

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 (ПЛАСТ            АС12) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ,            НЕФТЕЮГАНСКИЙ РАЙОН)</b>

УДК 622.243.23:622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геворкян Геворг		12.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		18.06.2020

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		15.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	–		15.06.2020

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	–		18.06.2020

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления <i>проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ 11.02.2020 Максимова Ю.А.  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6В	Геворкян Геворг

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт АС12) на нефтяном месторождении (Тюменская область, Нефтеюганский район)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Геологические условия бурения;</li> <li>2. Глубина по вертикали: по расчету;</li> <li>3. Тип профиля: наклонно-направленный;</li> <li>4. Данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, глубину спуска ГНО определить;</li> <li>5. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать;</li> <li>6. Способ цементирования: по расчету;</li> <li>7. Способ перфорации: кумулятивный;</li> <li>8. Минимальный уровень жидкости в</li> </ol>
---	--

	эксплуатационной колонне: до полного опорожнения.
<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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1. Геологические условия бурения</li> <li>1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</li> <li>1.3. Зоны возможных осложнений</li> </ol> </li> <li>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.1.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</li> <li>2.1.2. Построение совмещенного графика давлений</li> <li>2.1.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</li> <li>2.1.4. Выбор интервалов цементирования</li> <li>2.1.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</li> <li>2.1.6. Разработка схем обвязки устья скважины</li> </ol> </li> <li>2.2. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.2.1. Выбор способа бурения</li> <li>2.2.2. Выбор породоразрушающего инструмента</li> <li>2.2.3. Выбор типа калибратора</li> <li>2.2.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</li> <li>2.2.5. Расчет частоты вращения долота</li> <li>2.2.6. Расчет требуемых расходов бурового раствора</li> <li>2.2.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</li> <li>2.2.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</li> <li>2.2.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</li> <li>2.2.10. Выбор гидравлической программы промывки скважины</li> </ol> </li> <li>2.3. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</li> <li>2.3.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</li> <li>2.3.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</li> </ol> </li> <li>2.3.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> <li>2.3.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</li> <li>2.3.2.2. Расчет объема тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов</li> <li>2.3.2.3. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</li> </ol> </li> <li>2.3.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</li> </ol> </li> <li>2.4. Выбор буровой установки</li> </ol> </li> </ol>
<b>Перечень графического материала</b>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>

<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Рыжакина Татьяна Гавриловна, к.э.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
<b>1. Общая и геологическая часть</b>	
<b>2. Технологическая часть</b>	
<b>3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе</b>	
<b>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	
<b>5. Социальная ответственность</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	11.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		11.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6В	Геворкян Геворг		11.02.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы

Бакалаврской работы
---------------------

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
03.03.2020	Общая и геологическая часть	5
24.03.2020	Технологическая часть	40
21.04.2020	Импрегнированные вставки в PDC долотах	15
05.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
19.05.2020	Социальная ответственность	15
01.06.2020	Предварительная защита работы	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		11.02.2020

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший ассистент	Максимова Юлия Анатольевна	—		11.02.2020

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6В	Геворкян Геворг

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

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

<p>Нормы и нормативы расходования ресурсов</p> <p>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</p>	<p>1. Литературные источники;</p> <p>2. Методические указания по разработке раздела;</p> <p>3. Сборник сметных норм на геологоразведочные работы;</p> <p>4. Налоговый кодекс РФ</p>
--	---

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

<p>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения поисковых ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</p>	<p>1. Основные технико-экономические показатели поисковых ГРП</p>
<p>2. Планирование и формирование бюджета поисковых ГРП</p>	<p>2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ</p>
<p>3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности поисковых ГРП</p>	<p>3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины</p>

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	<p>31.01.2020</p>
--	-------------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна.	к.э.н.		31.01.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6В	Геворкян Геворг		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6В	Геворкян Геворг

<b>Школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

<b>Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины (пласт АС<sub>12</sub>) на нефтяном месторождении (Тюменская область, Нефтеюганский район)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная скважина на нефтяном месторождении Тюменской области, Нефтеюганского района</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования». ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе;</li> </ul>



	<ul style="list-style-type: none"> <li>– повышенные уровни шума и вибрации;</li> <li>– недостаточное освещение рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность;</li> <li>– необходимые средства защиты от вредных факторов.</li> </ul> <p>Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы,</li> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– пожаровзрывоопасность;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>3.1 Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– на атмосферу (выбросы, выхлопные газы);</li> <li>– на гидросферу (сбросы, утечка ГСМ, поглощение бурового раствора);</li> <li>– на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);</li> </ul> <p>3.2 Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>4.1 Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях);</li> <li>– природного характера (лесные пожары);</li> </ul> <p>4.2 Разработать превентивные меры по предупреждению ГНВП и мероприятия по ликвидации последствий.</p>

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	11.02.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		11.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6В	Геворкян Геворг		11.02.2020

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 101 с. (78 с. без учета приложений), 16 рис., 50 табл., 43 литературных источников, 9 прил.

Ключевые слова: бурение, скважина, нефть.

Объектом исследования является нефтяное месторождение, расположенное на территории Тюменской области.

Цель работы – проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении.

В процессе исследования был составлен технологический проект на строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

При многократном упоминании устойчивых словосочетаний могут быть дополнительно установлены сокращения, применяемые только в данном тексте.

## Определения, обозначения, сокращения

- ПВО - противовыбросовое оборудование;
- ВСП – верхний силовой привод;
- ГЗД – гидравлический забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- БУ – буровая установка;
- СПО – спуско–подъемные операции;
- ТБПК – бурильные трубы с приваренными замками;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- КНА – комплект наземной аппаратуры;
- СКД – силовой канал данных;
- ПС – прибор скважинный;
- ТГС– 405 – турбогенератор скважинный;
- ТГС– 405; ТГС–501 – турбогенератор скважинный;
- ТГС–501; М5 – турбогенератор скважинный М5;
- ТГС – турбогенераторы скважинные (ТГС–405 либо ТГС–501,либо М5);
- БЭ – блок электронный;
- ИБП – источник бесперебойного питания;
- БИМ – блок БИМ–8;
- БК–5 – блок контроля БК–5;
- КС – кабель скважинный КС–501;
- МС – модуль силовой МС–501;
- МИ – модуль инклинометрический МИ–501;
- МГ – модуль гамма МГ–501;
- БПК – блок передачи команд БПК–1;
- МА – модуль аккумуляторный.

## Содержание

Введение.....	15
1 Общая и геологическая часть .....	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ .....	16
1.2 Геологические условия бурения .....	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) ....	17
1.4 Зоны возможных осложнений.....	17
2 Технологическая часть .....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины .....	19
2.2 Обоснование конструкции скважины .....	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин .....	21
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений .....	21
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска .....	22
2.2.4 Выбор интервалов цементирования .....	23
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн .....	23
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины .....	25
2.3 Углубление скважины.....	26
2.3.1 Выбор способа бурения .....	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	26
2.3.3 Выбор типа калибратора .....	27
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород .....	28
2.3.5 Расчет частоты вращения долота.....	29
2.3.6 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	30
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя .....	31
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны .....	32
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ..	34
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины .....	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	41
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	41

2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	41
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений .....	42
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине .....	43
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины.....	44
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн .....	44
2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов .....	44
2.4.2.3	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	46
2.4.3	Проектирование процессов испытания и освоения скважин .....	48
2.5	Выбор буровой установки .....	50
3	Импрегнированные вставки в PDC долотах .....	51
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	59
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Нафтагаз-Бурение» .....	59
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия .....	59
4.1.2	Организационная структура управления предприятием .....	59
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины .....	60
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	60
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	61
4.2.3	Линейный календарный график выполнения работ .....	62
4.3	Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО) .....	62
5	Социальная ответственность при строительстве скважины .....	64
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	64
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	64
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	65
5.2	Производственная безопасность .....	66
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	66
5.2.2	Вредные и опасные факторы при строительстве скважины: мероприятия по снижению их воздействия .....	67

5.3	Экологическая безопасность .....	70
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	72
5.4.1	Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин ..	72
5.4.2	Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин.....	73
	Заключение .....	74
	Список использованных источников .....	75
	Приложение А Геологические условия бурения .....	79
	Приложение Б Газонефтеводоносность по разрезу скважины.....	82
	Приложение В Возможные осложнения по разрезу скважины .....	83
	Приложение Г Обоснование конструкции скважины .....	85
	Приложение Д Углубление скважины.....	86
	Приложение Е Компонентный состав бурового раствора и требуемое количество компонентов .....	90
	Приложение Ж Нормативная карта.....	93
	Приложение И Сметный расчет на бурение и крепление скважины .....	95
	Приложение К Сводный сметный расчет .....	100
	Приложение Л Геолого-технический наряд.....	102

## **Введение**

Работа с месторождениями начинается с изучения разреза скважины, после чего происходит выбор оборудования, которое будет оптимально подходить под все условия и осложнения разреза. Главными задачами являются высокие скорости выполнения работ и дешевизна.

Наклонно-направленные скважины имеют ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, основное из которых – это кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Продуктивный представлен поровым типом коллектора, сложенным из песчаников, алевролитов и аргиллитов с ожидаемым дебитом 200 м<sup>3</sup>/сут. В интервале нефтеносного пласта нормальное давление. В разрезе встречается ряд осложнений, а именно: 0-690 м интенсивные поглощения до 5 м<sup>3</sup>, 0-2200 м осыпи и обвалы стенок скважины с последующими прихватами бурового инструмента, 1110-2015, 2500-2650 м наблюдаются нефтегазоводопроявления, рекомендуется придерживаться запроектированных параметров режима бурения, контроль свойств бурового раствора, а также ограничения в скорости СПО.

Максимальная температура достигает 40 °С.

Присутствуют 3 водоносных и 3 нефтеносных горизонта, в интервале продуктивного пласта водонапорные пласты отсутствуют.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства наклонно-направленной скважины на нефтяном месторождении пласт АС12 (Тюменской области), полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважин.

## 1 Общая и геологическая часть

### 1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

В таблице 1 представлена географическая характеристика района бурения.

Таблица 1 – Географическая характеристика района бурения

Наименование данных	Характеристика
Площадь(месторождения)	
Административное положение: Республика Область(край) Район Год ввода площади в эксплуатацию	Россия Тюменская Нефтеюганский 1980
Температура воздуха, градус: Среднегодовая Наибольшая летом Наибольшая зимняя	  +34 -60
Среднегодовое количество осадков, мм	466-621
Максимальная глубина промерзания грунта ,м	2,3
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	210
Азимут преобладающего направления ветра, град	
Наибольшая скорость ветра, м/с	33м/с
Рельеф местности	Горы, равнины , предгорье
Состояние местности	Заселенная равнина
Растительный покров	Смешанный лес (Осина , Кедр,Лиственница) , тундра
Толщина почвенного слоя, м	
Толщина снежного покрова, м	

### 1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в приложении А в таблице А.1.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.



В таблице А.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

В таблице 2 представлен прогноз давлений и температур по разрезу скважины.

### **1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)**

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 3.

Водоносность по разрезу скважины представлена в приложении Б в таблице Б.1.

### **1.4 Зоны возможных осложнений**

Информация об интервалах с возможными поглощениями представлена в приложении В в таблице В.1.

Интервалы возможных осыпей и обвалов стенок скважины представлены в приложении В в таблице В.2.

Интервалы возможных нефтегазоводопроявлений представлены в приложении В в таблице В.3.

Интервалы прихватоопасных зон представлены в приложении В в таблице В.4.

Информация о прочих возможных осложнениях представлена в приложении В в таблице В.5.

Таблица 2 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура, °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	От (верх)	До (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P <sub>2/2</sub> -K <sub>2</sub>	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K <sub>1</sub>	2015	2500	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	0,099	0,999	1,62	2,30	88,20
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	0,099	0,099	1,60	2,30	90,36
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	0,099	0,999	1,60	2,30	97,40

Таблица 3 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Подвижность, дарси на сантипуаз	Содержание серы, %, парафина, %	Пластовое давление, кгс/см <sup>2</sup>	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Относительная по воздуху плотность газа	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Температура жидкости в колонне на устье скважины при эксплуатации. град.
	от (верх)	до (низ)									
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	Поров.	0,796	0,06	1,2/ 2,5	239	59	0,90	150	35-40
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	Поров.	0,775	0,06	-	248	64	0,90	160	35-40
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	Поров.	0,788	0,06	0,9 / 0,3	250	66	0,90	200	35-40

## **2 Технологическая часть**

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

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 50 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 45°. Руководствуясь этим, выбираем S-образный профиль скважины.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице 4.

