

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ            ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2840 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ            МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m2840)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Крюкович Антон Алексеевич		15.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		15.06.2022

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н. доцент.		16.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
----------------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Крюкович Антон Алексеевич

Тема работы:

<b>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Томской области).
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины;</b></li> <li>• <b>Обоснование конструкции скважины</b>          (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</li> <li>• <b>Углубление скважины:</b>          (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна);</li> <li>• <b>Проектирование процессов заканчивания скважин</b>          (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</li> <li>• <b>Выбор буровой установки.</b></li> <li>• <b>Анализ способов увеличения спуска обсадных колонн до проектной глубины.</b></li> </ul>

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

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артём Владимирович	к.т.н.		09.02.2022.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Крюкович Антон Алексеевич		09.02.2022.

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

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2Б7В	<b>ФИО</b> Крюкович Антон Алексеевич
-------------------------	---

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение Школа</b>	<b>ОНД ИШПР</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Бурение нефтяных и газовых скважин.

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30 %</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
Анализ конкурентных технических решений (НИ)	<i>Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ</i>
Формирование плана и графика разработки и внедрения (НИ)	<i>Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования</i>
Составление бюджета инженерного проекта (НИ)	<i>Расчет бюджетной стоимости НИ</i>
Оценка ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности (НИ)	<i>Интегральный финансовый показатель. Интегральный показатель ресурсоэффективности. Интегральный показатель эффективности.</i>
<b>Перечень графического материала</b>	
Оценка конкурентоспособности ИП Матрица SWOT Диаграмма Ганта Бюджет НИ Основные показатели эффективности НИ	

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н, доцент		09.02.2022.

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
32Б7В	Крюкович Антон Алексеевич		09.02.2022.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 3-2Б7В		<b>ФИО</b> Крюкович Антон Алексеевич	
<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение (НОЦ)</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 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область)

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

<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования – газовое месторождение Тюменской области и проект СМР (строительно-монтажных работ) газовой скважины.</i></p> <p><i>Область применения: строительство разведочной газовой скважины и разработка проекта СМР.</i></p> <p><i>Рабочая зона: <u>полевые условия</u></i></p> <p><i>Размеры помещения: <u>15x13 м</u></i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор 1шт, ПКРО (Клиновой пневматический захват) - 1шт, УМК (Универсальный механический ключ)-2шт, АКБ (Автоматический ключ бурильщика)-1шт, Пульт управления-1шт, Крюкблок-1шт. Подсвечник – 2шт. Вспомогательная лебёдка – 1шт.</u></i></p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>Спускоподъёмные операции, Бурение, Управление рабочими процессами бурения.</u></i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/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>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</i></li> <li>– <i>ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</i></li> <li>– <i>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</i></li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</b></p> <p>Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p>	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Недостаточная освещенность на рабочем месте.</i></li> <li>– <i>Климатические и погодные условия на рабочем месте.</i></li> <li>– <i>Загазованность воздуха рабочей зоны.</i></li> <li>– <i>Повышенный уровень шума и вибрации.</i></li> </ul> <p><i>Опасные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Факторы, связанные с электрическим током.</i></li> </ul> <p><i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– <i>Искусственное освещение:</i></li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Спецдежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</li> <li>– Переносные газоанализаторы;</li> <li>– Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи,</li> <li>– Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки;</li> <li>– Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</b>	<p><i>Воздействие на селитебную зону: строительство газовой скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</i></p> <p><i>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</i></p> <p><i>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</i></p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</b>	<p><i>Возможные ЧС: возникновение лесного пожара, пожар на газовой скважине</i></p> <p><i>Наиболее типичная ЧС: возникновение лесного пожара.</i></p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева И.Л.	к.т.н.		17.05.22

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Крюкович Антон Алексеевич		17.05.22.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страницы без учета приложений, 16 рисунков, 61 таблицу, 43 литературных источника, 13 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, обсадная колонная, флотационная муфта.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ способов увеличения спуска обсадных колонн до проектной глубины.
5. Произвести анализ ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

– скважина – цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной;

– газонефтеводопроявление – поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементировочная нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементировочный агрегат.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины .....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины .....	15
1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади) .....	16
1.3 Зоны возможных осложнений .....	16
2 Технологическая часть проекта .....	17
2.1 Проектирование конструкции скважины .....	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя .....	17
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений .....	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования .....	21
2.1.5 Диаметры скважины и обсадных колонн .....	21
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины .....	23
2.2.1 Выбор способа бурения .....	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента .....	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота .....	26
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	27
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	29
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	30
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	34
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины .....	44
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна .....	48
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин .....	48
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	48
2.3.2 Расчет наружных избыточных давлений .....	49
2.3.3 Расчет внутренних избыточных давлений .....	52

2.3.4	Конструирование обсадной колонны по длине .....	54
2.3.5	Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	55
2.4	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины .....	57
2.4.1	Обоснование способа цементирования.....	57
2.4.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости .....	58
2.4.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования .....	58
2.5	Проектирование процессов испытания и освоения скважины .....	61
2.5.1	Проектирование процессов испытания скважин .....	61
2.5.2	Выбор жидкости глушения .....	61
2.5.3	Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	62
2.5.4	Выбор типа пластоиспытателя .....	63
2.5.5	Выбор типа фонтанной арматуры .....	64
2.6	Выбор буровой установки .....	65
3	Анализ способов увеличения вероятности спуска обсадных колонн до проектной глубины .....	66
3.1	Осложнения, возникающие при спуске ОК .....	66
3.1.1	Осыпи и обвалы.....	67
3.1.2	Прихваты обсадных колонн .....	68
3.1.3	Недохождение колонны до заданной глубины .....	69
3.2	Предлагаемые решения .....	70
3.2.1	Центраторы-турбулизаторы или аналогичные технологии.....	70
3.2.2	Прорабатывающие башмаки .....	72
3.2.3	Флотационные муфты.....	73
3.2.4	Система спуска обсадных колонн .....	74
3.2.5	Бурение на обсадной колонне или хвостовике .....	76
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	79

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	80
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	80
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений .....	81
4.1.3 Технология QuaD .....	82
4.2 SWOT – анализ .....	84
4.3 Планирование научно-исследовательских работ.....	88
4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования .....	88
4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения .....	89
4.4 Бюджет научно-технической разработки .....	94
4.4.1 Расчет материальных затрат НТИ .....	94
4.4.2 Расчет амортизации специального оборудования .....	95
4.4.3 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ .....	96
4.4.4 Основная заработная плата исполнителей работы .....	96
4.4.5 Дополнительная заработная плата исполнителей работы .....	98
4.4.6 Отчисления во внебюджетные фонды .....	98
4.4.7 Накладные расходы.....	99
4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы .....	100
4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	101
4.7 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	104
5. Социальная ответственность .....	106
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	107
5.2 Производственная безопасность.....	107
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	109
5.4 Экологическая безопасность.....	113
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	115

5.6 Вывод.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	118
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	121
Приложение А .....	126
Приложение Б.....	132
Приложение В.....	138

## ВВЕДЕНИЕ

Актуальность данной работы высока. Она обусловлена сложным выбором подходящих в имеющихся условиях проектных решений, обязательных при сооружении разведочных скважин. Геологическая информация важна для расчета рентабельности разработки имеющегося месторождения и просто необходима для будущего безаварийного бурения новых скважин.

Цель выпускной квалификационной работы – это создание возможных оптимальных технологических проектных решений для строительства качественной вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м на месторождении Тюменской области, учитывая данные всех горно-геологических условий. Таким образом, в данной работе ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

Для достижения поставленных целей и задач в первой главе проведен анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины с учетом геологической характеристики разреза скважины, газоводоносности месторождения (площади) и зоны возможных осложнений. Вторая глава содержит технологическую часть проекта, в ней показано проектирование конструкции скважины и процессов углубления скважины, проектирование процессов заканчивания скважин и выбор буровой установки со всеми необходимыми обоснованиями, расчетами, построениями и аргументированным выбором максимально подходящих решений. В третьей главе рассмотрен анализ способов увеличения спуска обсадных колонн до проектной глубины. В четвертой главе содержится финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. В пятой главе показана социальная ответственность, описаны правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. В заключении содержатся основные выводы данной работы, в приложении даны все необходимые графики и таблицы, а в списке литературы показаны авторы и источники информации, использованной в данной работе.

# 1 Горно-геологические условия бурения скважины

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика по разрезу скважины, данные представлены в приложении А, таблица А.1. Сведения по градиентам пластового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиенты давления						Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см <sup>2</sup> на м	от (верх)	до (низ)	кгс/см <sup>2</sup> на м	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	8	9	10	11	12
Q	0	10	0,000	0,100	0,00	0,152	-	-	3
Q+P <sub>3/3</sub>	10	160	0,100	0,100	0,152	0,152	-	-	5
P <sub>3/2+</sub>	160	310	0,100	0,100	0,146	0,146	0,43	0,43	7
P <sub>3/1-</sub> P <sub>3/2+</sub> P <sub>2</sub>	310	560	0,100	0,100	0,146	0,146	0,42	0,42	10
P <sub>2</sub>	560	650	0,100	0,100	0,146	0,146	0,27	0,27	12
P <sub>2+</sub> P <sub>1</sub>	650	1050	0,100	0,100	0,146	0,146	0,39	0,39	12
P <sub>1+</sub> K <sub>2</sub>	1050	1280	0,100	0,100	0,146	0,146	0,34	0,34	22
K <sub>2</sub>	1280	1450	0,110	0,110	0,159	0,159	0,34	0,34	22
K <sub>1+</sub> K <sub>2</sub>	1450	2100	0,110	0,110	0,159	0,159	0,34	0,34	22
K <sub>1</sub>	2100	2280	0,110	0,110	0,159	0,159	0,25	0,25	23
K <sub>1</sub>	2280	2660	0,110	0,110	0,159	0,159	0,27	0,27	24
K <sub>1</sub>	2660	2760	0,150	0,150	0,189	0,189	0,26	0,26	28
K <sub>1</sub>	2760	2850	0,150	0,150	0,189	0,189	0,25	0,25	32

## 1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газоносности месторождения представлены в приложении А в таблице А2. Характеристики газоводоносности представлены в приложении А3.

Таблица 2 – Характеристика газоносности

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup> . Относительная плотность газа по воздуху	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Давление насыщения, МПа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях
	от	до					
Газоносность							
К <sub>2</sub>	1120	1140	Порово-каверново-трещинный	0,779	100000	–	0,853
К <sub>1</sub> - К <sub>2</sub>	1140	2070		0,775	100000		
К <sub>1</sub>	2070	2200		0,751	100000		
К <sub>1</sub>	2200	2630		0,748	100000		
К <sub>1</sub>	2630	2810		0,745	170000		

## 1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении А, таблица А.4, А. 5.

## **2 Технологическая часть проекта**

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

### **2.1 Проектирование конструкции скважины**

#### **2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя**

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

#### **2.1.2 Построение совмещенного графика давлений**

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

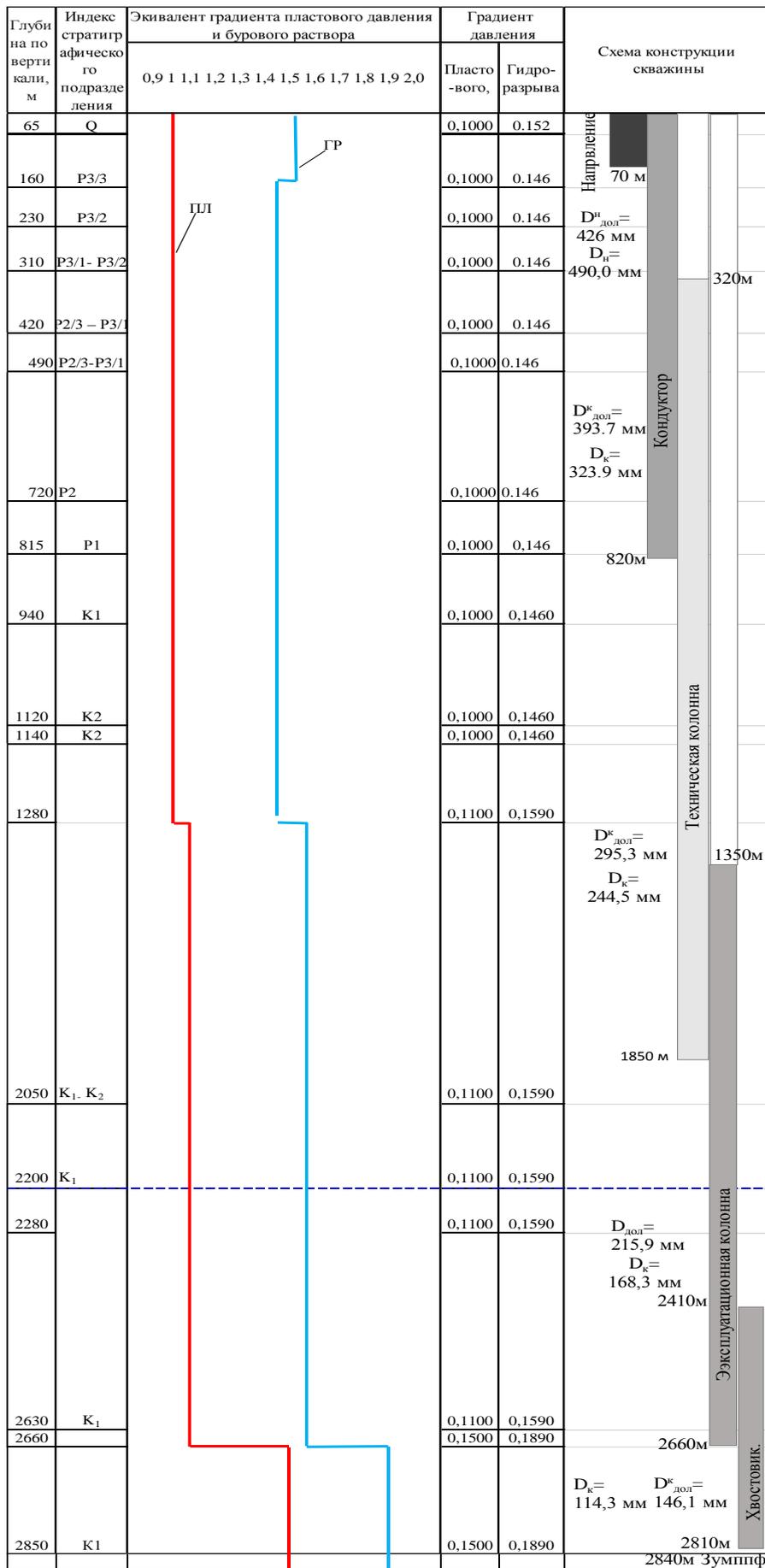


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктором. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 5-10 м. Так как в скважине 65 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 70 м (таблица 3).

