub>2k</sub> + K <sub>2st</sub> + K <sub>2km</sub>	0 – 0,5	I	1,3
759,0	1152,0	Марресалинская свита	K <sub>1-2mr</sub>	0 – 0,5	II	1,2
1152,0	1307,0	Яронгская свита	K <sub>1jr</sub>	0 – 0,5	II	1,2
1307,0	1830,0	Танопчинская свита	K <sub>1tn</sub>	0 – 0,5	II	1,2
1830,0	2397,0	Ахская свита	K <sub>1ah</sub>	0 – 0,5	II	1,2
1830,0	1859,0	Арктическая				
1859,0	1907,0	Арктическая 1				
1907,0	2020,0	Арктическая 2				
2020,0	2084,0	Арктическая 3				
2084,0	2184,0	Арктическая 4				
2184,0	2245,0	Сеяхинская				
2245,0	2283,0	Новопортовская 5				
2283,0	2353,0	Новопортовская 7				
2353,0	2397,0	Западная				
2397,0	2577,0	Мальшевская свита	J <sub>2ml</sub>	0 – 0,5	II	1,15
2577,0	2665,0	Вымская свита	J <sub>2vm</sub>	0 – 0,5	II	1,15
2665,0	2780,0	Надояхская свита	J <sub>1-2nd</sub>	0 - 0,5	III	1,15
2780,0	2812,0	Китербютская свита	J <sub>1kt</sub>	0 - 0,5	III	1,1
2812,0	3000,0	Палеозой	PZ	0 - 0,5	III	1,0

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиг. раф. подраз	Интервал (по вертикали), м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
Q	0	100	пески	30	Аллювиальные и озерно-аллювиальные, супесчано-суглинистые породы, содержащие подчиненные прослои и пачки песчано-гравийно-галечникового материала, и растительные остатки.
			суглинки	20	
			глины	45	
			супеси	5	
P <sub>1</sub>	100	520	глины	100	Глины, глины опокovidные, диатомиты, опоки, с прослоями песчано-аллевроитовых пород.
K <sub>2m+P<sub>1d</sub></sub>	520	650	глины	100	Серые слабоаллевроитистые глины с редкими прослоями алевроито-песчаного материала, с зеленоватым оттенком за счет глауконита.
K <sub>2k+</sub> K <sub>2st+</sub> K <sub>2km</sub>	650	759	глины	80	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер
			алевролиты	20	
K <sub>1-2mr</sub>	759	1152	глины,	30	Неравномерное чередование и переслаивание сероцветных песчаников, алевролитов и глин. Породы слабосцементированные, карбонатные разности крепкие, плотные. Слоистость различная. По плоскостям наслоение отмечен мелкий растительный детрит, иногда крупные обугленные растительные остатки, маломощные прослои (до 5 см) бурого угля
			алевролиты	20	
			песчаники	40	
			пески	10	
K <sub>1jr</sub>	1152	1307	глины	60	Глины серые, иногда до темно-серых, тонко-отмученные, иногда с примесью и прослоями серого песчано-аллевроитового материала. Встречены отпечатки водорослей и обломки фауны
			алевролиты	15	
			песчаники	20	
			алевроиты	5	
K <sub>1 tn</sub>	1307	1830	песчаники	50	Неравномерное чередование и переслаивание песчаников, алевролитов и глин. Породы серые и светло-серые с глинистым и глинисто-карбонатным цементом. По плоскостям наслоения отмечаются намывы углисто-слюдистого материала. Встречены прослои угля черного блестящего, конкреции сидерита
			алевролиты	15	
			глины алевроитистые	15	
			песчаники	20	

