

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        ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С        ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА ЧОКРАКСКИЙ ЯРУС НЕФТЯНОГО        МЕСТОРОЖДЕНИЯ</b>

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Лушников Александр Дмитриевич		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

#### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицына Любовь Юрьевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	—		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Планируемые результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»)
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в 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	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-6, УК-8, Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли»; 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
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	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды	Компетенции ФГОС ВО, СУОС ТПУ, CDIO Syllabus, АИОР, согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (19.005, «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли», 19.045 «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин»; 19.048 «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин»)



	<p>1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м</p> <p>6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1450 метров / 700 метров</p> <p>7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр хвостовика: 114 мм</p> <p>9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый</p> <p>10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный/не зацементированный хвостовик</p> <p>11.Способ освоения скважины (выбрать): МГРП/ГРП</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объёма буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p>

	2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Спицына Л. Ю., к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<b>Социальная ответственность</b>	Фех А. И., старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Лушников Александр Дмитриевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело  
 Период выполнения \_\_\_\_\_ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2021	1 Общая и геологическая часть	5
27.03.2021	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2021	3. Уменьшение объема мертвой зоны в рабочих емкостях 4ЦС – 3Д при переводе на безамбарное бурение	15
24.04.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2021	5. Социальная ответственность	15
28.05.2021	6. Предварительная защита	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	–		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7В	Лушников Александр Дмитриевич

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

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
Нормы и нормативы расходования ресурсов  Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы; 4. Налоговый кодекс РФ
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП
2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Спицына Л.Ю.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7В	Лушников А.Д.		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7В	Лушникову Александру Дмитриевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Чокракский ярус нефтяного месторождения.	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<b>Объект исследования:</b> наклонно-направленная скважина с горизонтальным окончанием на Чокракский ярус нефтяного месторождения
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <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>	ГОСТ 12.2.03-78 Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76 Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<b>Вредные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– шум</li> <li>– загазованность среды</li> <li>– температурные и ветровые условия</li> <li>– вибрация</li> <li>– недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним</li> </ul> <b>Опасные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вращающиеся механизмы</li> <li>– перемещение/падение крупных объектов</li> <li>– оборудование под избыточным давлением</li> <li>– работы на высоте</li> <li>– пары вредных веществ</li> </ul>



<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p><b>Атмосфера:</b> выброс газа влияет на чистоту воздуха.  <b>Гидросфера:</b> разлив нефти на воде, смешение нефти и артезианских вод может привести к загрязнению питьевой воды, а также к смерти обитателей акватории.  <b>Литосфера:</b> загрязнение почвы хим. веществами, вырубка леса, сокращение зеленой зоны могут привести к длительной недееспособности почвы производить растительность.</p>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p><b>Возможные ЧС:</b> аномальные погодные условия, возгорания ГСМ, лесные пожары, нефтегазоводопроярвления.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7В	Лушников Александр Дмитриевич		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 103 страницы, 33 таблицы, 10 рисунков, 17 литературных источников, 3 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, горизонтальный участок ствола, нефть, негерметичность обсадной колонны.

Объектом исследования является скважина с горизонтальным окончанием на Чокракский ярус.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4488 метров.

В специальной части проекта рассмотрены способы ликвидации негерметичностей обсадной колонны.

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

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

## Содержание

Введение.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ .....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения .....	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	19
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	20
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	20
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	21
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	23
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн .....	24
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	25
2.3.1 Выбор способа бурения.....	25
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото .....	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	28
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора .....	29
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	31
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны .....	32
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов .....	34
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность .....	41
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн .....	46
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	48
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	53
2.5 Выбор буровой установки .....	55
3 Специальный вопрос на тему «Способы ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны» .....	57
3.1 Способы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн.....	57

3.1.1	Герметизация резьбовых соединений путем докрепления их в скважине.....	58
3.1.2	Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны	58
3.1.3	Ликвидация негерметичности тампонированием.....	59
3.1.4	Восстановление герметичности обсадных колонн с применением стальных пластырей.....	61
3.1.5	Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными установками.....	61
3.2	Способы ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн действующими компаниями.....	62
3.2.1	Устранение негерметичности обсадной колонны при работах в скважинах (ОАО «Газпром»).....	62
3.2.2	Основные методы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на Ван-Еганском месторождении.....	64
3.2.3	Новая технология изоляции водопритоков на основе смол .....	66
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	68
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия .....	68
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	68
4.1.2	Организационная структура предприятия .....	68
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	70
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .....	70
4.2.2	Линейный календарный график выполнения работ .....	70
4.2.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли.....	71
5	Социальная ответственность .....	73
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
5.2	Производственная безопасность.....	76
5.3	Экологическая безопасность .....	79
5.3.1	Охрана поверхностных и подземных вод .....	79
5.3.2	Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства.....	79
5.3.3	Охрана недр .....	80
5.3.4	Охрана земельных и растительных ресурсов.....	81
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	81
5.5	Выводы по разделу социальная ответственность .....	82

Заключение .....	83
Список использованной литературы.....	85
Приложение А .....	87
Приложение Б .....	95
Приложение В.....	103

## Введение

Добыча нефти состоит из нескольких этапов и сооружение скважин – это один из первых и наиболее важных этапов, потому что от качества вскрытия пласта будет зависеть дебит скважины. Именно поэтому необходимо выбрать оптимальные проектные решения для строительства скважины, которые, учитывая геологическую информацию, позволят составить наиболее правильный технический проект на бурение скважины.

Скважина бурится на Чокракский ярус на глубину 3480 м по вертикали. Анализируя геологические данные этого месторождения, можно увидеть повышенный коэффициент кавернозности на интервале 2090 – 3480 м, достигающий до 2,15 на интервале 2870 – 3120 м. Скважина преимущественно сложена глинами и песчаниками, поэтому сразу можно предположить, что возможно будут поглощения, осыпи и обвалы, желобообразования и прочие осложнения, связанные с данным типом пород. ММП отсутствуют. Скважина имеет зону АВПД ниже 2400 м по вертикали. Имеется один нефтяной пласт на интервале 3415 – 3444 м. Газовые пласты отсутствуют.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно-направленную скважину, расположенную в Краснодарском крае.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по заданным техническим заданием условиям;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки;
- 6) проверка возможности бурения скважины в заданных условиях с выбранным оборудованием в программном комплексе “БурСофт”.

# 1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

## 1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В таблице 1 представлена литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.

Таблица 1 - Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент каверности в интервале
от (кровля)	до (подошва)	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
14	34	Антрологен	Q	0.2	-	-
34	1329 (1355)	Антропоген+куальник+химерий	Q+N <sub>2</sub> <sup>1</sup> +N <sub>2</sub> <sup>2</sup> kl+km	0.2	С-3	1,16-1,28
1329 (1355)	2089 (2453)	Понт	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> рп	0.2	-	1,20
2089 (2453)	2649 (3313)	Меотис	N <sub>2</sub> <sup>1</sup> m	0.2	-	1,23
2649 (3313)	2871 (3654)	Верхний сармат	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>3</sub>	0.2	-	1,25
2871 (3654)	3117 (4032)	Средний сармат	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>2</sub>	0.2	-	2,15
3117 (4032)	3196 (4154)	Нижний сармат	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>1</sub>	0.2	-	1,34
3196 (4154)	3359 (4404)	Караган+конка	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> kg+kn	0.2	-	1,42
3359 (4404)	3483 (4595)	Чокрак	N <sub>1</sub> <sup>2</sup> c	2-3	-	1,40

Физико-механические свойства пород представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Краткое название основной горной породы	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Пористость, %	Просачиваемость 10-милл	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сложность породы	Категория твердости	Распространенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации	Коеф Пуассона	Модуль Юнга, Ех10 <sup>10</sup> , МПа	Гидротационное разуплотнение	
	1	2																3
Q	14	34	глины	См отчет по инженерно-геологическим изысканиям, том 1750614/1054Д-П-000.000.000-ИИ2														
Q+N <sub>2</sub> <sup>1</sup> +N <sub>2</sub> <sup>2</sup> kl+km	34	1329 (1355)	глины пески	1950 1920	10 25	0,02 1,0-2,0	90 10	0-1 0-1	-	3 1,5	3 3	-	15 20	M M	0,45 0,35	0,04-0,14 0,02-0,09	-	
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> рп	1329 (1355)	2089 (2453)	глины песчаники	2100 2320	10 30	0,02 1,0	90 10	5 10	-	-	3 3	-	20 90	M C	0,45 0,30	0,04-0,14 0,09-2,87	-	
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> m	2089 (2453)	2649 (3313)	глины алевроид песчаники	2100 2340 2300 2000	20 10 30 25	0,02 0,1-0,3 0,1-0,4 1-1,5	80 5 20 10	3 3 10 10	-	-	3 3 3 3	-	15 15 90 95	MC C C M	0,45 0,20 0,30 0,35	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87 0,02-0,09	-	
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>3</sub>	2649 (3313)	2871 (3654)	глины песчаники мергели	2200 2400 2500	10 15 20	- 1,00 0,001	90 50 10	1 10 50	-	-	3 3 4	-	15 90 20	C C C	0,25 0,30 0,20	0,04-0,14 0,09-2,87 0,11-0,60	-	
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>2</sub>	2871 (3654)	3117 (4032)	глины мергели известняк песчаники	2200 2500 2600 2500	30 10 20 25	- 0,03 0,1-0,5 0,04-0,3	90 10 5 10	0-5 30 50 10	-	-	4 4 3 3	-	15 20 30 40	C C C C	0,25 0,25 0,28 0,30	0,04-0,14 0,11-0,60 0,03-1,20 0,09-2,87	-	
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> s <sub>1</sub>	3117 (4032)	3196 (4154)	глины песчаники мергели известняк	2200 2500 2600 2650	20 25 10 20	- 0,04-0,3 0,1-0,5 0,5-1,0	85 5 10 40	0 10 20 10	-	-	3 3 4 3	-	15 30 20 30	C C C C	0,25 0,30 0,25 0,28	0,04-0,14 0,09-2,87 0,11-0,60 0,03-1,20	-	
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> kg+kn	3196 (4154)	3359 (4404)	глины алевроид песчаники	2200 2750 2900	20 10 20	- 0,01 0,04-0,3	95 15 5	0-5 10 10	-	-	3 3 3	-	15 15 30	C C C	0,25 0,20 0,30	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87	-	
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> c	3359 (4404)	3483 (4595)	глины алевроиды песчаники	2200 3000 3100	20 10 30	- 0,01 0,04-0,3	95 15 5	0-5 10 10	-	-	3 3 3	-	15 15 30	C C C	0,25 0,20 0,30	0,04-0,14 0,15-1,10 0,09-2,87	-	

Таблица 1.4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетне-мерзлых пород, м		Тип многолетне мерзлых пород, основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлые породы в разрезе месторождения отсутствуют.								

Прогноз температур и давлений по разрезу представлен в таблице 3.

Таблица 3 - Температура и давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Эквивалент градиента						температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	источ- ник полу- чения
			МПа/100 м		источ- ник полу- чения	МПа/100 м		источ- ник полу- чения	МПа/100 м		источ- ник полу- чения	МПа/100 м		источ- ник полу- чения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+	14	414	1,08	1,08	РФЗ	1,08	1,08	РФЗ	1,68	1,68	РФЗ	1,90	1,90	РФЗ	16	РФЗ
N <sub>2</sub> <sup>+</sup> N <sub>2</sub> <sup>kl</sup>	414	1223 (1237)	1,08	1,08	РФЗ	1,08	1,08	РФЗ	1,81	1,81	РФЗ	1,90	1,90	РФЗ	50	РФЗ
+km	1223 (1237)	1329 (1355)	1,18	1,18	РФЗ	1,18	1,18	РФЗ	1,95	1,95	РФЗ	1,90	1,90	РФЗ	58	РФЗ
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> pn	1329 (1355)	2089 (2453)	1,18	1,18	РФЗ	1,18	1,18	РФЗ	1,95	1,95	РФЗ	2,08	2,08	РФЗ	66	РФЗ
	2089 (2453)	2388 (2912)	1,18	1,18	РФЗ	1,18	1,18	РФЗ	1,95	1,95	РФЗ	2,28	2,28	РФЗ	76	РФЗ
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> m	2388 (2912)	2464 (3029)	1,21	1,21	РФЗ	1,21	1,21	РФЗ	1,98	1,98	РФЗ	2,28	2,28	РФЗ	78	РФЗ
	2464 (3029)	2649 (3313)	1,28	1,28	РФЗ	1,28	1,28	РФЗ	2,03	2,03	РФЗ	2,28	2,28	РФЗ	80	РФЗ
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> ss	2649 (3313)	2749 (3467)	1,28	1,28	РФЗ	1,28	1,28	РФЗ	2,03	2,03	РФЗ	2,39	2,39	РФЗ	82	РФЗ
	2749 (3467)	2871 (3654)	1,31	1,31	РФЗ	1,31	1,31	РФЗ	2,03	2,03	РФЗ	2,39	2,39	РФЗ	90	РФЗ
	2871 (3654)	2920 (3730)	1,31	1,31	РФЗ	1,31	1,31	РФЗ	2,05	2,05	РФЗ	2,41	2,41	РФЗ	96	РФЗ
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> ss	2920 (3730)	3000 (3853)	1,57	1,57	РФЗ	1,57	1,57	РФЗ	2,09	2,09	РФЗ	2,41	2,41	РФЗ	98	РФЗ
	3000 (3853)	3057 (3940)	1,57	1,57	РФЗ	1,57	1,57	РФЗ	2,16	2,16	РФЗ	2,41	2,41	РФЗ	99	РФЗ
	3057 (3940)	3117 (4032)	1,70	1,70	РФЗ	1,70	1,70	РФЗ	2,21	2,21	РФЗ	2,41	2,41	РФЗ	100	РФЗ
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> ss	3117 (4032)	3139 (4066)	1,70	1,70	РФЗ	1,70	1,70	РФЗ	2,24	2,24	РФЗ	2,43	2,43	РФЗ	104	РФЗ
	3139 (4066)	3196 (4154)	1,76	1,76	РФЗ	1,76	1,76	РФЗ	2,27	2,27	РФЗ	2,43	2,43	РФЗ	110	РФЗ
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> kg+kn	3196 (4154)	3264 (4258)	1,76	1,76	РФЗ	1,76	1,76	РФЗ	2,27	2,27	РФЗ	2,45	2,45	РФЗ	116	РФЗ
	3264 (4258)	3359 (4404)	1,79	1,79	РФЗ	1,79	1,79	РФЗ	2,31	2,31	РФЗ	2,45	2,45	РФЗ	120	РФЗ
	3359 (4404)	3415 (4490)	1,79	1,79	РФЗ	1,79	1,79	РФЗ	2,31	2,31	РФЗ	2,47	2,47	РФЗ	125	РФЗ
N <sub>1</sub> <sup>2</sup> c	3415 (4490)	3444 (4535)	1,80	1,80	РФЗ	1,82	1,80	РФЗ	2,32	2,32	РФЗ	2,47	2,47	РФЗ	126	РФЗ
	3444 (4535)	3483 (4595)	1,80	1,80	РФЗ	1,80	1,80	РФЗ	2,34	2,34	РФЗ	2,47	2,47	РФЗ	126	РФЗ

