

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»



Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации федеральное
государственное автономное образовательное учреждение высшего
образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ 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
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <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>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении с ожидаемым притоком $Q = 150$ м³/сутки.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p>

	<p>2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p>
--	--

	2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки 3 Профильные перекрыватели.
--	---

Перечень графического материала
(с точным указанием обязательных чертежей)

1. Геолого-технический наряд
2. Компоновка бурильной колонны

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3. Современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

15.02.2018г

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Морев Артем Алексеевич			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-Б42Т	Халин Николай Владимирович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: месторождение, скважина, бурение, крепление скважины, перфорация, интенсификация притока, долота, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены современные тенденции в развитии PDC вооружения лопастного породоразрушающего инструмента.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2910 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения, отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность/значимость работы снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБВК - Трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	12
1.1 Геологические условия бурения скважины	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	12
1.3 Зоны возможных осложнений	13
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	14
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	14
2.2 Обоснование конструкции скважины	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	26
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	27
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	29
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	29

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны.....	35
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	38
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	39
2.5 Выбор буровой установки	43
3 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В РАЗВИТИИ PDC ВООРУЖЕНИЯ ЛОПАСТНОГО ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА	44
3.1 PDC долота	44
3.2 Вращающиеся конструкция PDC резца – ONYX 360	46
3.3 Конический алмазный элемент – Stinger	48
3.4 Клиновидный алмазный элемент - AxeBlade	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	55
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"	55
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	57
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	58
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	59
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	60
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	60
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	60
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	62
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	62
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	63
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	63

4.4 Расчет технико-экономических показателей	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Производственная безопасность	67
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	72
5.2 Экологическая безопасность	77
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	79
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	87
Геологические условия бурения скважины	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	94
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	94
ПРИЛОЖЕНИЕ В	95
Зоны возможных осложнений	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	97
Совмещенный график давлений	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	98
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	98
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	99
Выбор породоразрушающего инструмента	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	100
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	100
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	103
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	107
Гидравлическая программа промывки скважины	107

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	111
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	111
ПРИЛОЖЕНИЕ И	112
Организационная структура управления предприятия.	112
ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	113
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	113
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	115
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	115
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	117
Сметная стоимость строительства скважины	117
ПРИЛОЖЕНИЕ М	125
Производственная безопасность.....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	126
Экологическая безопасность	126

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день Россия обладает крупнейшими запасами нефти и газа и достаточно развитой нефтедобывающей отраслью, и является одним из главных экспортеров на нефтяном рынке. Поэтому нефтяная отрасль играет ключевую роль для социального и экономического развития страны. Нефтедобывающая отрасль постоянно модернизируется для увеличения производительности и качества продукции. Разрабатываются и внедряются новые технологии и решения для поиска новых месторождений, проведения геологоразведочных работ, бурения нефтегазовых скважин, добычи нефти и газа, транспортировки и переработки нефтепродуктов.

Одной из важнейших составляющих отрасли является бурения скважин, к которому предъявляются с каждым годом все более высокие требования, как по внедрению высокотехнологичных решений, для уменьшения сроков строительства и стоимости скважины, так и к промышленной и экологической безопасности при разбуривание месторождений.

Целью работы является разработка технологических решений для строительства разведочной скважины, согласно геологотехническим условиям, исследования современных тенденций в развитии PDC вооружения породоразрушающего инструмента как новой технологии для увеличения темпов бурения скважин, а также анализ организационно-экономической части и промышленной, экологической безопасности строительства скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2910 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б.

Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 2 водоносными и 1 нефтеносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2630-2875 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 150 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-760 м, 760-2895 м ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 0-760 м, 1030-1860 м, 1925-2895 м возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3-7 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- прихватопасность во всем интервале бурения 0-2895 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 1030-1325 м, 1548-1568 м, 1564-1574 м, 2500-2523 м, 2572-2627 м, 2630-2845 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. [3]

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта следует, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 50 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 40 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 800 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-750 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2895 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2630-2875 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	800	800
Эксплуатационная колонна	2895	2895

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0-50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2895 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины. [19]

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх [3].

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{эк.н}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 150$ м³/сутки [3]:

$$D_{эк.н} = 139,7 \text{ мм.}$$

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины.