Продолжение таблицы А.2

Индекс стратиг. раф. подраз.	Интервал (по вертикали), м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
K <sub>1</sub> ah	1830	2397	песчаники	50	Чередование крупных песчано-алевритовых слоев с пластами серых и темно-серых глин, слабоалевритовых, слабослюдистых. Встречены отпечатки растительного детрита, сидерита. Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Встречаются обломки глин в песчаниках и внедрения песчано-алевритового материала в глинах. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный. Чередование песчано-карбонатизированных и глинистых пород
			алевролиты	15	
			глины алевритистые	15	
			песчаники	20	
J <sub>2</sub> ml	2397	2577	песчаники	55	Переслаивание песчаников, глин аргилитоподобных. Встречаются обломки глин в песчаниках и внедрения песчано-алевритового материала в глинах. Цемент глинистый и глинисто-карбонатный. Чередование песчано-карбонатизированных и глинистых пород
			глины аргилитоподобные	45	
J <sub>2</sub> vm	2577	2665	песчаники	20	Неравномерное чередование песчано-алевролитовых и глинистых пород, серых, иногда с буроватым оттенком с примесью по плоскостям наложения углисто-слюдистого материала и обугленных растительных остатков. В середине свиты обособляется 40-метровая толща темно-серых морских глин байосского возраста. Вверху свиты отмечены мелкие включения янтаря
			алевролиты	30	
			глины алевритистые	50	
J <sub>1-2</sub> nd	2665	2780	песчаники	40	Песчаник серый мелкозернистый, полимиктовый с глинистым и карбонатным цементом с единичными прослоями серых глин, алевритовых, слюдистых
			алевролиты	30	
			глины алевритистые	30	
J <sub>1</sub> kt	2780	2812	песчаники	35	Песчаники серые с прослоями глин и алевролитов. Встречен обугленный растительный детрит, в нижней части прослой до 3,0 м конгломератов
			алевролиты	35	
			глины	30	
PZ	2812	3000	известняки	20	Известняки, доломиты, базальты, глинистые сланцы, хлоритовые сланцы. В верхней части иногда встречены терригенные породы, в основном песчаники с примесью глинистого и гравийно-галечного материала. Остатки микрофауны и хиониты, конодонты, фауна криноидей, единичные фрагменты строматопорат, табуляты и др
			доломиты	15	
			базальты	10	
			сланцы	35	
			песчаники	20	



Таблица А.3 – Геокриологическая характеристика разреза

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Характер распространения (сплошное, прерывистое, массивное, островное)	Строение мерзлых толщ в вертикальном направлении (сплошное, прерывистое)	Тип ММП	Литологическая характеристика слоя ММП	Температура, оС	Физические свойства пород		Наличие межмерзлотных таликов, м	Давление флюида в межмерзлотных таликах
	от	до						Влажность, %	Льдистость, %		
Q-P1	0	260	сплошное	сплошное	сливающий	Суглинисто песчаные грунты	-7,0 до -1,5	15-25	15-28	50-80	Rпл = Rгидр

Таблица А.4 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемость, м Дарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород	
	от (верх)	до (низ)									По буримости (I, II, III и т.д.)	породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
Q	0	100	пески, суглинки, глины, супеси	2,0 2,0 2,0 2,0	25-30 25-30 25-30 25-30	2500 0 0 0	10 90 90 90	0 0 0 0	1 5 5 5	X IV IV IV	I	Мягкая
P <sub>1</sub>	100	520	глины	2,3	25	0	100	0	5	IV	I	Мягкая
K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub>	520	650	глины	2,3	16	0	95	0	5	IV	I	Мягкая
K <sub>2k</sub> +K <sub>2st</sub> + K <sub>2km</sub>	650	759	Глины, алевролиты	2,3 2,0	16 20	0 0	100 20	3 0	5 5	IV IV	I	Мягкая
K1-2mr	759	1152	глины, алевролиты, песчаники, пески	2,3 2,2 2,1 2,0	16 20 22 25-30	0 0 50-300 2500	95 20 10-20 10	2 2 3 0	5 5 5 5	IV VI X X	I	Мягкая
KRR1jr	1152	1307	глины, алевролиты, песчаники, алевриты	2,0 2,4 2,2 2,4	22 14 20 14	10-30 0 10 0	95 20 15 20	10 5-10 10 5-10	3,5 3,5 3,5 3,5	IV VI X VI	I	Мягкая
KR1tn	1307	1830	песчаники, алевролиты, глины алевритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	I	Мягкая
KR1ah	1830	2397	песчаники, алевролиты, глины алевритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	I	Мягкая