На графическое изображение вертикальной проекции-развёртки полученного профиля наносим поясняющие надписи, содержащие названия участков, параметры искривления, глубины, а также информацию об устье, забое скважины, границах продуктивного пласта и установки глубинного насосного оборудования (ГНО). Профиль скважины изображён на рисунке 1.

Таблица 4 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля		S-образный; с вертикальным участком на конце									
<b>Исходные данные</b>											
Глубина скважины по вертикали, м				2680		Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м				0,255	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2615		Зенитный угол в конце участка набора угла, град				25	
Отход скважины, м				700		Зенитный угол в конце участка падения угла, град				0	
Длина первого участка стабилизации, м				50		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				0	
Длина третьего участка стабилизации, м				180							
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м				35							
Длина участка под зумпф, м				30							
<b>Расчётные данные</b>											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	50,00	50,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	50,00	50,00
2	50,00	1000,00	950,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	50,00	1030,83	980,83
3	1000,00	1540,00	540,00	210,61	462,44	251,83	25,000	25,000	1030,83	1626,65	595,82
4	1540,00	2615,00	1075,00	462,44	700,74	238,30	25,000	25,000	1626,65	2736,54	1109,89
5	2615,00	2680,00	65,00	700,74	700,74	0,00	0,000	0,000	2736,54	2801,54	56,00
Примечание — Интенсивность падения зенитного угла на 4 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 0,2252 град/10 м, длина этого участка стабилизации, указанная в таблице, определена аналогично.											

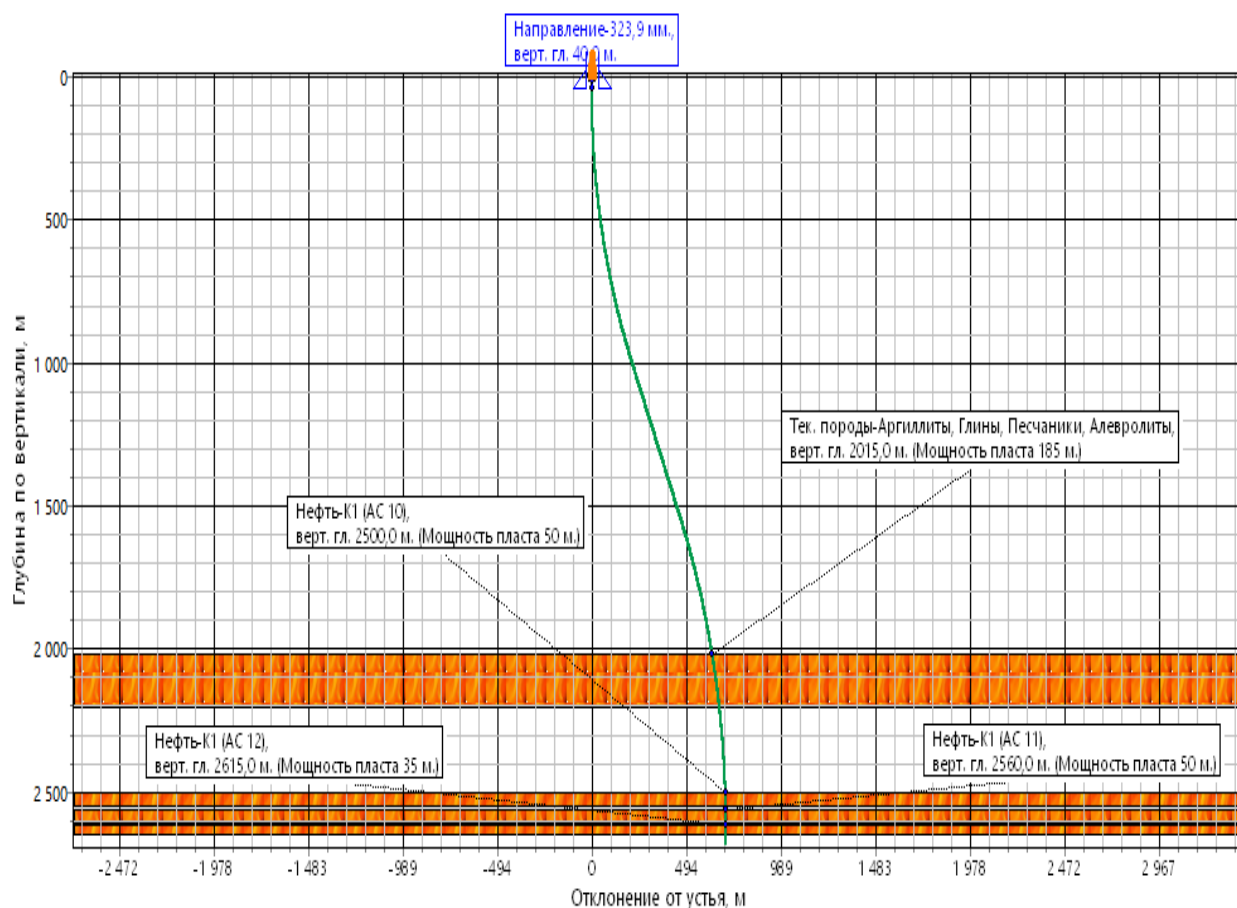


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

Геометрия профиля подобрана по методическим указаниям: участки набора и падения зенитного угла возможно минимальны, участок стабилизации протяжённый – это обуславливается меньшей сложностью проводки скважины.

## 2.2 Обоснование конструкции скважины

### 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины.

### 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 2).

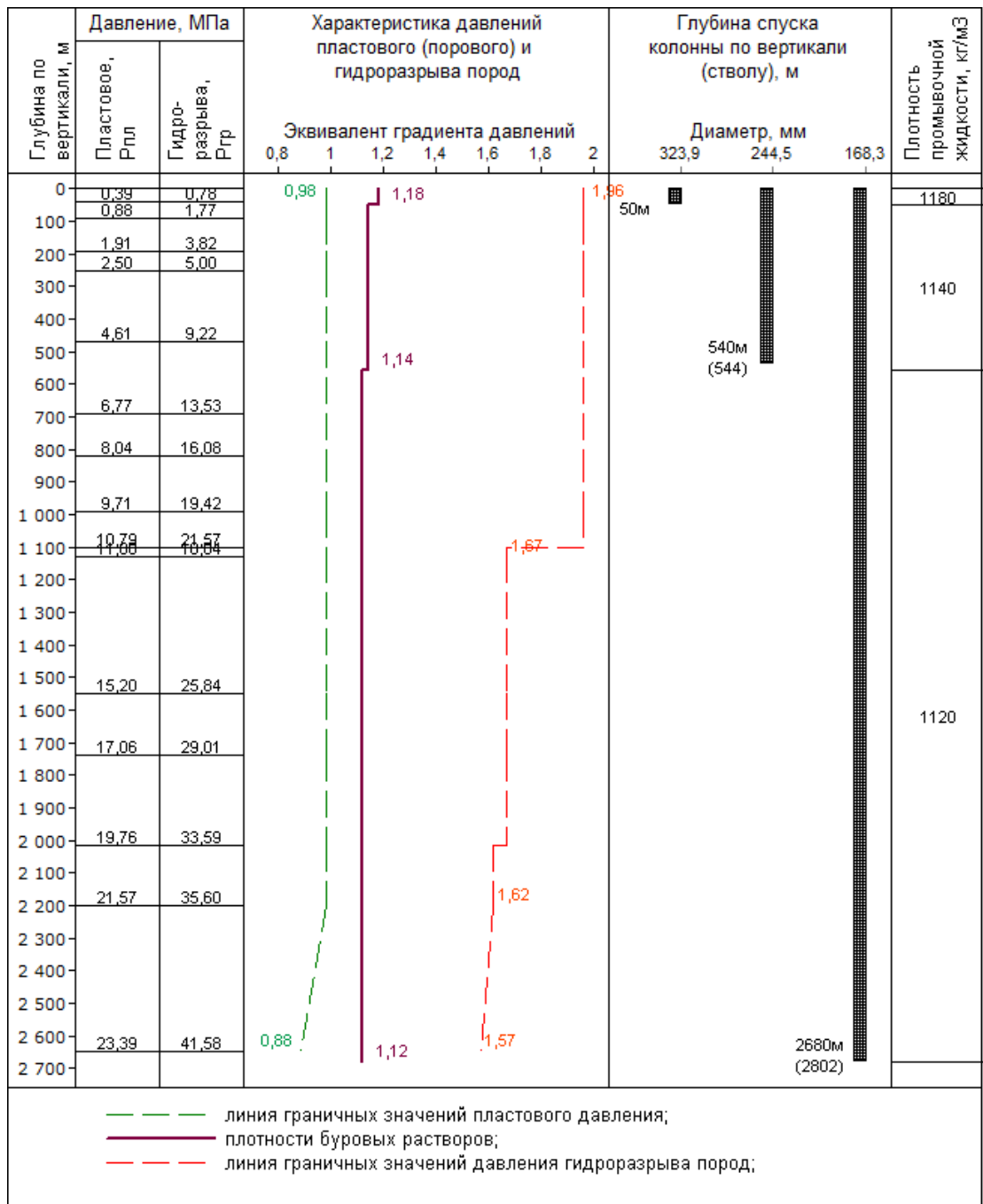


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений

### 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 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 50 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица Г.1, приложение Г), было принято решение спускать кондуктор на 540 м.

Эксплуатационная колонна устанавливается в интервале 540-2680 м. (544-2802м.)

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

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

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 540 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для газовой скважины. Значит интервал цементирования составляет 390-2680 м.

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

##### ***Эксплуатационная колонна***

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный **168,3 мм**.

Исходя из размера обсадной трубы равной **168,3 мм** узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной **187,7 мм**. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром **168,3 мм** равняется **25 мм**. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле (1):

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где  $D_{\text{эк м}}$  – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный **187,7 мм**;

$\Delta$  – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный **25 мм**.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq \mathbf{212,7 \text{ мм.}}$$

Диаметр долота равен **215,9 мм**.

***Кондуктор***

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле (2):

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где  $D_{\text{эк д}}$  – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 215,9 мм;

$(10 \div 14)$  – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле (1).

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 294,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

### ***Направление***

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле (2).

$$D_{\text{к вн}} = 307,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 39 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле (1).

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 390 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.



## 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

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

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3),$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа.

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

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

$$P_{му\ 1пл.} = 5,33 \text{ МПа};$$

$$P_{му\ 2пл.} = 6,00 \text{ МПа};$$

$$P_{му\ 3пл.} = 5,75 \text{ МПа};$$

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

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му}, \quad (4),$$

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

$$P_{ГНВП\ 1\ пл.} = 5,87 \text{ МПа};$$

$$P_{ГНВП\ 2\ пл.} = 6,60 \text{ МПа};$$

$$P_{ГНВП\ 3\ пл.} = 6,32 \text{ МПа};$$

Давления опрессовки определяется по формуле (5):

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (5),$$

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

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

$$P_{оп\ 1\ пл.} = 6,45 \text{ МПа};$$

$$P_{оп\ 2\ пл.} = 7,25 \text{ МПа};$$

$$P_{оп\ 3\ пл.} = 6,96 \text{ МПа};$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть  $P_{оп} = 6,96 \text{ МПа}$ .

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;

- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1-21-168x245 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления:

**ОП5-350/80x21.**

## **2.3 Углубление скважины**

### **2.3.1 Выбор способа бурения**

Исходя из геологических данных, под направление и кондуктор выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам скважины

<b>Интервал бурения по стволу, м</b>		<b>Способ бурения</b>
<b>от</b>	<b>до</b>	
0	50	Роторный
50	544	Роторный
544	2802	Совмещенный (РУС + ВЗД)

### **2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента**

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-544	544-2802
Шифр долота		393,7 НьюТек Сервисез	295,3 НьюТек Сервисез	215,9 FD 377MH-A170
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		3937	2953	2159
Тип горных пород		М	МС	МС+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 161
	API	7 5/8	6 5/8	-
Длина, м		0,4	0,3	0,3
Масса, кг		157	110	48
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2–5
	Максимальная	40	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–120
	Максимальная	600	400	120

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

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

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

### 2.3.3 Выбор типа калибратора

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

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

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

2. Для бурения интервала под кондуктор 50–544 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 544–2802 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 в приложении Д.

#### **2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород**

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.