Расчетный диаметр долота $D_{эк.д.расч}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле:

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

где $D_{эк.м} = 159$ мм, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 20$ мм, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{эк.д.расч} = 184 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{эк.д} = 188,9$ мм.

2. Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения под эксплуатационную колонну внутри него с рекомендуемыми зазорами.

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{к.вн}$ определяется по формуле [3]:

$$D_{к.вн} = D_{эк д} + 14 \text{ мм}, (2)$$

$$D_{к.вн} = 202,9 \text{ мм};$$

$$D_{к.н} = 219,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 244,5 + 25 = 269,5 \text{ мм}.$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к.д} = 269,9 \text{ мм}$.

3. Диаметр направления выбирается из условия проходимости долота для бурения под кондуктор внутри него с рекомендуемыми зазорами [3].

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления $D_{н.вн}$ определяется по формуле:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 10 \text{ мм}, (3)$$

$$D_{н.вн} = 279,9 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 298,5 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 323,9 + 39 = 362,9 \text{ мм}.$$

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н.д} = 393,7 \text{ мм}$.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	298.5	393.7
Кондуктор	0	800	0	800	219.1	269.9
Эксплуатационная колонна	0	2910	650	2910	139.7	188.9

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле [3]:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (4)$$

$$P_{му} = 28,41 \cdot 10(6) - 698 \times 9,8 \times 2830 = (28,41 - 19,37) \cdot 10(6) = 9,04 \text{ МПа},$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 28,41 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 698 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, 2875 м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК 1-21-140 ×219**.
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент: **ОП5-230/80х21**.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов [4].

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-800	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
800-2895	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

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 долота типа RC 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.

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, 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 [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании

шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC [16].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними и средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет [16].

2.3.2.1 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. [2]

1. Для бурения интервала под направление 0-50 м с шарошечным долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется в связи с незначительным интервалом бурения, калибровка ствола секции осуществляется долотом.

2. Для бурения интервала под кондуктор 50-800 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. [15]

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 800-2895 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что

интервал сложен горными породами средней твердости [15]. Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Д.1.

2.3.3 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. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото [4].

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2895
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	500-1000	1000-1500
$D_{д}, \text{см}$	39,37	26,99	18,89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.2	5	80
$G_{пред}, \text{кН}$	310	100	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	8,34	4,98	22
$G_2, \text{кН}$	88,9	14,76	29
$G_3, \text{кН}$	248	80	63
$G_{проект}, \text{кН}$	248	80	63

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2910	
Исходные данные				
V_л, м/с	2,8	2	1.8	
	м	0,3937	0.2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
τ, мс	6	-	-	
z	28	-	-	
α	0.9	-	-	
Результаты проектирования				
n₁, об/мин	121	84	180	
n₂, об/мин	23	-	-	
n₃, об/мин	716	-	-	
n_{проект}, об/мин	120	80-90	180-200	

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [4].

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота [4].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 6.

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2895
Исходные данные				
	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
G_{ос}, кН		-	100	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D_{зд}, мм		-	216	166
M_р, Н*м		-	38000	13800
M_о, Н*м		-	147,65	94,45
M_{уд}, Н*м/кН		-	369,36	228,2

Для интервала бурения 50-800 метров (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 36кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. [15]

Для интервала бурения 800-2910м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. [15]

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	50-800	210	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	800-2910	165	8652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Д.2.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта [5]:

- интервал бурения 0-50 м под направления - бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 50-800 м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 800-2530 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор;
- интервал бурения 2530-2910 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.3.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Д.3.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». [19]

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д. [5]

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении Д.4.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 61 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 58 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 25 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

Так же расчет гидравлической программы промывки скважины был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект» [18].

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении Д.4.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2630-2875м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна следующий:

Интервал отбора керна 2620-2885 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения одного запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки [16]

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ-188.9/80 В613 С9	188,9	80	3-150 (м)	12

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{\text{прод}} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 698 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1050 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2910 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 650 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 130 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{\text{ст}} = 10 \text{ м}$.

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [8].

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (5)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

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. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);

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

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2 [8].