Продолжение таблицы А.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, процент	Проницаемость, м Дарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород	
	от (верх)	до (низ)									По буримости (I, II, III и т.д.)	породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
J2ml	2397	2577	песчаники, алевролиты, глины алевритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	II	Средняя
J2vm	2577	2665	песчаники, алевролиты, глины алевритистые	2,4 2,2 2,4	15 22 20	2500 10-20 0-10	100 0-20 30	10 0-10 0-10	3 1 2	X VI VI	II	Средняя
J1-2nd	2665	2780	песчаники, алевролиты, глины алевритистые	2,4 2,2 2,4	15 22 20	2500 10-20 0-10	100 0-20 30	10 0-10 0-10	3 1 2	X VI VI	II	Средняя
J1kt	2780	2812	песчаники, алевролиты, глины	2,4 2,2 2,4	15 22 20	2500 10-20 0-10	100 0-20 30	10 0-10 0-10	3 1 2	X VI VI	III	Твёрдая
PZ	2812	3000	извесняки, доломиты, сланцы, песчаники	2,98 3,19 2,3 2,4	0-45 2,5-33 15 15	0-10 0-10 5-20 2500	0-10 0-10 20 100	100 100 0-5 0-5	2 2 2 2	X X VI X	III	Твёрдая

Таблица А.5 – Прогноз нефтеносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>		Подвижность, дарси / сантипуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сутки	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление в пластовых условиях, МПа
БЯ10	1947	2060	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	50	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	20,26
БЯ15	2224	2285	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	50	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	22,79
НП7	2323	2393	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	70	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	23,81
Ю2-4	2437	2617	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	150	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	25,33
Ю7-9	2617	2705	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	200	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	26,85

Таблица А.6 – Прогноз гидрогеологической характеристики разреза

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Фазовая проницаемость, м Дарси	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации Мг/л	Тип воды по Сулину: ГКН- гидрокарбонатнонатриевый. ХЛК – хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> K <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
БЯ10	1947	2060	поровый	1,004- 1,009	195-500	30	3385- 5500	17-24	85-170	200- 3500	33-73	180- 340	8-10	ХЛК	нет

Таблица А.7 – Прогноз градиентов давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений												Градиент температуры, °C/100 м	
			Пластового, МПа/м			Порового, МПа/м			Гидроразрыва, МПа/м			Горного, МПа/м			°C/100 м	Источник получения
	от	до	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения		
Q	0	100	-	0,0100	прогноз	-	0,0100	прогноз	-	0,0196	прогноз	-	0,020	прогноз	0,02	прогноз
P <sub>1</sub>	100	520	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,020	0,023	прогноз	0,02	прогноз
K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub>	520	650	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	0,0	прогноз
K <sub>2k</sub> + K <sub>2st</sub> + K <sub>2km</sub>	650	759	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K <sub>1-2mr</sub>	759	1152	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K <sub>1jr</sub>	1152	1307	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K <sub>1tn</sub>	1307	1830	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K <sub>1ah</sub>	1830	2397	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0260	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J <sub>2ml</sub>	2397	2577	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0260	0,0260	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J <sub>2vm</sub>	2577	2665	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0260	0,0295	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J <sub>1-2nd</sub>	2665	2780	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0295	0,0295	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J <sub>1kt</sub>	2780	2812	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0295	0,0295	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
PZ	2812	3000	0,0111	0,0111	прогноз	0,0111	0,0111	прогноз	0,0295	0,0295	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз