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	$K_2$	$K_1 \cdot K_2$	$K_1$	$K_1$	$K_1$
Глубина кровли продуктивного пласта, м ( $L_{кр}$ )	1120	1140	2070	2200	2630
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $G_{пл}$ )	0,100	0,100	0,110	0,110	0,110
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см <sup>2</sup> /м ( $G_{зрн}$ )	0,146	0,146	0,159	0,159	0,159
Относительная плотность газа по воздуху, ( $\gamma$ )	0,779	0,775	0,751	0,748	0,745
Расчетные значения					
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ( $P_{пл}$ )	112,0	114,0	227,7	242,0	289,3
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{зр}$ )	119,72	119,72	238,50	254,40	294,15

Продолжение таблицы 3

Основание натурального логарифма ( $e^s$ )	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ( $P_{пл} / e_s$ )	109,41	111,21	218,16	231,38	272,96
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ( $L_{конд\ min}$ )	820	820	1500	1600	1850
Требуемый запас	1,09	1,08	1,09	1,10	1,09
Принимаемая глубина, м	1870				

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности флюида. В нашем варианте имеется пласты с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны, выбрать наибольшее значение. Исходя из расчетов (таблица 3), сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 1850 м, так как до этого значения глубины имеется пласт, содержащий растущее пластовое давление и давление гидроразрыва пласта. С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1550 м и достаточно спустить на глубину 820 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускаем до глубины 2660 м для того, чтобы отсечь интервал с меньшим давлением и перейти на другой раствор большей плотности для бурения интервала с более высоким давлением.

Хвостовик спускаем до глубины подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск хвостовика будет осуществляться до глубины 2840 м.

#### **2.1.4 Выбор интервалов цементирования**

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 70 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 820 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины и на всю глубину спуска 1850 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины и на всю глубину спуска 2660 м.

Хвостовик цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 250 м для газовой скважины и на всю глубину спуска 2840 м.

#### **2.1.5 Диаметры скважины и обсадных колонн**

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр хвостовика равный 114,3 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 146,1 мм.

Диаметр обсадной трубы под эксплуатационную колонну равен 168,3 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 215,9 мм.

Диаметр обсадной трубы под техническую колонну равен 244,5 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 295,3 мм.

Диаметр обсадной трубы под кондуктор равен 323,9 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 393,7 мм.

Диаметр обсадной трубы под направление равен 426,0 мм. Диаметр долота под данный диаметр колонны равен 490,0 мм.

## 2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Максимальное давление на устье при флюидопроявлении:

$$P_{му\ 4\ нл.} = 25,38 \text{ Мпа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП:

$$P_{гнвп\ 1\ нл.} = 11,30 \text{ МПа};$$

$$P_{гнвп\ 2\ нл.} = 12,83 \text{ МПа};$$

$$P_{гнвп\ 3\ нл.} = 26,19 \text{ МПа};$$

$$P_{гнвп\ 4\ нл.} = 27,92 \text{ Мпа};$$

$$P_{гнвп\ 5\ нл.} = 26,20 \text{ Мпа}.$$

Давление опрессовки максимальное:

$$P_{оп\ 4\ нл.} = 30,72 \text{ Мпа};$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-35-168x245x324 К1 ХЛ.

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

## 2.2 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктором, техническую колонну и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость (таблица 4). Отбор керна будет производиться роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-70	Направление	Роторный
70-820	Кондуктор	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
820-1850	Техническая колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1850-2660	Эксплуатационная колонна	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2610-2830	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)
2660-2840	Хвостовик	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)

### 2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктором и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном

количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал, м		0-70	70-820	820-1850	1850-2660	2610-2830	2660-2840
Шифр долота		490 С-ЦВ Уралмаш	TD-393,7 SVD 619-Т1. 3 Технодрилл	TD-295,3 SVD 619-Т1. 3 Технодрилл	У8-215,9 СТ-СТ	БИТ 146/80 В 613.01	TD-146,1 SPD 513-Т1. 3 Технодрилл
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	215,9	146,1	146,1
Тип горных пород		М	СТ	СТ	СТ	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-161	3-117	3-88	3-88
	API	6 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg	4 1/2 reg	4 1/2 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,4	0,3	0,2	0,4	0,3	0,25
Масса, кг		260	35	20	24	21	17
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	17-34	2-12	2-12	5-10	2-5	2-10
	Предельная	38	14	12	12	5	12
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40-600	60-300	60-300	60-220	40-100	60-180
	Предельная	600	300	300	220	120	180

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктором и техническую колонну проектируется долото PDC марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

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

### 2.2.3 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 расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-70	70-820	820-1850	1850-2660	2610-2830	2660-2840
Исходные данные						
Диаметр долота, см ( $D_d$ )	49,00	39,37	29,53	21,59	14,61	14,61
Предельная нагрузка, тс ( $G_{пред}$ )	38	14	12	12	5	12
Результаты проектирования						
Допустимая нагрузка, тс ( $G_{доп}$ )	30,4	11,2	9,6	9,6	4	9,6
Проектируемая нагрузка, тс ( $G_{проект}$ )	3	8	7	9	3	8

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

## 2.2.4 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 7.

Таблица 7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-70	70-820	820-1850	1850-2660	2610-2830	2660-2840
Исходные данные							
Скорость, м/с ( $V_{л}$ )		3,4	2	2	2	0,3	2
Диаметр долота ( $D_{л}$ )	м	0,490	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	215,9	146,1	146,1
Результаты проектирования							
Расчетная частота вращения, об/мин ( $n_{i}$ )		133	97	129	177	39	261
Статическая частота вращения, об/мин ( $n_{стат}$ )		40-60	100-160	100-180	140-200	60-120	120-220
Проектируемая частота вращения, об/мин ( $n_{проект}$ )		60	100	130	180	40	220

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 (0-70 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

## 2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-70	70-820	820-1850	1850-2660	2610-2830	2660-2840
Исходные данные						
Диаметр долота, м ( $D_d$ )	0,49	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461	0,1461
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м <sup>2</sup> забоя ( $K$ )	0,65	0,60	0,55	0,50	0,50	0,50
Коэффициент кавернозности ( $K_k$ )	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ( $V_{кр}$ )	0,15	0,14	0,135	0,13	0,13	0,13
Механическая скорость бурения, м/ч ( $V_m$ )	40	35	30	25	10	20
Диаметр бурильных труб, м ( $d_{бт}$ )	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089	0,089
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ( $d_{нmax}$ )	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071	0,0068	0,0071
Число насадок ( $n$ )	1	6	5	7	4	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ( $V_{кмин}$ )	0,5	0,5	0,75	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_{см} - \rho_p$ )	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_p$ )	1,18	1,16	1,12	1,10	1,10	1,10

Продолжение таблицы 8

Плотность разбуриваемой породы, г/см <sup>3</sup> ( $\rho_n$ )	2	2,2	2,35	2,4	2,4	2,4	
Результаты проектирования							
Расход, л/с	$Q_1$	123	73	38	18	8	8
	$Q_2$	112	77	43	20	4	7
	$Q_3$	88	55	42	24	11	11
	$Q_4$	12	62	35	29	16	33
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	20-45	20-45	55-70	32-40	10-12	12-16	
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	45	55	32	12	16	

В данной таблице  $Q_1$  – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины;  $Q_2$  – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность;  $Q_3$  – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов;  $Q_4$  – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 55 л/с 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 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 16 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под отбор керна принимается 12 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественного отбора керна и необходимого выноса шлама.

## 2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		70-820	820-1850	1850-2660	2660-2840
Исходные данные					
Диаметр долота ( $D_d$ )	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1461
	мм	393,7	295,3	215,9	146,1
Нагрузка, кН ( $G_{oc}$ )		78	69	88	78
Расчетный коэффициент, Н*м/кН ( $Q$ )		1,5	1,5	1,5	2,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ( $D_{zd}$ )		315	236	173	117
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м ( $M_p$ )		4022	2684	2528	1645
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м ( $M_o$ )		197	148	108	73
Удельный момент долота, Н*м/кН ( $M_{y\partial}$ )		49	37	27	20

Для интервала бурения 70-820 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ 240 РС с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под техническую колонну проектируется винтовой забойный двигатель МВР-210Т Т210.5/6.50, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердо-средних горных пород. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель МВР2-

176Т М Т176.5/6.50, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердо-средних горных пород. Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель МВР-121Т Т121.6/7.40, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердо-средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ 240 РС	70-820	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
МВР-210Т Т210.5/6.50	820-1850	210	5,0	1669	19-57	75-230	25,3	221-565
МВР2-176Т М Т176.5/6.50	1850-2660	176,3	8,5	1250	19-38	105-210	5,5	17-65
МВР-121Т Т121.6/7.40	2660-2840	121	6,5	445	12-20	160-320	6,5	20-72

### 2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор,

техническую колонну, эксплуатационную колонну и хвостовик применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б, таблицы Б.1-Б.6

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
0-70 Бурение КНБК №1	Долото	490,0					0,65		0,120	0,120			
	УБТ	178,0	76,0				20	0,2150	4,300	4,420			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	49,35	0,0312	1,541	5,961	1,89	>10	8,03
70-820 Бурение КНБК №2	Долото	393,7					0,3		0,176	0,176			
	Калибратор	203,0	80,0				0,9		0,313	0,489			
	Двигатель	240,0					10,1		2,734	3,223			
	УБТ	178,0	76,0				12	0,2150	2,580	5,803			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	796,7	0,0312	24,87	30,68		7,79	4,99
820-1850 Бурение КНБК №3	Долото	295,3					0,2		0,076	0,076			
	Калибратор	203,0	80,0				0,4		0,313	0,389			
	Двигатель	240,0					5		2,320	2,709			
	УБТ	159,0	71,0				50	0,1770	8,850	11,56			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	1794	0,0312	56,02	67,58		3,54	2,40

Продолжение таблицы 11

1850-2660 Бурение КНБК №4	Долото	215,9					0,4		0,041	0,041			
	Калибратор	146,0	78,0				0,4		0,049	0,090			
	Двигатель	172,0					8,5		5,975	6,065			
	УБТ	159,0	71,0				64	0,1770	11,33	17,39			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2587	0,0312	80,76	98,15		2,43	1,77
2660-2810 Бурение КНБК №5	Долото	146,0					0,25		0,011	0,011			
	Калибратор	146,0	68,0				0,3		0,042	0,053			
	Двигатель	127,0					6,5		0,405	0,458			
	УБТ	105,0	45,0				129	0,0635	8,192	8,650			
	Яс гидрав.	120,0	57,2				5,5			8,650			
	БТ	88,9	70,1	9,4	е	ЗП-121-68	2668	0,0211	56,25	64,90		2,54	1,84
2610-2830 Отбор керн КНБК №6	Бурголовка	146,0	100,0				0,3		0,060	0,060			
	Стабилизатор	136,0	80,0				12		0,070	0,130			
	УБТ	105,0	45,0				64	0,4420	28,29	28,42			
	БТ	88,9	70,1	9,4	е	ЗП-121-68	2754	0,0211	58,05	86,47	3,10	1,91	2,02

## 2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[ \frac{кг}{м^3} \right] \quad (8)$$

где  $L$  – глубина скважины по стволу, м;

$g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$k$  – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при  $L < 1200$  м  $k \geq 1,10$ , при  $L > 1200$  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» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Удельный вес, кг/м <sup>3</sup>	1287.2	1243.2	1259.2	1213,0	1669,8

Интервал под направление:

При бурении направления по пласту слабосцементированных (Q) пород возможны обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. 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. В качестве утяжелителя применяют барит.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14

Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Направление	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,0	71	3
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	65	4622	5
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,0	71	3
Понижитель вязкости: ПАЦ HV	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,0	71	3
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	295,09	20982	21

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,2872
Условная вязкость, с	50 и выше
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 12

Интервал под кондуктор:

На интервале бурения от 70 м. до 820 м. под кондуктор возможны такие осложнения как: Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, зашламование, прихватообразование, водопроявление, газопроявление. Данный интервал сложен такими горными породами как: Глины зеленовато-серые с включениями глауколита, алевролиты с прослоями диатомитов, глины серые алевролитовые, алевролиты и кварцево-шпатовые пески с прослоями бурых углей и лингнита, пески светло-серые, кварцево-шпатовые с включениями обугленных растительных остатков, прослойки алевролитов, глин и бурых углей, глины темно-серые, слабоалевролитовые, иногда известковых.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктором следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем барит для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), глинами ПБНБ (структурообразователь), смазочными добавками (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Кондуктор	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,0	325	13

Продолжение таблицы 16

Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	1,0	3577	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,0	325	13
Высоковязкий понизитель фильтрации: ПАЦ HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,4	130	5
Понизитель фильтрации: ПАЦ LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0,12	39	1,5
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	25	5,000	1626	10
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	295,1	95940	96

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,2432
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервалы под техническую и эксплуатационные колонны:

На интервале бурения от 820 м. до 1850 м. под техническую колонну и интервале от 1850 м. до 2660 м. под эксплуатационную колонну возможны такие

осложнения как: Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявление. Также на данном интервале бурения встречаются пласты с флюидом газ-вода. Данные интервалы сложены такими горными породами как: глины зеленовато- серые с прослоями известняков и мергелей, опоковидные глины серые и светло- серые, глины темно- серые, плотные с небольшим содержанием алевритового материала, пески серые с прослоями глин алевритистых, отмечаются прослой глинистых известняков сидеритов, переслаивание глин темно- серых, алевролитов и песчаников

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении под техническую и эксплуатационную колонны следует применять ингибирующий буровой раствор. Данный буровой раствор утяжеляется баритом. Параметры бурового раствора обеспечат оптимальное противодавление на пласт, а также обеспечит оптимальные режимы бурения в данном интервале: барит (обеспечит минимизацию образования дифференциального прихвата), Каустическая сода (регулировка Рн), смазывающие добавки (снижение коэффициента трения).

Компонентный состав ингибирующего раствора под техническую колонну представлен в таблице 18. Компонентный состав ингибирующего раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 20.

Таблица 18 – Компонентный состав ингибирующего раствора для бурения под техническую колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
		ед. изм.		Техническая колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор рН: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	1,0	250	10
Структурообразователь: Биополимер, либо глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств,	1000	35,0	8757	9

Продолжение таблицы 18

Понизитель фильтрации ПАЦ HV	Регулятор фильтрации	25	2	500	20
Понизитель фильтрации ПАЦ LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	8	2002	80
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	170	4,0	1000	6
Пенегаситель Пента-465	Предотвращение пенообразования	204	0,2	50	0,25
Ингибитор Электролит (соль) KCl, NaCl, Блэкстрод	Предотвращение набухания глин, растворения солей	216	50	12510	58
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	318,8	79765	80

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели ингибирующего раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,2592
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 20 – Компонентный состав ингибирующего раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Эксплуатационная колонна	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Регулятор pH: Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,0	243	10
Структурообразователь: Биополимер, либо глинопорошок		1000	35,0	8485	9
онизитель фильтрации ПАЦ HV	Регулятор фильтрации	25	2	485	20
Понизитель фильтрации ПАЦ LV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	8	1940	78
Смазочная добавка: Reolub	Снижение коэффициента трения в скважине	170	4,0	970	6
Пенегаситель Пента-465	Предотвращение пенообразования	204	0,2	49	0,25
Ингибитор Электролит (соль) KCl, NaCl, Блэкстрод	Предотвращение набухания глин, растворения солей	216	50	12121	56
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	989,2	239804	240

Таблица 21 – Технологические показатели ингибирующего раствора для бурения под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,213
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под хвостовик:

На интервале бурения от 2660 м до 2840 м под хвостовик возможны такие осложнения как: кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявление. Также на данном интервале бурения встречаются пласты с флюидом газ-вода. Данные интервалы сложены такими горными породами как: глинами аргилитоподобными, темно-серыми с невыдержанными по площади алевроито-песчаными пластами. включения притизированных водорослей, пирит. Также необходимо отметить, что с интервала 2660 м происходит резкий скачок пластового давления с величины 0,011 МПа/м до величины 0,015 МПа/м.