## 1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Нефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 4,5.

Таблица 4 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал <sup>2</sup> , м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут.	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в % эквивалентной форме						Степень минерализа- ции, мг-экв/л	Тип воды по Сулину (см. прим. 3)	Отно- сится к источ- нику питье- вого водо- снабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							СГ	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>2+</sup>	Ca <sup>2+</sup>			
							8	9	10	11	12	13			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
maldQ <sub>IV</sub>	14	44	Поров.	1010	9-43	-	48-52	30-32	19-21	19-39	43-48	13-37	170-200	ХЛМ	нет
Q <sub>III</sub> -N <sub>2</sub> <sup>3</sup>	44	104	Поров.	1010	432	-	соленоватая вода						290-320	сульфатно-хлоридные натриевые	нет
N <sub>2</sub> <sup>2</sup> kl+k m	314	714	Поров.	1010	50-100	-	пресная вода						17-35	гидрокарбонатная магниевонатриевая	да
	1004 (1006)	1114 (1120)	Поров.	1009	100-600	-	пресная вода						21-30	ГКН	нет
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> pn	2015 (2339)	2089 (2453)	Поров.	1035	100-200	-	рассол						2100	ХЛК	нет
	2089 (2453)	2388 (2912)													
N <sub>2</sub> <sup>1</sup> m	2388 (2912)	2464 (3029)	Поров.	1016	100-200	-	соленая вода						1020-1800	ГКН, ХЛК	нет
	2464 (3029)	2514 (3106)													



Таблица 5 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м <sup>3</sup>		Подвижность, мДас, МПас	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
N <sup>2</sup> с (III)	3415 (4490)	3444 (4535)	поров.	553	784	0,06	0,05	1,8	350	365	-	1,17	0,721	26	47

### 1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 6, 7, 8, 9.

Таблица 6 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, МПа на 100 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N <sup>2</sup> м	2185 (2601)	2810 (3561)	-	-	нет	1,85	1,95	Поглощение в песчанике при забойном давлении, превышающем давление поглощения, высокой ЭЦП
	2478 (3051)	2520 (3115)	-	-	нет	1,93	2,03	
N <sup>2</sup> с	3415 (4490)	3444 (4535)	0,02	-	нет	2,20	2,32	Увеличение плотности бурового раствора выше проектного

Таблица 7 – Газонефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроведения, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м <sup>3</sup>		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т. д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N <sup>2</sup> д+км	314	714	вода	-	1010	1010	при снижении противодавления на пласт	перелив
N <sup>2</sup> д+км	1004 (1006)	1114 (1120)	вода	-	1009	1009		перелив
N <sup>2</sup> дп	2015 (2339)	2089 (2453)	вода	-	1014	1014		перелив
N <sup>2</sup> м	2089 (2453)	2514 (3106)	вода	-	1016	1016		перелив
N <sup>2</sup> с (III)	3415 (4490)	3444 (4535)	нефть	-	553	553		пленка нефти
N <sup>2</sup> с	3444 (4535)	3483 (4595)	вода	-	1011	1011		перелив

Таблица 8 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (заклинок, сапунно-образования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват			Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения	
	от (верх)	до (низ)		Тип	плотность, кг/м <sup>3</sup>	фильтрация, см <sup>3</sup> /30 мин			смазы, вающие добавки (название)
1	2	3	4	5	6	7	8	10	
N <sup>2</sup> с+N <sup>2</sup> с	3117 (4032)	3483 (4595)	заклинок	глинистый	1650	6,0	-	да	оставление КНБК, обсадной колонны без движения
					1750	4,5	-	да	

Таблица 9 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м <sup>3</sup>	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
N <sub>2</sub> *kl+km	707	922 (923)	«Силик»	1160-1220	гидрофобизирующий	-	Промывка, проработка, переход на лигносульфонатный глинистый раствор
N <sub>2</sub> * dp	922 (923)	1400 (1439)	«Силик»	1220-1260	гидрофобизирующий	-	
N <sub>1</sub> *s <sub>2</sub> +N <sub>1</sub> * kg+kn	2871 (3654)	3359 (4404)	глинистый	1140-1730	лигносульфонатный	-	Промывка, проработка
N <sub>1</sub> *z	3359 (4404)	3483 (4595)	глинистый	1940	лигносульфонатный	-	Промывка, проработка

## 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

### 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

- 5 интервалов с неизменной интенсивностью искривления;
- угол входа в пласт не менее 80 градусов,
- максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 градусов;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м;
- максимальная интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м,
- отход на кровлю продуктивного пласта 1450 м, длина горизонтального участка 700 м;
- конструкция эксплуатационного забоя: зацементированный хвостовик с разрывными муфтами

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

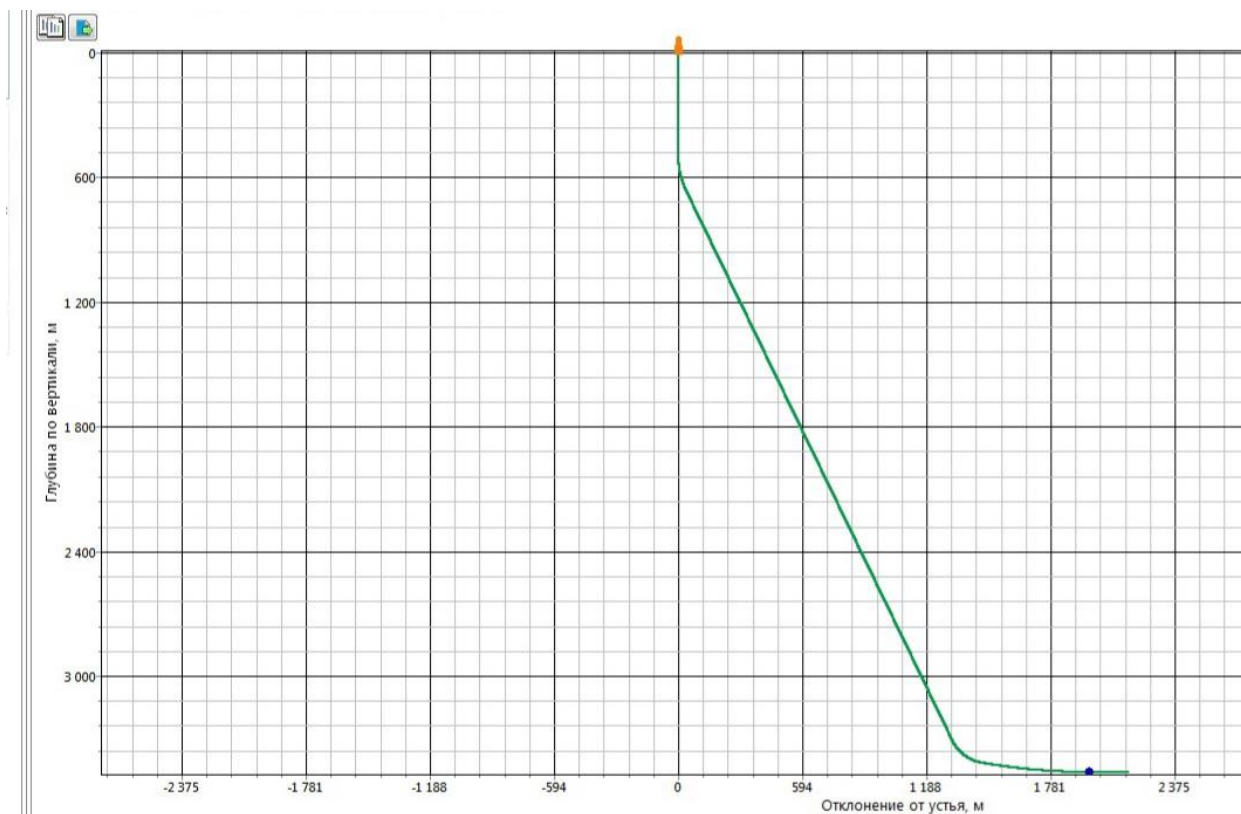


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

## 2.2 Проектирование конструкции скважины

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Подготовка скважины к эксплуатации — это комплекс работ, которые проводят с момента вскрытия буровым долотом кровли продуктивного пласта до вывода работы скважины на технологический режим. Комплекс включает вскрытие продуктивного пласта, спуск и цементирование обсадной эксплуатационной колонны, оборудование устья и забоя, перфорацию и освоение скважины. Выбор метода подготовки скважины к эксплуатации (заканчивания скважины) определяется целым рядом геологических, технических, технологических и экономических факторов.

Каждый из этих этапов является крайне важным, от них зависит вся дальнейшая эксплуатация скважины.

При проведении этих работ должны быть созданы благоприятные условия для притока нефти и газа в скважину. Качественное их выполнение обеспечивает освоение скважины в кратчайший период, высокий текущий дебит, большую накопленную (суммарную) добычу углеводородов. Чем больше текущие дебиты скважин, тем меньше

продолжительность разработки месторождения, а также меньше необходимое число скважин для достижения заданного срока разработки.

По техническому заданию было необходимо запроектировать хвостовик с разрывными муфтами для дальнейшего многостадийного разрыва пласта. Исходя из этого согласно предполагаемому дебиту был выбран хвостовик 114мм (условный диаметр), поскольку скважина имеет аномально высокие пластовые давления, но небольшую проницаемость было решено выбрать цементируемый хвостовик, так как большинство недостатков данного типа заканчивания скважин нивелируется последующим МГРП.

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

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

Анализируя совмещенный график давлений, можно увидеть, что на глубине 3000 м по вертикали имеется резкий скачок пластового давления, поэтому было принято спускать эксплуатационную колонну до глубины 3050 м для разобщения вышележащих пластов, а далее проектировать хвостовик для экономии металла.

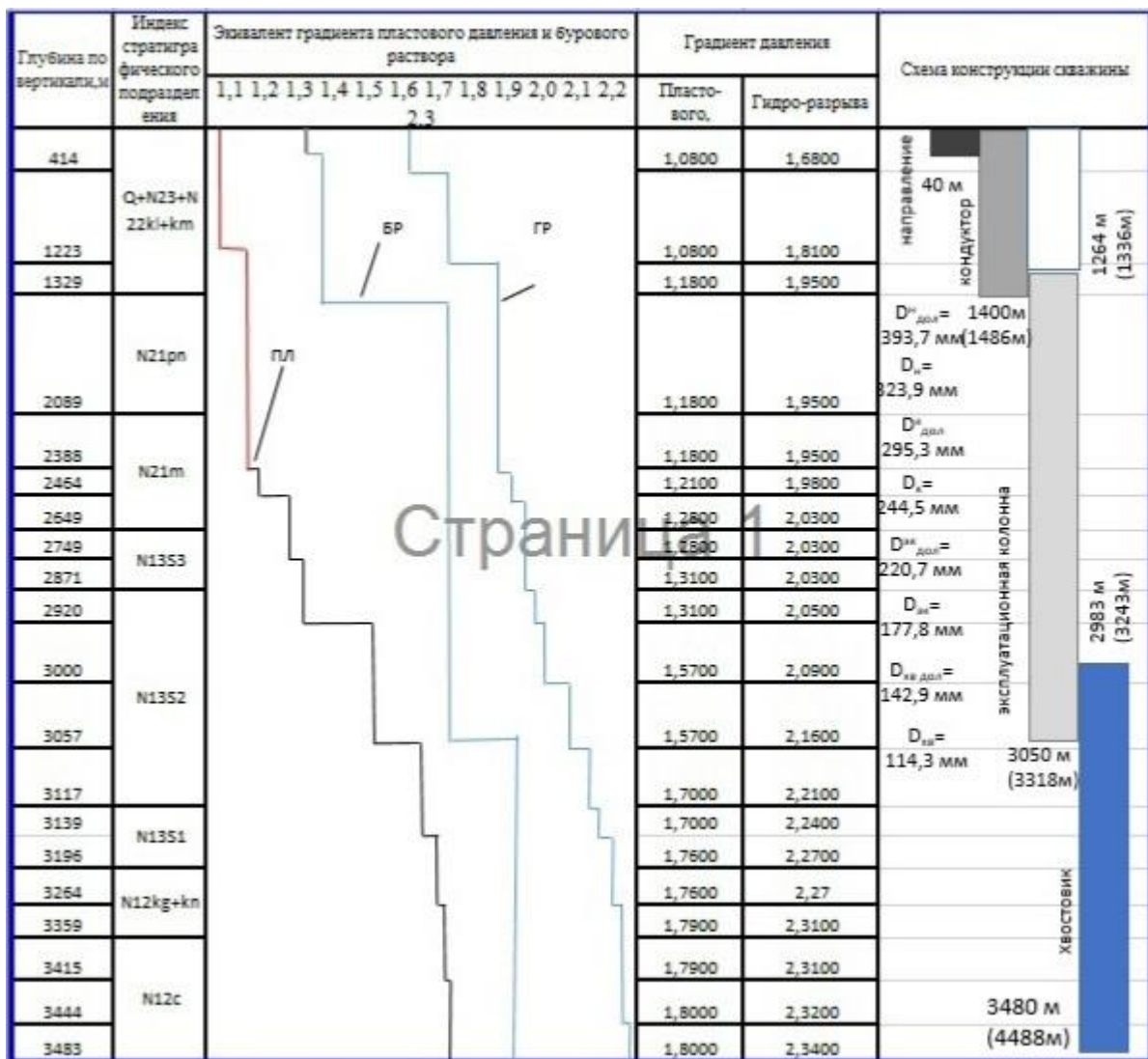


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции

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

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине нет четвертичных отложений, то буду считать глубину спуска обсадной колонны равной 40 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из анализа, было принято решение спускать кондуктор на 1400 м (1486 м), так как в интервале 34-1329 м находятся глины и пески, которые нужно перекрыть, а также возможные осложнения в интервале 34-

1239м, такие как осыпи/обвалы, прихваты. Расчет глубины спуска эксплуатационной колонны представлен в таблице 10 [1].

Таблица 10 – Расчет глубины спуска эксплуатационной колонны

ИМЯ ПЛАСТА	N12с
$L_{кр}$	3415
$\Gamma_{пл}$	1,800
$\Gamma_{грп}$	2,16
$\rho_n$	553
<b>Расчетные значения</b>	
Пластовое давление	6147
$L_{конд\ min}$	3050
запас	1,08
Принимаемая глубина	3050

Эксплуатационную колонну спускают, перекрывая все пласты с осложнениями. Глубина спуска составляет 3050м (3318м). Хвостовик спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 36 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 430м (1170м).

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

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1486 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1982 м.

Хвостовик цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 75 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1245м.

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

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 114,3 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом

размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 11. Конструкция скважины представлена на рисунке А.1 приложения А.