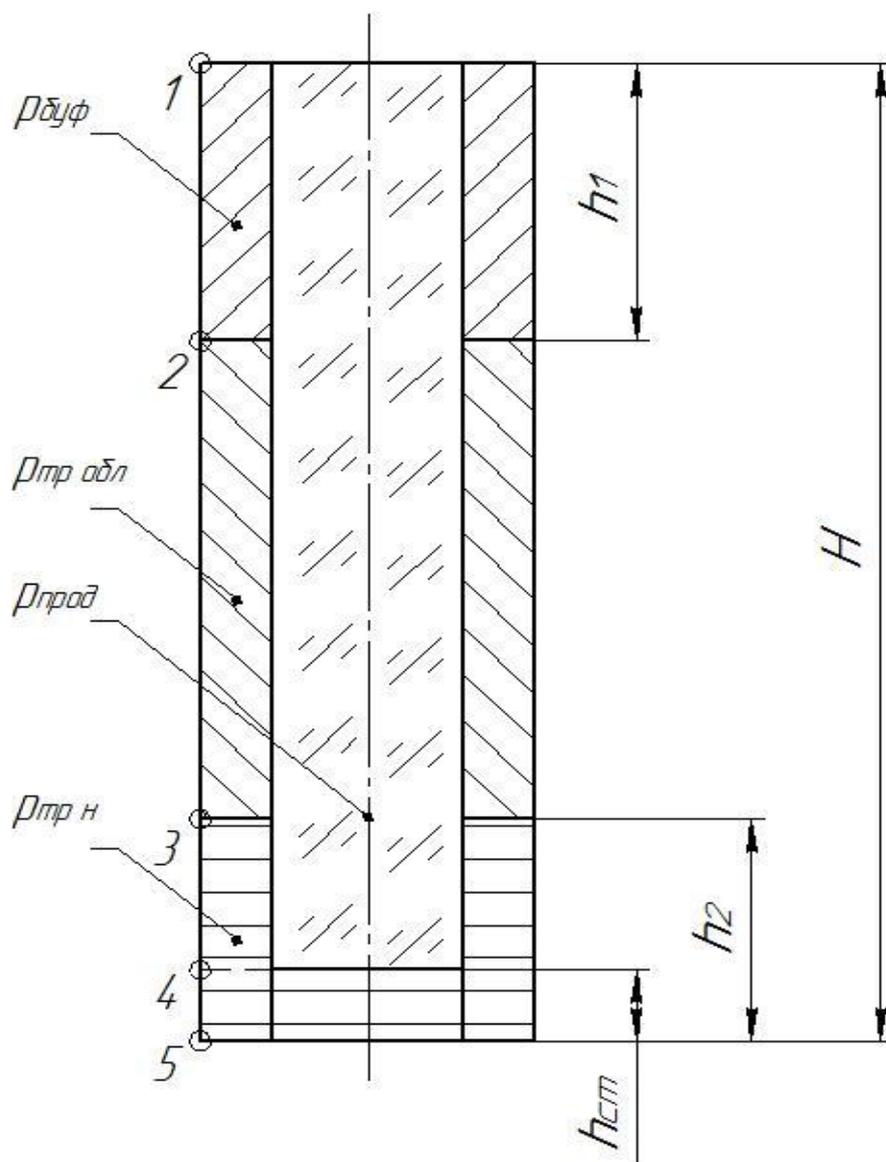


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

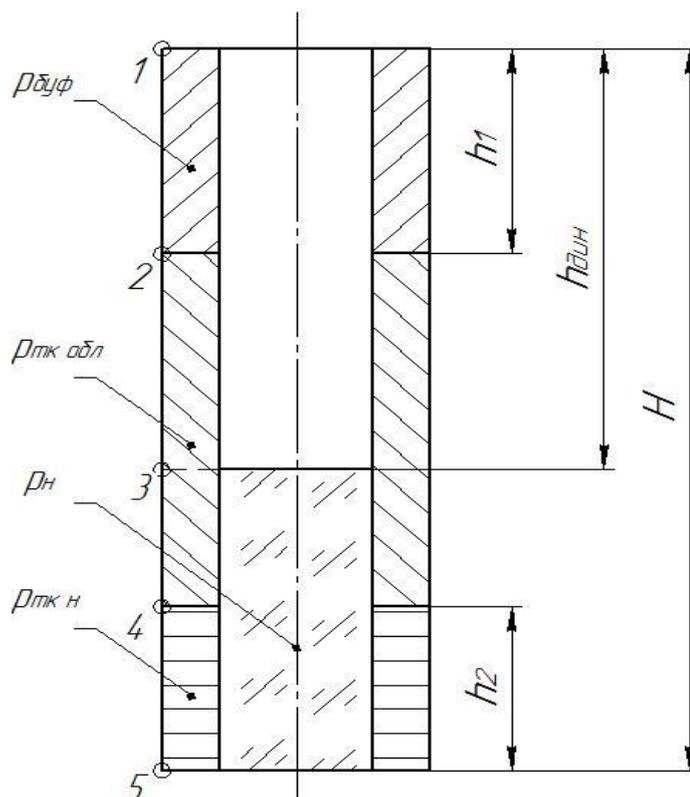


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 11 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 3.