На основании перечисленных возможных осложнений при бурении под хвостовик следует применять раствор на углеводородной основе. Данный буровой раствор утяжеляется баритом. В качестве углеводородной основы применяется дизельное топливо. Так же данный вид раствора в продуктивном пласте не оказывают отрицательного влияния на свойства коллекторов нефти и газа, обладают смазывающей способностью: при их использовании уменьшается расход мощности на холостое вращение бурильной колонны в стволе скважины и снижается износ бурильных труб и долот. Повышается эффективность бурения в породах-коллекторах и сохранения их нефтегазоотдачи на исходном уровне, а также для проводки скважин в сложных условиях при разбурировании мощных пачек набухающих глин и растворимых солей. Параметры бурового раствора обеспечат оптимальное противодавление на пласт, а также обеспечит оптимальные режимы бурения в данном интервале: барит (обеспечит минимизацию образования дифференциального прихвата), Эмульгатор (Предотвратит оседание барита, что в свою очередь обеспечит стабилизацию РУО), Гидрофобизатор (обеспечит гидрофобизацию выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора), Регулятор реологии (обеспечит придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств).

Компонентный состав раствора на углеводородной основе под хвостовик представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Компонентный состав раствора на углеводородной основе для бурения под хвостовик

Наименование материала	Назначение	Упаковка а ед. изм.	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				Хвостовик	
		кг	кг/м <sup>3</sup>	кг	уп
Дизельное топливо	Углеводородная основа	860	700,0	195152	227
Известь	Источник кальция	25	15,0	4182	167
Эмульгатор ЭСТРАМУЛ 2000	Стабилизация эмульсии	186	2,0	558	3
Гидрофобизатор Веллтриг	Гидрофобизация выбуренной породы, уменьшение расхода эмульгатора	240	2,0	558	2,5
Регулятор реологии ВЮСНЕМ PLUS	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	2,0	558	22,5
ПАА Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	2,0	558	22,5
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	1020	284355	284,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 23.

Таблица 23 – Технологические показатели раствора на углеводородной основе для бурения под хвостовик.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,6698
Каж.вязкость, мПа*с	37-65
Пл.вязкость, мПа*с	21-44
ДНС, фунт/100фут <sup>2</sup>	21-42
Прочность геля 10 с, фунт/100фут <sup>2</sup>	19-24
ВНСС 1 мин, мПа*с	18000-40000
Напряжение пробоя, В	1000-1064

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представлены в приложении В, таблица В.1.

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, таблица В.2.

### **2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины**

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

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – 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	70	БУРЕНИЕ	0,204	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	1	22,2	117,4	474,1
Под кондуктор									
70	820	БУРЕНИЕ	0,484	0,053	КОМБИНИРОВАННАЯ	5	14,3	80,4	306,2
Под техническую колонну									
820	1850	БУРЕНИЕ	0,876	0,080	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	14,3	68,4	190,9
Под эксплуатационную колонну									
1850	2660	БУРЕНИЕ	1,193	0,09	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	9	73,9	128,7
Под хвостовик									
2660	2810	БУРЕНИЕ	1,217	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	23,7	8,2
Отбор керна									
2610	2830	Отбор керна	0,977	0,073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	7	79,1	75,1

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	95	170	194,0	1	85	22,73	45,46
70	820	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	95	160	219,0	1	135	32,3	64,6
820	1850	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	95	150	250,0	1	130	27,44	54,89
1850	2660	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	95	140	265,0	1	90	16,46	32,93
2660	2810	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	95	130	326,0	1	48	7,43	14,86
2610	2830	Отбор керна	УНБТ-750	1	90	130	293,0	1	83	12,17	12,17

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	120,6	104,3	0	6,3	0,1	10
70	820	БУРЕНИЕ	183,9	47,4	61,7	63,5	1,3	10
820	1850	БУРЕНИЕ	247,9	34,8	79,5	118,4	5,2	10
1850	2660	БУРЕНИЕ	192,3	39,1	69,9	57,7	15,6	10
2660	2810	БУРЕНИЕ	320,2	5,5	103,4	177,0	30,7	3,7
2610	2830	Отбор керна	197,7	61,7	0	103,4	30,1	2,5

## 2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов. Планируемый интервал отбора керна: 2610-2830 м.

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

В таблице 25 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2610-2830	СК136/80 «ТРИАС»	3-5	60-120	10-12

## 2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

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>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820

Продолжение таблицы 26

Плотность газа $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	745	Глубина скважины, м	2840
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	1350	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	665
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10		

### 2.3.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (9)$$

где  $P_n$  – наружное давление, МПа;

$P_в$  – внутреннее давление, Мпа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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, 4, 5 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина – наружное избыточное давление».

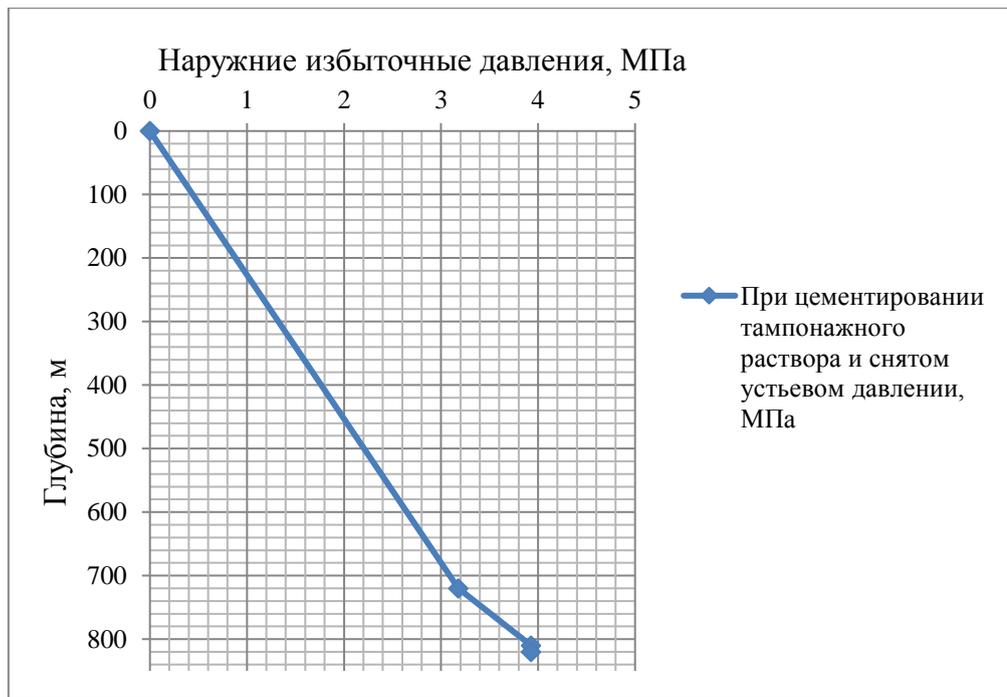


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

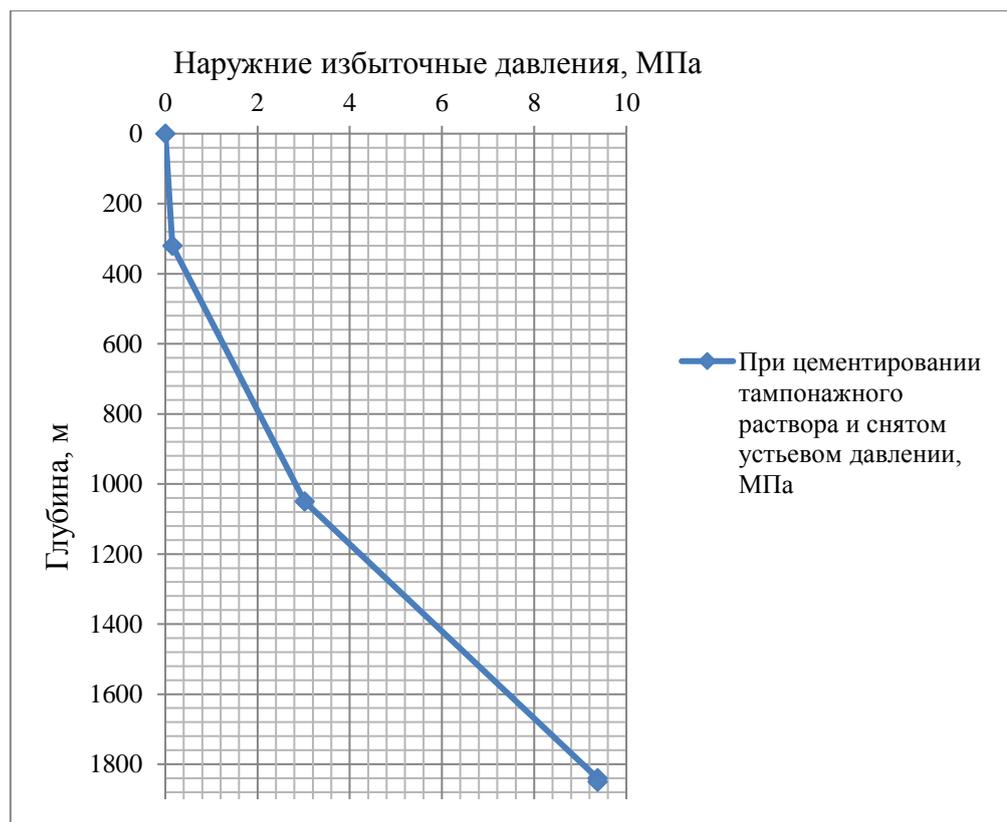


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

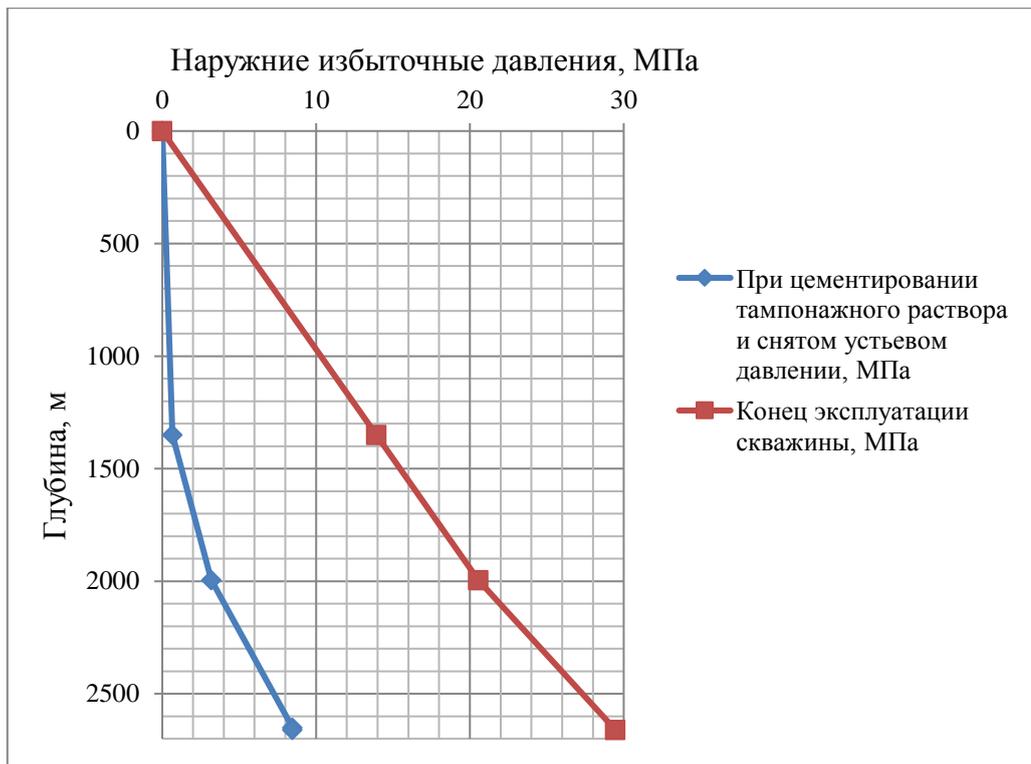


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

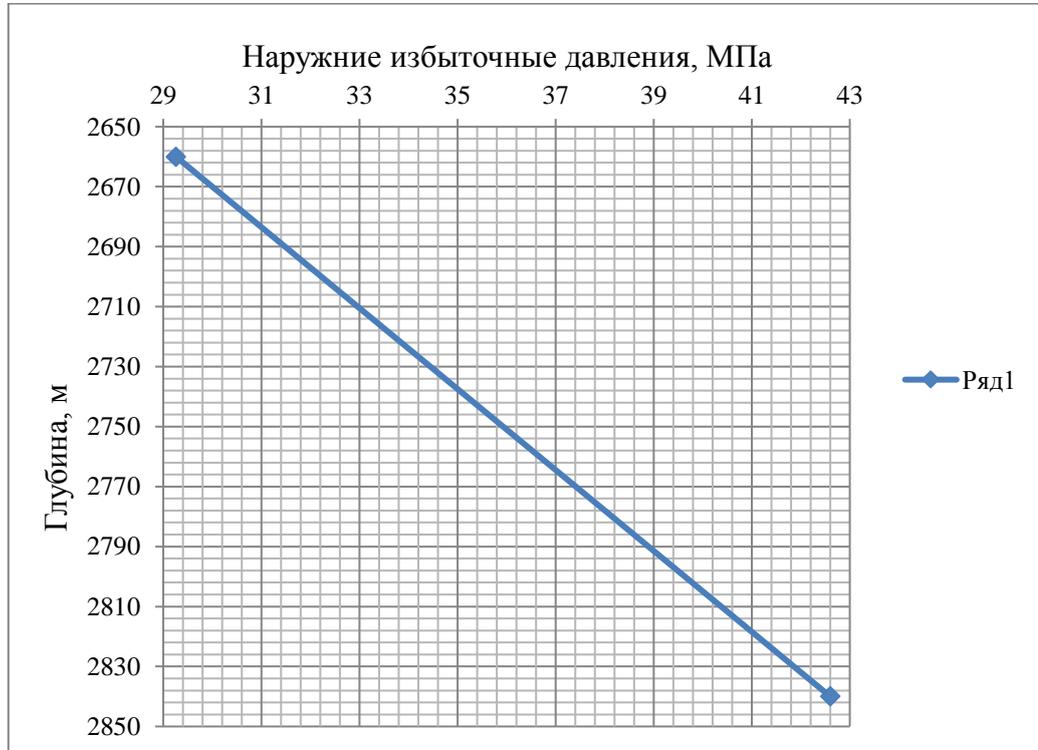


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

### 2.3.3 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (10)$$

где  $P_н$  – наружное давление, МПа;

$P_в$  – внутреннее давление, Мпа.

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 6, 7, 8, 9.