Таблица 11 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	40	40	40	40	0-40	0-40	323,9	393,7
Кондуктор	1400	1400	1486	1486	0-1400	0-1486	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3050	3050	3318	3318	1264-3050	1336-3318	177,8	220,7
Хвостовик	3480	3480	4488	4488	2983-3480-	3243-4488-	114,3	142,9

## 2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 3, для каждого пласта:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (1)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа, равный 61,47 Мпа для первого пласта;

$\rho_n$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>, равная 553 кг/м<sup>3</sup> для первого пласта;

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

$H_{кр}$  – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м, равная 3415 м.

$$P_{му \text{ 1пл.}} = 61,47 - 18,526136 = 42,944 \text{ МПа};$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 4:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (2)$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)

$$P_{ГНВП \text{ 1 пл.}} = 47,238 \text{ МПа};$$



Давления опрессовки определяется по формуле 5:

$$P_{оп} = k \cdot P_{гнвп}, \quad (3),$$

где  $k$  – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%),

$P_{гнвп}$  – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$P_{оп\ 1\ пл.} = 51,962075$  МПа.

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{оп} = 51,962075$  МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-70-178x245 К1 УХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-230/80x70.

## 2.3 Проектирование процессов углубления скважины

### 2.3.1 Выбор способа бурения

Бурение под направление будем производить роторным способом, т.к. в интервале 0-40 метров находятся мягкие породы, требующие большой осевой нагрузки и небольшие скорости.

Бурение остальных интервалов будем производить совмещённым способом с применением ВЗД и ротора, для увеличения механической скорости проходки и достижения высоких технико-экономических показателей. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0-40		Роторный
40-1486		Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)+ Ротор
1486-3318		Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)+ Ротор
3318-4488		РУС

### 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Основываясь на данных о физико-механических свойствах горных пород по разрезу скважины, по степени абразивности и по категории буримости, для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечное долото для интервалов бурения под направление, и PDC долота для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-40	40-1486	1486-3318	3318-4488
Шифр долота		393,7 Глубур	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	142,9 Волгабурмаш
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	142,9
Тип горных пород		М	М	МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,4	0,39	0,385	0,25
Масса, кг		152	35	24	17
G, тс	Рекомендуемая	7–24	2–10	2–10	2–10
	Максимальная	24	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80–440	60–400	60–400
	Максимальная	600	440	400	400

Для бурения интервала 0 – 40 метров под направление, проектируем шарошечное долото производства “Глубур”, имеющее код IADC 111. Данное долото предназначено для бурения мягких пород, имеет фрезерованное стальное вооружение, комбинированную промывку, опору с радиальными подшипниками качения.

Интервал 40 – 1486 метров сложен на 80% из глин и на 20% из песков, поэтому было принято решение бурить этот интервал долотом PDC. Для бурения интервала 40 – 1486 метров под кондуктор проектируем долото PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР производства “Буринтех”, имеющее код IADC S123. Долото предназначено для бурения мягких горных пород.

Для бурения интервала 1486 – 3318 метров под эксплуатационную колонну проектируем БИТ ВТ 416 УЕ 220,7 долото PDC производства “Буринтех”, имеющее код IADC S333. Данное долото оснащено резами наивысшей абразивостойкости и имеет дополнительный ряд алмазного вооружения PDC, расположенный за основным рядом вооружения, что позволяет ему бурить породы мягкие с пропластками средних, а также средние породы. Применение PDC позволит сократить время строительства скважины благодаря значительному увеличению механической скорости бурения по сравнению с шарошечным долотом.

Для бурения интервала 3318-4488 метров под хвостовик проектируем долото PDC производства “Волгабурмаш”, имеющего код IADC S433, предназначенного для бурения средних пород с пропластками твердых.

### 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1) Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;

2) Расчет из условия допустимой нагрузки на долото;

Результаты расчётов приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Проектные значения осевой нагрузки на долото

Интервал	0-40	40-1486	1486-3318	3318-4488
Исходные данные				
Порода	М	М	МС+С	С
Дд, см	39,37	29,53	22,07	14,29
Гпред, тс	24	10	10	10
Результаты проектирования				
Гдоп, тс	19	8	8	8

Продолжение таблицы 14

Спроект, тс	7-8	8	8	7-8
-------------	-----	---	---	-----

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 7-8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения

При бурении интервала под кондуктор, проектируем осевую нагрузку 8 тонн в начале интервала, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

Бурение интервала под эксплуатационную колонну проектируем с осевой нагрузкой 8 т, так как на данном интервале появляются средние породы и поэтому выбираем среднее значение из допустимых.

При бурении интервала под хвостовик также проектируем средние значения из допустимых, то есть 8 т.

### 2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения ПРИ проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчётов представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчёта частоты вращения

Интервал		0-40	40-1486	1486-3318	3318-4488
Исходные данные					
V <sub>л</sub> , м/с		3,4	2	2	1,5
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования					
n <sub>1</sub> , об/мин		165	129	173	184
n <sub>стат</sub> , об/мин		40-60	100-180	140-200	120-220
n <sub>проект</sub> , об/мин		40	100-120	180	170

При бурении под направление проектируем частоту вращения долота согласно расчётных данных – 40 об/мин.

При бурении под кондуктор проектируем частоту вращения долота согласно статистических данных и рекомендованных производителем рабочих параметров на долото – 100–120 об/мин.

При бурении под ЭЖ и хвостовика проектируем частоту вращения долота согласно расчётных данных – 180 и 170 об/мин соответственно.

### 2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Расход бурового раствора

Интервал	0-40	40-1486	1486-3318	3318-4488
Исходные данные				
$D_{д}, м$	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
$K$	0,65	0,65	0,55	0,5
$K_k$	1,28	1,22	1,45	1,38
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,15	0,135	0,13
$V_m, м/ч$	40	35	30	25
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нmax}, м$	0,0206	0,0191	0,0159	0,0127
$n$	3	5	5	3

Продолжение таблицы 16

$V_{\text{кпмин}}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_{\text{р}}, \text{ г/см}^3$	1,32	1,38	1,8	2,05
$\rho_{\text{п}}, \text{ г/см}^3$	1,95	1,95	2,3	2,55
S заб	0,121674757	0,068453641	0,03823616	0,016030022
S max	0,143082631	0,070852427	0,04278118	0,015903445
$D_c$	0,445421	0,32617	0,265758	0,16786949
Результаты проектирования				
$Q_1, \text{ л/с}$	79	84	55	22
$Q_2, \text{ л/с}$	21	10	6	2
$Q_3, \text{ л/с}$	72	35	43	16
$Q_4, \text{ л/с}$	36	56	47	22
$\Delta Q, \text{ л/с}$	21-79	10-84	6-55	2-22
$Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$	70	70	40	16

$Q_1$  – расход ПЖ для эффективной очистки забоя;  $Q_2$  – расход ПЖ необходимый для выноса шлама на поверхность;  $Q_3$  – минимальный расход ПЖ из расчёта предотвращения прихвата;  $Q_4$  – минимальный расход ПЖ из условия истечения раствора из насадок долота.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимаем 70 л/с, не превышающий верхнюю границу статистических значений расхода для принятого типоразмера долота, а также достаточный для вымыва большого количества мягких пород.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимаем 70 л/с, обеспечивающий эффективную очистку забоя скважины от шлама и его вынос на поверхность.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимаем 40 л/с, обеспечивающий эффективную очистку

забоя скважины от шлама, стабильную работу ВЗД, и предотвращение осложнений, при этом учитывая возможности оборудования БУ.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимаем 16 л/с, обеспечивающий эффективную очистку забоя скважины от шлама, стабильную работу ВЗД, и предотвращение осложнений.

### 2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

Интервал		0-40	40-1486	1486-3318	3318-4488
Исходные данные					
D <sub>д</sub>	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1429
	мм	393,7	295,3	220,7	142,9
G <sub>ос</sub> , кН		78	78	78	78
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D <sub>зд</sub> , мм		-	236	177	128
M <sub>р</sub> , Н*м		-	3034	2294	1638
M <sub>о</sub> , Н*м		-	148	110	78
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		-	37	28	20

Для бурения интервалов 40 – 1486м, 1486 – 3318м и 3318 – 4488м будем применять ВЗД Д-240РС, ДРУ2–178РС и Д – 127.33 IDT соответственно, которые обеспечат требуемый момент силы на долоте для разрушения породы, а так же подходит по остальным техническим характеристикам.

Характеристики выбранных ВЗД приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

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

Продолжение таблицы 18

Д-240РС	40-1448	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
ДРУ2-178РС	1486 - 3318	178	5	1669	19-40	80-200	25,3	221-565
Д-127.9.33 IDT	3318-4488	127	2	1050	12-20	108-180	4,5	34-85

### 2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах А.2 приложения А.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение  $Q_{TK}$  с применением коэффициента обхвата  $C=0,9$ .

Коэффициент запаса прочности вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (4)$$

где  $Q_{КНБК}$  и  $Q_{Б.Т.}$  – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице А.3 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую	в клиновом захвате	в клиновом захвате



Продолжение таблицы 19

бурение	0	40	ПК 127x9	127	Р	9,19	3-133	15	0,418	6,154	4,14	1,5	18,69	20,85
бурение	40	1486	ПК 127x9	127	Р	9,19	3-133	1429	59,79	71,58	2,2	1,5	4,4	4,9
бурение	1486	3606	ПК 127x9	127	Р	9,19	3-133	3456	144,6	157,11	1,7	1,5	1,95	2,17
бурение	3606	4376	ПН 89x9	127	Д	9,4	3-102	770	16,231	16,646	1,6	1,5	1,24	1,3
бурение	4376	4488	ПН 89x9	127	Р	9,4	3-102	3588	75,635	99,96	1,6	1,5	1,21	1,27

### 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Интервал под направление (0 -40 м):

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

Для бурения направления целесообразно использовать бентонитовый буровой раствор, так как бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости.

Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Компонентный состав глинистого раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,8-1,2
Бентопорошок Основа-Медиум	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	10-20
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2

Продолжение таблицы 20

Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	
-------	-------------	--	--

Для расчета количества утяжелителя на 1 м<sup>3</sup> бурового раствора следует использовать следующую формулу:

$$m_y = \frac{\rho_y(\rho_{ур} - \rho_{бр})}{(\rho_y - \rho_{ур})}, \text{ [ кг]}; \quad (5),$$

где  $\rho_y$  – плотность утяжелителя, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{бр}$  – плотность утяжеляемого бурового раствора, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{ур}$  – требуемая плотность бурового раствора (утяжеленный буровой раствор), [кг/м<sup>3</sup>].

$$m_y = \frac{4200(1320 - 1050)}{4200 - 1320} = 394 \text{ кг.}$$

Далее рассчитаем объем утяжелителя в 1 м<sup>3</sup> бурового раствора по формуле 6:

$$V_{ут} = \frac{q_{ут}}{\rho_{ут}}, \text{ [} \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}\text{]}; \quad (6),$$

$$V_{ут} = \frac{0,394}{4,2} = 0,094 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}.$$

Интервал под кондуктор (40 – 1486 м):

Горные породы, находящиеся на данном интервале, состоят на 80% из глин и на 20% из песка. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор ингибитором Atren CI, который легко смешивается с буровыми растворами и поэтому для диспергирования реагента в системе не требуется специальное оборудование.

Для предупреждения возможных поглощений используется Оснопак–НО. Компонентный состав полимер-глинистых растворов представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,4-0,5
Глинопорошок ТЕРМАВИС (КЛОТО)	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	10-35
Полиакриламид Seurvey D1	Понижитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,2-0,5
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Оснопак-НО	Понижитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	5
Atren-FK	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Atren CI	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	5-30
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	

Для расчета количества утяжелителя на 1 м<sup>3</sup> бурового раствора следует использовать следующую формулу:

$$m_y = \frac{\rho_y(\rho_{ур} - \rho_{бр})}{(\rho_y - \rho_{ур})}, \text{ [ кг]}, \quad (5),$$

где  $\rho_y$  – плотность утяжелителя, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{бр}$  – плотность утяжеляемого бурового раствора, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{ур}$  – требуемая плотность бурового раствора (утяжеленный буровой раствор), [кг/м<sup>3</sup>].

$$m_y = \frac{4200(1380 - 1050)}{4200 - 1380} = 491 \text{ кг.}$$

Интервал под эксплуатационную колонну (1486 – 3318):

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газоводопроявлений, осыпи и обвалы. Данные проблемы решаются с использованием полимерного (инкапсулированного) бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Используется инкапсулятор ПОЛИКАП фирмы Клото.

Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	0,3
Гаммаксан	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	0,5-5
ПАН Seurvey FL	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	1
Оснопак–НО	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	4
Инкапсулятор ПОЛИКАП	Понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	2
Arten-ВЮ марки А	Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Atren - FK	Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	10
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	

Для расчета количества утяжелителя на 1 м<sup>3</sup> бурового раствора следует использовать следующую формулу:

$$m_y = \frac{\rho_y(\rho_{ур} - \rho_{бр})}{(\rho_y - \rho_{ур})}, [\text{кг}]; \quad (5),$$

где  $\rho_y$  – плотность утяжелителя, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{бр}$  – плотность утяжеляемого бурового раствора, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{ур}$  – требуемая плотность бурового раствора (утяжеленный буровой раствор), [кг/м<sup>3</sup>].

$$m_y = \frac{4200(1700 - 1100)}{4200 - 1700} = 1176 \text{ кг.}$$

Интервал 3318-4488м (хвостовик):

Биополимерный безглинистый буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 23.

Таблица 23 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м <sup>3</sup>
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,5-5
Оснопак-НО	Регулятор фильтрации	5
Atren PG	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	10-60

Продолжение таблицы 23

Карбонат Кальция(УМС)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Arten-ВЮ марки А	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Гематит	Увеличение плотности бурового раствора	

Для расчета количества утяжелителя на 1 м<sup>3</sup> бурового раствора следует использовать следующую формулу:

$$m_y = \frac{\rho_y(\rho_{ур} - \rho_{бр})}{(\rho_y - \rho_{ур})}, \text{ [ кг];} \quad (5)$$

$\rho_y$  –плотность утяжелителя, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{бр}$  –плотность утяжеляемого бурового раствора, [кг/м<sup>3</sup>];

$\rho_{ур}$  – требуемая плотность бурового раствора (утяжеленный буровой раствор), [кг/м<sup>3</sup>].

$$m_y = \frac{5400(1950 - 1070)}{5400 - 1950} = 1377 \text{ кг}$$

В таблицах А.4 и А.5 приложения А представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора и химических реагентов.