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	650	0.3	2	650	6.8
3	2780	9	3	1940	20.4
4	2900	9.8	4	2780	23.3
5	2910	9.8	5	2910	24.2

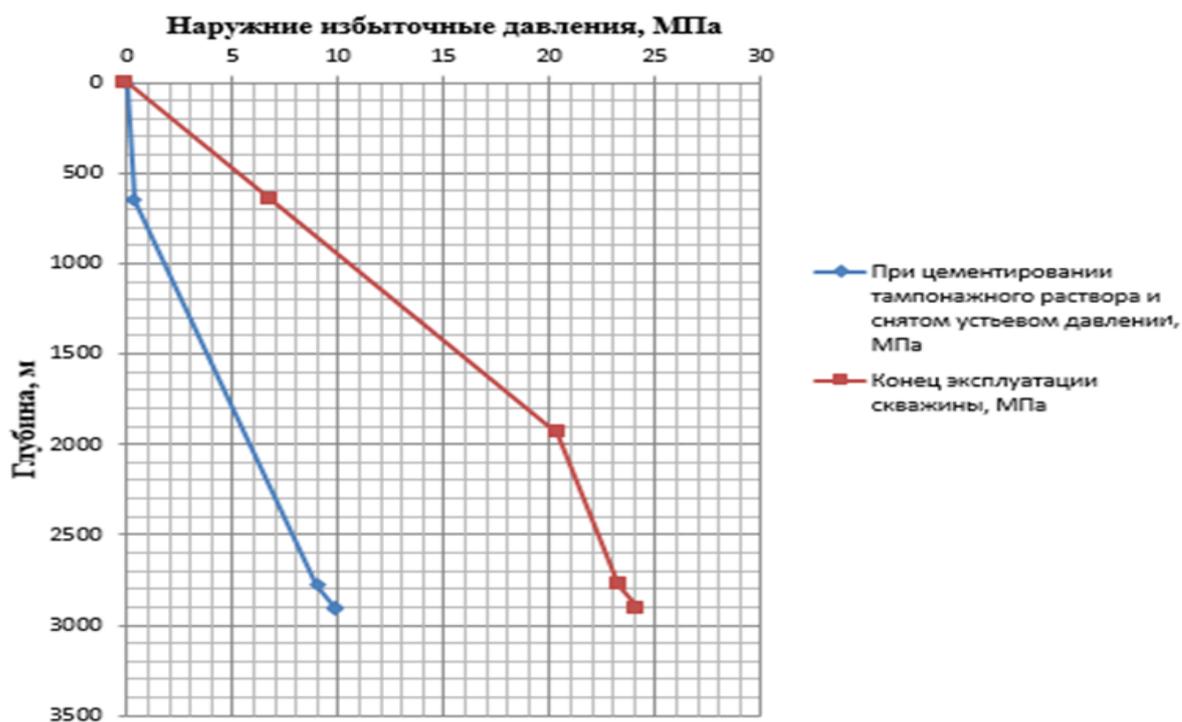


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [8].

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (6)$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление, МПа;

$P_{н}$ – наружное давление, МПа.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая [8].

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 5.