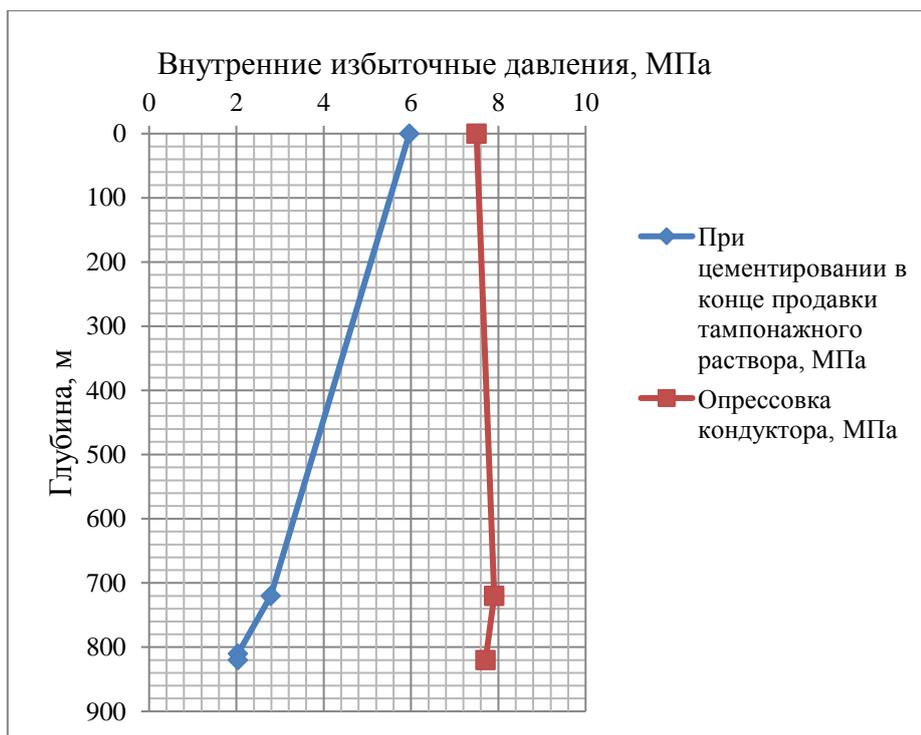


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

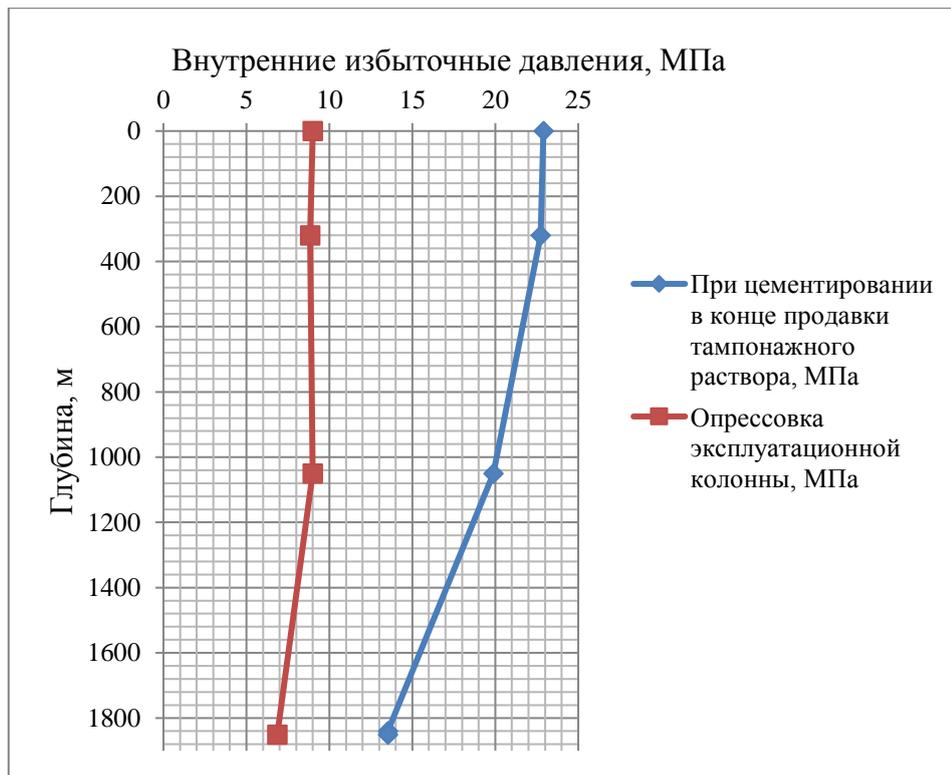


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

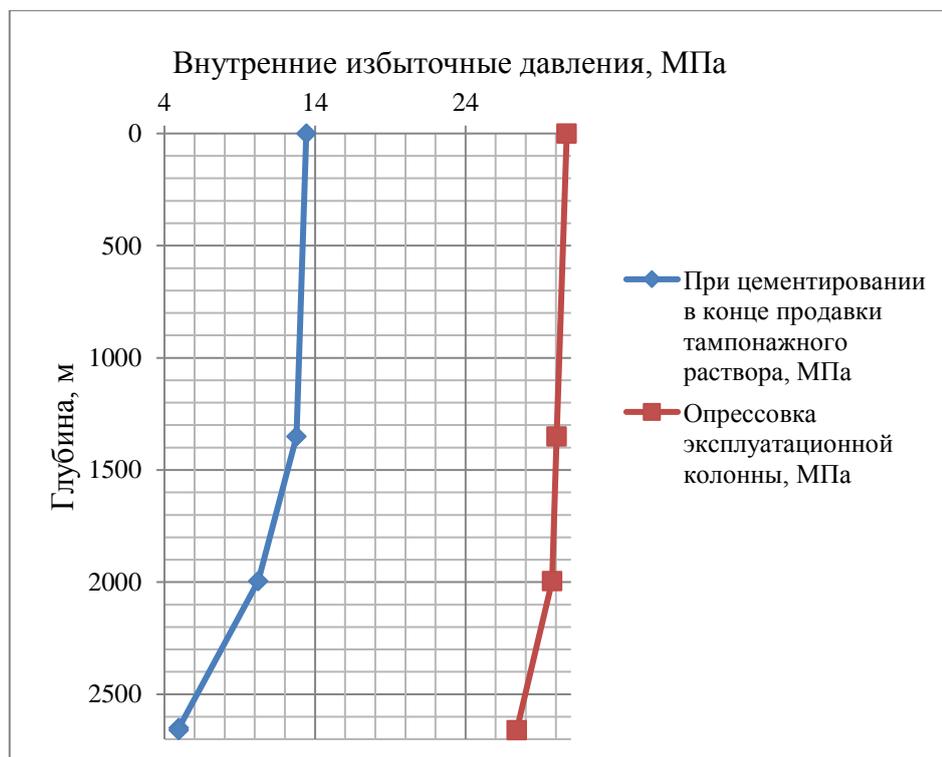


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

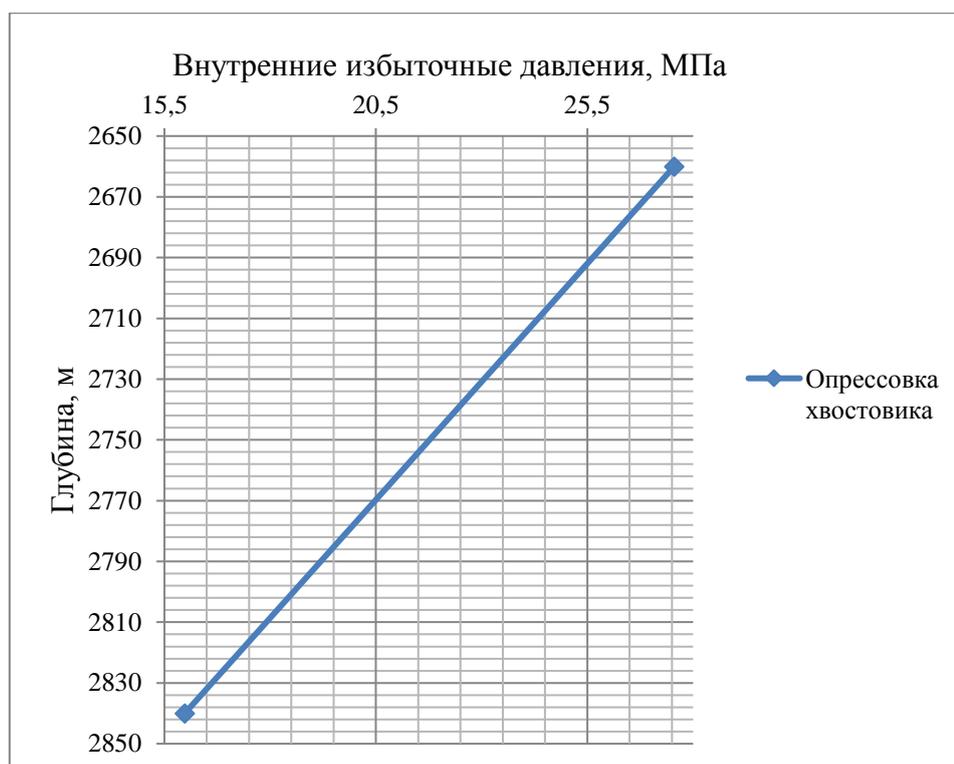


Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика.

### 2.3.4 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристик обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	70	104,4	7308	7308	0-60
Кондуктор								

Продолжение таблицы 27

1	ОТТМ	Д	8,5	820	67,2	55104	55104	0-820
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	1850	52,8	97680	97680	0-1850
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	640	41,4	26496	98004	2660-2020
2	ОТТМ	Д	8,9	2020	35,4	71508		2020-0
Хвостовик								
1	ОТТГ	Е	8,6	430	22,3	9143	9143	2410-2840

### 2.3.5 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования колонн примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 28.

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D <sub>усл</sub>	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик 114мм	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	2840	2840	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1
	ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	2410	2420	2	31
		2420	2630	6	
		2630	2690	6	
		2690	2835	15	
		2835	2840	2	
	ЦТ-114/146 («НефтьКам»)	2660	2840	18	18

Продолжение таблицы 28

	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1
	ПРП-Ц-Н-114 («Уралнефтемаш»)	2830	2830	1	1
	ТГС-114 ОТТГ.000-03 (с гидравлической подвеской)	2410		1	1
Эксплуата- ционная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	2660	2660	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	2650	2650	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	1820	52	138
		1820	1880	6	
		1880	2070	19	
		2070	2655	59	
	2655	2660	2		
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	1850	2660	81	81
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2650	2650	1	1	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2650	2650	1	1	
Техколонна 244,5мм	БКМ-244,5 («Уралнефтемаш»)	1850	1850	1	1
	ЦКОД-244,5 («Уралнефтемаш»)	1840	1840	1	1
	ЦПЦ-244,5/295,3 («НефтьКам»)	0	790	23	111
		790	850	6	
		850	1120	7	
		1120	1140	2	
		1140	1845	71	
1845	1850	2			
ПРП-Ц-В-244,5 («Уралнефтемаш»)	1840	1840	1	1	
Кондуктор, 323,9 мм	БКМ-323,9 («Уралнефтемаш»)	820	820	1	1
	ЦКОД-323,9 («Уралнефтемаш»)	810	810	1	1
	ЦПЦ-323,9/393,7 («НефтьКам»)	0	120	12	32
		120	815	18	
		815	820	2	
ПРП-Ц-В-323,9 («Уралнефтемаш»)	810	810	1	1	

Продолжение таблицы 28

Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	70	70	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	6
		20	65	2	
		65	70	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1

## 2.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр},$$

где  $P_{гскп}$  – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

$P_{гдкп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$  – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$34,64 + 3,46 \leq 0,95 * 50,274.$$

$$38,10 \leq 47,76.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 29 представлены объемы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 29 – 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	6,502	1,3	1050	1,3	МБП-СМ	91
		5,2		5,2	МБП-МВ	78
Продавочная жидкость	46,36		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	13,03		1400	10,94	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	8,66
					НТФ	5,34
Нормальной плотности тампонажный раствор	14,58		1820	9,58	ПЦТ-II-50	18,47
					НТФ	5,98

### 2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320).

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30.

В качестве осреднительной установки – УСО-20.

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}$$

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

$G_{\text{б}}$  – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности необходима 1 машина УС6-30:

$$m_2 = 18,47 / 13 = 1,42$$

Для приготовления, облегченного тампонажного раствора необходимо 1 машина УС6-30:

$$m_2 = 8,66 / 10 = 0,866$$

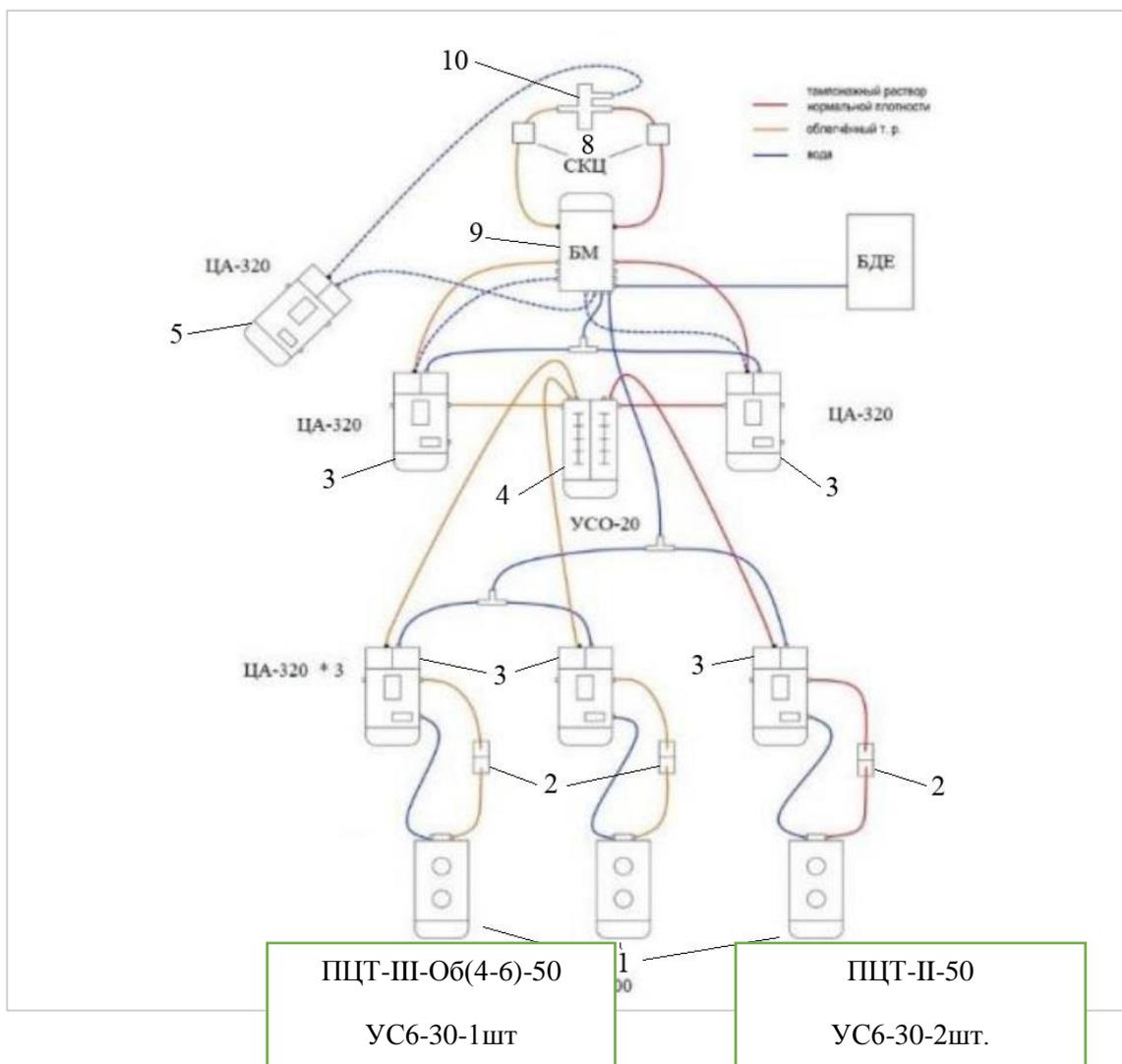


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;  
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;  
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная  
 линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;  
 10 – устье скважины.