### 2.3.8 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 24-26 соответственно.

Таблица 24 – Гидравлически 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	40	бурение	0,502	0,058	периферийная	3	19	82,4	370,7
Под кондуктор									
40	148 6	бурение	0,795	0,081	периферийная	5	15	62,6	176,6
Под эксплуатационную колонну									
1486	360 6	бурение	0,581	0,106	периферийная	5	13	60,9	163,7
Под хвостовик									
3606	448 8	бурение	0,82	0,083	периферийная	4	8	66,3	67,5



Таблица 25 – Режимы работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	40	бурение	УНБТ-950	2	90	180	174,6	0,85	112	35,03	70,07
40	1486	бурение	УНБТ-950	2	95	150	26	1	108	27,65	55,3
1486	3606	бурение	УНБ-1250	2	95	160	339,1	0,85	46	20,2	40,4
3606	4488	бурение	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	0,85	70	13,33	13,33

Таблица 26 – Распределение потерь давления 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	40	бурение	80,7	52,9	0	17,7	0,1	10
40	1486	бурение	265,7	31,9	56,7	163,2	3,9	10
1486	3318	бурение	329,4	40,5	93,4	167,8	17,7	10
3318	4488	бурение	378	50,6	86,6	198,4	38,9	3,5

## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных

значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

#### 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 3, 4 и 5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 3-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

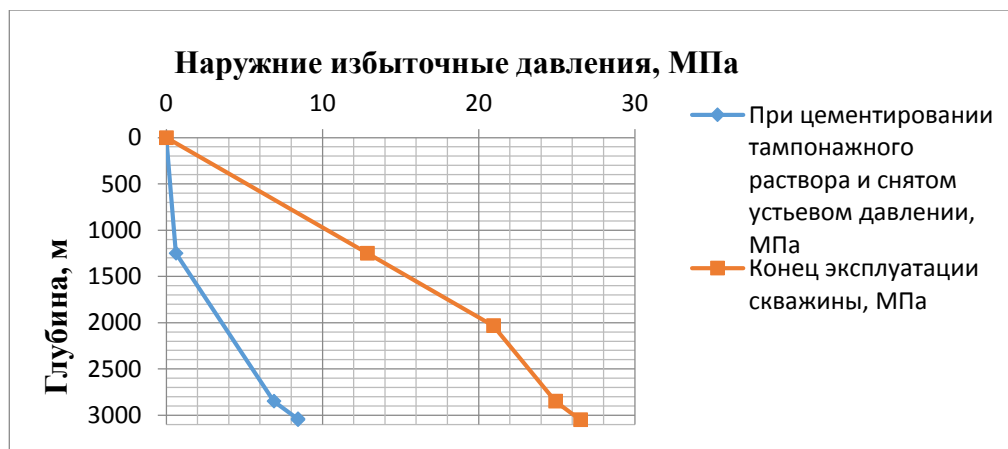


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

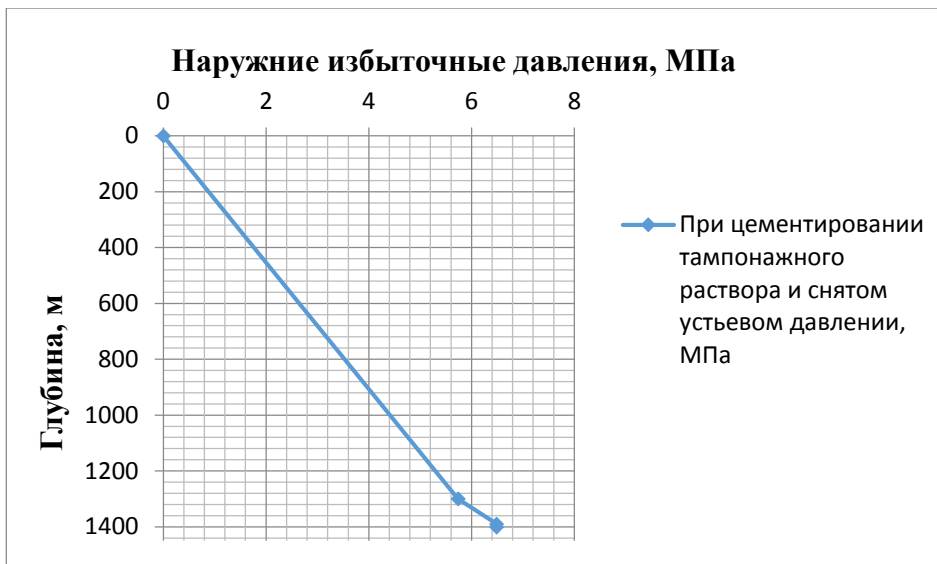


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на кондуктор

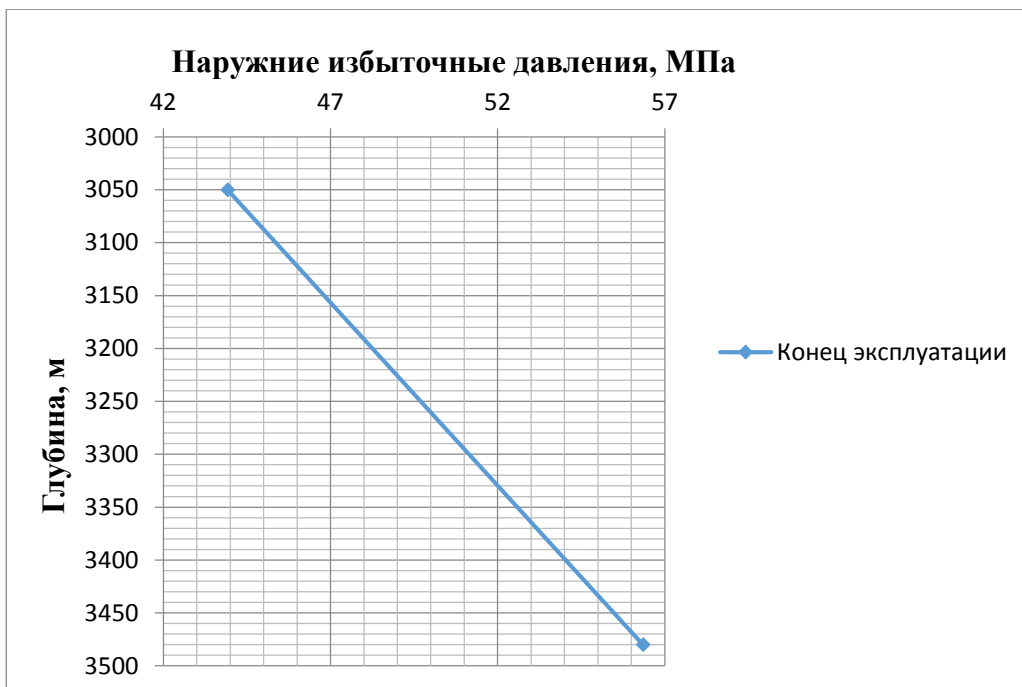


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на хвостовик

#### 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений (рис. 6, 7 и 8).

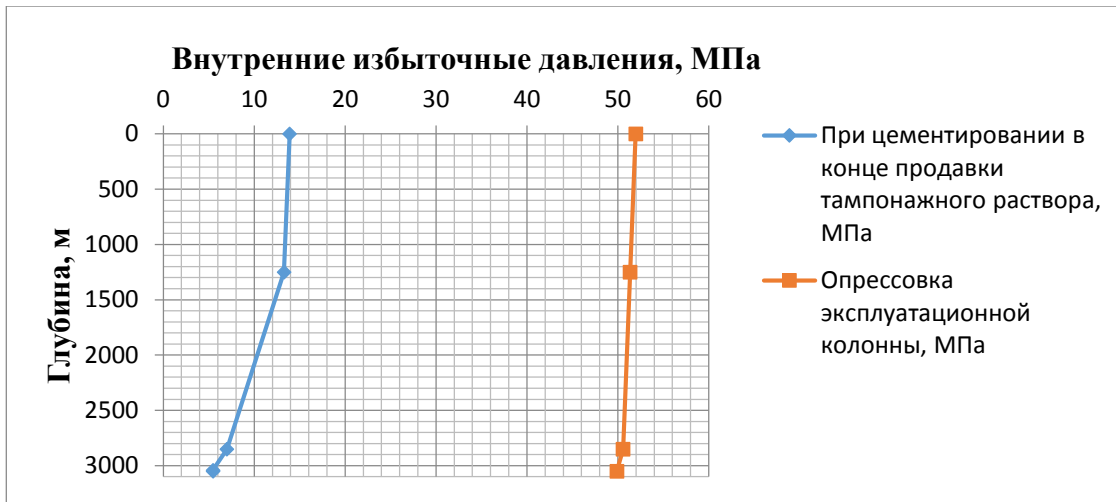


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

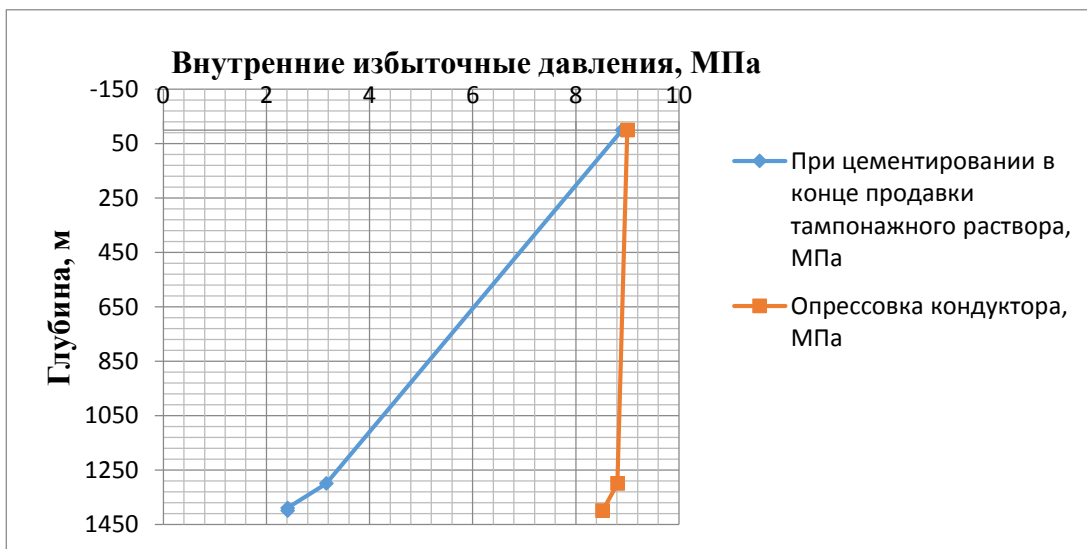


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на кондуктор

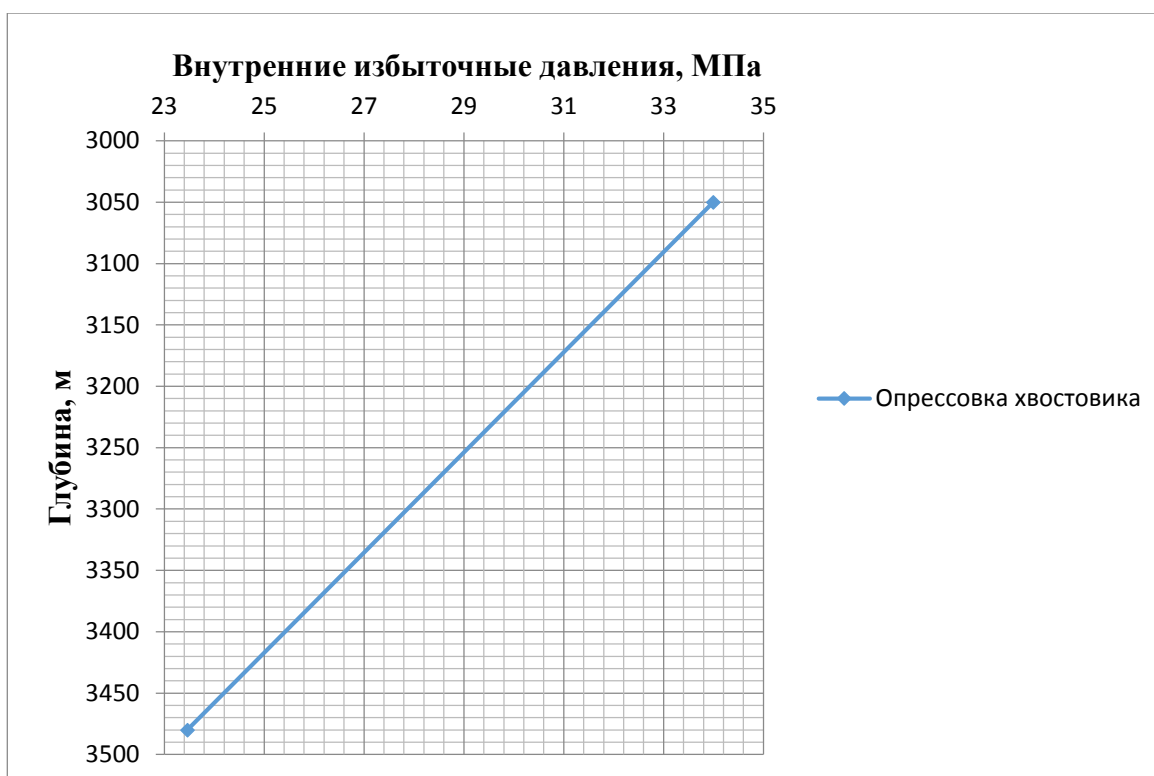


Рисунок 8 - Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на хвостовик

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Расчет обсадных труб

№ 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	ОТГМ	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0-40
Кондуктор								

Продолжение таблицы 27

1	ОТТМ	Д	7,9	1486	47	69842	69842	0-1486
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Л	10,4	3318	43	142674	142674	0-3318
Хвостовик								
1	ОТТМ	Л	8,6	1245	22,2	27639	27639	3243-4488

### 2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы.

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены 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»)	4488	4488	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	4478	4478	1	1
	ЦПЦ 114/143 («НефтьКам»)	3243	3318	5	53
		3318	3780	12	

Продолжение таблицы 28

		3780	4000	22		
		4000	4478	12		
		4478	4488	2		
	ЦТ 114/143 («НефтьКам»)		3770	4010	24	33
			4300	4488	9	
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	4468	4468	1	1	
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	3318	3318	1	1	
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3308	3308	1	1	
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1436	40	108	
		1436	1486	5		
		1486	3308	61		
		3308	3318	2		
	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	2650	3310	33	33	
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3308	3308	1	1	
ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	3298	3298	1	1		
ПХГМЦЗ. 127/178-114 («ЗЭРС»)	3270	3270	1	1		
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1436	1436	1	1	
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1426	1426	1	1	
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	70	5	40	
		70	1431	34		
		1431	1436	2		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1426	1426	1	1		
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1	
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1	
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	35	2	4	
		35	40	2		
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1	

## 2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

### 2.4.3.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (7)$$

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

$P_{гд\ кп}$  – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора  $P_{гс\ кп}$  определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (8)$$

подставив значения из проведённых ранее расчётов получим:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1050 \cdot 1250 + 1400 \cdot (3050 - 1250 - 200) + 1820 \cdot 200)) / 10^6 = 38,42 \text{ Мпа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве  $P_{гд\ кп}$  определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 3318 = 4,313 \text{ МПа}, \quad (9)$$

где  $L$  – длина скважины по стволу (м);

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{зр}, \quad (10)$$

$$38,42 + 3,965 \leq 0,95 \cdot 0,019 \cdot 3050,$$

$$42,734 \leq 62,586,$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.