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

Результаты расчетов приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-50	50-544	544-2802
<b>Исходные данные</b>			
Порода	М	М	С
$D_d$ , см	393,7	295,3	215,9
$G_{пред}$ , тс	40	10	5
<b>Результаты проектирования</b>			
$G_{доп}$ , тс	32	8	4
$G_{проект}$ , тс	5	6	8

*Примечание:  $G$  – осевая нагрузка, индексы пред., доп. – критерии выбора осевых нагрузок; проект. – запроектированная осевая нагрузка*

### 2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м	0-50	50-544	544-2802	
<b>Исходные данные</b>				
$V_d$ , м/с	3,4	2	1,8	
Порода	М	М	С	
$D_d$	м	3,937	2,953	2,159
	мм	3937	2953	2159
<b>Результаты проектирования</b>				
$n_1$ , об/мин	165	129	159	
$n_{стат}$ , об/мин				
$n_{проект}$ , об/мин	60	60	180	

*Примечание:  $n$  – частота вращения, индексы 1, стат. – критерии выбора частоты вращения, проект. – запроектированная частота вращения*

В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

### 2.3.6 Расчет требуемых расходов 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 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-50	50-544	544-2802
<b>Исходные данные</b>			
$D_d$ , м	0,3937	0,2953	0,2159
$K$	0,3	0,25	0,15
$K_k$	1,3	1,3	1,25
$V_{кр}$ , м/с	0,15	0,15	0,15
$V_m$ , м/ч	40	35	30
$d_{бт}$ , м	0,127	0,127	,0127
$d_{нмах}$ , м	0,0119	0,0095	0,0064
$n$	1	6	6
$V_{кпмин}$ , м/с	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	0,02	0,02	0,02
$\rho_p$ , г/см <sup>3</sup>	1,3	1,15	1,12
$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	1,9	2	2,1
<b>Результаты проектирования</b>			
$Q_1$ , л/с	37	17	5
$Q_2$ , л/с	57	37	19
$Q_3$ , л/с	55	28	24
$Q_4$ , л/с	7	34	23
<b>Области допустимого расхода бурового раствора</b>			
$\Delta Q$ , л/с	7-57	17-37	5-32
<b>Запроектированные значения расхода бурового раствора</b>			
$Q_{проект}$ , л/с	45	55	32

Примечание:  $Q$  – расход бурового раствора, 1, 2, 3, 4 – критерии выбора пределов варьирования расхода,  $\Delta$  – диапазон изменения допустимого расхода, проект – запроектированная величина

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 75 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 32 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

### 2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице Д.2 в приложении Д.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель D675 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Макси- мальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D675	544- 2802	172	6,25	830	12-41	55-185	8,1	70-85

### 2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Д таблицах Д.3, Д.4, Д.5.

#### *Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате*

Значение  $Q_{TK}$  для труб 127 группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,19 составляет 148 и 155 (тс) (для клина 300 и 400 мм), с учетом коэффициента обхвата  $C=0,9$

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

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

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{133,2}{15 + 48} = 2,11 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{б.т.}} = \frac{139,5}{15 + 48} = 2,21 > 1,15$$

Результаты расчета бурильных труб на прочность представлены в таблице 11.

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в таблице Д.6 в приложении Д.



Таблица 11 – Результаты расчета бурильных труб на прочность

Интервал, м Технологи- ческая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-50 Бурение КНБК №1	Долото	393,7					0,4		0,157	0,157			
	Калибратор	393,7	80,0				1,3		0,473	0,630			
	Обр. клапан	203,0	78,0				0,52		0,113	0,743			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,1930	2,316	3,059			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	35,78	0,0312	1,117	4,176	>10	>10	>10
Кондуктор													
50-544 Бурение КНБК №2	Долото	295,3					0,3		0,110	0,110			
	Калибратор	295,3	80,0				1,3		0,315	0,425			
	Обр. клапан	162,0	72,0				0,51		0,066	0,491			
	ЗТС	172,0	120,0				9,6		0,700	1,191			
	УБТ	172,0	83,0				9,45	1,6000	15,12	16,31			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,1920	2,304	18,62			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,1920	2,304	20,92			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	498,84	0,0312	15,57	36,49	5,24	6,55	6,04
Эксплуатационна													
544-2802 Бурение КНБК №3	Долото	215,9					0,3		0,048	0,048			
	Калибратор	215,9	78,0				0,44		0,049	0,097			
	Двигатель	172,0					6,25		0,830	0,927			
	Обр. клапан	162,0	78,0				0,51		0,066	0,993			
	ЗТС	172,0	120,0				9,6		0,700	1,693			
	УБТ	172,0	83,0				9,45	1,6000	15,12	16,81			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,1560	1,872	18,69			
	Яс гидрав.	172,0	71,4				4,3			18,69			
	УБТ	178,0	80,0				12	0,1560	1,872	20,56			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2747	0,0312	85,77	106,32	1,12	2,25	1,55

### **2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов**

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

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

#### *Направление*

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

В условиях Западной Сибири технология бурения направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях

неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>	Торговая марка реагента
Глинопорошок	60	M-I GEL SUPREME
Каустическая сода	1,1	SODA ASH
Барит	164,9	M-I WATE

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,16
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

#### *Кондуктор*

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая 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 для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности утяжелителем барит.

Примерный компонентный состав ингибирующего бурового раствора приведен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>	Торговая марка реагента
Глинопорошок	40	M-I GEL SUPREME
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
ПАВ ВВ	0,5	POLYPAC- R
ПАВ НВ	5	POLYPAC SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	-	K-52
Смазывающая добавка	5	ULTRAFREE-L

После приготовления полимер-глинистый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,16
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	18
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

#### *Эксплуатационная колонна*

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, так же вскрытие продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с использованием Биополимерного/КСЛ бурового раствор.

Примерный компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав KLC/Биополимерного раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м <sup>3</sup>	Торговая марка реагента
Ксантановая смола	3,6	DUO-TEC
Каустическая сода	0,5	SODA ASH
Карбонат кальция	50	CALCIUM CARBONATE
ПАВ НВ	5	POLYPAC SUPREME UL
Ингибитор набухания глин	50	K-52
Смазывающая добавка	22	ULTRAFREE-L
Защита от микробиологической деструкции	0,5	Септор БДУ-500
Предотвращение пенообразования	0,5	BUBBLE BUSTER

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства KLC/Биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,09
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	2
ДНС, дПа	8
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40
Водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Е.1 в приложении Е. Потребное количество химических реагентов для приготовления буровых растворов представлено в приложении Е таблице Е.2. На рисунке Е.1 приведена схема очистки бурового раствора.

### 2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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

Результаты расчета представлены в таблицах 18-20.

Таблица 18 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см <sup>2</sup> к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с от (верх)	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм <sup>2</sup> до (низ)
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
<b>Под направление</b>									
0	50	БУРЕНИЕ	0,413	0,049	ЦЕНТРАЛЬНАЯ	1	22,2	0	50
<b>Под кондуктор</b>									
50	544	БУРЕНИЕ	0,714	0,08	КОМБИНИРОВАННАЯ	3/1	9/22,2	50	544
<b>Под эксплуатационную колонну</b>									
544	2802	БУРЕНИЕ	0,917	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	544	2802

Таблица 19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см <sup>2</sup>	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90	0	50	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90
50	544	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90	50	544	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	90
544	2802	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	90	544	2802	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	90

Таблица 20 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см <sup>2</sup>	Потери давления (в кгс/см <sup>2</sup> ) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
		насадках долота	забойном двигателе					
0	50	БУРЕНИЕ	106,7	94,4	0,0	2,1	0,3	10,0
50	544	БУРЕНИЕ	150,0	61,1	0,0	74,4	4,5	10,0
544	2802	БУРЕНИЕ	205,8	46,5	65,0	62,8	21,4	10,0



## 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

### 2.4.1 Расчет обсадных колонн

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$ , кг/м <sup>3</sup>	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$ , кг/м <sup>3</sup>	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$ , кг/м <sup>3</sup>	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$ , кг/м <sup>3</sup>	1820
Плотность нефти $\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	788	Глубина скважины, м	2680
Высота столба буферной жидкости $h_1$ , м	390	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2$ , м	280
Высота цементного стакана $h_{ст}$ , м	10	Динамический уровень скважины $h_d$ , м	—

#### 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 три таких случая:

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

На рисунках 3, 4 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

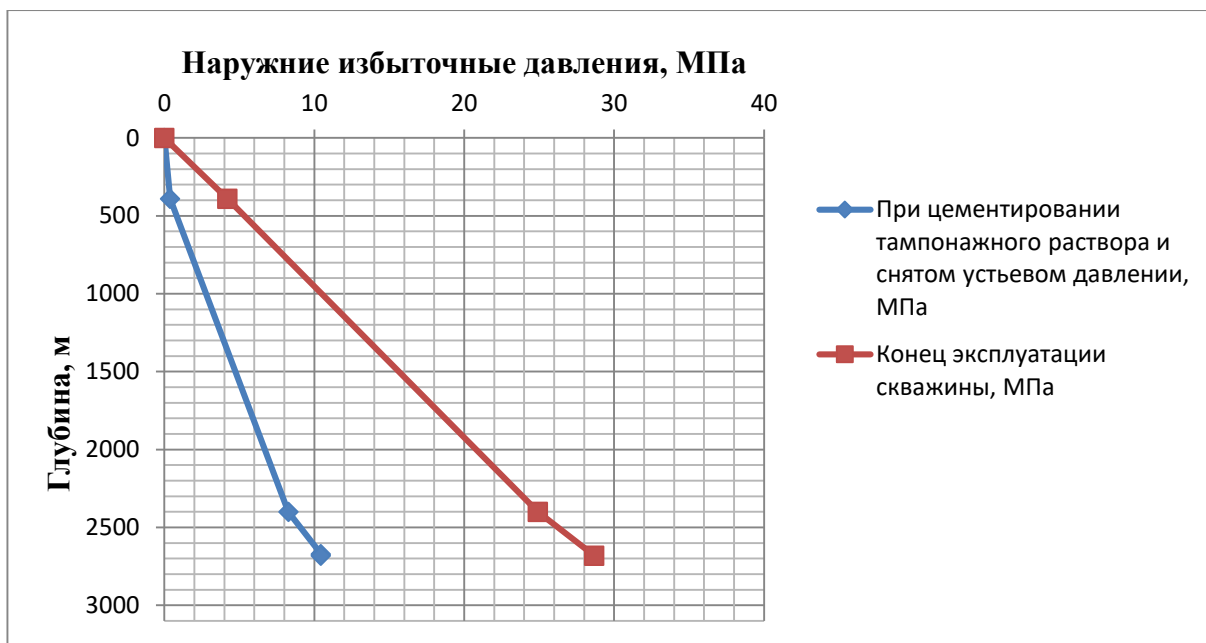


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

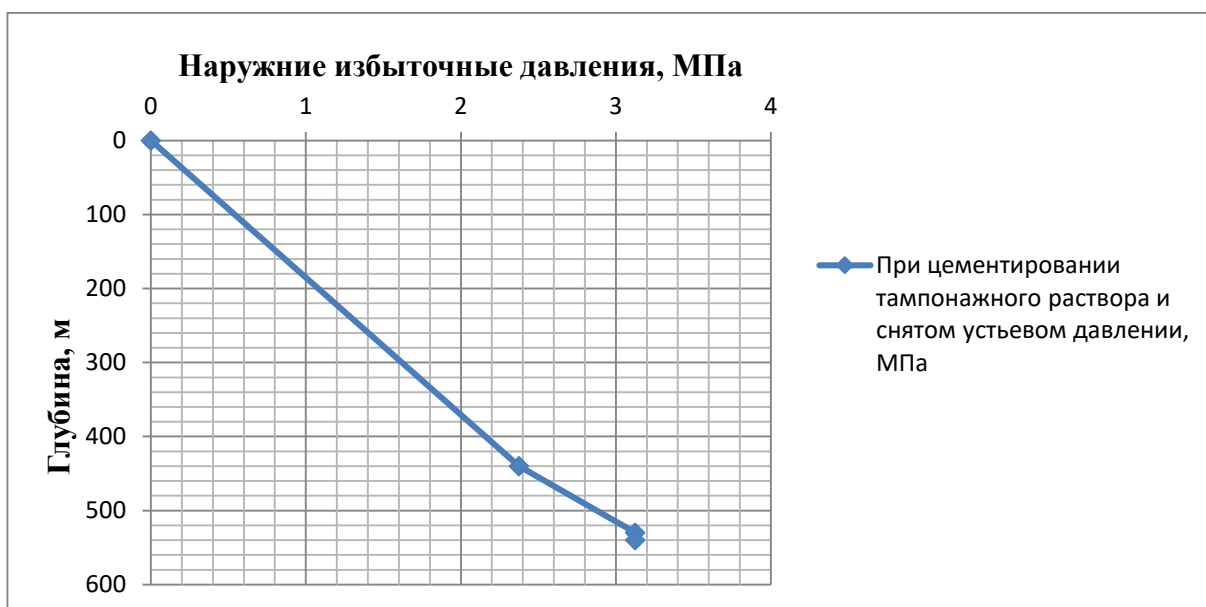


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

### 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, рассчитывается по формуле (6):

$$P_{ви} = P_v - P_n, \quad (6)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений (рисунок 5, 6).