## **2.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины**

### **2.5.1 Проектирование процессов испытания скважин**

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

### **2.5.2 Выбор жидкости глушения**

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

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

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

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1605,5/\text{м}^3, \quad (13)$$

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

$P_{\text{пл}}$  – пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2(3,18 + 40,93) = 88,22\text{м}^3 \quad (14)$$

где  $V_{\text{внхв}}$  – внутренний объем хвостовика,  $\text{м}^3$ ,

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

### 2.5.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

- пулевая;
- торпедная;

- кумулятивная;
- пескоструйная.

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

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

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

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
180	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	10раз

#### 2.5.4 Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание

изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-97/146.

### **2.5.5 Выбор типа фонтанной арматуры**

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х35.

## 2.6 Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка Уралмаш 3Д-86-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	65,81	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	90,0	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	85,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	1,4
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### **3 Анализ способов увеличения вероятности спуска обсадных колонн до проектной глубины**

#### **Введение**

Закачивание скважин является одной из наиболее значимых операций в процессе строительства скважины. От качества выполнения данной операции зависит способность скважины безаварийно работать продолжительный период времени. Ключевые этапы закачивания скважин – крепление пробуренного интервала, что включает в себя спуск и цементирование обсадных колонн (ОК). К сожалению, периодически данные технологические операции проходят с осложнениями. Основным осложнением при спуске обсадных колонн является ее непроходимость по стволу скважины, и как следствие, недохождение до проектной глубины. Чтобы произвести успешный спуск колонны в скважину, необходима правильная подготовка обсадных труб, технологической оснастки, а также подготовка буровой установки, вспомогательного оборудования и инструментов, и не в последнюю очередь, самого ствола скважины. Важно также придерживаться выбранной технологии спуска, а также соответствия свойств бурового геологическим условиям бурения в отношении устойчивости пород в открытом стволе [1].

#### **3.1 Осложнения, возникающие при спуске ОК**

Согласно статистике, из общего числа аварийных ситуаций на скважине 9% приходится на аварии с обсадными колоннами, а на их ликвидацию затрачивается более 10% времени от суммарного времени ликвидации аварий

всех типов. Особенно тяжелыми оказываются аварии с ОК на разведочных скважинах и интервалах с большой глубиной спуска.

Крепление скважин – это технически сложный и затратный процесс, и любые отклонения от нормального течения процесса приводят к значительным экономическим затратам и материальному ущербу. Основными видами аварий при креплении являются порыв колонны по телу, падение колонны в скважину, смятие колонны, аварии при цементировании скважин. Ключевые причины возникновения аварий далее рассмотрим подробнее.

### **3.1.1 Осыпи и обвалы**

Осложнение в виде осыпей и обвалов возникает в наклонно-направленных скважинах при разбуривании неустойчивых глинистых пород под высоким зенитным углом, как правило, свыше 50 градусов. В результате при спускоподъемных операциях повышается вероятность возникновения затяжек и посадок ОК, колонна не доходит до проектной глубины, а при остановке растет риск прихвата.

Основной причиной нарушения устойчивости глинистых пород являются физико-химические свойства слагающих их глинистых минералов, набухающих под воздействием буровых промывочных жидкостей на водной основе. Разбуривание пород при высоких пластовых температуре и давлении создает определенные условия фильтрации бурового раствора. В результате осмотического проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт происходит набухание глинистых пород, их лавинообразное обрушение и заполнение ствола скважины плитчатыми кусками аргиллитов и глинистых сланцев.

Кроме того, из-за разгрузки горного давления находящиеся под действием аномально высокого порового давления( АВПД) породы могут

обваливаться. Поэтому для предотвращения таких осложнений необходимо осуществлять контроль пластового давления и подбирать подходящие по плотности и ингибирующей способности буровые растворы, а также учитывать время воздействия раствора на пласт. Очень важно также применять смазывающие добавки в составе промывочной жидкости, для облегчения прохождения колонны по стволу при спуске. Добавки, помимо прочего, уменьшают и прихватоопасность фильтрационной глинистой корки, которая должна быть тонкой и прочной.

### **3.1.2 Прихваты обсадных колонн**

Прихват колонны труб – одно из распространённых и тяжелых осложнений, как в процессе бурения, так и при креплении скважины, перво причиной которых могут быть возникшие ранее осложнения. Аварии этой группы, делятся на субъективные, которые могли произойти по вине персонала, и объективные, случившиеся из-за факторов, не зависящих от действий буровой бригады. Объективные аварии происходят в интервалах геологического разреза, представленного неустойчивыми породами, в число которых входят глины, песчано-глинистые породы, хемогенные или илистые породы, аргиллиты или их переслоения. Бурение в перечисленных породах часто сопровождается сужением ствола или обвалом пород. Прихваты также разделяют на дифференциальные, и обусловленные механическим взаимодействием, например, из-за шлама, обвалившейся породы или заклинивания на участках со сложной геометрией ствола.

Причинами прихвата обсадных колонн часто являются неудовлетворительная подготовка ствола скважины и организация спуска колонн. В числе причин можно выделить несвоевременную промывку или отказ от предусмотренных планом промежуточных промывок, низкокачественную

проработку скважины перед спуском колонны, длительные остановки при спуске и т.д.), особенности примененной технологии бурения интервала (бурение без УБТ и центраторов, несоблюдение оптимальных параметров режимов бурения в породах с чередующейся твердостью, использование кривых труб и некачественной промывочной жидкости, и т.д.).

Особенно частые случаи аварий происходят при креплении кондуктора. Небольшая протяженность интервала, и как следствие – требование ускорить процесс, а также другие факторы ведут к отклонению от плана работ в процессе бурения, спуска и цементирования кондуктора, что нередко вытекает в аварийные ситуации и даже аварии с тяжелыми последствиями.

При должном контроле и отслеживании факторов, указывающих на прихватоопасную ситуацию, а также при своевременном реагировании на возникший прихват, сохраняется высокая вероятность освободить колонну и продолжить процесс спуска.

### **3.1.3 Недохождение колонны до заданной глубины**

Этот вид аварии является вытекающим из прочих осложнений. Он может быть вызван неудовлетворительным качеством подготовки открытого ствола скважины к спуску колонны, что особенно важно при спуске колонн большого диаметра или глубины. Предпосылкой к возникновению, как правило, становится результат неудовлетворительного шаблонирования ствола: во многих случаях подготовка ствола скважины к спуску обсадных колонн оканчивается на спуске долота на бурильных трубах с УБТ и проработке интервала.

Типичный случай аварии: при спуске обсадной колонны начинают фиксироваться посадки с разгрузкой до нескольких тонн. Во время остановки колонны для наращивания происходит прихват, при расхаживании – обрыв по

рабочей резьбе или телу трубы. При благоприятном исходе авария ликвидируется путём соединения оборванной колонны с оставшейся частью, и цементированием. В менее удачном случае требуется выполнение ловильных работ, либо установка цементного моста и зарезка нового ствола.

### **3.2 Предлагаемые решения**

Общим технологическим мероприятием по предотвращению возникновения аварийных ситуаций и аварий при спуске ОК является качественная проработка открытого ствола скважины, особенно мест сужения (по данным кавернометра). На этом этапе к промывочной жидкости добавляют нефть или другие антиприхватные добавки. При промывке перед спуском ОК параметры промывочной жидкости тщательно контролируют и доводят до регламентируемых для данной скважины значений. После промывки и проработки скважины ее ствол шаблонируется подготовленным шаблоном из трех-четырёх свинченных между собой обсадных труб, который спускается на бурильной колонне в скважину. В случае недохождения шаблона до забоя, или возникновении затяжек и посадок, превышающих 10 % от собственного веса колонны, производят повторную проработку данных интервалов до свободного хождения. По окончании шаблонирования скважину промывают в течение одного-двух циклов циркуляции.

#### **3.2.1 Центраторы-турбулизаторы или аналогичные технологии**

Для уменьшения случаев недохождения до заданной глубины обсадных колонн, в частности, хвостовиков, из-за дифференциального прихвата успешно

применяются конструкции, позволяющий турбулизировать поток промывочной жидкости и предотвратить прилипание колонны к стенке скважины. Сюда входят трубы со спиральными канавками на наружной поверхности и центраторы-турбулизаторы.

Согласно проведенному анализу, применение колонны труб со спиральными канавками при спуске хвостовика позволяет существенно уменьшить площадь поверхности контакта труб со стенками скважины. Благодаря этому возможно:

- значительно сократить число прихватов под действием перепада давления;
- существенно повысить качество цементирования за счёт лучшего распределения цементного раствора в затрубном пространстве;
- осуществлять спуск хвостовиков большего наружного диаметра, чем обычно, как в вертикальные скважины, так и в интервалы с большим углом наклона.

На смену классическим центраторам приходят и находят широкое применение опорно-центрирующие турбулизирующие устройства. Данные устройства представляют собой жесткие цельнометаллические центраторы, лопасти которых направлены по винтовой линии. Лопасти обычно создаются гидроформованием. Также встречаются центраторы-турбулизаторы из полимерных материалов, и имеющие в конструкции ролики для снижения сил трения при спуске колонны. Эффект от применения роликов в конструкции особенно проявляется при спуске обсадных колонн в неглубокие скважины с протяженными горизонтальными участками, где применение обычных центраторов затруднено из-за большой силы трения о стенки скважины (рисунок 11).



Рисунок 11 – Центраторы-турбулизаторы

### 3.2.2 Прорабатывающие башмаки

Прорабатывающий башмак с эксцентричным носом предназначен для крепления скважин в осложненных геолого-физических условиях. Вращающийся алюминиевый эксцентрический наконечник башмака обеспечивает низкое сопротивление при преодолении уступов, усиливают вращение наконечника башмака при старте процесса промывки и в совокупности с возвратно-поступательными движениями колонны обуславливает быстрое доведение обсадной колонны или хвостовика на проектную глубину (рисунок 12).



Рисунок 12 – Прорабатывающие башмаки

Уникальным продуктом на рынке заканчивания скважин является силовой башмак с усиленным вооружением и вращающим его гидравлическим приводом. Продукт предназначен для установки в нижней части обсадных труб, компоновки или хвостовика и позволяет вращать башмак с высокой скоростью, с небольшим моментом, прорабатывая нестабильные участки ствола скважины, участки с набухающими и обваливающимися глинами при спуске. Простота исполнения и надежность гарантируют дохождение до конечного забоя независимо от осложнений ствола, в который спускается обсадная колонна. Данный башмак помогает избежать лишней проработки после спуска колонны или хвостовика при необходимости долгого рейса для проведения каротажа, работает только от бурового насоса и не усложняет проводимые и планируемые работы и гидравлические расчеты (рисунок 13).



Рисунок 13 – Силовой башмак

### 3.2.3 Флотационные муфты

Бурение наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали или с длинным горизонтальным участком накладывает определенные трудности при спуске обсадной колонны. При спуске возникают большие силы трения колонны о стенки открытого ствола. Одним из способов, позволяющих уменьшить отрицательное влияние трения, является технология спуска обсадных колонн методом флотации.

В данной технологии нижняя часть колонны, находящаяся в интервале под большим зенитным углом, облегчается, что позволяет уменьшить сопротивление движению колонны в участке скважины а в верхней части колонны создается дополнительная нагрузка, для более успешного «проталкивания» колонны до места ее установки. Чтобы отделить нижнюю часть, заполненную воздухом или облегченным раствором, от верхней, между ними устанавливается специальная флотационная муфта, или извлекаемый пакер. Нижний конец колонны также перекрывается специальной муфтой с обратным клапаном. Эти муфты создают временный барьер внутри обсадной колонны, обеспечивая разделение между растворами в верхней и нижней частях. Примером системы, основанной на методе флотации, является система «AirLock» компании «NCS Multistage». Данная система позволяет спускать колонну обсадных труб в горизонтальных скважинах (рисунок 14).

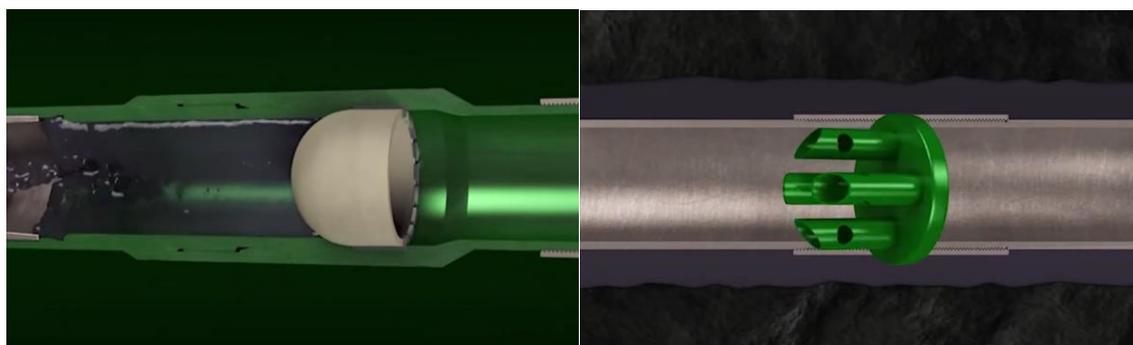


Рисунок 14 – Флотационные муфты

### 3.2.4 Система спуска обсадных колонн

Система спуска обсадных колонн (ССОК) является одной из наиболее перспективных технологий для решений множества проблем и устранения аварийных ситуаций, возникающих при спуске ОК. Клиновой захват в конструкции позволяет зафиксировать и удерживать обсадную колонну на весу

за тело трубы, не касаясь и не повреждая при этом резьбу. За время применения технологии данные устройства показали высокий уровень эффективности и надежности при выполнении работ по спуску обсадных колонн. Разработанные инструменты колонн успешно применяются при установке обсадных колонн большого диаметра в верхней части пласта, при спуске длинных и тяжелых обсадных колонн в самые сложные боковые стволы, а также для бурения на обсадной колонне.

ССОК устанавливается на верхний привод, а эксплуатация инструмента осуществляется интуитивно с пульта бурильщика. Данный инструмент позволяет бурильщику осуществлять надежное свинчивание и развинчивание соединений обсадных труб, сохраняя возможность подъема, циркуляции, заполнения и вращения колонны или хвостовика, обеспечивая таким образом быстрый и безопасный спуск колонны. Кроме того, ССОК обеспечивает возможность прокачки через себя тампонажного раствора, что позволяет плавно перейти к началу операций по цементированию после завершения спуска. Большая грузоподъемность, высокие развиваемые показатели расхода и крутящего момента позволяют достигать эффективных результатов при спуске и минимизировать риски возникновения аварийных ситуаций (рисунок 15).