Таблица А.8 – Прогноз градиентов давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы, м		Ожидаемые осложнения	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
Q	0	100	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, затяжки, прихваты бурового инструмента.	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химических реагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки
P <sub>1</sub> K <sub>2m</sub> +P <sub>1d</sub>	100	650	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, поглощения промывочной жидкости, обвалы стенок скважины, сужение ствола, посадки, прихваты бурильного инструмента.		
K <sub>2k</sub> - K <sub>1tn</sub>	650	1830	Кавернообразования, возможны поглощения промывочной жидкости, прихват бурового инструмента		
K <sub>1ah</sub> - J <sub>1kt</sub>	1830	2812	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования, риск ГНВП		
PZ	2812	3000	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования, риск ГНВП		

## Приложение Б

(обязательное)

### Технологическая часть проекта

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

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	50	393,7 VU- KLS54X -R174	176	0,38
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 390 М	140	1,65
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС 203х71	6690	30
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/162	87	0,521
		ПК-127х9,19 Е	492,4	15
Σ			7872,4	50

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-700 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
50	700	У5-295,3 СТ-6 МС	114,5	0,34
		К 295 МС	114	0,9
		ДГР-240М.7/8.55	2432	9,975
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 МС	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС 203х71	6690	30
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС 178х71	2935,8	18
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	20248,4	637
Σ			30285,2	700



Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (700-2730 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
700	2730	У6-215,9 STD-5 С	42,6	0,29
		КС 215 СТ	55	0,48
		ДГР-172.7/8.56	1190	8,614
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-133/147	31	0,51
		УБТС 165х71	9849,6	72
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	84110,3	2646
Σ			95542,5	2730

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна при бурении секции под эксплуатационную колонну (1947-2060, 2224-2285, 2323-2393, 2437-2617, 2617-2705 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1947 2224 2323 2437 2617	2060 2285 2393 2618 2705	У9 - 215,9/100 SCD - 4СТ	38	0,17
		СК-172/100РС	2356	22,916
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС 165х71	4924,8	36
		Переводник П-147/162	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	84081,0	2645
		Σ		

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

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,5	9,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 12,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 32,5
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 38,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев1</sub> = 16,3
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
50	700	650	295,3	303,9	1,48	67,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 1,27
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 37,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 2,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 112,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 153,9
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 171,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 50,8
Экс. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
от	до					
700	2730	2030	215,9	224,5	1,19	116,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,47
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 59,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 9,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 238,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 307,4
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 299,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V <sub>перев2</sub> = 0

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	регулятор pH	25	77,8	3,1	171,2	6,8	299,0	12,0	548	22
глинопорошок ПБМБ	придание тиксотропных свойств	1000	4666,6	4,7	5991,7	6,0	10466,7	10,5	21125	22
Кальцинированная сода	регулятор жесткости	25			171,2	6,8	299,0	12,0	470,2	19
ФХЛС	понижитель вязкости	25	77,8	3,1					77,8	4
РАС LV	понижитель фильтрации низковязкий	25			1369,5	54,8	2392,4	95,7	3761,9	151
РАС HV	понижитель фильтрации высоковязкий	25			342,4	13,7	598,1	23,9	940,5	38
Atren PG	ингибитор набухания глин	200			8559,6	42,8	14952,5	74,8	23512	118
Reolub	смазочная добавка	180			856,0	4,8	1495,2	8,3	2351,2	14
Atren antifoam	пенегаситель	25			34,2	1,4	59,8	2,4	94,1	4
Барит	утяжелитель	1000	12028,4	12,0	14582,2	14,6	0,0	0,0	26611	27

## Приложение В

(обязательное)

### Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица В.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 VU-KLS54X-174	0	50	950	0,025	50	0,05	1,3	0,17	1,42
Промывка (ЕНВ)										0,06
Наращивание (ЕНВ)										0,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,50
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,35
Крепление (ЕНВ)										11,48
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,20
Итого:										15,76
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,79
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										16,64
Бурение под кондуктор	У5-295,3 ST-6 MC	50	700	3500	0,029	650	0,19	18,6	2,75	21,32
Промывка (ЕНВ)										0,61
Наращивание (ЕНВ)										6,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,40
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,35
Крепление (ЕНВ)										36,89
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,48
Итого:										68,80
Ремонтные работы (ЕНВ)										3,44
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										72,74

Продолжение таблицы В.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под эксп. колонну	У6-215,9 STD-5 С	700	1947	4500	0,033	1247	0,28	41,6	5,13	46,70
Привязочный каротаж										2,43
Отбор керна	У9-215,9/100 SCD-4СТ	1947	2060	400	0,2	113	0,28	22,6	42,64	65,24
Бурение под эксп. колонну	У6-215,9 STD-5 С	2060	2224	4500	0,033	164	0,04	5,5	5,54	11,01
Отбор керна	У9-215,9/100 SCD-4СТ	2224	2285	400	0,2	61	0,15	12,2	22,64	34,84
Бурение под эксп. колонну	У6-215,9 STD-5 С	2285	2323	4500	0,200	38	0,01	7,6	5,73	13,33
Отбор керна	У9-215,9/100 SCD-4СТ	2323	2393	400	0,2	70	0,18	14	28,95	42,95
Бурение под эксп. колонну	У6-215,9 STD-5 С	2393	2437	4500	0,200	44	0,01	8,8	5,89	14,69
Отбор керна	У9-215,9/100 SCD-4СТ	2437	2705	400	0,2	268	0,67	53,6	101,15	154,75
Бурение под эксп. колонну	У6-215,9 STD-5 С	2705	2730	4500	0,033	25	0,01	0,8	6,23	7,06
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,64
Наращивание (ЕНВ)										21,00
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,20
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										53,78
ГТИ (ЕНВ)										5,28
Шаблонировка после ГТИ										2,53
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,90
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,19
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
<b>Итого:</b>										<b>522,01</b>
Ремонтные работы (ЕНВ)										26,10
Смена вахт (ЕНВ)										3,20
<b>Итого:</b>										<b>551,31</b>
<b>Итого по колоннам:</b>										<b>640,70</b>

Таблица В.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				155,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	29,7	1,5	206,4	20,7	2864,7
Социальные отчисления, 30%						8,9		61,9		859,4
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				13,9						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	3,1	1,5	21,5	20,7	298,5
Социальные отчисления, 30%						0,9		6,5		89,6
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	54,4	1,5	377,7	20,7	5241,9
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	308,5	1,5	2140,4	20,7	29706,7
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					1,5	335,5	17,7	3979,4
Прокат ВЗД	сут	103,6					1,5	154,7	17,7	1835,6
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	1,5	13,3	20,7	184,5
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	1,5	11,3	20,7	156,3
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	1,5	223,3	20,7	3098,8
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	7,3	1,5	50,7	20,7	703,2
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	21,6	1,5	150,0	20,7	2081,3
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	1,5	8,3	20,7	114,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	36,4	1,5	252,9	20,7	3509,5
NaOH каустическая сода	т	140,3			0,1	10,9	0,2	24,0	0,3	41,9
Глинопорошок ПБМБ	т	284,6			4,7	1328,1	6,0	1705,2	10,5	2978,8
Кальцинированная сода	т	124,8					0,2	21,4	0,3	37,3
ФХЛС	т	118,4			0,1	9,2				
РАС LV	т	576,1					1,4	789,0	2,4	1378,3
РАС HV	т	738,7					0,3	252,9	0,6	441,8
Atren PG	т	347,1					8,6	2971,0	15,0	5190,0