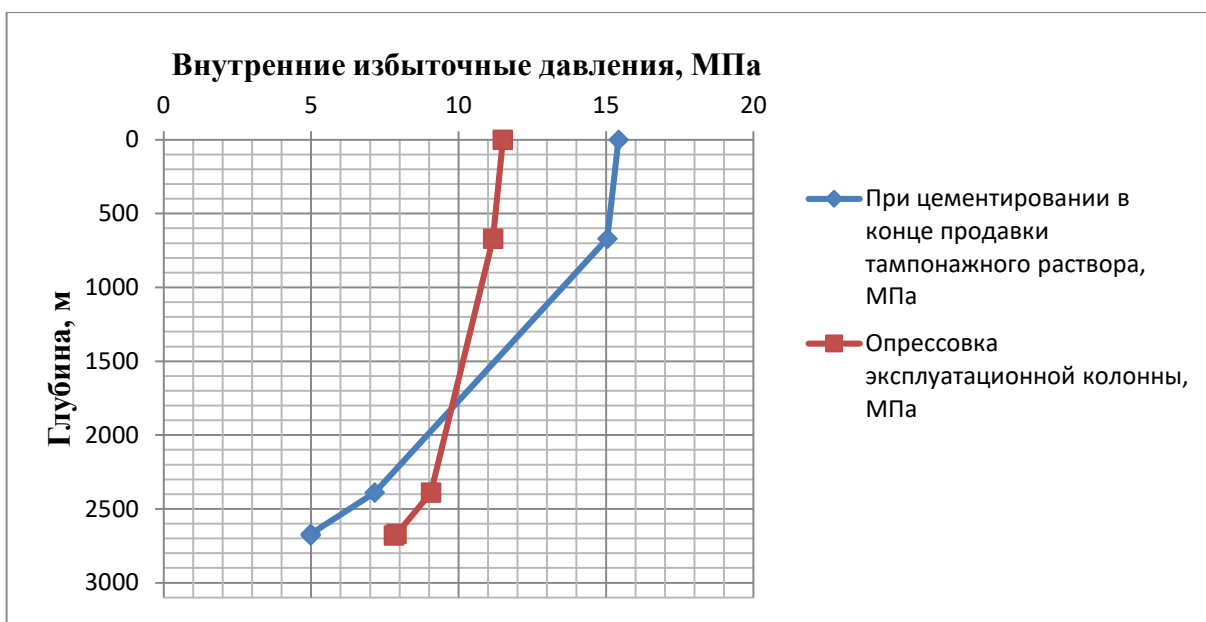


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

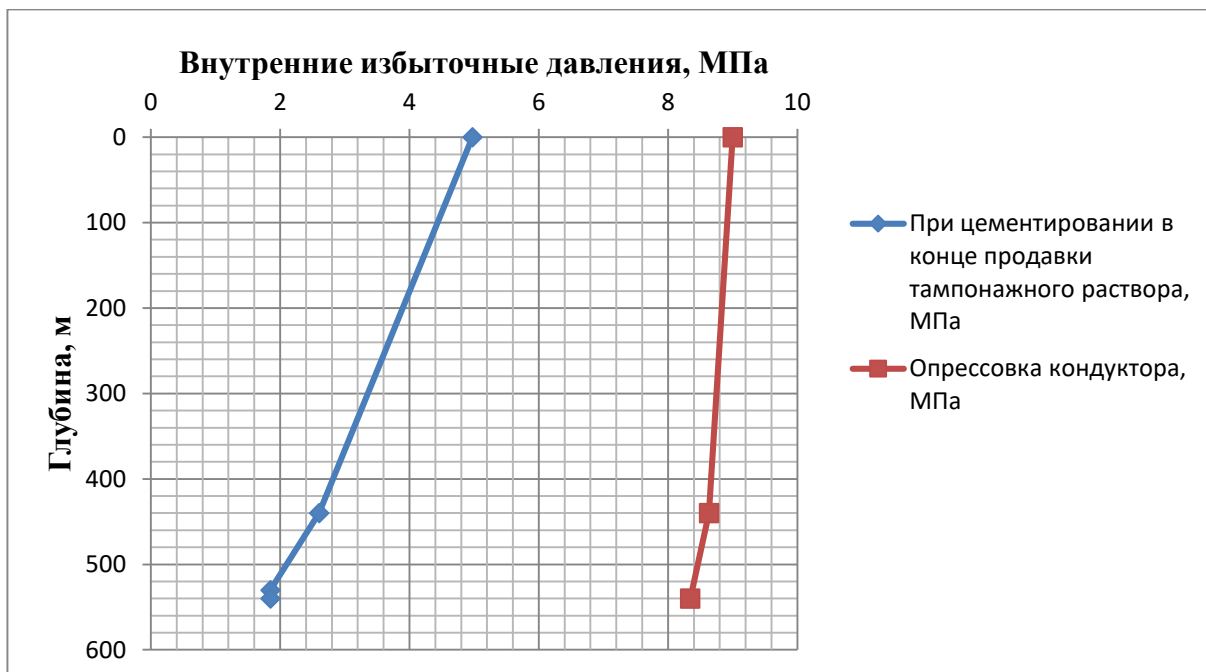


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений

### 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 22.

Таблица 22 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	540	47,2	25380	25380	0-540
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	230	41,4	9522	100535,4	2571-2801
2	ОТТМ	Д	8,9	2571	35,4	91013,4		0-2571

## 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

### 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверим условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора (7):

$$0,95 * P_{гр} > P_{гс кп} + P_{гд кп}, \quad (7)$$

39,95 МПа > 39,93 МПа. Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

### 2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей и количества составных компонентов

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле (8):

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с} * V_{в.п.} * t, \quad (8)$$

где  $S_{к.п.о.с} = 0,035 \text{ м}^2$  – 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 480÷600 с при турбулентном течении);

$$V_{б.ж.} = 0,035 \cdot 0,5 \cdot 600 = 10,58 \text{ м}^3$$

**Объём тампонажного раствора**  $V_{TP}$  (в  $m^3$ ) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – 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:

$$V_{т.р.} = 65,68 \text{ м}^3$$

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

$$V_{т.р.н} = 6,95 \text{ м}^3$$

$$V_{т.р.обл} = 58,73 \text{ м}^3$$

**Расчёт необходимого количества продавочной жидкости**  $V_{прод}$  ( $m^3$ ) выполняется по формуле (9):

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк\text{ вн}}^2 \cdot L - d_{эк\text{ вн } 1}^2 \cdot h_{ст})] / 4 \quad (9)$$

$$V_{прод} = 1,05 \cdot 3,14 \cdot (0,1542^2 \cdot 2782 - 0,1507^2 \cdot 20) / 4 = 53,13 \text{ (м}^3\text{)}$$

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле (10):

$$G_{сух} = (K_u \cdot \rho_{т.р.} \cdot V_{т.р.} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (10)$$

Для цемента нормальной плотности

$$G_{сух} = (K_u \cdot \rho_{т.р.} \cdot V_{т.р.} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1820 \cdot 6,95 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,5) = 8,83 \text{ т}$$

Для облегченного

$$G_{сух} = (K_u \cdot \rho_{т.р.} \cdot V_{т.р.} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = (1,03 \cdot 1400 \cdot 58,73 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,75) = 48,39 \text{ т}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в  $m^3$ ) определяется по формуле (11):

$$V_в = K_в \cdot G_{сух} \cdot m \quad (11)$$

Для цемента нормальной плотности

$$V_в = 1,08 \cdot 8,83 \cdot 0,5 = 4,77 \text{ м}^3$$

Для облегченного

$$V_в = 1,08 \cdot 48,39 \cdot 0,75 = 39,20 \text{ м}^3$$

Результаты расчета объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, сведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м <sup>3</sup>		Плотность жидкости, кг/м <sup>3</sup>	Объем воды для приготовления, м <sup>3</sup>	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,6	2,12	1100	2,12	МБП-СМ	2332
		8,48	1100	8,48	МБП-МВ	9328
Продавочная жидкость	49,15		1000	49,15	-	-
Облегченный тампонажный раствор	58,73		1400	39,15	ПЦТ-III-ОБ(4-6)-100	82222
					НТФ	24,08
Нормальной плотности тампонажный раствор	6,95		1820	3,48	ПЦТ - II - 100	12649
					НТФ	2,85

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

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата по формуле (12):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (12)$$

где  $P_{цг}$  – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 15,43$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

Затем рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах, по формуле (13):

$$m = G_{сух} / G_{б} \quad (13)$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 8,83 / 13 = 0,68 \text{ (требуется 1 цементосмесительная машина)}$$

Для облегченного

$m = 48,39 / 10 = 4,84$  (требуется 5 цементосмесительных машины)

В соответствии с выбором цементировочной техники и проведенными расчетами ее количества разработана технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, изображенную на рисунке 7.

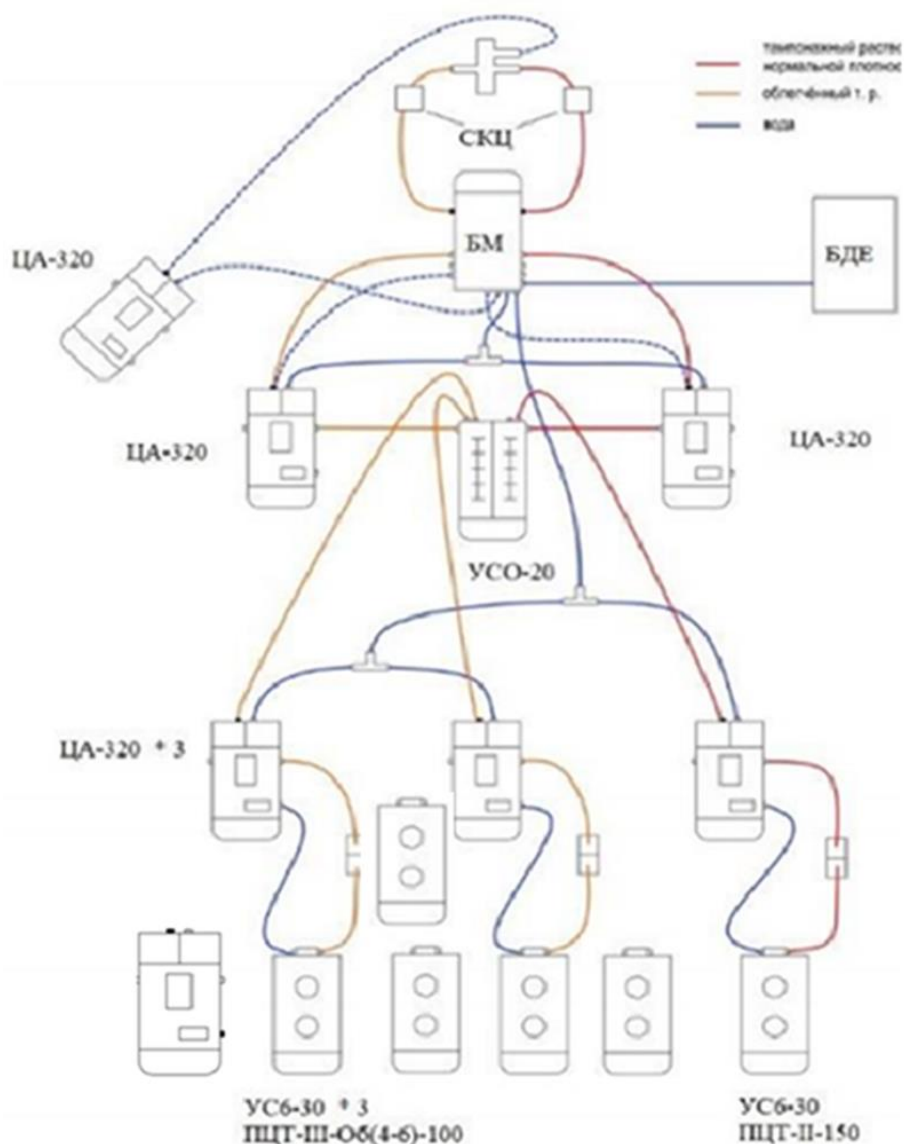


Рисунок 7 – Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и бачка затворения

В схему обвязки входят: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УО-16; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43; 10 – устье скважины.