Рисунок 15 – Система спуска обсадных колонн

### 3.2.5 Бурение на обсадной колонне или хвостовике

Технология бурения на обсадной колонне или хвостовике позволяет обеспечить быстрый и эффективный процесс сооружения ствола скважины, за счет одновременного совмещения операций по бурению, спуску обсадной колонны и изоляции пласта. Так как сразу после достижения проектной глубины скважина готова к цементированию интервала, это избавляет от необходимости проведения дополнительных спускоподъемных операций для спуска обсадной колонны. Помимо ускорения процесса строительства и экономии средств, бурение на ОК имеет следующие преимущества:

- из-за устранения дополнительных спускоподъемных операций предотвращается излишнее ухудшение качества ствола;
- из-за уменьшения площади сечения кольцевого канала затрубного пространства в открытом стволе скорости восходящего потока увеличивается почти в 2 раза, что позволяет лучше выносить шлам.
- из-за устранения ситуаций, приводящих к возникновению таких проблем на забое, как нестабильные глины, сужение ствола скважины, закупорки ствола скважины, поглощения бурового раствора, прихваты труб, уменьшается непроизводительное время.

Бурение на обсадной колонне производится с двумя способами: с извлекаемой и неизвлекаемой компоновкой. В извлекаемую компоновку включаются стандартная КНБК для наклонно-направленного бурения, расширитель ствола скважины, и специальный замок для закрепления КНБК в посадочном переводнике, устанавливаемом над последней трубой обсадной колонны. Замок одновременно выполняет функции пакера и ловильного инструмента. Крутящий момент и нагрузка на долото передаются через колонну обсадных труб. При достижении проектного забоя с помощью специальных инструментов КНБК отсоединяется и извлекается на поверхность, в скважину спускается обратный клапан, и производится цементирование колонны.

При бурении неизвлекаемой компоновкой к нижней обсадной трубе крепится только специальное буровое долото, но также в компоновку иногда включают обратные клапаны или центраторы. По окончании бурения интервала извлечение бурового долота через обсадную колонну уже не требуется, так как оно изготавливается из специальных легкоразбуриваемых сплавов, и по окончании процесса бурения остаются на забое в роли башмака обсадной колонны. Его можно будет разбурить вместе с цементным мостом при бурении следующего интервала, что также позволяет не проводить дополнительную спускоподъемную операцию (рисунок 16).

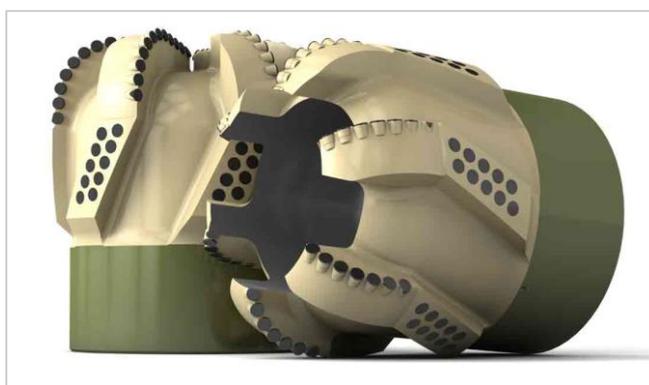


Рисунок 16 – Долото

## **Выводы**

Анализ способов увеличения вероятности спуска обсадных колонн до проектной глубины показал, что в настоящее время существует достаточное количество эффективных методов и технологий, позволяющих уменьшить число возникающих аварийных ситуаций и аварий, связанных с недохождением колонны до проектной глубины. Наиболее оптимальным способом действий является, в первую очередь, качественная подготовка ствола скважины к спуску колонны, неукоснительное соблюдение предписанного плана работ, и в дополнение к этому применение одной из специальных технологий, позволяющего облегчить процесс спуска колонны, либо сочетание нескольких.

Однако в каждой конкретной ситуации требуется индивидуальное решение, и оценка целесообразности применения тех или иных методов для управления рисками.

## **4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **Введение**

Нефтяные и газовые скважины с каждым годом становятся все сложнее и дороже, а скорость и эффективность их строительства все сильнее влияет на рентабельность разработки новых запасов.

От качества спроектированной скважины зависит и то, сколько в конечном итоге будет извлечено нефти или газа на поверхность. Во время бурения необходимо обеспечивать наиболее рациональное проектирование техники и технологии строительства скважины, качественное вскрытие продуктивного пласта и цементирование ствола скважины, отсутствие аварий и осложнений.

В ходе научно-исследовательской работы требуется провести анализ существующих методов проектирования и строительства разведочной газовой скважины.

Целью ВКР является выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

исследования.

## 4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Целью подбора технологии строительства скважины является строительство надежной, эффективной, соответствующей требованиям заказчика конструкции в установленные сроки. Существуют различные методы строительства скважин (таблица 32).

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

Таблица 32 – Карта сегментирования рынка услуг по строительству скважин

		Способ проектирования и строительства скважин		
		Привлечение ГСП	Привлечение ЕРС-подрядчика	Раздельный сервис
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			
		– Газпром	– Новатэк	– Лукойл

По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом проектирования и строительства скважин является привлечение ГСП (генерального строительного подрядчика). При анализе строительной литературы можно сделать вывод, что раздельный сервис является довольно эффективным методом проектирования и строительства скважин, но требует от

заказчика более серьезных компетенций и более активного участия в процессе. Успех здесь в значительной мере зависит от его умения правильно организовать работу подрядчиков. Привлечение EPC-подрядчика (Engineering procurement construction) является дорогостоящей мерой в строительстве, также круг компаний, которые могут выполнять такие работы достаточно ограничен.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты (таблица 33).

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n V_i \cdot B_i, \quad (15)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 33 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Увеличение нефтеотдачи скважин	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям заказчика)	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
4. Скорость проектирования и сооружения	0,06	3	4	4	0,18	0,24	0,24
5. Надежность построенной конструкции	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность эксплуатации	0,15	5	3	3	0,75	0,45	0,45
8. Простота эксплуатации	0,12	4	2	5	0,48	0,24	0,6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
9. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2	0,32	0,32	0,16
10. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5	0,06	0,08	0,1
11. Цена	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
13. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
14. Объем гарантийного обслуживания	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,21
15. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
16. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1	57	49	52	4,27	3,31	3,62

В данной карте, Б<sub>ф</sub> – Привлечение ГСП; Б<sub>к1</sub> – Привлечение ЕРС-подрядчика; Б<sub>к2</sub> – Раздельный сервис;

#### 4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного

технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект (таблица 34).

Таблица 34 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Увеличение нефтеотдачи скважин	0,12	90	100	0,80	0,063
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям заказчика)	0,05	85	100	0,60	0,034
4. Скорость проектирования и сооружения	0,06	95	100	0,95	0,076
5. Надежность построенной конструкции	0,1	55	100	0,55	0,011
7. Безопасность эксплуатации	0,15	90	100	0,90	0,027
8. Простота эксплуатации	0,12	90	100	0,90	0,036
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
9. Конкурентоспособность продукта	0,08	95	100	0,60	0,076
10. Уровень проникновения на рынок	0,03	75	100	0,50	0,023
11. Цена	0,04	80	100	0,80	0,032
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	95	100	0,70	0,048
13. Послепродажное обслуживание	0,05	85	100	0,85	0,043
6. Объем гарантийного обслуживания	0,04	90	100	0,90	0,036
14. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,65	0,038

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i = 66,02, \quad (16)$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 79 до 60, то перспективность технического решения выше среднего.

## 4.2 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 35 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут

проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа представлены в таблице 36.

Таблица 35 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения:</p> <p>С1. Высокая квалификация персонала;</p> <p>С2. Самостоятельный выбор поставщиков МТР и субподрядчиков, контроль работы всех привлекаемых организаций;</p> <p>С3. Доступность метода;</p> <p>С4. Несет гарантийные обязательства по реализованному объекту в полном объеме.;</p> <p>С5. Фиксированная стоимость выполнения услуг в согласованном ТЗ.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения:</p> <p>Сл1. Качество строительных объектов ухудшено за счет снижения расходов на материалы;</p> <p>Сл2. Затягивание сроков строительства;</p> <p>Сл3. Необходимость привлечения аудиторской компании для контроля качества хода строительства.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Растущий рынок строительства разведочных скважин;</p> <p>В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин;</p> <p>В3. Уменьшение экологического ущерба;</p> <p>В4. Увеличение безотказной работы разведочной скважины</p> <p>В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Низкий спрос на услуги ГСП подрядчика;</p> <p>У2. Развитая конкуренция на рынке;</p> <p>У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним

условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 36, таблице 37, таблице 38, таблице 39.

Таблица 36 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	+	-
	B2	-	-	+	+	+
	B3	0	-	+	+	+
	B4	+	-	0	+	+
	B5	+	-	+	+	+

Таблица 37– Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	+
	B3	+	-	+
	B4	+	+	+
	B5	-	-	-

Таблица 38 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	+	-	-
	У2	-	+	+	-	-
	У3	-	+	+	-	-

Таблица 39 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	+
	У3	-	+	+

В таблице 40 представлена итоговая матрица SWOT–анализа.

Таблица 40 – Итоговый SWOT анализ

	<p>Сильные стороны научно-технологического решения:</p> <p>С1. Высокая квалификация персонала;</p> <p>С2. Самостоятельный выбор поставщиков МТР и субподрядчиков, контроль работы всех привлекаемых организаций;</p> <p>С3. Доступность метода;</p> <p>С4. Несет гарантийные обязательства по реализованному объекту в полном объеме;</p> <p>С5. Фиксированная стоимость выполнения услуг в согласованном ТЗ.</p>	<p>Слабые стороны технологического решения:</p> <p>Сл1. Качество строительных объектов ухудшено за счет снижения расходов на материалы;</p> <p>Сл2. Затягивание сроков строительства;</p> <p>Сл3. Необходимость привлечения аудиторской компании для контроля качества хода строительства.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Растущий рынок строительства разведочных скважин;</p> <p>В2. Лучшее решение для повышения дебита скважин;</p> <p>В3. Уменьшение экологического ущерба;</p> <p>В4. Увеличение безотказной работы разведочной скважины</p> <p>В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>– Экономическая эффективность и повышенная безопасность;</p> <p>– Удобство: один контрагент (подрядчик) отвечает за проект на всех этапах</p>	<p>– Отсутствие критических несоответствий в ходе аудиторской проверки;</p> <p>– Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>

## Продолжение таблицы 40

Угрозы: У1. Низкий спрос на услуги ГСП подрядчика; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.	– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.	– Вести постоянный мониторинг технических решений в строительстве скважин.
--	--	--

По итогам SWOT-анализа можно сделать следующие выводы:

– Технологическое решение имеет значительное количество сильных сторон. Самостоятельный выбор поставщиков МТР и субподрядчиков, контроль работы всех привлекаемых организаций, а также фиксированная стоимость выполнения услуг в согласованном ТЗ повышает экономическую эффективность и безопасность данного метода;

– Также исследование имеет свои минусы, которые объясняются сложностью реализации проекта. При внедрении инноваций, которые влияют на надёжность построенной скважины, необходимо понимать целесообразность инвестирования в новое оборудование и технологии, в сравнении с убытками от возможных аварийных ситуаций.

### 4.3 Планирование научно-исследовательских работ

#### 4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

– построение графика проведения научных исследований.

Таблица 41 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Руководитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

#### 4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}, \quad (17)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;  
 $t_{min_i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;  
 $t_{max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_{pi}$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{ч_i}, \quad (18)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;  
 $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;  
 $ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (19)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;  
 $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дней;  
 $k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (20)$$

где  $T_{\text{кал}}$  – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$  – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$  – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе  $T_{ki}$  и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 42).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{ дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

В 2021 году –  $T_{\text{кал}} = 365$  дней,  $T_{\text{вых}} = 118$  дней,

Подставим численные значения в формулу:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{ дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу 43.

Таблица 43 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человек а дни	$t_{max}$ , человек а дни	$t_{ожі}$ , человек а дни			
Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Выбор алгоритма исследований	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение литературы по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Составление и утверждение тех. задания	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	11,0	Исполнитель	10	13
Проведение расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 42 строим план график, представленный в таблице 44.



#### 4.4 Бюджет научно-технической разработки

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

##### 4.4.1 Расчет материальных затрат НИИ

Расчет материальных затрат НИИ включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_m = (1 + k_m) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расх\ i}, \quad (21)$$

где  $k_m$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;  
 $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{расх\ i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 45 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество		Цена за ед., руб.		Затраты на материалы, м <sup>3</sup> , руб.	
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 1	Исп. 2
Картридж	шт.	1	1	350	400	350	400
Бумага	шт.	1	1	740	740	750	750
Итого:						1100	1150

#### 4.4.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом.

Норма амортизации: рассчитывается по формуле:

$$H_A = \frac{I}{n}, \quad (22)$$

где  $n$  – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot t, \quad (23)$$

где  $I$  – итоговая сумма, тыс. руб.;

$t$  – время использования, мес.

#### 4.4.3 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 46). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 46 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во ед.	Срок полезного использования, лет	Время использования, мес.	НА, %	Цена оборудования, руб.	Амортизация
1	Бурильная колонна с утяжеленными трубами	1	4	6	25	1 800 000	225 000
2	Бурильная колонна с легкосплавными трубами	1	4	6	25	2 200 000	275 000
3	Принтер	1	4	6	25	8000	1000
4	Компьютер	1	4	6	25	55 000	6875
Итого:						4 063 000	507 875

#### 4.4.4 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (23)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (24)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дней  $M=11,2$  месяцев, 5 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{мс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{мс}, \quad (25)$$

где  $Z_{мс}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент ( $k_{пр} = 0,3$ , т. е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок ( $k_d = 0,2$ , т. е. 20% от  $Z_{тс}$ );

$k_p$  – районный коэффициент (для Томска  $k_p = 0,3$ , т. е. 30%).

Таблица 47 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{мс}$ , руб.	$k_{пр}$ , %	$k_d$ , %	$k_p$ , %	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель проекта	80000	30	20	30	144000	6413	18	115 434
Исполнитель	30000	30	20	30	54000	2712	39	105 768
Итого, $Z_{осн}$ :								221 202

#### 4.4.5 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (26)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 48 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	115 434	17 315,1
Исполнитель	0,15	105 768	15 865,2
Итого:		221 202	33 180,3

#### 4.4.6 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}), \quad (27)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{внеб} = 0,302$  (30.2%).

Таблица 49 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	115 434	17 315,1
Исполнитель	105 768	15 865,2
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30,2%	
Итого:	76 823,45	

#### 4.4.7 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{нр}, \quad (28)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{нр} = 16\%$ .

$$\begin{aligned} Z_{накл1} &= (1100 + 507\,875 + 221\,202 + 33\,180,3 + 76\,823,45) \cdot 0,16 \\ &= 134\,428,9 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Z_{накл2} &= (1150 + 507\,875 + 221\,202 + 33\,180,3 + 76\,823,45) \cdot 0,16 \\ &= 134\,436,9 \text{ руб.} \end{aligned}$$

## 4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Таблица 50 – Расчет бюджета затрат НТИ

Статьи							
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Стоимость бюджета
507 875	1100	221 202	33 180,3	76 823,45	840 180,8	134 428,9	974 609,7

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется НИ «Выбор технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область)» по форме, приведенной в таблице 51. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 51 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НТИ	1100	6723	5206	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	507 875	580 100	611 400	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	221 202	225 472	225 472	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	33 180,3	33 821	33 821	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	76 823,45	78 306,49	78 306,49	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	134 428,9	123 267,6	124 192,88	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НТИ	974 609,7	1 072 330	1 106 878	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

#### 4.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в

ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (28)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{974\,609,7}{1\,106\,878} = 0,88$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{1\,072\,330}{1\,106\,878} = 0,97$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = \frac{1\ 106\ 878}{1\ 106\ 878} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (29)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 52 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Увеличение нефтеотдачи скважин	0,12	5	3	2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям заказчика)	0,05	5	3	4
4. Скорость проектирования и сооружения	0,06	3	4	4
5. Надежность построенной конструкции	0,1	5	3	4
7. Безопасность эксплуатации	0,15	5	3	3
8. Простота эксплуатации	0,12	4	2	5
9. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2
10. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5
11. Цена	0,05	2	3	4
12. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4
13. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4

Продолжение таблицы 52

14. Объем гарантийного обслуживания	0,06	4	4	2
15. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4
16. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5
Итого	1	57	49	52

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 4,27$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 3,31$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 3,62$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{4,27}{0,88} = 4,85;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{3,31}{0,97} = 3,41;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}} = \frac{3,62}{1} = 3,62;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{мин}}, \quad (30)$$

Таблица 53 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,88	0,97	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,27	3,31	3,62
3	Интегральный показатель эффективности	4,85	3,41	3,62
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,42	1	1,06

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности.