Продолжение таблицы В.2

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени										
Reolub	т	491,6					0,9	420,8	1,5	735,0
Atren Antifoam	т	657,1					0,0	22,5	0,1	39,3
Барит	т	76,1			12,0	915,4	14,6	1109,7		
Итого затрат, зависящих от времени, руб			8747,5		2780,8		11330,8		65566,5	
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 VU- KLS54X -R174	шт	1985,7			0,1	104,5				
У5-295,3 ST-6 MC	шт	1522,0					0,2	282,7		
У6-215,9 STD-5 С	шт	5254,6							0,3	1772,6
У9 - 215,9/100 SCD - 4СТ	шт	4463,0							1,3	5712,6
Калибратор КЛС 390 М	шт	890,5			0,1	46,9				
Калибратор К 295 MC	шт	565,4					0,2	105,0		
Калибратор КС 215 СТ	шт	315,6							0,3	106,5
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		151,4		387,7		7591,7	
Итого по колоннам, руб			8747,5		2932,2		11718,4		73158,2	
Всего по сметному расчету, руб			96556,3							

Таблица В.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	61,8	1,5	198,5	2,2	289,4
Социальные отчисления, 30%				18,5		59,6		86,8
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,5	1,5	17,8	2,2	26,0
Социальные отчисления, 30%				1,7		5,3		7,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,6	1,5	11,6	2,2	16,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	120,9	1,5	388,7	2,2	566,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	685,3	1,5	2202,9	2,2	3211,1
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	66,4	1,5	213,5	2,2	311,2
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,3	1,5	13,7	2,2	19,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	81,0	1,5	260,2	2,2	379,3
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,8	1,5	28,3	2,2	41,2
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	16,2	1,5	52,1	2,2	76,0
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	шт	78,61					1,0	78,6
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	5,0	225,5				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			22,0	761,2		
ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	шт	18,9					111,0	2097,9
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	259,6					1,0	259,6
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	22,3					2,0	44,6
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1944					1,0	1944,0
Итого затрат зависящих от времени, руб				4878,1		7346,6		9621,3



Продолжение таблицы В.3

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	50,0	1426,5				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			700,0	17101,0		
Обсадные трубы 168x10,6, 168x8,9 Д	м	20,14					2730,0	54982,2
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	19,1	1444,0	12,7	962,7		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	48,1			19,5	935,5		
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-100	т	86,7					21,5	1862,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	61,4					25,7	1580,4
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб				3450,4		20391,32		60770,1
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						84611,8		
Всего по сметному расчету, руб						106457,9		

Таблица В.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	110 058	9 412 817,39
	Итого по главе 1	110 058	9 412 817,39
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	157 330	13 455 797,03
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	970 805,63
	Итого по главе 2	168 681	14 426 602,65
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	96 556	8 258 075,14
3.2	Крепление скважины	106 458	9 104 914,26
	Итого по главе 3	203 014	17 362 989,40
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	38 163	3 263 932,07
	Итого по главе 4	38 163	3 263 932,07
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	26 529	2 268 961,36
	Итого по главе 5	26 529	2 268 961,36
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	15 052	1 287 328,68
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 115	95 357,68
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 777 029,22
	Итого по главе 6	48 637	4 159 715,58
	ИТОГО прямых затрат	595 082	50 895 018,46
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	148 771	12 723 754,62
	Итого по главе 7	148 771	12 723 754,62
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	37 193	3 180 938,65
	Итого по главе 8	37 193	3 180 938,65
	ИТОГО по главам 1-8	781 046	66 799 711,73
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	191 356	16 365 929,37
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	34 366	2 939 187,32
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 275	1 990 631,41
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 172	100 199,57
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	5 600 000,00
9.6	Услуги по отбору кернa	-	6 100 000,00
9.7	Транспортировка кернa	-	185 000,00