### 2.4.3.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t \quad (11),$$

где  $S_{к.п.о.с} = 0,03132 \text{ м}^2$  – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 0,5 \text{ м/с}$  – скорость восходящего потока (0,5–0,8 м/с);

$t = 600 \text{ с}$  – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$V_{б.ж} = 0,03132 \cdot 0,5 \cdot 600 = 9,396 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора  $V_{тр}$  (в  $\text{м}^3$ ) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (техническая колонна – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{тк вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + D_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4. \quad (12)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = V_{тр обл} + V_{тр норм}. \quad (13)$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр обл} = \pi \cdot [((D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1)) + ((D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - h_2 - L_k))] / 4; \quad (14)$$

$$V_{тр обл} = 0,785 \cdot [((0,2287^2 - 0,1778^2) \cdot (1486 - 1320)) + ((0,2207^2 \cdot 1,27 - 0,1778^2) \cdot (3318 - 200 - 1486))] = 67,16 \text{ м}^3;$$

$$V_{тр норм} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot h_2 + D_{эк вн 1}^2 \cdot l_{см}] / 4; \quad (15)$$

$$V_{тр норм} = 0,785 \cdot [(0,2207^2 \cdot 1,27 - 0,1778^2) \cdot 200 + 0,1617^2 \cdot 10] = 10,96 \text{ м}^3;$$

$$V_{тр} = 67,16 + 10,96 = 78,12 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости  $V_{\text{прод}}$  ( $\text{м}^3$ ) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(D_{\text{эк вн}}^2 \cdot L) - (D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4; \quad (16)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1617^2 \cdot 3318) - (0,1617^2 \cdot 10)] / 4 = 69,93 \text{ м}^3.$$

### 2.4.3.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-50.

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-50.

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m); \quad (17)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1850 \cdot 3,68 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,48) = 4,74 \text{ т};$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1450 \cdot 36,43 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1,17) = 25,07 \text{ т};$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в  $\text{м}^3$ ) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m; \quad (18)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 4,74 \cdot 0,48 = 2,46 \text{ м}^3;$$

- Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 25,07 \cdot 1,17 = 31,68 \text{ м}^3.$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации  $0,41 \text{ кг/м}^3$ .

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м<sup>3</sup>, а «МБП-МВ» – 15 кг/м<sup>3</sup> [3].

Результаты расчётов представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м3		Плотность жидкости, кг/м3	Объем воды для приготовления, м3	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,92	1,6	1100	1,6	МБП-СМ	112
		6,4		3,2	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	36,65		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	36,43		1450	31,68	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	25 072
					НТФ	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,68		1850	2,46	ПЦТ-II-50	4 737
					НТФ	1,5

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 9.

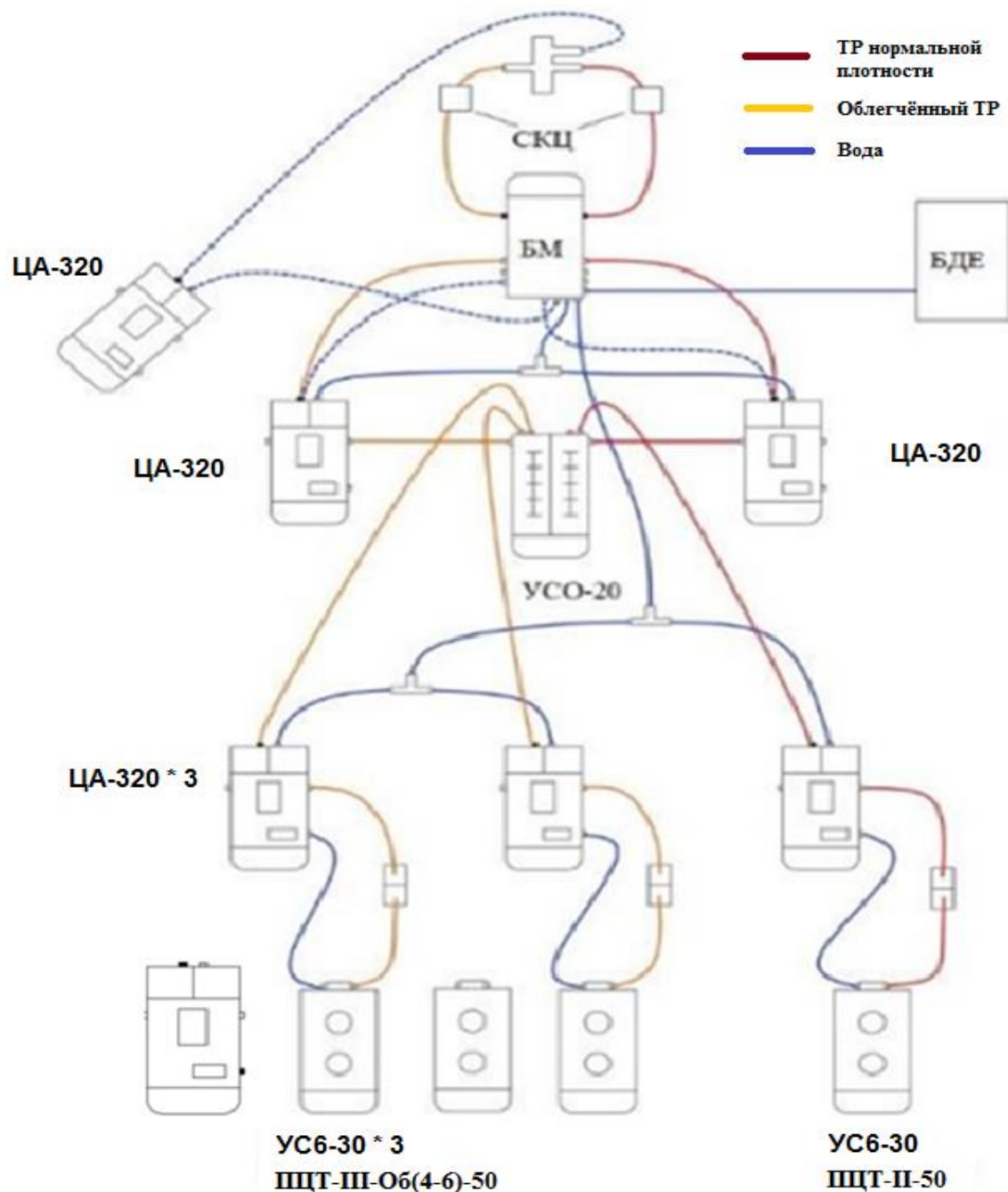


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования  
 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения;  
 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементировочная головка

## 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

### 2.4.4.1 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 19.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1930 \text{ кг/м}^3, \quad (19)$$

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

$P_{пл}$  – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

$h$  – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 20.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(69,27 + 283,58) = 352,85 \text{ м}^3, \quad (20)$$

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

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

### 2.4.4.2 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, в менее плотных и малопроницаемых породах – торпедную. У нас породы средней твердости, поэтому выбираем торпедную 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
29	НКТ	Кумулятивная	ПКТ89	20	Один

#### 2.4.4.3 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 ИПТ-80.

#### **2.4.4.4 Выбор типа фонтанной арматуры**

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6). Поскольку скважина имеет высокие устьевые давления, то принимаем шестую схему фонтанной арматуры, с автоматическим управлением, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65мм, на рабочее давление 70 Мпа.

Принимаем арматуру фонтанную АФ6-80/65х70.

#### **2.5 Выбор буровой установки**

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

В качестве буровой установки для строительства проектируемой скважины будем использовать БУ-3000 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки приведены в таблице 28.

Таблица 31 – Расчёты для проектируемой буровой установки

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	110,85	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 110,852$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	142,7	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$180 > 142,7$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	185,5	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$200/185,5 = 1,08 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		



### **3 Специальный вопрос на тему «Способы ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны»**

Процесс бурения горных пород никогда не проходит идеально. Природа такова, что в процессе бурения и эксплуатации скважины могут возникнуть осложнения и аварии.

Негерметичность эксплуатационной колонны – один из видов осложнений, возникающих в процессе эксплуатации скважины. Очень важно вовремя увидеть неполадки и своевременно их устранить, пока небольшая проблема не перешла в большую беду.

В данной работе будут рассмотрены несколько способов ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны, выявлены их плюсы и минусы, а также рассмотрены способы, которые реально применяются современными компаниями при возникновении данного осложнения.

#### **3.1 Способы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн**

Устранение негерметичностей включает в себя 2 этапа работы: устранение сквозных дефектов и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования).

На данный момент существует три основные группы по восстановлению негерметичностей обсадных колонн:

- не изменяющие внутренний диаметр колонны;
- немного сокращающие внутренний диаметр колонны;
- значительно сокращающие внутренний диаметр.

К группе не изменяющих внутренний диаметр колонны относятся: докрепление резьбовых соединений в скважине; закачивание цементного раствора в затрубное пространство через устье скважины; замена поврежденные части колонны на новые.

Группа немного сокращающих внутренний диаметр состоит из: закачивания тампонажного раствора через внутритрубное пространство; установки металлических накладок; установки гофрированных пластырей.

Группа значительно сокращающих внутренний диаметр включает: спуск НКТ с отсекающими пакерами; установку колонн-летучек; спуск дополнительной колонны.

### **3.1.1 Герметизация резьбовых соединений путем докрепления их в скважине**

Суть метода заключается в том, чтобы раствор не попал в резьбовые соединения в верхней части эксплуатационной колонны, т.к. резьбовые соединения обработаны специальной смазкой, а так же за колонной не должен находиться цементный камень. Перед началом работы, требуется удостовериться в остаточной прочности колонны и провести ряд мероприятий:

1. Убедиться, что скважина заглушена.
2. Проверить снято ли ПВО и все навесное оборудование на устье скважины.
3. Над зоной перфорации должен быть установлен цементный мост.
4. Проверить колонну на отсутствие течи.
5. Измерить незацементированный участок обсадной колонны.
6. Разделить колонну на равные участки до 100м и привести вес колонны к нулю.

Следующий(завершающий) этап включает в себя довинчивание разгруженной колонны до набора необходимого веса, до тех пор, пока вес не станет равен весу свободной части колонны. Продолжая довинчивание, обращаем внимание на индикатор веса, с помощью которого мы корректируем значения через каждый оборот ротора.

Верхняя труба, запроектированная повернуться на определенный угол, должна сделать полный оборот. Это делается с помощью коротких импульсов работы ротора.

Вышеперечисленные действия 2-3 раза необходимо повторить.

После этого снижают вес на крюке и затем опять доводят до прежних значений.

Повторяют предыдущие действия по довинчиванию, разгружая колонну до тех пор, пока нагрузка на талевой системе не станет равна нулю.

Результат данного метода определяется сравнением значений до и после выполнения дополнительного довинчивания.

### **3.1.2 Устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны**

Для того, чтобы воспользоваться данным методом, необходимо, чтобы одно условие было соблюдено: поврежденный участок находится выше башмака технической колонны.

Сменить трубу колонны можно двумя способами: с помощью ловильного оборудования отвернуть резьбовое соединение, находящееся выше поврежденного участка или обрезать трубу выше дефекта.

При помощи освобождающейся труболовки отворачивается и извлекается поврежденный участок колонны.

Техническая колонна шаблонируется.

Спускается эксплуатационная колонна. В нижней трубе для направления и центрирования спускаемой части колонны обсадных труб устанавливается конусная пробка, которая после соединения труб разбуривается.

После свинчивания колонна проверяется под растягивающей нагрузкой от 60 до 70 % ее массы.

Эксплуатационная колонна опрессовывается.

### **3.1.3 Ликвидация негерметичности тампонированием**

Работа по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования).

Технологический процесс заключается в следующем. Останавливают и глушат скважину. Проводят исследование скважины, обследование обсадной колонны, после чего выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.

Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонированием под давлением. В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.

Использование цементных растворов для работ по изоляции сквозных дефектов обсадных труб и повторной герметизации их соединительных узлов (резьбовые соединения, стыковочные устройства, муфты ступенчатого цементирования) запрещается.

В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак НКТ устанавливают на 5–10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом

перфорации. В качестве тампонирующего материала используют геле образующие составы.

При неустановленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирования под давлением с непрерывной (или с остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.

В случае если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200–300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности. Если величина межколонного давления больше 4 МПа, в качестве тампонирующих материалов допускается использование отверждающихся составов. В фонтанирующих скважинах допускается применение извлекаемого полимерного состава.

Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн осуществляют, если:

- замена дефектной части колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра технически невозможны;

- зона нарушения обсадной колонны расположена более чем на 500 м выше интервала перфорации. В этом случае устанавливают дополнительный цементный мост высотой не менее 5 м в интервале на 20–30 м ниже дефекта.

При наличии в колонне нескольких дефектов тампонирование каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м. При приемистости дефекта колонны более  $3 \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{МПа})$  предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения, если  $0,5 \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{МПа})$  в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы.

При тампонировании под давлением удаление излишнего объема тампонажного раствора из зоны дефекта не производят. На период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60 % от достигнутого при продавливании тампонажного раствора. Затем определяют местоположение установленного моста и разбуривают его, оставляя толщиной не менее 3 м над дефектом [3].

### **3.1.4 Восстановление герметичности обсадных колонн с применением стальных пластырей**

Технология ремонта негерметичной обсадной колонны заключается в спуске гофрированного металлического пластыря в скважину на дефект и расширения его до сопряжения с внутренней поверхностью обсадной колонны с помощью дорна.

Успешность и результаты ремонта зависят от качества проведенных подготовительных работ в скважине, которые включают: шаблонирование обсадной колонны; промывку скважины; обследование (поиск места) негерметичности обсадной колонны в интервале ремонта; поинтервальную опрессовку обсадной колонны.

Пластырь из тонкостенной трубы Ст10 с толщиной стенки 3мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7 - 8 МПа. Стандартная длина пластыря 9м. Может быть применен пластырь длиной до 15м, сваренный на производственной базе, а также секционный сварной пластырь большей длины, сваренный над устьем скважины [4].

### **3.1.5 Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными установками**

Установка компоновок для изоляции негерметичности возможна как в жесткой сцепке с подземным оборудованием, так и в автономном режиме. В компоновках обязательно предусматривается:

- возможность выравнивания давления в над- и межпакерном пространстве для уменьшения нагрузки при срыве компоновки после длительной эксплуатации;
- применение узлов безопасности для уменьшения рисков возникновения осложнений, которые мы должны предусматривать при эксплуатации скважины;
- возможность смены насосно-компрессорных труб или всего подземного оборудования без извлечения пакерной компоновки;
- возможность отвода свободного газа из-под пакерного пространства.

Данные компоновки успешно проходили скважинные испытания и продолжают эксплуатироваться многими нефтегазодобывающими организациями.

При наличии расстояния между насосным оборудованием и интервалом перфорации применяются автономные двухпакерные компоновки типа 2ПРОК-СИАМ-1 с механическим инструментом посадочным, используемые на фонде скважин с небольшой глубиной установки, где имеется возможность передать крутящий момент на инструмент посадочный (ОАО «Удмуртнефть»). При глубине установки более 2000 м и наличии значительных углов отклонения от вертикали более применимы двухпакерные автономные компоновки типа 2ПРОК-СИАГ-1 с гидравлическим инструментом посадочным (рис.1), который дает большую однозначность при установке компоновки в скважине (ТПП «Лангепаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ- Западная Сибирь»).

Для отсечения интервалов негерметичности выше интервала перфорации при эксплуатации скважины УЭЦН применяется однопакерная компоновка 1ПРОК-ИВЭ-1, которая позволяет отказаться от проведения дорогостоящих и не всегда эффективных РИР и располагать пакер П-ЭГМ как непосредственно над УЭЦН, так и на удалении от него до 1500 м. Это условие дает возможность применять компоновку 1ПРОК-ИВЭ-1 в различных скважинных условиях. Компоновка прошла неоднократные скважинные испытания и эксплуатируется в компаниях ТНК-ВР, ОАО «Роснефть», ОАО НК «Русснефть», ОАО «ЛУКОЙЛ» и др.