#### **4.7 Выводы по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Результатом анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации НИР как наиболее подходящего и оптимального по сравнению с другими.

2. В ходе планирования для руководителя и инженера был разработан график реализации этапа работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Определено следующее: общее количество календарных дней для выполнения работ составляет 63 дня; общее количество рабочих дней, в течение которых работал инженер, составляет 39 дней; общее количество рабочих дней, в течение которых работал руководитель, составляет 18 дня;

3. Для оценки затрат на реализацию проекта разработан проектный бюджет, который составляет 974 609,7 руб.

Результат оценки эффективности ИР показывает следующие выводы:

1) значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,88, что является показателем того, что ИР является финансово выгодной по сравнению с аналогами;

2) значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,27, по сравнению с 3,31 и 3,62;

3) значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,85 по сравнению с 3,41 и 3,62, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

## **5. Социальная ответственность**

### **Введение**

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2840 метров на газовом месторождении (Тюменская область). При проектировании определяются все необходимые технические и технологические решения, такие как конструкция скважины, породоразрушающий инструмент, режимы бурения, аспекты заканчивания скважины и испытания скважины. Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы проектными офисами для сооружения разведочных скважин на территории Тюменской области.

Рабочей зоной при эксплуатации решений, описанных в 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, спускоподъемные операции, крепление скважины, СМР (строительно-монтажные работы).

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

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

Нормальная продолжительность рабочего времени на месторождениях полезных ископаемых и участках их разработки – 40 часов в неделю, для рабочих и служащих в возрасте от 16 до 18 лет – 36 часов в неделю, в возрасте от 15 до 16 лет, а также учащихся в возрасте от 14 до 15 лет – 24 часа в неделю.

Нормальная продолжительность рабочего времени на работах с вредными условиями труда – 36 часов в неделю. Сокращение нормальной продолжительности рабочего времени вводится в тех случаях, когда время ежедневной работы во вредных условиях составляет не менее 50 % рабочего времени.

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты.

## **5.2 Производственная безопасность**

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003-2015 [2]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 54 – Возможные опасные и вредные факторы на рабочем месте работника буровой бригады

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [1]
2. Климатические и погодные условия на рабочем месте	+	+	-	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». [2]
3. Загазованность рабочей зоны	+	+	+	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы. [3]
4. Повышенный уровень шума	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; [5]
5. Повышенный уровень локальной вибрации				ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [6]
6. Факторы, связанные с электрическим током	+	-	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [4]

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

При проектировании строительных работ на газовом месторождении строители подвергаются следующим вредным производственным факторам относятся следующие факторы.

#### **5.3.1 Недостаточная освещенность на рабочем месте**

Рациональное производственное освещение имеет большое значение для создания благоприятных условий труда на предприятиях. Неудовлетворительное освещение затрудняет работу, снижает производительность труда, приводит к заболеваниям органов зрения и несчастным случаям. Световое излучение оказывает воздействие на органы зрения и весь организм, изменяя частоту пульса, нарушая процессы обмена и нервно-психическое состояние.

Для строительных площадок и участков работ необходимо предусматривать общее равномерное освещение. При этом освещенность должна быть не менее 2 лк независимо от применяемых источников света, за исключением автодорог. При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов.

На рабочих местах, где отсутствует естественное освещение и условия освещения в целом оценены классом 3.2., можно снизить или устранить «вредность» за счет выполнения следующих мероприятий:

– защита временем (в случае пребывания работника в помещении без естественного освещения менее 25% рабочей смены, условия труда по естественному освещению оцениваются как допустимые (класс 2), а от 25% до 75% - как вредные 1-й степени (класс 3.1));

– улучшение условий, создаваемых искусственным освещением.

При строительных работах в условиях плохой видимости рекомендуется применение искусственного освещения. Рекомендуется комбинированное освещение согласно СНиП 23-05-95 [4].

### **5.3.2 Климатические и погодные условия на рабочем месте**

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, приравненных к районам крайнего Севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуре воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

При нагревающем микроклимате у человека могут проявляться следующие поражения: тепловой удар, солнечный удар, судорожная болезнь или тепловые судороги, вызываемые длительным воздействием высокой температуры воздуха и теплового излучения.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

### **5.3.3 Загазованность воздуха рабочей зоны**

Загазованность на территории газодобывающего предприятия способствует появлению взрывоопасных смесей при достижении высокой

концентрации.

Загазованность рабочей зоны вызывает респираторные заболевания, такие как пневмокониозы, хроническая обструктивная болезнь легких.

Предельно допустимая концентрация природного газа в воздухе составлять  $300 \text{ мг/м}^3$  согласно ГОСТ 5542-2014 [6].

Требуется постоянный контроль за концентрацией природного газа в воздухе, недопущение утечек газа из установок. Для периодических замеров работнику следует применять переносной газоанализатор. Необходимо устанавливать не менее 1 датчика на каждые  $100 \text{ м}^2$  площади помещения согласно ОСТ 51-45-76 [7].

#### **5.3.4 Повышенный уровень локальной вибрации**

Источниками локальной вибрации, передающейся через руки работающего, являются насосные установки, талевая система, ручной ударный и электроинструмент.

Под действием вибрации у человека возникает вибрационная болезнь. При всех видах вибрационной болезни нередко наблюдаются изменения со стороны центральной нервной системы. У рабочих виброопасных профессий с большим стажем возникают невриты слуховых нервов и даже понижение слуха. 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 [6]. Для снижения уровня локальной вибрации применяют виброгасители, виброизоляторы, рукояти ручного и электроинструмента с демпфирующим покрытием.

### **5.3.5 Повышенный уровень шума**

Источниками шума на буровой являются: насосы, электродвигатели, буровой станок, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают насосные агрегаты.

Исследования показывают, что повышенный уровень шума отрицательно сказывается на условия труда, а также оказывает вредное воздействие на организм человека. Повышается утомляемость, а также влечет необратимые изменения в органах слуха. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, нарушает координацию движений, а также негативно сказывается на сердечно-сосудистую и нервную систему.

Уровень шума регламентируется согласно СП 51.13330.2011. Для рабочего места такого типа устанавливается эквивалентный уровень звука  $\leq 80$  дБА. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности по ГОСТ 12.4.026. Работающих в этих зонах администрация обязана снабжать средствами индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051. Основные применяемые меры:

- средства коллективной защиты (расположение оборудования, применение звукоизолирующих материалов);
- средства индивидуальной защиты (беруши, наушники);
- дистанционное управление оборудованием;
- своевременный ремонт оборудования.

### **5.3.6 Факторы, связанные с электрическим током**

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых

может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

Во избежание поражения электрическим током работник строительной организации должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 [8].

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе строительных работ [9]:

– Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа, наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10].

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая

вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при строительных работах первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 55 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 55 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геологоразведочных работах

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель
Атмосфера	Выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников, такие как дизельная электростанция, склад ГСМ, спецтехника.	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации Оснащение системой контроля загазованности.
Гидросфера	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.	Для приема и утилизации хозяйственно – бытовых сточных вод в пределах участка поисковых работ предусматривается использование септиков и надворных туалетов, которые будут располагаться за пределами водоохранных зон поверхностных водотоков.

В целях охраны и рационального использования земельных ресурсов при производстве СМР (строительно-монтажных работ) должны соблюдаться следующие основные требования к их проведению:

– недопущение захламления строительной зоны мусором, отходами изоляционных покрытий и других материалов, а также загрязнение ее горюче смазочными материалами;

– использование парка строительных машин и механизмов, имеющих минимально возможное удельное давление ходовой части на подстилающие грунты, в целях снижения техногенного воздействия;

По окончании реконструкции земли подлежат рекультивации, которая заключается в приведении земель в состояние, пригодное для их дальнейшего использования по назначению. Рекультивация земель является одной из важнейших составляющих комплекса мероприятий по восстановлению природных ресурсов [12].

## **5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при полевых геологических работах является возникновение лесного пожара. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы: [15]

- 1) предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- 2) ограничение сферы распространения огня;

3) обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;

4) создание условий для эффективного тушения пожара.

Все работы будут выполняться в соответствии с требованиями нормативных документов в области охраны труда и промышленной безопасности: Трудовым кодексом Российской Федерации от 30 декабря 2001 г. N 197-ФЗ (ТК РФ), ЕПБ при разработке месторождений открытым способом (ПБ 03-498-02 утв. Постановлением Госгортехнадзора РФ от 09.09.2002 г. N 57), Правилами безопасности при геологоразведочных работах (Санкт-Петербург 2005 г.), а также «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей», «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно ГОСТ 12.1.004-91. Внешнее оформление и указательные знаки для определения мест расположения первичных средств пожаротушения должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.4.009-83.

Огнетушители должны размещаться в легкодоступных и заметных местах, где исключено попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное (без заградительных щитков) воздействие отопительных и нагревательных приборов. Класс пожара в случае возгорания буровой установки – В2, горение неполярных жидкостей, которые являются легковоспламеняемыми и/или горючими; под воздействием высоким температур они имеют свойство плавиться. Сюда относятся масла, бензин, мазут, керосин, ряд полимерных материалов.

## **5.6 Вывод**

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы вредные и опасные производственные факторы, которые присутствуют в зоне буровой установки, соответствие фактических значений

нормативным документам, предложены мероприятия по снижению их воздействия на работающих. Буровая установка относится ко второй группе помещения с повышенной опасностью поражения электрическим током, к обслуживанию которой допускается квалифицированный персонал, имеющий группу по электробезопасности не ниже 2. Категория тяжести труда на буровой установке согласно СанПиН 1.2.3685-21 относится к категории III (Работы, связанные с постоянными передвижениями, перемещением и переноской значительных (свыше 10 кг) тяжестей и требующие больших физических усилий).

Критерии классификации условий труда на рабочем месте устанавливаются предусмотренной частью 3 статьи 8 настоящего Федерального закона методикой проведения специальной оценки условий труда. Согласно СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности», буровая установка относится к категории А (повышенная взрывопожароопасность) [17] и относится к объектам 1 категории, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду [18].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе показана актуальность и теоретическая часть рассматриваемой темы. Это сделано во введении и в первой главе. Основную же часть данной работы занимает ее техническая часть, а именно вторая глава в ней подробно рассмотрены и показано проектирование конструкции скважины с обоснованием конструкции эксплуатационного забоя, построением совмещенного графика давлений, определением числа обсадных колонн и глубины их спуска, а также выбором интервалов цементирования с расчетом диаметров скважины и обсадных колонн, а также проектированием обвязки обсадных колонн. Далее было рассмотрено проектирование процессов углубления скважины, произведен выбор способа бурения, выбор породоразрушающего инструмента с расчетами осевой нагрузки на долото и частоты его вращения, произведен расчёт необходимого расхода бурового раствора, осуществлен обоснованный выбор типа забойного двигателя с проектированием и расчетом компоновок бурильной колонны, а также обоснованием типов и компонентного состава буровых растворов, была произведена разработка гидравлической программы промывки скважины, показаны технические средства и режимы бурения при отборе керна. Также в данной главе было рассмотрено проектирование процессов заканчивания скважин с расчетом обсадных колонн на прочность и выбором их технологической оснастки, было произведены расчеты и обоснования параметров цементирования скважины, показано проектирование процессов испытания и освоения скважины и совершен выбор буровой установки.

Проведенный в данной работе анализ горно-геологических условий бурения соответствует созданию качественной конструкции скважины со всеми необходимыми сооружениями и с учетом высокого пластового давления.

Для эффективного строительства в работе были спроектированы возможные и оптимальные параметры режима бурения, рассчитаны на

прочность и подобраны компоновки бурильной колонны. Был изучен опыт строительства данных скважин в имеющемся регионе, это было проведено с учетом крепости пород. Также были выбраны долота: для бурения под направление – шарошечное, а для бурения под кондуктор, техническую, эксплуатационную колонны и хвостовик – PDC долота. УБТ обеспечивает сохранность вертикальности ствола скважины.

В работе были подобраны оптимальные режимы работы буровых насосов, необходимые типы, подходящий компонентный состав и точные параметры бурового раствора, что было сделано с помощью разработки гидравлической программы промывки. Для минимизации возможных осложнений были спроектированы необходимые буровые растворы.

Применения бурильной головки PDC, а также секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс решали задачу увеличения выноса керна.

В работе был произведен расчет обсадных колонн на прочность, что помогло подобрать характеристики обсадных колонн, необходимых в данном конкретном случае. Для обеспечения прочности эксплуатационная колонна была спроектирована двухсекционной с подходящей группой прочности E. А для увеличения герметичности выбраны трубы ОТТГ.

Также для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. В качестве буферной жидкости для улучшения смыва глинистой корки используются два состава. С целью уменьшения стоимости проекта выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИ-97/146.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-168x245x324 К1 ХЛ., ОП6-350/80x35., АФ6-80/65x35.

Для проведения работ выбрана буровая установка Уралмаш 3Д-86-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Внимательно рассмотрен анализ способов увеличения спуска обсадных колон до проектной глубины

Таким образом в данной работе разработаны оптимальные технологические проектные решения для создания вертикальной разведочной скважины глубиной 2840 м на рассматриваемом месторождении в Тюменской области. Спроектированные технологические решения соответствуют существующим требованиям производственной и экологической безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

2. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Томский политехнический университет, 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. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

5. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

6. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях / разработан Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

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

разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

8. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование / разработан Государственным комитетом Совета Министров СССР по делам строительства. – Текст: непосредственный.

9. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования / разработан Государственным комитетом Российской Федерации по стандартизации и метрологии. – Текст: непосредственный.

10. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

11. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

12. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

13. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования / разработан Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии. – Текст: непосредственный.

14. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017) / разработан Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору. – Текст: непосредственный.

15. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции / разработан Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

16. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин / разработан ГосГорТехнадзор России. – Текст: непосредственный.

17. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР – Текст: непосредственный.

18. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты / разработан Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии – Текст: непосредственный.

19. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ). – Текст: непосредственный.

20. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок». – Текст: непосредственный.

21. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений / разработан Госстроем России. – Текст: непосредственный.

22. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации» / разработано Правительство Российской Федерации – Текст: непосредственный.

23. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения / разработан Комитетом стандартов, мер и измерительных приборов при Совмине СССР. – Текст: непосредственный.