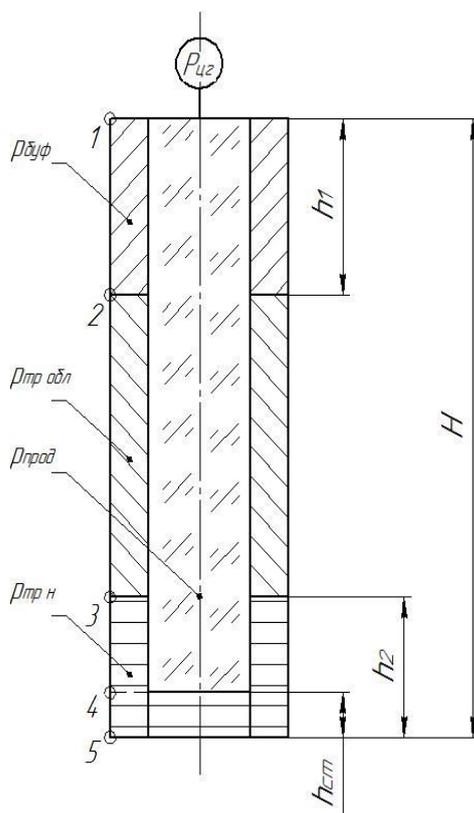


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

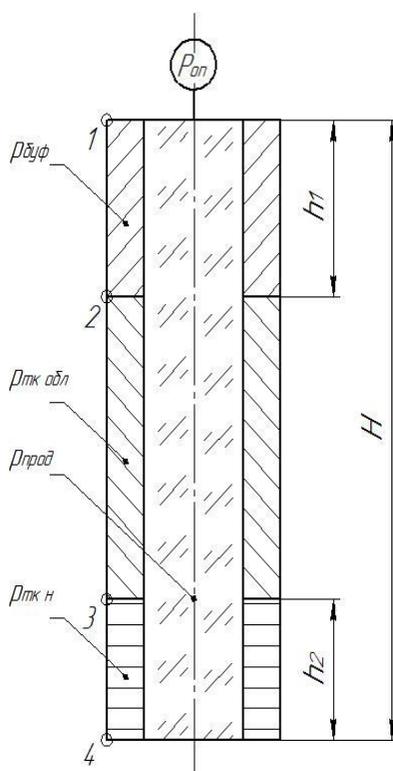


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной КОЛОННЫ

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 8.

Таблица 12 - Данные расчета внутренних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	19.425	1	0	12.5
2	650	19.1	2	650	12.2
3	2780	10.58	3	2780	11.11
4	2900	9.62	4	2910	10.7
5	2910	9.62			