## **3.2 Способы ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн действующими компаниями**

### **3.2.1 Устранение негерметичности обсадной колонны при работах в скважинах (ОАО «Газпром»)**

Устранение негерметичности установкой стального гофрированного пластыря

Использование данного метода подразумевает некоторые ограничения. Например, разница забойного и пластового давлений должны быть не более 7 МПа, а максимальное внутренне давление составляет 20 МПа.

Все работы регулируются какими-либо нормативными документами и данные работы не исключение. Существуют нормативные документы по работе с данными пластырями. Ниже представлены последовательные действия.

Все подземные инструменты вместе с насосно-компрессорными трубами поднимают из заглушенной скважины.

В обсадной колонне на 50-100 м выше интервала перфорации устанавливается цементный мост или взрыв-пакер.

При работе используют комплект бурильных труб грузоподъемностью на 250 кН выше усилия, создаваемого весом колонны труб, спускаемых до ремонтируемого интервала. Бурильные трубы должны быть опрессованы водой на давление не менее 20 МПа при одновременном шаблонировании их шаром диаметром не менее 36 мм.

Обсадная колонна должна быть исследована на интервалы, количества и виды нарушений.

Специальным инструментом обрабатывается обсадная колонна изнутри от различных загрязнений.

Далее используем шаблон для дальнейшей шаблонировки этой колонны. Шаблон должен соответствовать следующим критериям: длина около 500 мм и диаметр максимально меньше диаметра колонны.

Замеряют внутренний периметр обсадных труб в интервале установки пластыря с помощью измерителей периметра ИП-1, опускаемых на НКТ или бурильных трубах.

Если в процессе обследования обсадной колонны выявлено несколько нарушений, подготовительные работы на каждом из них проводят последовательно.

Сборку и подготовку устройства для запрессовки пластыря (дорна) и продольно-гофрированных стальных труб производят на базе производственного обслуживания. Транспортирование дорна производят в собранном виде.

Дорн должен быть оборудован клапанами для циркуляции жидкости.

Длина пластыря выбирается исходя из размеров поврежденного участка обсадной колонны. Длина пластыря должна быть не менее чем на 3 м больше длины повреждения. В большинстве случаев используются пластыри стандартной длины (9 м), при необходимости – удлиненные сварные.

Наружный периметр продольно-гофрированных заготовок пластыря выбирают исходя из результатов замеров внутреннего периметра обсадной колонны и толщины стенки ее в интервале ремонта.

На производственной базе и перед спуском в скважину на наружную поверхность продольно-гофрированных заготовок пластыря наносится слой герметика.

Установка стального пластыря в обсадной колонне проводится в следующей последовательности:

- 1) «дорн» с заготовкой пластыря спускают на НКТ или бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;
- 2) соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб и с помощью насоса цементировочного агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря;
- 3) производят раскатку пластыря дорнирующей головкой не менее 4-5 раз с постепенным увеличением давления до 12 МПа;
- 4) не извлекая «дорн» из скважины, опрессовывают колонну, при необходимости раскатку повторяют, повышая давление до 18 – 20 МПа;
- 5) поднимают колонну труб с «дорном», осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану.

Эффективность оценивается по сопоставлению результатов испытания на герметичность до и после проведения работ.

Качество ремонта колонны определяют как наружным, так и внутренним давлением.

Опрессовка колонны производится в соответствии с «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность».

### **3.2.2 Основные методы ликвидации негерметичностей эксплуатационных колонн на Ван-Еганском месторождении**

1. Отсечение зоны негерметичности колонн пакерами с УЭЦН
2. Спуск дополнительной колонны

Отсечение зоны негерметичности колонн пакерами с УЭЦН.

Комплекс с пакером и установкой ЭЦН устанавливается ниже зоны негерметичности эксплуатационной колонны, над интервалом пласта. Пакер герметизируется в эксплуатационной колонне весом инструмента, съём его производится натяжением.



Компоновка включает в себя УЭЦН, обратный клапан, сбивной клапан, циркуляционный клапан для глушения скважины, пакер с кабельным вводом серии 4ПМС-КВ ОГ оснащенный специальным уплотнительно-распределительным узлом. Отвод газа осуществляется через кольцевое пространство внешнего и внутреннего лифта.

Сущность методов изоляции заключается в ликвидации нарушений обсадной колонны. Для длительной автономной изоляции негерметичного участка эксплуатационной колонны, расположенного ниже насосного оборудования.

Этот метод имеет низкую успешность, которая не превышает 30%. В процессе эксплуатации происходит разгерметизация и пропуски воды. Один важный недостаток – ограничение по глубине спуска насосного оборудования при такой компоновке в скважине.

Технология позволяет:

1. Существенно сократить время и повысить качество ремонта скважины и соответственно ускорить её ввод в эксплуатацию и срок окупаемости ремонта;
2. Сохранить коллекторские свойства изолируемого пласта (особенно важно для коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными св-ми при наличии в пласте неотобранных остаточных запасов);
3. Сохранить техническое состояние скважины, то есть внутреннее проходное сечение эксплуатационной колонны остается неизменным, в отличие от ремонта с перекрытием участка обсадной колонны технической колонной «летучкой» меньшего диаметра;
4. Обеспечить временный характер изоляции пласта, что позволяет при достижении гидродинамического равновесия пластов легко снять компоновку и осуществлять из них отборы.

Спуск дополнительной колонны.

При негерметичности, расположенной выше глубины спуска насоса, изоляция выполняется, в основном, спуском дополнительной обсадной колонны с последующим цементированием межколонного пространства. Подготовить основную эксплуатационную колонну шаблонированием и скреперованием. После производится спуск безмуфтовой колонны диаметром 120 мм для скважины с диаметром основной

колонны 146 мм. Далее производится цементирование межтрубного пространства с выходом цемента на устье.

Этот метод практически применяют, если другие существующие методы не дают результатов. Он дает 100% гарантию и успешность, высокий прирост и продолжительность. На месторождении пока спущены дополнительные колонны на 4 скважинах, все эффективны, средний прирост составил 20 т/сут по нефти.

Недостатки:

- 1) очень высокая стоимость из-за большой длительности ремонта и высокой стоимости дополнительной эксплуатационной колонны;
- 2) вследствие малого диаметра эксплуатационной колонны в скважину не всегда возможно спустить серийное оборудование УЭЦН;
- 3) неизвлекаемость из скважины;
- 4) уменьшение проходного диаметра ствола скважины от первоначального диаметра, что осложняет проведение ловильных работ по устранению посторонних предметов в случае падения таковых [4].

### **3.2.3 Новая технология изоляции водопритоков на основе смол**

На основании проведенного анализа предлагается для повышения качества при проведении РИР со спуском дополнительных колонн, использовать при цементировании тампонажные составы на основе синтетических карбамидформальдегидных смол. Преимущество смол перед традиционным портландцементом и составами по водоизоляции заключается в характеристиках:

- 1) удельный вес готовой смеси может готовиться в пределах от 1,06-2,2 г/см<sup>3</sup>, с помощью инертных наполнителей, при уд. весе смолы 1,29 г/см<sup>3</sup>;
- 2) в зависимости от концентрации добавляемого отвердителя и ожидаемой температуры, регулируется время затвердевания от 5 мин до 8 часов, в широком диапазоне температур (0-120°С);
- 3) расширение раствора - камня: при t=50° составляет 5%, t=60° составляет 10%, t=100° и более составляет 82%;

4) с увеличением температуры, увеличивается объем, идет расширение и увеличивается пористость;

5) стойкость образовавшегося камня подземным агрессивным средам, щелочам и кислотам.

Ударостойкость и эластичность отвердевшего камня превышает тампонажный цемент в 2-3 раза [5].

### **3.3 Выводы по разделу «Способы ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны»**

В ходе данной работы были изучены множество способов ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны, а также методы их применения, последовательность действий при использовании конкретного метода, а также достоинства и недостатки.

Например, метод дополнительной герметизации колонны в резьбовых соединениях путем довинчивания (доворота) ее в скважине применяется для герметизации верхней части эксплуатационной колонны, а также практически не требует денежных вложений, но занимает большое количество времени.

Ликвидация негерметичности тампонированием может применяться при различных видах негерметичности эксплуатационной колонны, в этом и есть её плюс.

Отсечение зоны негерметичности колонн пакерами позволяет сократить время ремонта, сэкономить деньги, сохранить коллекторские свойства пласта, сохранить техническое состояние скважины.

Спуск дополнительной эксплуатационной колонны применяют, если все другие известные методы не дают результатов. Минус этого метода в том, что он уменьшает текущий диаметр скважины, зато даёт 100% результат и высокий прирост дебита.

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия**

#### **4.1.1 Основные направления деятельности предприятия**

ООО «Газпром бурение» было создано в мае 1997 года в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

В состав новой компании вошли старейшие опытные предприятия по строительству скважин в различных геологических и климатических условиях, что дало возможность перераспределения в соответствии с производственной необходимостью буровых мощностей и кадрового потенциала между филиалами в разных регионах РФ.

В состав ООО «Бургаз» (сегодня ООО «Газпром бурение») вошло пять филиалов: «Кубаньбургаз» (Краснодарский край, основан в 1944 г.), «Севербургаз» (Республика Коми, основан в 1946 г.), «Оренбургбургаз» (Оренбургская область, основан в 1970 г.), «Тюменбургаз» (ЯНАО, основан в 1979 г.), «Астраханьбургаз» (Астраханская область, основан в 1985 г.).

Всего за 1997-2013 годы компанией было пробурено более 7 млн. метров горных пород, закончены строительством 3669 скважин. По результатам разведочного бурения были построены 409 скважин с суммарной проходкой более 1,2 млн метров, что позволило открыть 25 новых месторождений и 64 новые залежи на открытых ранее месторождениях.

#### **4.1.2 Организационная структура предприятия**

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение», «Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа

2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);

3. ООО «Национальный буровой сервис»,

Схема организационной структуры представлена на рисунке 10.

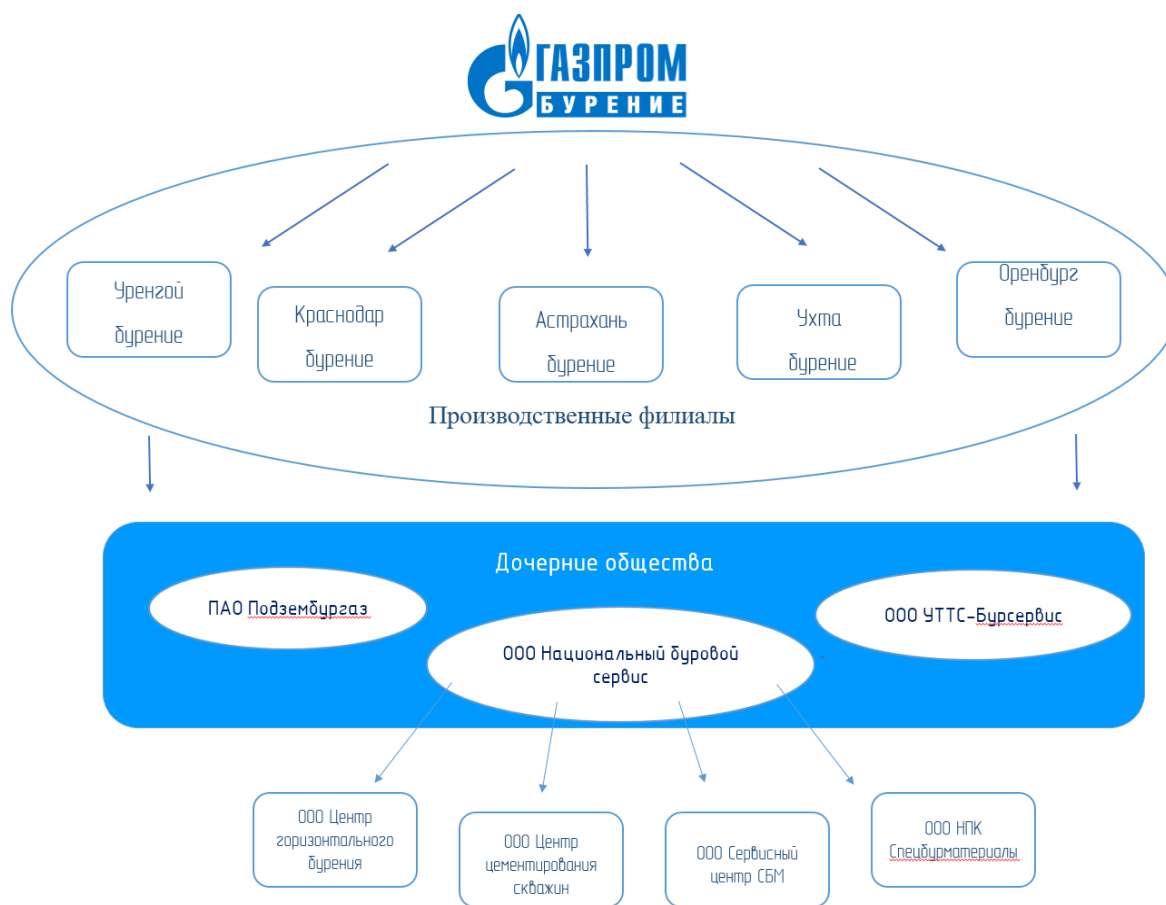


Рисунок 10 – Схема организационной структуры

## **4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины**

### **4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины**

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

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

При расчете принимаются во внимание:

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

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [6],[7].

Все расчеты сведены в нормативной карте в таблице Б.1 приложения Б.

### **4.2.2 Линейный календарный график выполнения работ**

В компании «Газпром-Бурение» режим работы вахт следующий: 30 дней сменной работы, по 12 сменным часам в сутки. Буровая бригада работает непрерывно, все работы выполняются согласно запланированному времени. Все работы распределяются в зависимости от задач по различным бригадам:

- вышкомонтажная бригада (монтаж и демонтаж буровой)
- буровая бригада (буровые работы)
- бригада испытания (работы по испытанию скважины)

Всего на сооружение скважины необходимо 747,07 часов (31,1 суток).

Линейный календарный график (таблица 32) наглядно показывает занятость бригады и позволяет оценить возможность распределения, что позволяет избежать простоев.

Таблица 32 – Линейный календарный график проведения работ на объекте

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	40										
Буровая	31										
Испытания	5										

### 4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Стоимость строительства скважины определяет сумму всех затрат, которые необходимо произвести, для выполнения полного объема работ по строительству скважины, а также все затраты по каждому отделению входящему в состав бурового предприятия. Для этого определяют: сметную цену всего объема буровых работ, накладные расходы всех производств, в том числе административно-хозяйственные, свод затрат по строительству скважины

Основой определения стоимости работ являются сметы к техническим проектам. Сметная стоимость является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающим предприятиями и

Для расчета основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), для эксплуатационных скважин определяемых с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [8], расчет состоит из четырех частей:

- 1 часть – Подготовительные работы;
- 2 часть – Вышкомонтажные работы;
- 3 часть – Бурение и крепление скважины;
- 4 часть – Испытание скважины

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости об времени и объема работ.