### 2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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 (14).

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1395 \text{ кг/м}^3, \quad (14)$$

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 (15).

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(62,25) = 124,5 \text{ м}^3 \quad (15)$$

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

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

#### ***Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов***

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

– пулевая;



- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

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

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

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

В таблицу 24 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 24 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
35	Кабель	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

#### ***Вызов притока***

Вызов притока методом свабирования, оборудованием для свабирования скважин «СВАБ-1»

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

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6

схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчаником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

## 2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

<b>Выбор буровой установки</b>			
<b>БУ-3000 ЭУК-1М</b>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ( $Q_{бк}$ )	95,08	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 95,08
Максимальный вес обсадной колонны, тс ( $Q_{об}$ )	100,54	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	180 > 100,54
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ( $Q_{пр}$ )	123,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	200/123,6 = 1,62 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ( $G_{кр}$ )	200		

### 3 Импрегнированные вставки в PDC долотах

Подбор породоразрушающего инструмента является важнейшей задачей при планировании скважины. Скорость и коммерческая стоимость бурения непосредственно связана с выбором типа породоразрушающего инструмента. Из года в год объекты, вводимые в эксплуатацию, становятся всё более тяжелоразбуриваемыми. Требования к используемому оборудованию, как и в целом к долотному сервису, ужесточаются, что вынуждает компании искать новые конструктивные решения для улучшения качества своей продукции и поддержки конкурентоспособности на развивающемся рынке проката буровых долот. Так, наиболее перспективными долотами для бурения твердых абразивных, а также крепких горных пород являются PDC долота [1].

PDC долота – лопастной породоразрушающий инструмент режуще-скалывающего типа разрушения горной породы использующие в качестве режущей структуры специальные PDC (Polycrystalline diamond cutters) вставки (рисунок 8). PDC резцы представляют с собой синтетические алмазы, спеченные с кобальтом при высокой температуре и высоком давлении. PDC долота выполняются в матричном (сплав карбида вольфрама и кобальта) либо в стальном исполнении. Использование матричных PDC долот предпочтительней долот со стальным корпусом при бурении абразивных горных пород, в которых эрозия корпуса может привести к поломке долота; промыву корпуса; потери режущей структуры с последующим кольцевым износом/кернением долота [2].

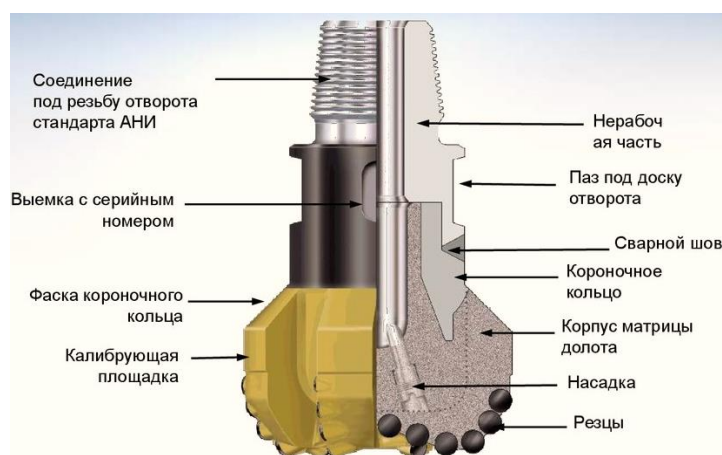


Рисунок 8 – Общая конструкция PDC долота

Несмотря на это, стальные долота придают прочность и пластичность долот, что позволяет противостоять высоким ударным нагрузкам во время бурения. Стальные корпуса значительно прочнее матричных: из-за возможностей стального материала сложные долотные профили и гидравлические конструкции относительно просты в изготовлении на многоосевом фрезерном станке с компьютерным управлением. Полезной особенностью стальных долот является то, что их можно легко восстанавливать несколько раз, поскольку изношенные или поврежденные фрезы можно довольно легко заменить. Это является особым преимуществом для подрядных организаций, представляющий услуги проката буровых долот, в недорогих условиях бурения [3].

Последние годы одним из важнейших элементов PDC долот является импрегнированные алмазные вставки: TSP вставки применяемые, для защиты калибрующей части долота от преждевременного износа, специальные импрегнированные вставки для защиты режущей структуры от преждевременного износа, а также специальные вставки измененной геометрии (рисунок 9) [4].

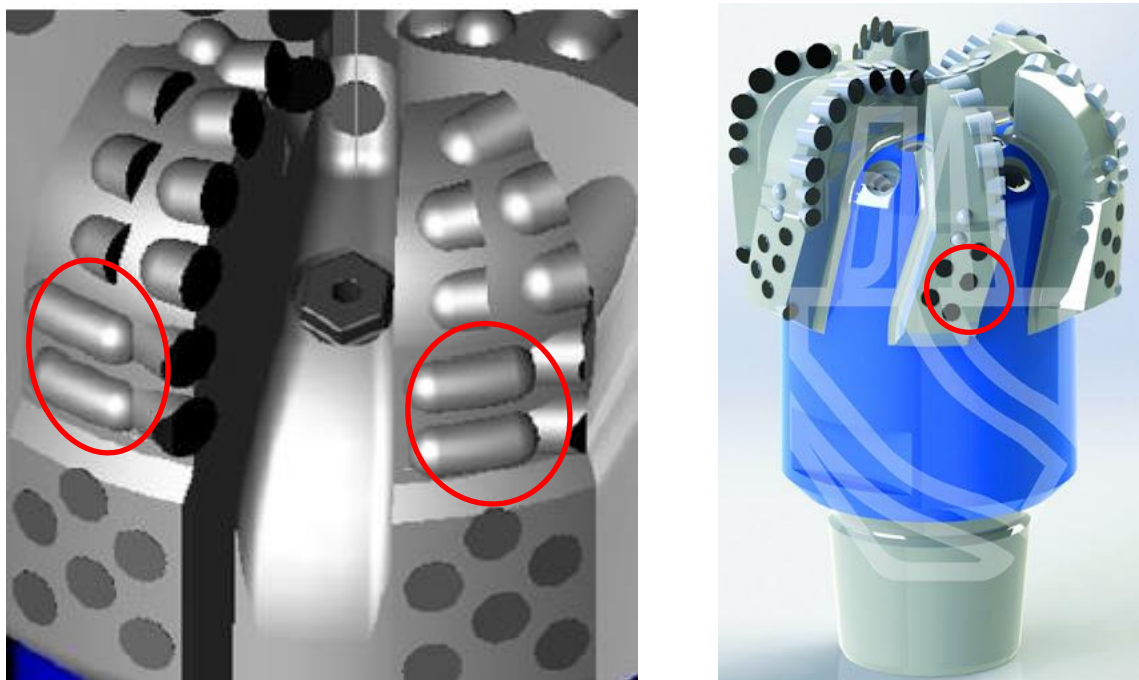


Рисунок 9 – Импрегнированная защита за резцом PDC долот производства фирмы «Tercel» и защита калибрующей части долота компании «Буринтех»

Импрегнированные алмазные вставки можно разделить в зависимости от их назначения:

- Для защиты калибрующей поверхности долота;
- для защиты резцов от преждевременного износа (выступают в роли демпфера различного вида вибраций в скважине);
- Вторичный породоразрушающий элемент режущей структуры долота.

Одним из современных решений импрегнированных вставок в PDC долота являются вставки конической формы компании «Шлюмберже» Инк. – Stinger (рисунок 10).



Рисунок 10 – Вставки Stinger

Импрегнированные вставки на лопастях PDC долот создают демпфирующий эффект и равномерное распределение осевой нагрузки между резцами PDC. Благодаря высокой устойчивости вставок к ударным нагрузкам и износу долота обеспечивают увеличение проходки и МСП, одновременно поддерживая улучшенное выставление направления и минимизируя ударные нагрузки в сложных условиях бурения, вызывающих динамические повреждения стандартных долот. Уникальные трехмерные характеристики алмазной вставки конической формы обеспечивают повышение производительности долот в широком диапазоне пород и рабочих параметров. Размещение алмазных вставок конической формы на поверхности долота обеспечивает качественное изменение эффективности бурения и разрушения

породы. Долото является очень стабильным и управляемым. Даже при малых осевых нагрузках, в процессе слайдирования (наборов углов и разворотах азимутов), долото показывает высокую скорость бурения и стабильность, что является привлекательным для Заказчика (рисунок 11). Низкая стоимость наших долот PDC обусловлена усовершенствованным технологическим процессом, позволяющему объединить множество процессов в одну операцию, а также применением отечественных материалов, превосходящих по качеству зарубежные аналоги.

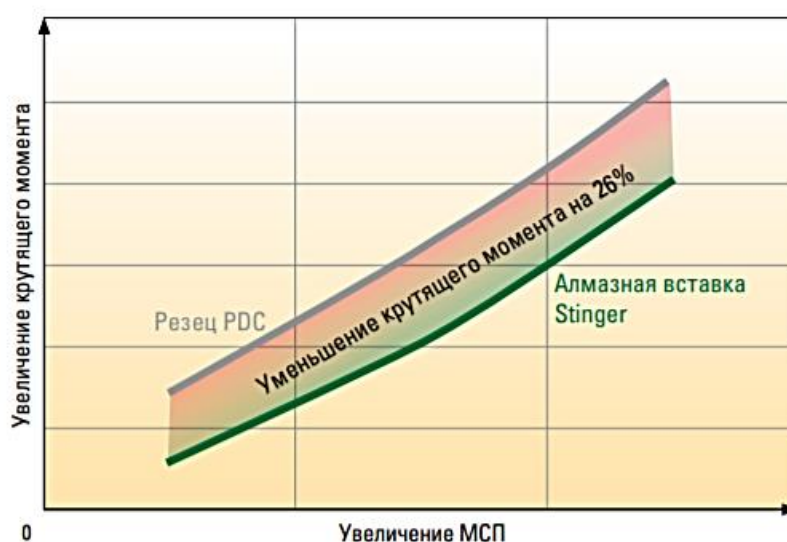


Рисунок 11 – Результаты, достигнутые при использовании

### *NewTech Services*

Долота НьюТек Сервисез широко распространены на Российском рынке проката буровых долот. Конструктивные решения НьюТек Сервисез используются для бурения как в условиях Западной Сибири и Поволжья, так и в условиях трапповой интрузии месторождений Восточной Сибири. Одной из особенностей современных сборок лопастный долот является использование импрегнированных вставок PDC вставок на калибрующей поверхности долота. Использование съёмных импрегнированных вставок позволяет увеличить срок службы PDC долота. Увеличивает количество выдерживаемых ремонтов, производить ремонт с восстановлением диаметра долота на калибрующей. Помимо этого, в режиме направленного бурения данные ставки являются

дополнительными элементами точек контакта со стенками скважины, что позволяет получить более предсказуемый реактивный момент (рисунок 12) [5].

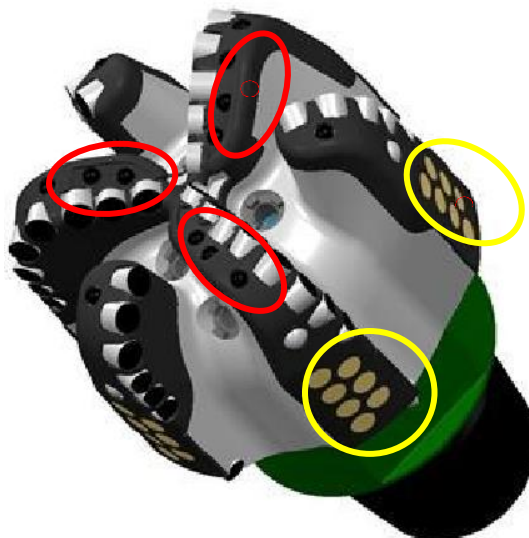


Рисунок 12 – PDC долото компании NTS с использованием специальных защитных вставок на калибрующей долота (жёлтым) цветов и ограничителей резания (красным)

Дополнительной защитой матрицы долота и являются специальные вставки: ограничители резания долота. При бурении мягких абразивных пород внедрение резцов в горную породу осуществляется на всю длину вылета PDC резцов. При этом, в случае стального корпуса – происходит истирание матрицы долота, образуются борозды, приводящие к неремонтопригодности долота, потере вооружения при бурении, внеплановым СПО. Поэтому для защиты матриц долот, в частности, стальных, применяются различного рода защитные вставки.