Продолжение таблицы В.4

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	73 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	3 500 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	675 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	175 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	5 200 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	60 000,00
	Итого прочих работ и затрат	248 997	42 963 947,67
	ИТОГО по гл 1-9	1 030 043	109 763 659,40
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 562	133 599,42
	Итого по главе 10	1 562	133 599,42
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	24 759	2 553 534,21
	Итого по главе 12	24 759	2 553 534,21
ИТОГО		1 056 364	112 450 793,03
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			112 450 793,03
НДС, 20%			22 490 158,61
ВСЕГО с учетом НДС			134 940 951,64

## Приложение Г

(обязательное)

### Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69 от 30 апреля 1969 г. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 МР 2.2.7.2129-06
Производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой температурой материальных объектов производственной среды	СП 231.1311500.2015 СП 12.13130.2009
Ударные волны воздушной среды	СП 231.1311500.2015, ГОСТ 12.1.010-76
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ СП 60.13330.2020 ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534

Приложение Д

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2730 метров на нефтяном месторождении Красноярского края

Предприятие: –  
Месторождение: –  
Оборудование:

Буровая установка: ЭД-86  
Лебедка: ЛБУ-1200Э-1  
Талевая система: 6х7  
Ротор: Р – 700  
Силовой верхний привод: –  
Насосы: ЧНБТ-950

Характеристика буровых труб				
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции
ТБК	127	9,19	е	2646
УБТС	165	71	д	72

Геологическая часть							Техническая часть										
Глубина, м	Стратиграфия				Литологическое описание	Температура	Отбор керна	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насоса, л/с / диаметр втулок, мм / кол-во насосов, шт	Плотность промысловой жидкости	Примечание
	Система	Сыма	Пласт	Горизонт				393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
100	Чет.	Чет.			-8				393,7 VU-KLS54X-R174								
200	Палеогеновая	Тубейсалинская							95-295,3 ST-6 MC	ДГР-240М/7,8.55	10	130	70 / 170 / 2	Плотность = 1,16 +/- 0,03 г/см³, УВ=40-60 сек/кварта, ПВ=12-35 сП, ДНС=50-90 дПа; СНС10с/10м = 10-40/20-60; Ф<6 см³/30м; рН=8-10; П< 0,5 %			
300																	
400																	
500																	
600																	
700	Меловая	Танопинская															
800																	
900																	
1000																	
1100																	
1200																	
1300																	
1400																	
1500																	
1600																	
1700																	
1800																	
1900																	
2000	Юрская	Мальшевск															
2100																	
2200																	
2300																	
2400																	
2500																	
2600																	
2700																	
2800																	
2900	Палеозой	Палеозой															
3000																	

- [Схема] - песок
- [Схема] - алевролиты
- [Схема] - нефтяные пласты
- [Схема] - доломиты
- [Схема] - глина
- [Схема] - аргиллиты
- [Схема] - песчаники
- [Схема] - известняки

Отбор керна в интервале продуктивных пластов

- Повысить производительность после промывки скважины в течение не менее двух циклов с постоянным давлением, и записать в буровом журнале объема доливаемого раствора.
- Скорость СПО ограничить до 0,5-0,7 м/с, за 100 метров до продуктивного горизонта до 0,4 м/с.
- Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут.
- При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее (при нахождении бурового инструмента в открытом стволе), поднять буровый инструмент в дашках обсадной колонны, наверх обратный клапан, устье засерметизировать. Инструмент оставить на талях.
- Проверку ПВО производить буровишечку – каждую смену, мастеру – еженедельно. Декрепление всех долговых соединений производить 1 раз в декаду.
- При бурении под кондуктор и эксплуатационную колонну в случае возникновения признаков обвалобразования или газодоброобразования, запланировать поэтапное увеличение удельного веса до Y=1,25±0,02 г/см³, Y=1,20±0,02 г/см³ соответственно.

Приложение Е

Компоновка буровой колонны при бурении интервала под эксплуатационную колонну 700-2730 м