Затраты, зависящие от времени: оплата труда буровой бригады, содержание бурового оборудования и амортизация.

Затраты зависящие от объема работ (на 1 м проходки): расход долот, износ бурильных труб, расходуемые в процессе эксплуатации материалы, химические реагенты.

Все расчеты проводятся в ценах 1984 года согласно СНиП IV-5-82, для перевода используется индекс изменения сметной стоимости. Для Томской области на декабрь 2019 года индекс составляет 218

Сводный расчет в ценах 1984 года приведен в таблицах Б.2-Б.3 приложения Д

Сводный сметный расчет представлен в таблице Б.4 приложения Б.



## **5 Социальная ответственность**

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

Темой данной выпускной квалификационной работы специалиста является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Чокракский ярус нефтяного месторождения глубиной 4488м. Объектом исследования является проект на строительство скважины по заданным параметрам. В перечень разрабатываемых вопросов входят: геологическая и географо-экономическая характеристика района проектируемых работ, расчет профиля (траектории) скважины, углубление скважины, проектирование процессов заканчивания, выбор буровой установки, специальная часть.

Административно район строительства расположен в Краснодарском крае Российской Федерации. Местность характеризуется низкой продолжительностью зимнего периода (около 40 суток), среднегодовая температура составляет плюс 13,3°С.

Целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду

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

В данном разделе будут освещены следующие ГОСТы:

– ГОСТ 12.2.03-78 Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. ГОСТ отвечает за правильное положение рабочего во время выполнения работ в сидячем положении, позволяющий меньше утомляться и делать работу удобнее [9].

– ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. ГОСТ отвечает за рабочее место людей, выполняющих работу стоя [10].

– ГОСТ 22269-76 Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. ГОСТ отвечает за правильное расположение кнопок и рычагов [11].

Персонал, работающий на буровой установке, как пример помощник бурильщика, относится к 4-й группе тяжести труда (работники нефтяной и газовой промышленности). Работа в тяжелых условиях труда предполагает для персонала специальную оценку условий труда.

Специальная оценка условий труда является единым комплексом последовательно осуществляемых мероприятий по идентификации вредных и (или) опасных факторов производственной среды и трудового процесса и оценке уровня их воздействия на работника с учетом отклонения их фактических значений от установленных уполномоченным Правительством Российской Федерации федеральным органом исполнительной власти нормативов (гигиенических нормативов) условий труда и применения средств индивидуальной и коллективной защиты работников. Таким образом:

1) Для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, где установлена сокращенная продолжительность рабочего времени, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

- при 36-часовой рабочей неделе - 8 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - 6 часов.

Отраслевым (межотраслевым) соглашением и коллективным договором, а также при наличии письменного согласия работника, оформленного путем заключения отдельного соглашения к трудовому договору, может быть предусмотрено увеличение максимально допустимой продолжительности ежедневной работы (смены) по сравнению с продолжительностью ежедневной работы (смены), установленной частью второй настоящей статьи для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, при условии соблюдения предельной еженедельной

продолжительности рабочего времени, установленной в соответствии с частями первой – третьей статьи 92 настоящего Кодекса:

- при 36-часовой рабочей неделе - до 12 часов;
- при 30-часовой рабочей неделе и менее - до 8 часов [12].

2) Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск предоставляется работникам, условия труда на рабочих местах, которых по результатам специальной оценки условий труда отнесены к вредным условиям труда 2, 3 или 4 степени, либо опасным условиям труда. Продолжительность ежегодного дополнительного оплачиваемого отпуска конкретного работника устанавливается трудовым договором на основании отраслевого (межотраслевого) соглашения и коллективного договора с учетом результатов специальной оценки условий труда.

3) Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, а также оснащения рабочих мест средствами коллективной защиты [ТК РФ Статья 221];

4) Установления работникам предусмотренных ТК РФ гарантий и компенсаций [ТК РФ г. 28];

5) Предварительные и периодические медицинские осмотры [ТК РФ 213]: Работники, занятые на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, связанных с движением транспорта, проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Основную работу помощник бурильщика выполняет в положении стоя. Рабочее место при выполнении работ стоя регулируется ГОСТ 12.2.033–78:

1) Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.

2) Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в зоне досягаемости моторного поля.

3) Организация рабочего места и конструкции должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем 15 градусов.

4) Для обеспечения удобного подхода к столу, станку или машине, должно быть предусмотрено пространство для стоп размером не менее 150мм по глубине, 150мм по высоте и 530мм по ширине.

## 5.2 Производственная безопасность

В данном разделе будут рассмотрены вредные и опасные факторы, встречающиеся на производстве, а именно во время бурения возле буровой вышки.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) представлена в таблице 33.

Таблица 33 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении буровых работ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Крепление ОК	Приготовление и очистка БР	
1. повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
2. повышенный уровень вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума.
3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер, атмосферные осадки	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
5. недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)
6. Движущиеся машины и механизмы	+	+		ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
7. Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах	+	+	+	ПБ 03-576-2003 Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением

Продолжение таблицы 33

8. Работа на высоте	+	+		ПОТ Р М-012-2000 Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
9. Вредные вещества	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

а) Повышенный уровень шума на рабочем месте. Источниками шума на буровой являются: насосный блок, роторный стол, силовой блок, приемные мостки. К методам защиты рабочих от действия шума относят средства коллективной защиты, такие как: кожаные наушники, глушители шума; средства индивидуальной защиты. [13]

б) Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, насосный блок, блок очистки бурового раствора. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.029-80. К методам защиты работающих от действия вибрации относятся средства коллективной защиты, такие как: кожаные наушники, виброизолирующие площадки; средства индивидуальной защиты. [СН 2.2.4./2.1.8.566-96]

в) Пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки. Возможные места появления высоких и низких температур: роторный стол, площадка верхового, приемные мостки. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. К методам защиты работающих относят спецодежду, использование укрытий [14].

г) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются: насосный блок, блок приготовления и хранения раствора, силовой блок, блок очистки раствора. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548-96. К методам защиты работающих относятся контроль воздушной среды, установка стационарных сигнализаторов, использование СИЗ.

д) Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним. Чаще всего данный фактор возникает в ночное время суток. Гигиенические требования к естественному,

искусственному и совмещённому освещению рабочих мест регламентируются СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

а) Движущиеся машины и механизмы. Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, роторным столом, а также СПО. Безопасность при работе с движущимися машинами и механизмами следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 08-624-03.

б) Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах. Места возникновения данного фактора: насосный блок, роторный стол, блок ПВО. Безопасность при работе с оборудованием, работающим под давлением, следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 10–115–96 и ПБ 03-576-2003.

в) Работа на высоте. К высотным работам на буровой относят работу верхового при СПО, различный ремонт буровой вышки, работа возле блока приготовления и хранения раствора, блока очистки раствора.. Безопасность при высотных работах должна регламентироваться по ПОТ Р М-012-2000. К методам защиты работающих относят специальные страховочные тросы.

г) Вредные вещества. Источником воздействия токсичных вредных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами для приготовления бурового раствора. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.007-76. К методам защиты работающих относят респираторы, противогазы и другие средства индивидуальной защиты.

### **5.2.3 Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов**

Буровые установки должны быть оснащены механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с "Нормативами оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации", «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08624-03), утвержденными постановлением

Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин и обеспечения безопасности работающих на случай пожара инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины, инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Рабочий персонал при строительстве скважины должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда, разработанной и утвержденной на данном предприятии.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Охрана поверхностных и подземных вод**

Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения и испытания скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с промышленной площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86 [15].

#### **5.3.2 Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства**

Буровой шлам образуется в процессе бурения. Для нейтрализации шлама

используется сульфат алюминия и ПАА. В ходе рекультивации производится отверждение шлама цементом (40-50 % от объема). Прочность цементного камня достигает 6-7 кг/м<sup>2</sup>. Размещение бурового шлама производится в грунтовом шламонакопителе. В ходе работ металлолом собирается на специальной площадке. Площадка оборудована дощатым покрытием .

Древесные отходы образуются при лесосведении при обустройстве площадки. Хранятся на специальной площадке. Сжигаются на площадке сжигания продуктов испытания в пожаробезопасный период.

Для сбора отработанных горюче-смазочных материалов оборудуются 3 металлические емкости объемом по 1 м<sup>3</sup> под каждый вид масла. Емкости размещаются на складе ГСМ. Сжигаются совместно с продуктами испытания.

ТБО размещается в 4-х металлических контейнерах объемом по 1 м<sup>3</sup>.

Контейнеры размещаются на бетонированных площадках размерами 2х3 м. На площадке устанавливается по два контейнера под горючие и негорючие отходы. Горючие отходы сжигаются на площадке для сжигания продуктов испытания. Негорючие ТБО размещаются в грунтовом шламонакопителе. Для сбора и утилизации продуктов испытания устраивается ловушка в пониженной части рельефа в 100 м от устья скважины. Ловушка обваловывается привозным грунтом высотой не менее 0,8 м и шириной поверху не менее 0,5 м. По дну ловушки устраивается противофильтрационный экран. Общие правила утилизации отходов должны соответствовать ГОСТ Р 52108-2003 [16].

### **5.3.3 Охрана недр**

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хоз. питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86 [17].



### **5.3.4 Охрана земельных и растительных ресурсов**

В процессе строительства скважин основные виды воздействия на земельные ресурсы и растительный мир:

- а) уничтожение растительного покрова на территории площадки разведочной скважины, в полосах временных дорог для перемещения буровой установки;
- б) смена видового состава лесных насаждений;
- в) механические повреждения растительного покрова при перемещении техники и транспорта;
- г) рост пожароопасности в результате захламленности порубочными остатками.

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

Степень риска при строительстве скважины оценена в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03 М., «Методическим указание по проведению анализа риска опасных производственных объектов» ГУП НТЦ «Промышленная безопасность» утвержденное Госгортехнадзором 10.07.01. и «Положения о классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утвержденного постановлением Правительства РФ 13 сентября 1996г.

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины, так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных

мер, заложенных в проекте, а также готовность предприятия совместно с местной военизированной противопожарной службой к локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

### **5.5 Выводы по разделу социальная ответственность**

Изучив данный раздел, мы поняли, насколько важны правила безопасности на производстве и насколько необходимо их соблюдение. ГОСТ 12.2.032-78 и ГОСТ 12.2.033-78 отвечают за удобство работников на рабочем месте, ГОСТ 17.1.3.06-82 отвечает за экологическую безопасность, ГОСТ Р 22.0.01-2016 отвечает за безопасность в чрезвычайных ситуациях. Все это в целом позволяет создать максимально комфортные и безопасные условия для работников, что в совокупности повышает качество работы, не увеличивая загрязнение экологии.

Хотелось бы добавить, что каждые несколько лет появляются новые правила, которые работники должны соблюдать, чтобы не получить штраф, или, что ещё хуже, нанести вред своему организму.

Я считаю, что правила достаточно строгие, но я согласен с тем, что все они необходимы. Ведь все сделано для того, чтобы каждый работник хорошо отработал все свои смены и вернулся домой здоровым человеком к семье.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Чокракский ярус нефтяного месторождения с длиной по стволу 4488 метров.

При проектировании технологического решения, был выбран способ бурения горизонтального участка с помощью РУС, так как интервал бурения составляет более 1000м по горизонту. РУС позволит с высокой точностью и технико-экономической эффективностью произвести проводку этого интервала.

При построении совмещенного графика давлений можно было увидеть, что практически на всей глубине скважины присутствуют зоны АВПД, поэтому обсадные колонны проектировались с большей толщиной стенки, чтобы выдержать большие давления.

Начиная с устья и до забоя скважины преобладают глинистые породы, поэтому все выбранные буровые растворы обеспечивают в некоторой степени функцию предотвращения набухания глин. В буровом растворе для последнего интервала бурения применяется гематит в качестве утяжелителя, так как он имеет наибольшую плотность, что в свою очередь помогает быстрее увеличить плотность бурового раствора.

В специальной части были рассмотрены способы ликвидации негерметичностей эксплуатационной колонны, а именно:

- герметизация резьбовых соединений путем докрепления их в скважине;
- устранение негерметичности частичной сменой эксплуатационной колонны;
- ликвидация негерметичности тампонированием;
- восстановление герметичности обсадных колонн с применением стальных пластырей;
- технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными установками.

Также были рассмотрены достоинства и недостатки каждого метода.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет сметной стоимости работ по строительству газовой скважины,

рассчитаны нормы времени. Полное время необходимое на строительство скважины составляет 747 часов, из них на бурение 446 часов, на крепление 212 часов, на геофизические исследования 89 часов.

Раздел социальная ответственность содержит нормы по технике безопасности на буровой, а также анализ вредных и опасных факторов, которые встречаются при работе. Также были рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

## Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников и др.; под ред. Г.П. Зозули – Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин, 2012. – 372 с.
5. Материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. – Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, 2015. – 383 с.
6. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
8. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 –Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства.
9. ГОСТ 12.2.03-78 Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
10. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

11. ГОСТ 22269-76 Государственный стандарт союза сср. Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

12. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0)

13. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008 –М: Госстандарт России: Изд-во стандартов, 2008

14. Федеральный закон от 4 мая 1999 г. N 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» (с изменениями и дополнениями) Глава III. «Организация деятельности в области охраны атмосферного воздуха» (ст. ст. 9 - 20) Статья 12. «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и вредных физических воздействий на атмосферный воздух»

15. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – Введ: 01.07.1987. : постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

16. ГОСТ Р 52108-2003 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Основные положения.