### ***Smith bits***

Рассмотрим одно из последних поколений долот другого известного производителя: Schlumberger ink. – Smith bits. Линейка долот представлена во всех размерах, применяемых для бурения месторождений Западной Сибири, Поволжья, Самарской области. Долота серии «Викинг» предназначены для бурения как в роторных компоновках, так в сочетании с забойными двигателями. Профиль долота подходит для вертикального, наклонно-



направленного и горизонтального бурения, обеспечивая стабильность и продолжительность бурения.

Помимо программно-оптимизированной режущей структуры серия Викинг включает различного типа вставки на всей поверхности матрицы долота. Стандартные алмазные вставки (голубой цвет на рисунке 13) используются для защиты калибрующего диаметра: при бурении с использованием ВЗД в условиях повышенных вибраций происходит преждевременный износ калибрующей поверхности долота (рисунке 14). Данные вставки увеличить количество ремонтов на долото до его критического износа, а также увеличить межремонтные период [6].

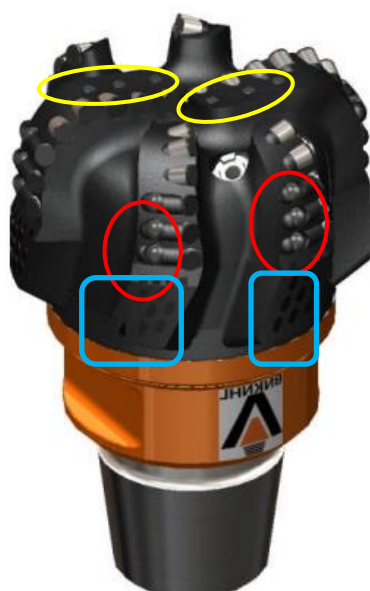


Рисунок 13 – Долото фирмы-производителя «Smith Bits» серии «Викинг»



Рисунок 14 – Износ долот на калибрующей части при бурении с ВЗД  
(отслоение алмазной пластины, сломы и сколы PDC резцов)



Как и компания NTS серия Викинг использует алмазные вставки на носовой части долота (желтым на рисунке 13). В данном случае вставки имеют минимальный вылет над матрицей долота, и служат по большей части уже не как ограничители резания, а в качестве защиты тела долота от эрозии и образования борозд.

Другим интересным решением компании Smith bits являются твердосплавные защитные вставки на калибрующей и плечевой частях долота (красным на рисунке 13). Так как наибольшая нагрузка при бурении приходится именно на плечевую часть долота – дополнительная защита обеспечивает высокую стойкость долота при сохранении оптимальной МСП.

### ***Halliburton***

Компания Halliburton является одной из самых известных нефтесервисных компаний мира. Широкое разнообразие типов, конструкций долот позволяет легко подобрать линейку долот под бурение в любые геологические условия: от песков и глин Западной Сибири до гранитов и базальтов Якутской области и абразивных ангидритов Украины.

Одним из частых износов с которым сталкиваются нефтесервисные компании, представляющие прокат буровых долот, – износ/промыв кармана буровых долот. При бурении средних абразивных и крепких горных пород происходит износ режущей структуры: сколы, сломы резцов, температурное растрескивание. Несвоевременное решение о подъёме на ревизию КНБК приводит к неремонтопригодности долота, его критическому износу.

Для предотвращения подобного износа компания Halliburton использует дополнительную алмазную вставку на обратную часть резцов. Несмотря на интересное конструкторское решение – вставка ограничивает глубину внедрение плечевых резцов, что приводит к снижению МСП. это приводит к уменьшению скорости бурения (рисунок 15) [7].



Рисунок 15 – Модифицированное алмазное усиление посадочных карманов резцов долот фирмы Halliburton

**Вывод:** Современные тенденции модернизации породоразрушающего инструмента приводят к поиску новых и новых решений в области конструкций породоразрушающего вооружения. Использование различного вида импрегнированных вставок позволяет увеличить стойкость долот, значительно повысить механическую скорость проходки путём снижения вероятности сколов и сломов породоразрушающего инструмента в случае цилиндрических вставок и создания сети трещин в разрушаемой горной породе при использовании конических вставок.

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

### **4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Нафтагаз-Бурение»**

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

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа [8].

#### **4.1.2 Организационная структура управления предприятием**

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
3. Подразделение главного геолога;
4. Подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;
5. Подразделение заместителя генерального директора по строительству;
6. Подразделение заместителя генерального директора по МТО;
7. Подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
8. Подразделение заместителя генерального директора по бурению;

9. Подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;

10. Подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

11. Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

- Главное управление добычи нефти и газа;
- Управление по подготовке нефти и газа;
- Управление поддержания пластового давления (ППД);
- Управление эксплуатации трубопроводов.

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

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

Продолжительность строительства скважины составляют отдельные производственные процессы [9]:

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

Для расчета нормативной карты выполнения работ по строительству скважины необходимо использовать следующие данные:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы времени на проходку 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормы времени на спускоподъемные операции, вспомогательные и подготовительно-заключительные работы, связанные с креплением и цементированием скважины [10-13].

Суммарное нормативное время, затрачиваемое на бурение по отдельным нормативным интервалам, определяется по формуле (16):

$$T_B = T_{B1} \cdot h, \text{ час}, \quad (16)$$

Где  $T_{Б1}$  – норма времени на бурение одного метра, час;

$h$  – величина нормативного интервала.

Для расчета нормативного времени на СПО необходимо определить количество спускаемых и поднимаемых свече и количество наращиваний по каждому нормативному интервалу по формулам (17-20):

$$N_{СП} = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)}{2 \cdot L}, \quad (17)$$

$$N_{ПОД} = \frac{N_{СП} + (n \cdot h)}{L}, \quad (18)$$

$$T_{СП} = \frac{(N_{СП} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (19)$$

$$T_{ПОД} = \frac{(N_{ПОД} \cdot T_{1СВ})}{60}, \text{ час}, \quad (20)$$

Где  $N_{сн}$ ,  $N_{под}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{сн}$ ,  $T_{под}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

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

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени.

#### **4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения**

После определения продолжительности цикла строительства скважины, необходимо определить следующие скорости:

Механическая скорость бурения, которая определяется по формуле (21):

$$V_M = \frac{H}{t_M}, \text{ м / час}, \quad (21)$$

Где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  - продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения, которая определяется по формуле (22):

$$V_P = \frac{A}{(t_M + t_{СПО})}, \text{ м / час}, \quad (22)$$

Где  $t_{сно}$  – время СПО, час.

Коммерческая скорость, которая определяется по формуле (23):

$$V_K = \frac{(H \cdot 720)}{T_K}, \text{ м / ст.мес} \quad (23)$$

Где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине, которая определяется формуле (24):

$$h_{CP} = \frac{H}{n}, \text{ м}, \quad (24)$$

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

Результаты расчета нормативной карты представлены в приложении Ж в таблице Ж.1.

#### 4.2.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта состоит из 30 рабочих дней. Режим работы предполагает 12 часов смены, затем 12 часов отдыха. После вахты наступают выходные длительностью 30 дней. Доставка на месторождение осуществляется в основном автотранспортом за счет предприятия, если месторождение находится в труднодоступной местности и отсутствует дорожное сообщение доставка осуществляется вертолётами.

Вышкомонтажные работы занимают 1198 часов (50 дня), буровые работы 12,36 часов (12 дня).

Линейный календарный график проведения работ представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Линейный календарный график проведения работ

Бригады	Сутки	Месяцы		
		1	2	3
Вышкомонтажная	50			
Бурения	12			
Испытания	5			

#### 4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли (НГО)

Себестоимость строительства скважины определяется затратами средств на все установленные работы по сооружению скважины. Для расчета себестоимости необходимо определить:

- объем буровых работ в сметных ценах:
- накладные расходы основных, вспомогательных и подсобных производств;
- свод затрат по строительству скважин.

Сметы к техническим проектам являются базой для определения сметной стоимости всего объема буровых работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в таблицах И.1 и И.2 в приложении И.

Свод затрат на строительство скважины представлен в таблице К.1 в приложении К.

## **5 Социальная ответственность при строительстве скважины**

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Буровая вышка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [14] относится к опасным производственным объектам. Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем организации.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

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

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

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются ТК РФ [15]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [16]. Глава 47 ТК РФ определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие



положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации [15].

В статье 298 ТК РФ вводятся ограничения на работы вахтовым методом. Согласно этой статье к работе не могут привлекаться работники в возрасте до 18 лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

Работник, занятый непосредственно на буровой, также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [17].

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

Работа буровой бригады выполняется стоя. Рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [18] следующим образом:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом  $\pm 60^\circ$  от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [19].

## 5.2 Производственная безопасность

### 5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для анализа факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [20]. Перечень этих факторов представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Заканчивание	Эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе	+	+	+	СНиП 2.04.05-91 [21] СанПиН 2.2.4.548-96 [22] МР 2.2.7.2129-06 [10]
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 [23] ГОСТ Р 12.4.213-99 [24] ГОСТ 12.1.029-80 [25] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [26]
3. Повышенная запыленность и загазованность	+	+	-	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [27] ГОСТ 12.1.007-76 [28]
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	-	СП 52.13330.2011 [29] Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [30]
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	РД 10-525-03 [31]
6. Поражение электрическим током	+	+	+	ПУЭ [32] Приказ Минтруда №328н [33]
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ППБО-85 [34] ПП РФ №390 [35]
8. Падение объектов на работающего	+	+	-	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [36]
9. Падение работающего с высоты	+	+	-	ГОСТ Р 12.3.050-2017 [37]

## **5.2.2 Вредные и опасные факторы при строительстве скважины: мероприятия по снижению их воздействия**

### **Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.**

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Также в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и вида выполняемых работ определяется допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытой территории [21-22].

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$ . При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 [23].

**Превышение уровней шума.** Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования, он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [24]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [25] и ГОСТ 12.1.029-80 [26] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

**Превышение уровней вибрации.** Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу

основания. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать  $0,4 \text{ м/с}^2$  для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [27].

**Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.** Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 [28]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 [38]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 [29]. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК. Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан  $\text{CH}_4$  (содержится в попутном газе) –  $300 \text{ мг/м}^3$ ; нефть –  $10 \text{ мг/м}^3$ ; сероводород  $\text{H}_2\text{S}$  в присутствии углеводородов ( $\text{C}_1\text{--C}_5$ ) –  $3 \text{ мг/м}^3$ ; сернистый газ ( $\text{SO}_2$ ) в воздухе рабочей зоны  $10 \text{ мг/м}^3$ ; оксид углерода ( $\text{CO}$ ) (4 класс опасности) –  $20 \text{ мг/м}^3$  [29].

**Недостаточная освещенность рабочей зоны.** Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 [30]. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [31] и приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

**Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.** Данный фактор возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно ПБНПП [31].

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны согласно РД 10-525-03 [32] должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

**Электрический ток.** Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [33], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [21]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки; применение изолирующих, СИЗ при обслуживании электроустановок; допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV [34].

**Пожаро- и взрывоопасность.** Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования ППБО-85 [35].

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Каждый пожарный щит, согласно постановлению правительства Российской Федерации «О противопожарном режиме» (с изменениями на 21 марта 2017

года) [36], должен содержать: огнетушитель пенный (не менее 2 шт.); лопата (2 шт.); багор (2 шт.); топор (2 шт.); ведро (2 шт.); ящик с песком; кошма 2×2 м (1 шт.); бочка с водой 200 л.

**Падение объектов на работающего.** Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода. Мероприятия, направленные на предотвращение возникновения данного фактора, регламентируются ПБНГП [31].

**Расположение рабочего места на значительной высоте.** Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций (СПО). Может стать причиной возникновения механических травм, например переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [31].

Согласно ГОСТ Р 12.3.050-2017 [37] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

### **5.3 Экологическая безопасность**

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 [40].

**Защита атмосферы.** Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте, а также выбросы с факелов. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [41].

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

**Защита гидросферы.** Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и

перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

**Защита литосферы.** На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах [42].

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин**

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при СПО; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; длительные остановки скважины без промывки.



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

#### **5.4.2 Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин**

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине [43].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [43].

**Выводы:** в данном разделе проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства. Предложенные меры по предупреждению ЧС возможно использовать в групповых проектах на строительство скважин.

## **Заключение**

Основными результатами общей и геологической части являются приведенные данные о Тюменской области, в которой проектируется строительство нефтедобывающего объекта, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а так – же сведения о нефтегазоводности месторождения.