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

25. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель» / разработано Правительством Российской Федерации. – Текст: непосредственный.

26. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин. – Текст: непосредственный.

27. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. – Текст: непосредственный.

28. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин». – Текст: непосредственный.

29. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. – Текст: непосредственный.

30. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019). – Текст: непосредственный.

31. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях». – Текст: непосредственный.

32. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. – Текст: непосредственный.

33. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции. – Текст: непосредственный.

34. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – Текст: непосредственный.

35. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Текст: непосредственный.

36. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности». – Текст: непосредственный.

37. Васильев, С. Г. Основные проблемы качественного спуска обсадной колонны / С. Г. Васильев, А. Л. Болдырев, Р. К. Бакиев. Текст: непосредственный / Молодой ученый, 2020. – 217 с.

38. Меринов, И. А. Предупреждение и ликвидация аварий с обсадными колоннами при строительстве скважин / И. А. Меринов, О. В. Савенок. – Кубань.: «Издательский Дом – Юг», 2017 – 169 с.

39. Булатов, А.И. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин / А. И. Булатов, О. В. Савенок – Краснодар.: ООО «Просвещение-Юг», 2010. – 522 с.

40. Смирнов, О. О. Осложнения при спуске обсадных колонн / О. О. Смирнов, О. О. Сафин. – Уфа.: Изд-во при УГНТУ, 2017 – 12 с.

41. Пятибратов, А.Ю. Системы спуска обсадных колонн. Инструмент и оборудование / А. Ю. Пятибратов. Уфа.: Изд-во при УГНТУ, 2018. – 137 с.

42. Кейн, С.А. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн. Техника и технология бурения / С. А. Кейн, Д.О. Окадьев, И.Н. Плеханов. – Кубань.: «Издательский Дом – Юг», 2015. – 39 с.

43. Малюков, В. П. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений. / В. П. Малюков, М. А. Траоре. – М.: Изд-во при Российском университете дружбы народов, 2017. – 94 с.

## Приложение А

### Горно-геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое Подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешен ная величина)
от	до	мощность	название	Угол		
(кровля)	(подошва)			град	мин.	
1	2	3	4	5	6	
0	65	65	четвертичные отл.	-	-	1,25
65	160	95	туртасская свита	-	-	1,25
160	230	70	новомихайловская свита	-	-	1,25
230	310	80	атлымская свита	-	-	1,25
310	420	110	тавдинская свита нижний средний ярус	-	-	1,25
420	490	70	тавдинская свита верхний ярус	-	-	1,25
490	720	230	люлинворская свита	-	-	1,25
720	815	95	талицкая свита	-	-	1,20
815	940	125	ганькинская свита	-	-	1,20
940	1120	180	березовская свита	-	-	1,20
1120	1140	20	кузнецовская свита	-	-	1,20
1140	2070	930	покурская свита	-	-	1,20
2070	2200	130	алымская свита	-	-	1,20
2200	2630	430	черкашинская свита	-	-	1,20
2630	2850	170	ахская свита	-	-	1,10

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания			Стратиграфическое подразделение		Стандартная характеристика горной породы
г (кровля)	До (подошва)	мощность (толщина)	название	индекс	
1	2	3	4	5	6
0	65	65	четвертичные отл.	Q	Чередование озерно-аллювиальных супесей, желтовато-серые пески с прослоями серых и коричневых охристых песчаных глин и суглинков
65	160	95	туртасская свита	P <sub>3/3</sub>	Глины зеленовато-серые с включениями глауколита, алевролиты с прослоями диатомитов
160	230	70	новомихайловская свита	P <sub>3/2</sub>	Глины серые алевролитовые, алевролиты и кварцево-шпатовые пески с прослоями бурых углей и лингнита
230	300	80	атлымская свита	P <sub>3/1</sub> - P <sub>3/2</sub>	Пески светло-серые, кварцево-шпатовые с включениями обугленных растительных остатков, прослой алевролитов, глин и бурых углей
310	400	110	тавдинская свита нижний средний ярус	P <sub>2/3</sub> – P <sub>3/1</sub>	Глины зеленовато-серые, алевролитистые, встречаются тонкие линзочки известняков, сидерита
420	470	70	тавдинская свита верхний ярус	P <sub>2/3</sub> - P <sub>3/1</sub>	Глины зеленовато-серые, алевролитистые, встречаются тонкие линзочки известняков, сидерита
490	730	230	люлинворская свита	P <sub>2</sub>	Три подсвиты: нижняя представлена опоками, средняя- диатомитами и диатомитовыми глинами светло- серыми, верхняя- глинами зеленовато- серыми с прослоями глинистых диатомитов

Продолжение таблицы А.2

720	825	95	талицкая свита	Р <sub>1</sub>	Глины темно- серые, слабоалевролитовые, иногда известковых
815	910	125	ганькинская свита	К <sub>1</sub>	Глины зеленовато- серые с прослоями известняков и мергелей
940	1105	180	березовская свита	К <sub>2</sub>	В нижней подсвите опоки, опокovidные глины серые и светло-серые, верхняя подсвита сложена серыми прослоями глин, редкие прослоидиатомитовых
1120	1140	20	кузнецовская свита	К <sub>2</sub>	Глины темно- серые, плотные с небольшим содержанием алевритового материала
1140	2050	930	покурская свита	К <sub>1</sub> - К <sub>2</sub>	Пески серые с прослоями глин алевритистых, отмечаются прослой глинистых известняков сидеритов
2050	2200	130	алымская свита	К <sub>1</sub>	Глины аргелитоподобные, темно-серые, в средней части свиты с прослоями алевролитов, реже песчаников, в встречаются маломощные прослойки глинистых известняков
2200	2630	430	черкашинская свита	К <sub>1</sub>	Переслаивание глин темно- серых, алевролитов и песчаников
2630	2850	170	ахская свита	К <sub>1</sub>	Верхняя подсвита сложена глинами аргилитоподобными, темно- серыми с невыдержанными по площади алеврито- песчаными пластами. Включения притизированных водорослей, пирит

Таблица А.3 – Газоносность

Индекс пласта	Интервал залегания		Тип коллектора	Тип флюида	Проницаемость пласта, мДа	Коэффициент газо-, конденсато-, нефтенасыщенности	Ожидаемый дебит, тыс.м <sup>3</sup> /сут
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
К <sub>2</sub>	1120	1140	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К <sub>1</sub> - К <sub>2</sub>	1140	2070	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К <sub>1</sub>	2070	2200	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К <sub>1</sub>	2200	2630	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	100
К <sub>1</sub>	2630	2810	Порово-каверново-трещинный	газ-вода	0.2-100	0.75-0.9	170

Таблица А.4 – Осложнения

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения	Условия возникновения Осложнений
от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	30	Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При бурении слабосцементированных пород
30	310	Обвалы стенок скважин, кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, зашламование, прихватообразование, водопроявление	При бурении слабосцементированных пород
310	650	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При прохождении соленосных отложений за счет вымывания кам. соли вследствие несоблюдения технологии бурения
650	1450	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявления	При прохождении соленосных отложений, кавернозных, сильнотрещиноватых, брекчированных карбонатных пород, продуктивных пластов в случае несоблюдения технологии бурения
1450	2100	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости	При прохождении соленосных отложений, трещиноватых долеритов в случае несоблюдения технологии бурения
2100	2850	Кавернообразование, поглощение промывочной жидкости, газопроявления	При прохождении соленосных отложений, трещиноватых долеритов, терригенных пород, продуктивных пластов

Таблица А.5 – Механические свойства горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Категория твёрдости	Коэффициент пластичности	Категория абразивности	Категория твёрдости породы по промысловой классификации
	от(верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	65	2000	10.0 - 30.0		6 до б/н		мягкая
P <sub>3/3</sub>	65	160	2100	10.0 - 30.0	3.0-6.0	6 до б/н	5-8	средняя
P <sub>3/2</sub>	160	310	2540	1.0 -20.0	2.0-7.0	2-6	2-4	средняя, твёрдая
P <sub>2/3</sub> – P <sub>3/1</sub>	310	490	2600	1.0 -20.0	2.0-7.0	2-6	1-5	средняя, твёрдая
P <sub>2</sub>	490	720	2600	1.0 -10.0	2.0-7.0	2-6	2-6	средняя, твёрдая
P <sub>1</sub>	720	1120	2600	1.0 -6.0	2.0-7.0	2-6	1-6	средняя, твёрдая
K <sub>2</sub>	1120	1140	2670	1.0-25.0	2.0-7.0	2-6	1-6	средняя, твёрдая
K <sub>2</sub>	1140	2070	2200	1.0 -6.0	3.0- 9.0	2-6	1-8	средняя, твёрдая
K <sub>1</sub>	2070	2200	2700	1.0 -6.0	2.0-7.0	2-6	2-8	средняя, твёрдая
K <sub>1</sub>	2200	2630	2700	1.0 – 12.0	3.0- 9.0	2-6	1-8	средняя, твёрдая
K <sub>1</sub>	2630	2850	2300	1.0 – 12.0	2.0-7.0	2-6	2-8	средняя, твёрдая

## Приложение Б

### Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-70 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	70	490 С-ЦВ Уралмаш	250	0,65	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник Н-171/161	61	0,538	
			УБТС2-203	4280	20	
			Переводник П-161/162	90	0,53	
			ПК-127х9,19 Е	1507	48	
Σ				6188,36404	70	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-820 м)

2	70	820	.TD-393,7 SVD 619-Т1. 3 Технодрилл	35	0,3	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П- 152/152	93	0,517	
			К 295 МС	114	0,9	
			Переводник М- 152/171	60	0,517	
			Д-240РС	2547	10,1	
			Переливной клапан ПК- 240РС	105	0,48	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П- 163/152	87	0,521	
			К 295 МС	114	0,9	
			Переводник П- 163/161	87	0,521	
			УБТС2-203	2676	12	
			Переводник П- 161/147	60	0,517	
			УБТС2-178	4992	32	
			Переводник П- 147/162	63	0,527	
			ПК-127x9,19 Е	23721,74	760	
Σ			31800,7365	820		

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (820-1850м)

3	820	1850	TD-295,3 SVD 619-Т1. 3 Технодрилл	24	0,4	Бурение вертикального участка под ТК, проработка ствола перед спуском ТК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 215,9 С	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			МВР-210Т Т210.5/6.50	1669	5	
			Переливной клапан ПК- 172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	7800	50	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	55898	1790	
			Σ			

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1850-2660)

4	1850	2660	У8-215,9 СТ-СТ	20	0,2	Бурение ЭК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К 215,9 С	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			МВР2-176Т М Т176.5/6.50	1250	8,5	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС2-178	9984	64	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	80641	2583	
			Σ			

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2610-2830 м)

5	2610	2830	БИТ 146/80 В 613.01	21	0,3	Интервал отбора керна
			СК-136/80 "ТРИАС"	850	12	
			Переводник П-102/86	31	0,35	
			УБТС 105x45	4064	64	
			Переводник П-86/127	55	0	
			ПН-89x9,35 Е	58032	2753	
Σ			63053	2830		

Таблица Б.6 – КНБК для хвостовика (2660-2840 м)

6	2660	2840	TD-146,1 SPD 513-T1. 3 Технодрилл	17	0,25	Бурение вертикального участка под хвостовик, проработка ствола перед спуском хвостовика
			Переводник П-117/88	33	0,41	
			КС-146,1 СТК	24	0,3	
			Переводник М 88-117	30	0,457	
			МВР-121Т Т121.6/7.40	445	6,5	
			Переливной клапан ПК- 127РС	30	0,477	
			Обратный клапан КОБ 127РС	49	0,65	
			Переводник П-102/86	31	0,35	
			УБТС 105x45	8191,5	129	
			Переводник П-86/127	55	0,39	
			Ясс SJ-120	320	5,5	
			ПН-89x9,35 Е	56826	2696	
Σ			66051	2840		

## Приложение В

### Расчёт необходимого количества реагентов и бурового раствора

Таблица В.1 – Расчет необходимого количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала , м <sup>3</sup> .
от	до					
0	70	70	490	-	1,25	16,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 9,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>1</sub> = 0
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>бр</sub> = 71,1
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала , м <sup>3</sup> .
от	до					
70	820	750	393,7	406	1,20	118,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 66,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 3,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>2</sub> = 30,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 234,8
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>2'</sub> = 336,4

Продолжение таблицы В.1

Тех. колонна		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
Интервал бурения, м.						
от	до					
820	1850	1030	295,3	306,9	1,20	107,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 27,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 5,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> = 73,6
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 254,1
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>з'</sub> = 250,2
Экспл. колонна		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
Интервал бурения, м.						
от	до					
1850	2660	810	215,9	226,7	1,20	110,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 114,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 6,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> = 88,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 225,5
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>з'</sub> = 242,4

Окончание таблицы В.1

Хвостовик. Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k <sub>каверн.</sub>	Объем скважины в конце интервала , м <sup>3</sup> .  от
от	до					
2660	2840	180	146,1	147,1	1,10	92.9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V <sub>фил</sub> = 0,0
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V <sub>пот</sub> = 1,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V <sub>спо</sub> = 6,0
Объем раствора в конце бурения интервала						V <sub>з</sub> = -
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V <sub>бр</sub> = 198.5
Объем раствора к приготовлению:						V <sub>з'</sub> = 278.8

Таблица В.2 – Расчет потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов											
			Направление		Кондуктор		Техколонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Сода Каустическая	Регулятор pH	25,00	71,10	2,84	325,13	13,01	250,20	10,01	242,42	9,70		0,00	888,85	35,55
Глина ПБМБ	Структурообразователь	1000,00	4621,80	4,62	3576,38	3,58	8756,94	8,76	8484,65	8,48		0,00	25439,77	25,44
Кальценированная сода	Регулятор жёсткости	25,00	71,10	2,84	325,13	13,01	0,00	0,00	0,00	0,00		0,00	396,23	15,85
РАС HV	Высоков. понизитель фильтрации	25,00	71,10	2,84	130,05	5,20	500,40	20,02	484,84	19,39		0,00	1186,39	47,46
Reolub	Смазочная добавка	170,00		0,00	1625,63	9,56	1000,79	5,89	969,67	5,70		0,00	3596,09	21,15
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25,00		0,00	39,02	1,56	2001,59	80,06	1939,35	77,57		0,00	3979,95	159,20
Барит	Утяжелитель	1000,00	20982,03	20,98	95940,10	95,94	79765,14	79,77	239804,01	239,80	284354,99	284,35	720846,27	720,85
ПАА	Понизитель фильтрации	25,00		0,00		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	557,58	22,30	557,58	22,30

Продолжение таблицы В.2

ПЕНТО-465	Пеногаситель	204,00		0,00		0,00	50,04	0,25	48,48	0,24		0,00	98,52	1,00
Блэкстрол	Ингибитор	216,00		0,00		0,00	12509,91	57,92	12120,93	56,12		0,00	24630,84	114,03
ДТ	Углеводородная основа	860,00		0,00		0,00		0,00		0,00	195152,39	226,92	195152,39	226,92
Известь	Кальций	25,00									4181,84	167,27	4181,84	168,00
ЭКСТРАМ УЛ 2000	Эмульгатор	186,00									557,58	3,00	557,58	3,00
Веллрит	Гидрофобизатор	240,00									557,58	2,32	557,58	3,00
БИОСНЕМ PLUS	Регулятор реологии	25,00									557,58	22,30	557,58	23,00