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

## Приложение А

### Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол , град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
				в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	500	500	0	0	0	0	0	500	500
500	666	166	1,5	0	25,71	38	38	171	671
666	3310	2644	0	25,71	25,71	1273	1311	2935	3606
3310	3415	105	3	25,71	80	139	1450	181	3787
3415	3480	65	0,1934	80	90	514	1964	517	4304
3480	3480	0	0	90	90	184	2148	184	4488

### Компоновка низа бурильной колонны

Таблица А.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

Бурение под направление (0-40м)								
№ п/п	Типоразмер, шифр	Масса,	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба низ	Тип соединения низ/Тип соединения верх	Сумм вес, т
		кг				Резьба верх		
1	393,7 Глубур	152	0,4	393,7		3-177	Нипель	0,152
	Переводник П-177/171	96	0,529	225	100	3-177/3-171	Муфта/Муфта	0,096
	КЛС 390 М	261	0,825	390	80	3-171/3-171	Нипель/Муфта	0,261
	Переводник М-171/161	61	0,538	225	73	3-171/3-161	Нипель/Муфта	0,061
	УБТС2-203	5136	24	203	100	3-161/3-161	Нипель/Муфта	5,136
	Переводник П-161/163	90	0,53	225	76	3-161/3-163	Нипель/Муфта	0,09
	Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	240	80	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,043
	Переводник П-163/162	87	0,521	225	76	3-163/3-162	Нипель/Муфта	0,087
	СБТ ТБ ПК-127х9,19 Е	372	12	127	109	3-162/3-162	Нипель/Муфта	0,372



Продолжение таблицы А.2

Бурение под кондуктор (40-1486м)								
2	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	35	0,39	295,3		3-152	Нипель	0,035
	Переводник П-152/171	93	0,517	240		3-152/3-171	Муфта\Муфта	0,093
	КЛС 295 М	138	0,67	295	80	3-171/3-171	Нипель/Муфта	0,138
	Д-240РС	2547	10,1	240		3-171/3-163	Нипель/Муфта	2,547
	Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48	240	55	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,105
	Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	240	55	3-163/3-163	Нипель/Муфта	0,043
	Переводник П-163/152	87	0,521	225	101	3-163/3-71	Нипель/Муфта	0,087
	КЛС 295 М	138	0,67	295	80	3-171 3-171	Нипель Муфта	0,138
	Переводник П-171/163	87	0,521	225	101	3-171/3-163	Нипель/Муфта	0,087
	УБТН-203 (ЗИС-4М)	190	24	203	71	3-163/3-163	Нипель/Муфта	4,56
	Переводник П-163/147	60	0,517	225	100	3-163/3-147	Нипель/Муфта	0,06
	УБТС2-178	156	24	178	90	3-147/3-147	Нипель/Муфта	3,744
	Переводник П-147/162	63	0,527	225	100	3-147/3-162	Нипель/Муфта	0,063
	СБТ ТБПК-127х9,19 Е	31,2	1422	127	108	3-162/3-162	Нипель/Муфта	44,366

Продолжение таблицы А.2

Бурение под ЭК (1486-3318м)								
3	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	24	0,4	220,7		3-117	Нипель	0,024
	Переводник П-117/133	37	0,47	172	80	3-117/3-133	Муфта/Муфта	0,037
	К 220 С	58	0,4	220	70	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,058
	Переводник М 133-117	30	0,457	172	80	3-133/3-117	Нипель/Муфта	0,03
	ДРУ2-178РС	1669	5	178		3-117/3-133	Нипель/Муфта	1,669
	Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	172	66	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,103
	Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93	172	55	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,098
	УБТН-178(ЗИС-4М)	164	36	178	71	3-133/3-133	Нипель/Муфта	5,904
	ЯГБ-172	780	2,167	172	76	3-133/3-133	Нипель/Муфта	0,78
	Переводник П-147/162	63	0,527	171,4	80	3-147/3-162	Нипель/Муфта	0,063
СБТ ТБПК-127х9,19 Е	31,2	3272	127	108	3-162/3-162	Нипель/Муфта	102,086	

Продолжение таблицы А.2

Бурение под хвостовик (3318-4488м)								
4	142,9 Волгабурмаш	17	0,25	155,6		3-88	Нипель	0,017
	У-КС-142 СТ	29	0,35	155,6		3-88/3-102	Нипель/Муфта	0,029
	Переводник М 88-117	30	0,457	144	80	3-102/3-117	Нипель/Муфта	0,03
	Д-127.33 IDT	1050	3	127		3-117/3-102	Нипель/Муфта	1,05
	Переливной клапан ПК-127РС	30	0,477	127	28	3-102/3-102	Нипель/Муфта	0,03
	Обратный клапан КОБ 127РС	49	0,65	127	22	3-102/3-102	Нипель/Муфта	0,049
	УБТН-121(ЗТС-54)	65	108	121	63	3-102/3-102	Нипель/Муфта	7,02
	Ясс SJ-120	320	5,5	124	56	3-102/3-102	Нипель/Муфта	0,32
	Переводник П-102/127	55	0,39	127	70	3-102/3-127	Нипель/Муфта	0,055
	ПН-89х9,35 Е	21	4368	88,9	70	3-127/3-127	Нипель/Муфта	91,728

## Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Таблица А.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	40	ПК 127х9	127	Р	9,19	3-133	15	0,418	6,154	4,14	1,5	18,69	20,85
бурение	40	1486	ПК 127х9	127	Р	9,19	3-133	1429	59,79	71,58	2,2	1,5	4,4	4,9
бурение	1486	3606	ПК 127х9	127	Р	9,19	3-133	3456	144,6	157,11	1,7	1,5	1,95	2,17
бурение	3606	4376	ПН 89х9	127	Д	9,4	3-102	770	16,231	16,646	1,6	1,5	1,24	1,3
бурение	4376	4488	ПН 89х9	127	Р	9,4	3-102	3588	75,635	99,96	1,6	1,5	1,21	1,27

## Потребные количества химических реагентов

Таблица А.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	66	2,64	177,4	7,096	167,61	6,7	50,2	2	461,21	18
Бентопорошок Основа-Медиум	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	826	0,826	0	0	0	0	0	0	826	1
Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	66	2,64	354,8	14,192	0	0	10,4	4	521,2	21
Барит	Увеличение плотности бурового раствора	1000	21701	21,701	174206	174,206	563170	563	0	0	759077	59
Глинопорошок ТЕРМАВИС (КЛОТО)	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	0	0	8870	8,87	0	0	0	0	8870	9
Полиакриламид Seurvey D1	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	177,4	7,096	0	0	0	0	177,4	7
Оснопак-НО	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1000	0	0	177,4	1,774	401,6	0,401	50,2	0,5	267,76	3
Atren-FK	Снижение коэффициента трения в скважине	200	0	0	177,4	8,87	1004	5,02	0	0	277,8	4
Atren CI	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	8870	44,35	0	0	0	0	8870	44
Гаммаксан	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25	0	0	0	0	279,35	11,2	50,2	2	329,55	13
ПАН Seurvey FL	Регулятор фильтрации, реологических свойств	200	0	0	0	0	558,7	3	0	0	558,7	3

Продолжение таблицы А.4

Инкапсулятор ПОЛИКАП	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	25	0	0	0	0	1117,4	44,7	0	0	1117,4	45
Arten-ВЮ марки А	Защита от микробиологической деструкции	200	0	0	0	0	279,35	2	0	0	279,35	2
Atren PG	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	200	0	0	0	0	0	0	3012	15	3012	15
Карбонат Кальция (УМС)	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	0	0	0	0	0	0	5020	5	5020	5
Гематит	Увеличение плотности бурового раствора	1000	0	0	0	0	0	0	138250	139	138250	139

## Приложение Б

Таблица Б.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений	Время механического бурения, час	СПО и наращивание, час	Промывка, час	Прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, ч							
Бурение под направление	393,7 Глубу р	0	40	400	0,02	110	1	0,8	0,68	0,03	1,20	2,71
Крепление направления	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	1,68	12	1,99	0,03	0,5	16,2
Итого:	20,31											
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	40	148 6	650	0,02	1446	3	28,92	9,17	0,49	1,40	39,98
Крепление кондуктора	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	3,24	16	11,4	1,36	0,7	32,70
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	56,76
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	148 6	331 8	2000	0,027	1832	1	47,93	20,37	2,07	2,4	72,77
Крепление эксплуатационной колонны	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–	9,52	24	28,58	6,52	2,6	71,22
Итого:	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	143,99

Продолжение таблицы Б.1

Бурение под хвостовик	142,9 Волгабурмаш	3318	4488	2000	0,035	1170	1	40,95	38,58	3,61	3,2	86,34
Крепление хвостовика	–	–	–	–	–	–	Продавка, час	ОЗЦ, час	Спуск колонны, час	–	–	–
	–	–	–	–	–	–						
Итого:	–	–	–	–	–	–						201,8
Итоговое время на бурение, ч												244,46
Итоговое время на крепление, ч												211,61
Итоговое время на геофизические исследования, ч												89,2
Итого, ч												747,07

Таблица Б.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	40	5166	–	–	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	1549,8	–	–	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	–	–	0,17	23,49	1	138,19	2,68	370,35	3,03	412,72
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	7,05	–	41,57	–	111,11	–	125,61
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	40	–	0,17	1,69	1	9,95	2,68	26,67	3,03	30,15
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	–	–	0,51	–	2,99	–	8,00	–	9,04



Продолжение таблицы Б.2

Содержание бурового оборудования	сут	252,86	–	–	0,17	42,99	1	252,86	2,68	677,66	3,03	766,17
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	1443	–	–	0,17	245,31	1	1443	2,68	3867,24	3,03	4372,29
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	сут	244,60	–	–	–	–	–	–	2,68	655,53	3,03	741,14
Прокат ВЗД	сут	92,66	–	–	–	–	1,205	111,66	2,68	248,34	–	–
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут	240,95	–	–	–	–	–	–	2,68	645,75	–	–
Прокат РУС	сут	358,61	–	–	–	–	–	–	–	–	3,03	1086,59
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54	–	–	0,17	1,28	1	7,54	2,68	20,21	3,03	22,85
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	–	–	0,17	43,76	1	257,41	2,68	689,86	3,03	779,95
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	40	5372,8	0,17	22,83	1	134,32	2,68	359,98	3,03	406,99
Каустическая сода	уп	4,4	–	–	2,64	11,616	7	30,8	6,7	29,48	2	8,8
Бентопорошок Основа-Медиум	уп	9,06	–	–	0,826	7,93	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная	уп	8,07	–	–	2,64	21,3	14,192	114,53	–	–	4	32,28
Барит	уп	559,63	–	–	21,07	11791,4	174,2	97487,55	563	315071,7	–	–

Продолжение таблицы Б.2

Глиноporошок ТЕРАВИС (КЛОТО)	уп	408,26	-	-	-	-	8,87	3621,26	-	-	-	-
Полиакриламид Survey D1	уп	13,88	-	-	-	-	7,1	97,3	-	-	-	-
Оснопак-НО	уп	21,09	-	-	-	-	1,77	37,33	0,4	8,436	0,5	10,55
Atren-FK	уп	137,6	-	-	-	-	8,87	1220,51	5,02	690,75	-	-
Atren CI	уп	32,08	-	-	-	-	44,35	1422,75	-	-	-	-
Гаммаксан	уп	21,70	-	-	-	-	-	-	11,2	243,04	2	43,4
ПАН Seurvey FL	уп	6,24	-	-	-	-	-	-	3	18,72	-	-
Инкапсулятор ПОЛИКАП	уп	16,06	-	-	-	-	-	-	44,7	717,88	-	-
Atren-ВЮ марки А	уп	183,03	-	-	-	-	-	-	2	268,06	-	-
Atren PG	уп	46,14	-	-	-	-	-	-	-	-	15	692,1
Карбонат Кальция (УМС)	уп	142,08	-	-	-	-	-	-	-	-	5	710
Гематит	уп	587,56	-	-	-	-	-	-	-	-	139	81670
393,7 Глубур	шт	1092,39	-	-	1	1092,39	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 416 CP	шт	2647,22	-	-	-	-	3	7941,6	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 416 УЕ	шт	2421,22	-	-	-	-	-	-	1	2421,22	-	-
142,9 Волгабурмаш	шт	825,69	-	-	-	-	-	-	-	-	1	825,69
Итого затрат на бурение, по этапам	руб	-	-	10538,8	-	4256,57	-	12732,11	-	21730,56	-	17356,27
Итого затрат на бурение	руб	25327212										

Таблица Б.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	0,675	93,28	1,36	187,94	1,82	251,51	2,98	411,81
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	23,98	–	56,38	–	75,45	–	123,54
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	9,95	0,675	6,72	1,36	13,53	1,82	18,11	2,98	29,65
Социальные отчисления, 30%	–	–	–	2,01	–	4,06	–	5,43	–	8,90
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,675	170,68	1,36	343,89	1,82	460,21	2,98	753,52
Амортизация и износ бурового оборудования	сут	1443	0,675	974,03	1,36	1962,48	1,82	2626,26	2,98	4300,14
Содержание полевой лаборатории по созданию рецептур тампонажного раствора	сут	7,54	0,675	5,09	1,36	10,25	1,82	13,72	2,98	22,47
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	257,41	0,675	173,75	1,36	350,08	1,82	468,49	2,98	767,08
Эксплуатация спецтранспорта	сут	134,32	0,675	90,67	1,36	182,68	1,82	244,46	2,98	400,27
<b>Затраты зависящие от объема работ</b>										
БКМ-324	шт	135,32	1	135,32	–	–	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	208,72	1	208,72	–	–	–	–	–	–
ЦПЦ-324/394	шт	12,39	4	49,6	–	–	–	–	–	–
ПРП-Ц-В-324	шт	70,45	1	70,45	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы Б.3

БКМ-245	шт	66,97	–	–	1	66,97	–	–	–	–
ЦКОД-245	шт	107,34	–	–	1	107,34	–	–	–	–
ЦПЦ-245/295	шт	11,01	–	–	40	440,4	–	–	–	–
ПРП-Ц-В-245	шт	49,54	–	–	1	49,54	–	–	–	–
БКМ-178	шт	54,95	–	–	–	–	1	54,95	–	–
ЦКОД-178	шт	83,49	–	–	–	–	1	83,49	–	–
ЦПЦ-178/220	шт	14,69	–	–	–	–	108	1586,5	–	–
ЦТ-178/220	шт	17,23	–	–	–	–	33	568,59	–	–
ПРП-Ц-Н-178	шт	26,36	–	–	–	–	1	26,36	–	–
ПРП-Ц-В-178	шт	52,76	–	–	–	–	1	52,76	–	–
ПХГМЦЗ. 127/178-114	шт	2064,22	–	–	–	–	1	2064,22	–	–
БКМ-114	шт	45,95	–	–	–	–	–	–	1	45,95
ЦКОД-114	шт	62,61	–	–	–	–	–	–	1	62,61
ЦПЦ-114/143	шт	12,84	–	–	–	–	–	–	53	680,5
ЦТ 114/143	шт	14,68	–	–	–	–	–	–	33	484,44
ПРП-Ц-В-114	шт	12,2	–	–	–	–	–	–	1	12,2
ПРП-Ц-Н-178	шт	21,65	–	–	–	–	–	–	1	21,65
Итого на крепление	руб									

Таблица Б.4 – Сводный сметный расчет

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
<b>1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
Обустройство площадки	8 011	17216986
Рекультивация перед планировкой	24 037	2695352
Итого		19912338
<b>2. Строительство и монтаж бурового оборудования</b>		
Строительство и монтаж	177 994	38 802 692
Разборка и демонтаж	11 352	2 474 736
Итого		41 277 428
<b>3. Бурение и крепление скважины</b>		
Бурение скважины	116 179,87	25 327 212
Крепление скважины	39929	8 704 522
Итого		34 031 734
<b>4. Испытания скважины на продуктивность</b>		
Испытание по окончании бурения	42 595	9 285 710
<b>5. Промыслово-геофизические работы</b>		
Затраты на промыслово-геофизические работы	8809	1 920 362
<b>6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время</b>		
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4% от пунктов 1 и 2)	4933	1 075 394
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	1973	430 114
Эксплуатация котельной и паровой установки	30 640	6 679 520
Итого		8185028
Итого прямых затрат		114 612 600
<b>7. Накладные расходы</b>		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)		28 653 150
<b>8. Плановые накопления;</b>		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)		10 028 602
<b>9. Прочие работы и затраты</b>		
Зарплаты, надбавки	8827,95	1 924 493
Транспортировка буровых бригад	3945,89	8 60 204

Продолжение таблицы Б.4

Сооружение водяной скважины	4587,16	1000000,88
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)		306 589
Амортизация жилого городка	125,64	27 390
Итого		4 118 676
10. Резерв средств на непредвиденные расходы		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)		7 870 651
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		165 283 680
ВСЕГО с учетом НДС (20%)		195034742