Технологический проект, был представлен во второй части и описывает проектирование эксплуатационной наклонно-направленной скважины, и выполнен инженерно-технических расчет по каждому этапу строительства данной скважины. Был спроектирован процесс заканчивания скважины, выбрана конструкция эксплуатационного забоя, технология первичного вскрытия пласта, конструкция скважины, технологическая оснастка обсадной колонны. Выполнили необходимые расчеты для эксплуатационной колонны, ее процесса цементирования и выбора метода вскрытия пласта и вызова притока. Запроектированный процесса заканчивания скважины отвечает всем соответствующим нормам, стандартам, инструкциям и правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности действующими на сегодняшний день.

Отсюда делаем вывод, данный проект отвечает всем техническим требованиям, которые были предъявлены к проектной документации этого рода.

Далее в проекте охарактеризовалась работа вспомогательных цехов и служб, работа транспорта, связи, медицинского обслуживания, рассматривался так – же вопрос водоснабжения. Данная работа отображает все требования промышленной безопасности и сохранности экологии.

В организационно - экономической части проекта результатом работы является расчет экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП. Так же было подробно проанализировано оборудование для ловильных работ при обрывах бурильных труб

## Список использованных источников

1. Бессон А. Новый взгляд на режущие элементы долот / А. Бессон, Б. Брюс, Э. Дрейк и др. // Нефтегазовое обозрение. – 2002. – Т.7 №2. – С. 4–31.
2. База поставщиков топливно-энергетического комплекса информация о партнерах компаний ТЭК [Электронный ресурс]. – Электронные данные. – Томск, 2020г. – [https://www.tek-all.ru/companies/127/serv\\_prod/p1471/](https://www.tek-all.ru/companies/127/serv_prod/p1471/).
3. Лебедев Л.В. Производство и испытание первых российских поликристаллических алмазных резцов для буровых долот / Л.В. Лебедев, А.Я. Закиров // ПРОНефть. Профессионально о нефти. – 2017. – №4. – С. 2-7.
4. Каталог буровых долот НПП «Буринтех» – 47 с.
5. Каталог буровых долот NewTech Services – 54 с.
6. Каталог буровых долот «Smith» – 47 с.
7. Каталог технических решений Halliburton – 70 с.
8. Научно-технический вестник ОАО «НК» Роснефть».
9. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: [http://www.libussr.ru/doc\\_ussr/usr\\_13204.htm](http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm) (дата обращения: 30.05.2020).
10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).
11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.
12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.
13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.
14. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

15. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200;
16. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин»;
17. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.
18. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».
19. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»
20. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
23. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
24. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
25. ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества
26. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

27. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
28. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
29. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
30. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
31. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".
32. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
33. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
34. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
35. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
36. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
37. ГОСТ Р 12.3.050-2017 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Строительство. Работы на высоте. Правила безопасности.
38. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование
39. Приказ Минтруда России №1110н, 22.12.2015 г. «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам организаций нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах,

выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением»

40. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.

41. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

42. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

43. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции».

## Приложение А

### Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Кoeffи- циент каверзно- сти интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут, град.	
				град	мин.		
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,3
40	90	туртасская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
90	195	новомихайловская свита	P <sub>2/3</sub>	-	-	-	1,3
195	255	атлымская свита	P <sub>1/3</sub>	-	-	-	1,3
255	470	тавдинская свита	P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	-	-	-	1,3
470	690	люлинворская свита	P <sub>3/2</sub> -P <sub>1/2</sub>	-	-	-	1,3
690	820	талицкая свита	P <sub>1</sub>	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K <sub>2</sub>	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K <sub>2</sub>	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2015	2200	алымская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25
2200	2650	сангопайская свита	K <sub>1</sub>	-	до 30	-	1,25

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		
Q	0	40	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P <sub>2/3</sub>	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P <sub>2/3</sub>	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub>	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P <sub>1/3</sub> – P <sub>3/2</sub>	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P <sub>3/2</sub> - P <sub>1/2</sub>	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опокovidные, в середине диатомовые, опоки серые
P <sub>1</sub>	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K <sub>2</sub>	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K <sub>2</sub>	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опокovidные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K <sub>2</sub>	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевро-литов с глинами. Песчаники и алевролиты, серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K <sub>1</sub>	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K <sub>1</sub>	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало-зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых
K <sub>1</sub>	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
K <sub>1</sub>	2200	2650	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.



Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, м.Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм <sup>2</sup>	Твёрдость, кгс/мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
К <sub>2</sub> - К <sub>1</sub>	1130	2015	песок, песчан.	2,10	30	0,5	12	10	9-213	14-234	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
К <sub>1</sub> (АС <sub>10</sub> )	2500	2550	песчан.	2,1	19	6,5	11	3,6	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>11</sub> )	2560	2610	-	2,1	19	9,4	10	2,5	-	-	-	-	С
К <sub>1</sub> (АС <sub>12</sub> )	2615	2650	-	2,1	18	3,3	11	3,6	-	-	-	-	С

## Приложение Б

### Газонефтеводоносность по разрезу скважины

Таблица Б.1 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Химический состав воды, мг/л						Тип воды по Сулину	Минерализация, г/л
	От (верх)	до (низ)				анионы			катионы				
						CL <sub>4</sub>	SO <sub>4</sub>	HCO <sub>3</sub>	Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	Mg <sup>+2</sup>	Ca <sup>+2</sup>		
Q-P <sub>2/3</sub>	0	50	поров	1,0008	0,9	62	38	-	39	22	39	Гидрокарбонатнатр	0,2-0,3
P <sub>1/3</sub>	195	255	–	1,0003	0,07	–	–	–	–	–	–	–	0,5
K <sub>2</sub> – K <sub>1</sub>	1110	2015	поров.	1,01	250- 400 водозаб.	99	–	1	89	3	8	хлоркальциев.	16-20

## Приложение В

### Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Максимальная интенсивность поглощения, м <sup>3</sup> /час	Условия возникновения, в т.ч. допустимая репрессия
	От (верх)	До (низ)		
Q-P <sub>3/2</sub>	0	690	до 5,0	отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО

Таблица В.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнений, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			Мощность, м	Скорость, м/час	
Q-P <sub>2/2</sub>	0	690	3	интенсив	690	100-120	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, несоблюдение скоростей СПО, несвоевременная реакция на признаки осложнений
P <sub>2/2</sub> -K <sub>1</sub>	690	2015	3	слабые	1325	100-120	
K <sub>1</sub>	2015	2200	3	интенсив	185	-	

Таблица В.3 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Плотность смеси при проявлении, г/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)			
K <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	1110	2015	вода	1,01	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: недолива жидкости; подъема инструмента с "сальником"; снижение плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины
K <sub>1</sub> (AC <sub>10</sub> )	2500	2550	нефть	0,796	
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2560	2610	нефть	0,775	
K <sub>1</sub> (AC <sub>12</sub> )	2615	2650	нефть	0,788	

Таблица В.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см <sup>2</sup>	Возможные условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
Q-R <sub>2/2</sub>	0	690	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках бурения и СПО
K <sub>2</sub>	1110	1550	-	
K <sub>1</sub>	1550	2650	-	

Таблица В.5 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
От (верх)	До (низ)		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	Нарушение режима промывки скважины, разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами
2015	2650	Сужение ствола скважины	Разбухание глин ввиду некачественного бурового раствора

## Приложение Г

### Обоснование конструкции скважины

Таблица Г.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

<b>Имя пласта</b>	<b>АС10</b>	<b>АС11</b>	<b>АС12</b>
$L_{кр}$	2500	2560	2615
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,100	0,100
$\Gamma_{грп}$	0,2	0,2	0,2
$\rho_n$	796	775	788
<b>Расчетные значения</b>			
Пластовое давление	250	256	261,5
$L_{конд\ min}$	490	540	530
запас	1,09	1,09	1,10
Принимаемая глубина	540		

## Приложение Д

### Углубление скважины

Таблица Д.1 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-544	544-2802
Шифр калибратора		КЛС 393,7 МС	К 295,3 СТ	К 215,9 СТ-1
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		3937	2953	2159
Тип горных пород		М	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133
	API	–	–	–
Длина, м		1,3	1,3	0,44
Масса, кг		473	315	49

Таблица Д.2 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-544	544-2802
<b>Исходные данные</b>				
D <sub>д</sub>	м	0,3919	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G <sub>ос</sub> , кН		78	59	98
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
<b>Результаты проектирования</b>				
D <sub>зд</sub> , мм		–	–	173
M <sub>р</sub> , Н*м		–	–	2259
M <sub>о</sub> , Н*м		–	–	108
M <sub>уд</sub> , Н*м/кН		–	–	27

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под направления (0–50 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под направление (0–50 м)</b>							
<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,65	393,7	–	3-152	Ниппель	0,250

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Переводник М152хМ171	0,52	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 МС	1,64	393,7	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН161	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС-203	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
6	Переводник М161хН163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	ТБПК-127*9,19 Е	22	127	–	3-162	Ниппель	0,691
					3-162	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50–544 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под кондуктор (50–544м)</b>							
1	295,3 НьюТек Сервисез	0,3	295,3	–	3-152	Ниппель	0,110
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295,3 МС	1,30	295,3	185	3-152	Ниппель	0,110
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН163	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,087
					3-163	Муфта	
5	Телесистема ЗИС-4	9,60	172	124	3-163	Ниппель	0,700
					3-163	Муфта	
6	Переводник М163хН161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
7	НУБТ-172	9,45	178	100	3-161	Ниппель	1,600
					3-161	Муфта	
8	Переводник М163хН161	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
9	УБТС2-203х100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
10	Переводник М163хН162	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
11	ТБПК-127*9,119 Е	497	127	–	3-162	Ниппель	15,509
					3-162	Муфта	

Таблица Д.5 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (544–2802 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
<b>Бурение под эксплуатационную колонну (544–2802 м)</b>							
1	215,9 FD 377MH-A170	0,3	215,9	–	3-117	Ниппель	0,048
2	Переводник M117xM133	0,47	172	–	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор K215,9 CT-1	0,44	215,9	70	3-133	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
4	Переводник M133xH117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	D675	6,25	178	–	3-117	Муфта	0,830
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172PC	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172PC	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник M147xH133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	Телесистема ЗИС-4	9,60	172	124	3-163	Ниппель	0,700
					3-163	Муфта	
10	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	НУБТ-172	9,45	178	100	3-161	Ниппель	1,600
					3-161	Муфта	
12	Переводник M163xH161	0,521	225	101	3-161	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
13	УБТ-178	36	178	100	3-161	Ниппель	5,616
					3-161	Муфта	
14	ТБПК-127*9,119 E	2730	127	–	3-162	Ниппель	85,242
					3-162	Муфта	



Таблица Д.6 – Результат расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		Секции	Нарастающая с учетом КНБК	В клиновом захвате (L=300 мм)	В клиновом захвате (L=400 мм)
БУРЕНИЕ	0	2802	ТБК 127.0 X 9,19	127	Е	9,19	3-162	2730	85,20	95,08	1,40	1,47

## Приложение Е

### Компонентный состав бурового раствора и потребное количество компонентов

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
0	50	50	393,7	-	1,30	7,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						5,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						5,7
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>58,6</b>
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
50	544	494	295,3	306,9	1,3	48,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						31,0
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						2,1
Объем раствора в конце бурения интервала						37,0
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>130,6</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>104,1</b>
<b>Вперев, м3</b>						<b>26,5</b>
Экс. колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м <sup>3</sup>
От	до					
544	2802	2103	215,9	228,7	1,25	128,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						31,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						86,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,2
Объем раствора в конце бурения интервала						128,7
<b>Общая потребность бурового раствора на интервале:</b>						<b>390,1</b>
<b>Объем раствора к приготовлению:</b>						<b>390,1</b>

Таблица Е.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		Колонна эксплуатационная		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
M-I WATE	утяжелитель	1000	4944	5	9928	10	-	-	14872	15
SODA ASH	Регулятор Ph	25	91	4	125	5	368	15	584	24
DUO-TEC	структурообразователь	25	13596	14	-	-	-	-	13596	14
M-I GEL† SUPREME	структурообразователь	1000	-	-	125	5	-	-	125	5
POLYPAC– R	Понизитель фильтрации ВВ	25	-	-	1241	50	1676	148	4917	197
POLYPAC SUPREME UL	Понизитель фильтрации НВ	25	-	-	1241	13	16175	162	17416	175
Септор БДУ–500	Бактерицид	50	-	-	-	-	2648	106	2648	106
ULTRAFREE–L	ПАВ, смазывающая добавка	100	-	-	14892	149	36760	368	51652	517
К–5	Ингибитор глин	100	-	-	-	-	36760	368	36760	37
CALCIUM CARBONATE	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	368	8	369	8
BUBBLE BUSTER	пеногаситель	25	-	-	-	-	368	15	368	15

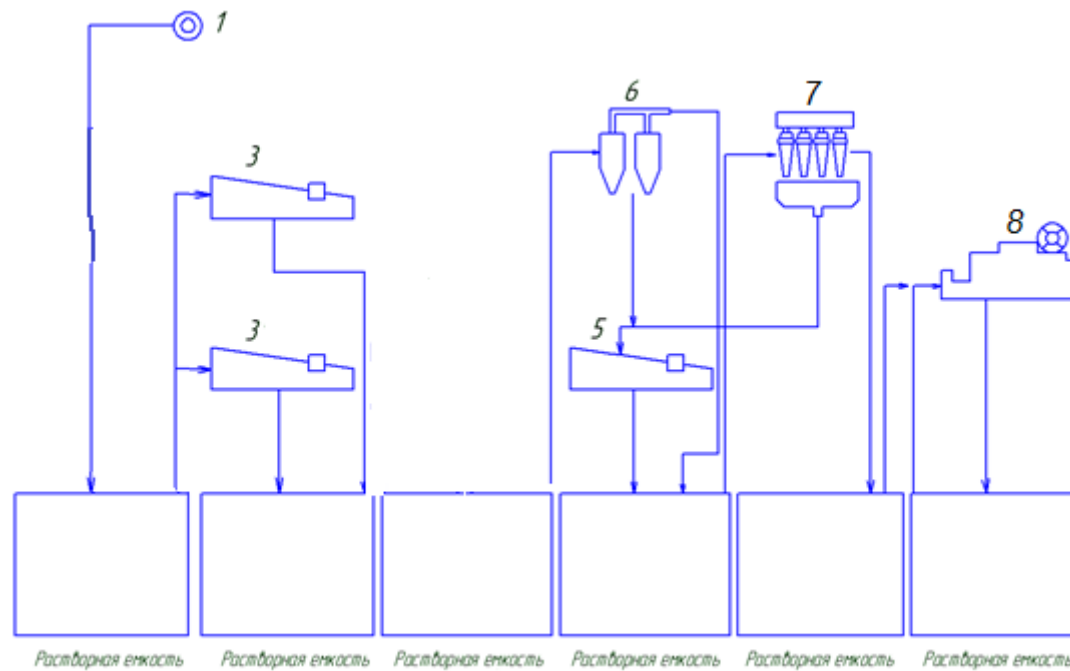


Рисунок Е.1 – Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 3 – вибросито Swaco ALS-II Каскад; 5 – вибросито ВС-1; 6 – пескоотделитель ПЦК-360М; 7 – илоотделитель ИГ-45; 8 – центрифуга ОГШ-50

**Приложение Ж**  
**Нормативная карта**

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление									
Бурение	393,7 НьюТек Сервисез	0	50	400	0,03	50	1	1,5	1,5
Промывка (ЕНВ)									0,028
СПО и наращивание (ЕНВ)									0,65
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									1,21
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,12
Крепление (ЕНВ)									12,8
Смена вахт									0,1
Ремонтные работы									0,6
Итого									17,01
Кондуктор									
Бурение	295,3 НьюТек Сервисез	60	544	650	0,029	494	1	14,326	14,326
Промывка (ЕНВ)									0,46
СПО и наращивание (ЕНВ)									4,63

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									4,1
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,3
Крепление (ЕНВ)									24,8
Смена вахт									0,5
Ремонтные работы									1,82
Итого									50,94
Эксплуатационная колонна									
Бурение	215,9 FD 377МН-А170	544	2802	2400	0,07	2258	1	158,06	158,06
Промывка (ЕНВ)									1,1
СПО и наращивание (ЕНВ)									14,3
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)									6,75
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)									0,94
Крепление (ЕНВ)									35,6
Смена вахт									1,1
Ремонтные работы									4,2
ГТИ									6,8
Итого									228,85
Итоговое время на бурение									296,8
Подготовительные работы									87
Вышкомонтажные работы									1198

## Приложение И

### Сметный расчет на бурение и крепление скважины

Таблица И.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Повременная з/п буровой бригады	Сут	129,15	3,63	468,81	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	Сут	138,19	-	-	0,71	98,11	2,12	292,96	9,54	1318,33
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	29,43	-	87,89	-	395,50
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	Сут	14,40	-	-	0,71	10,22	2,12	30,53	9,54	137,38
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	3,07	-	9,16	-	41,21
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	Сут	17,95	3,63	65,16	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание бурового оборудования	Сут	252,86	3,63	917,88	0,71	179,53	2,12	536,06	9,54	2412,28

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	Сут	1443,0	3,63	5238,1	0,71	1024,5	2,12	3059,2	9,54	13766,22
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями и РУС	Сут	244,60	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	Сут	175,44	-	-	-	-	2,12	371,93	9,54	2333,48
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	Сут	240,90	-	-	-	-	2,12	510,81	9,54	4066,52
Прокат РУС	Сут	426,27	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	Сут	22,86	-	-	0,71	11,15	2,12	33,28	9,54	149,78
Эксплуатация ДВС,	Сут	10,90	-	-	0,71	7,74	2,12	23,11	9,54	103,99
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48	-	-	0,71	106,13	2,12	316,90	9,54	1426,04
Эксплуатация спецтранспорта	Сут	177,60	3,63	644,69	0,71	65,71	2,12	369,41	9,54	1012,32
<b>Зависящие от объема работ</b>										
Сода каустик	Т	138,18	-	-	0,091	12,57	0,125	17,27	0,368	50,85
Барит M-I WATE	Т	91,52	-	-	4,944	452,47	-	-	-	-
M-I GEL† SUPREME	Т	348	-	-	-	-	0,125	43,50	-	-
K-52	Т	504,59	-	-	-	-	-	-	36,76	18548,73
Calcium carbonate	Т	106,8	-	-	-	-	-	-	0,368	39,30



Продолжение таблицы М.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Polyrac-R	Т	779,8	-	-	-	-	1,241	967,73	1,68	1306,94
Polyrac-supreme ul	Т	756,88	-	-	-	-	1,241	939,29	16,18	12242,53
Септор БДУ-500	Т	160,54	-	-	-	-	-	-	2,648	425,11
Ultrafree-L	Т	114,68	-	-	-	-	14,892	1707,81	36,76	4215,64
DUO-TEC†	Т	275,23	-	-	-	-	-	-	13,596	3742,03
Bubble buster	Т	987,5	-	-	-	-	-	-	0,368	363,40
393,7 НьюТек Сервисез	Шт	1661,7	-	-	1	1661,7	-	-	-	-
295,3 НьюТек Сервисез	Шт	1422	-	-	-	-	1	1422	-	-
215,9 FD 266SM-A138	Шт	4834,3	-	-	-	-	-	-	1	4834,3
Калибратор К-393,7МС	Шт	871,56	-	-	1	871,56	-	-	-	-
Калибратор КЛС 295,3 МС	Шт	550,46	-	-	-	-	1	550,46	-	-
Калибратор КЛС 215,9 С	Шт	412,84	-	-	-	-	-	-	1	412,84
Итого затрат на бурение по этапам				7334,63		4594,32		11296,38		74559,40
Итого затрат на бурение							97784,73			

Таблица И.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сдельная з/п буровой бригады	Сут	136,48	0,53	73,24	1,03	142,32	1,48	204,52
Социальные отчисления, 30%			-	21,97	-	42,70	-	61,36

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	Сут	15,40	0,53	7,63	1,03	14,83	1,48	21,31
Социальные отчисления, 30%			-	2,29	-	4,45	-	6,39
Содержание бурового оборудования	Сут	269,81	0,53	134,02	1,03	260,45	1,48	374,23
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании.	Сут	1523,00	0,53	807,19	1,03	1583,92	1,48	2254,04
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки тампонажного раствора	Сут	25,86	0,53	12,12	1,03	23,55	1,48	33,83
Эксплуатация ДВС,	Сут	11,90	0,53	5,78	1,03	11,23	1,48	16,13
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	153,49	0,53	79,22	1,03	153,96	1,48	221,23
Эксплуатация спецтранспорта	Сут	186,60	0,53	94,13	1,03	182,93	1,48	262,85
<b>Затраты, зависящие от объема работ</b>								
Обсадные трубы 245x7,9 Д	Т	344,38	-	-	46	15656,08	-	-
Обсадные трубы 324x8,5 Д	Т	345,38	5	1432,62	-	-	-	-
Обсадные трубы 168,3x8,9 Е	Т	288,12	-	-	-	-	234	67276,02
БКМ-324	Шт	142,57	1	142,57	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	Шт	398,94	1	398,94	-	-	-	-
ЦПЦ-324/394	Шт	31,6	5	158,00	-	-	-	-
ЦТ 324/394	Шт	28,8	2	57,6	-	-	-	-
ПРП-Ц-В-324	Шт	70,45	1	70,45	-	-	-	-
БКМ-245	Шт	74,77	-	-	1	74,77	-	-

Продолжение таблицы И.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЦКОДУ-245	Шт	142	-	-	1	142,00	-	-
ЦПЦ-245/295	Шт	31,6	-	-	18	568,80	-	-
ЦТ 245/295	Шт	26,5	-	-	25	662,50		
ПРП-Ц-245	Шт	35,4	-	-	1	35,40	-	-
БКМ-168	Шт	56,93	-	-	-	-	1	56,93
ЦКОДУ-168	Шт	103,4	-	-	-	-	1	103,40
ЦТ-168/216	Шт	26,4	-	-	-	-	107	2824,80
ЦПЦ-168/216	Шт	25,4	-	-	-	-	65	1651,00
ПРП-Ц-168	Шт	26,14	-	-	-	-	1	26,14
МБП-СМ	Кг	0,69	475,95	328,41	410,268	283,085	2332	1609,08
МБП-МВ	Кг	0,98	345,74	338,83	351,66	344,627	9328	9141,44
ПЦТ - II - 100	Т	30,6	2,76	79,76	3,016	87,162	14,378	439,966
ПЦТ - III - Об (4-6) - 100	Т	-	-	-	13,306	359,262	85,680	2436,739
НТФ	Кг	1,17	1,98	2,32	11,83	13,841	28,34	33,158
Итого затрат на крепление по этапам				3439,90		19063,98		86800,53
Итого затрат на крепление	109305							

**Приложение К**  
**Сводный сметный расчет**

Таблица К.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания на апрель 2020 г.

Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3
<b>1. Подготовительные работы к строительству скважины</b>		
Обустройство площадки	68 565	14 947 170
Рекультивация перед планировкой	10 912	2 378 816
Итого		17 325 986
<b>2. Строительство и монтаж бурового оборудования</b>		
Строительство и монтаж	142 312	31 024 016
Разборка и демонтаж	8 741	1 905 538
Итого		32 929 554
<b>3. Бурение и крепление скважины</b>		
Бурение скважины	97 785	21 317 130
Крепление скважины	109 305	23 828 490
Итого		45 145 620
<b>4. Испытания скважины на продуктивность</b>		
Испытание по окончанию бурения	20 486	4 465 948
<b>5. Промыслово-геофизические работы</b>		
Затраты на промыслово-геофизические работы	34 936	4 616 048
<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)	12 449	2 713 800
Снегоборьба; (0,4% от пунктов 1 и 2)	922	201 023

Продолжение таблицы К.1

1	2	3
Эксплуатация котельной и паровой установки	23 754	5 178 372
Итого		8 093 195
Итого прямых затрат		112 576 351
<b>7. Накладные расходы</b>		
Накладные расходы (25% на итог прямых затрат)	129 102	28 144 088
<b>8. Плановые накопления;</b>		
Плановые накопления (7% на суммарный итог прямых затрат и накладных расходов)	45 186	9 850 431
<b>9. Прочие работы и затраты</b>		
Зарплаты, надбавки	214 754	46 816 372
Транспортировка буровых бригад	7 963	1 735 934
Сооружение водяной скважины	2 947	642 446
Затраты на авторский надзор, (0,2 % от пунктов 1-8)	1 382	301 142
Итого		49 495 894
<b>10. Резерв средств на непредвиденные расходы</b>		
Затраты на непредвиденные работы и расходы (5% от пунктов 1-10, за вычетом транспортировки бригад)	45 489	9 916 542
<b>ВСЕГО ПО СМЕТЕ</b>	<b>963 227</b>	<b>209 983 306</b>
<b>ВСЕГО с учетом НДС (20%)</b>		<b>251 979 968</b>