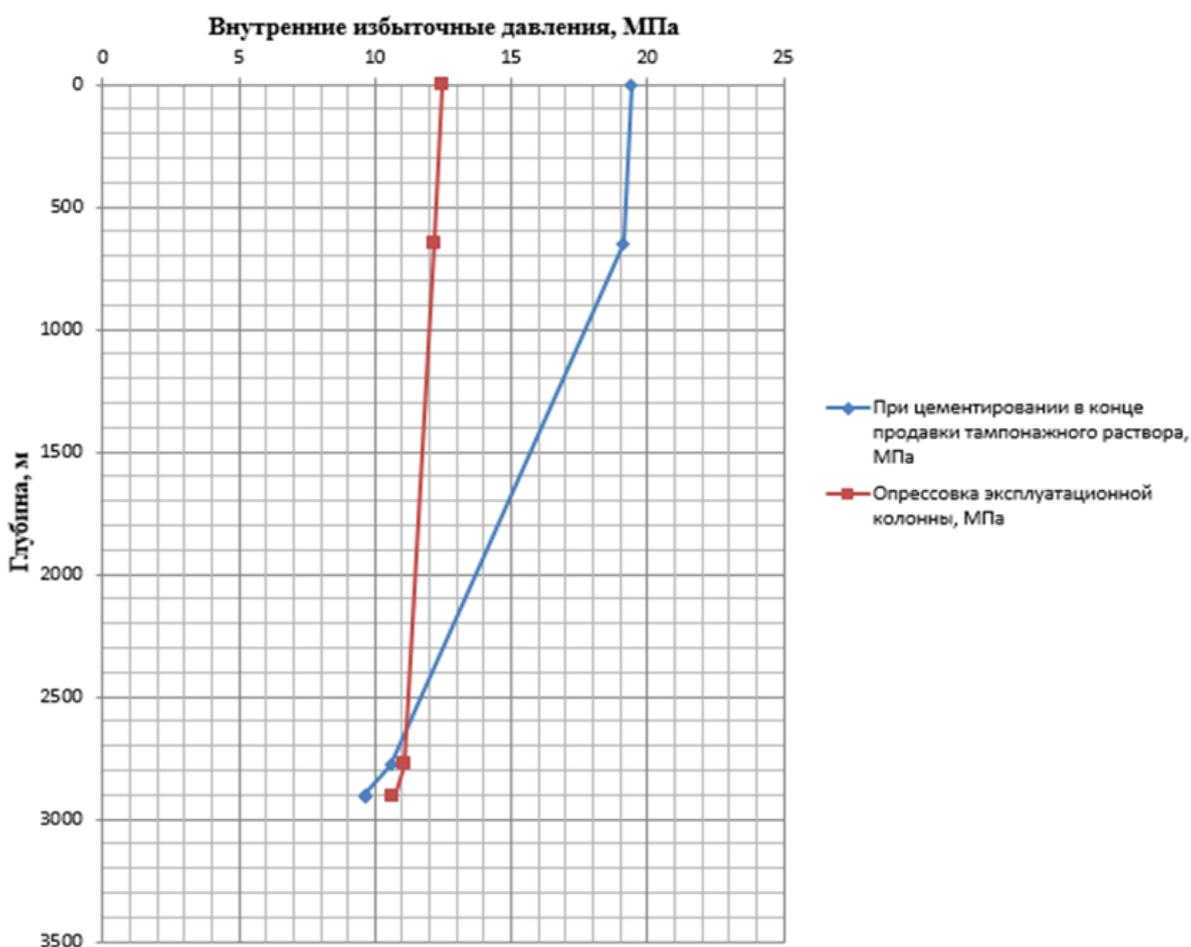


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ. [9]

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	Секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,7	130	0,251	32,63		2780-2910
2	Д	7,0	930	0,229	21,3		1850-2780
3	Д	6,5	1850	0,205	379,25		0-1850

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве-
0,2 МПа;

$P_{зр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 52,8$ МПа.

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

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{э\ кн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{э\ к\ д} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{э\ кн})}, \quad (8)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.2 \text{ МПа.}$$

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (9)$$

$$P_{гс\ кп} = 38,4 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$38,4 \text{ МПа} \leq 52,8 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{б.ж} = S_{к.п.о.с} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (10)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 550 с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 8.94 \text{ м}^3.$$

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м^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:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк \partial}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эк вн 1}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (11)$$

$$V_{ТР} = 48 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{ТР.норм.} = 1,3 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{ТР.обл} = 30,57 \text{ м}^3.$$

Объём продавочной жидкости $V_{прод}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot [(d_{эк вн}^2 \cdot L - d_{эк вн 1}^2 \cdot h_{ст}] / 4, \quad (12)$$

$$V_{прод} = 40,56 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м^3	Плотн. жидк., $\text{кг}/\text{м}^3$	Объем воды для пригот. жидк., м^3	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
	2,2			МБП-СМ	217 / 9	-	-
	6,74			МБП-МВ	186 / 8	-	-
Обл.тамп. р-р	33,19	1400	22,15	НТФ	11.1 / 1	ПЦТ-III-Об(5)-100	22.7 / 23
Тамп.р-р норм.плотн.	2,09	1800	1	НТФ	0.62 / 1	ПЦТ-II-100	1.9 / 2

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (13)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 18,68 \text{ МПа};$$

$$23,35 \text{ МПа} \geq 18,68 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б}, \quad (14)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 4 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена в приложении Е.1.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн [11]

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, $D_{\text{усл}}=300\text{мм}$	БКМ-299 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{\text{усл}}=219\text{мм}$	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц-219	ЦЦ- 219/270 (16)	ГЦУ-219
Экспл. колонна, $D_{\text{усл}}=139,7\text{мм}$	БКМ-140 ОТТМ	ЦКОДМ - 140 ОТТМ	ПРП-Ц-140	ЦЦ- 140\146 (52)	ГЦУ-140

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор КПО-114 [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 20 м, глубина 2630-2875 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-114 потребуется две спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций по 10 м.

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-114

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм*2	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа*	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв./м.	20		
Фазировка, град.	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,5
Глубина перфоканала по API-19B, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-116, представлен на рисунке 10, предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины, при наличии контейнера. [13] Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116 представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	116
Минимальный диаметр проходного канала, мм	35
Максимальный перепад давления, МПа	35
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-86, 3-102

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей устьевого и скважинного оборудования

1. Скважинное оборудование для свабирования КС-62 [14]

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Состав комплекса и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. [4]

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (15)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (16)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (17)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (18)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку БУ-3000 ЭУК-1М.

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

<i>Выбранная буровая установка</i>			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	88	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,92
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	43	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,9

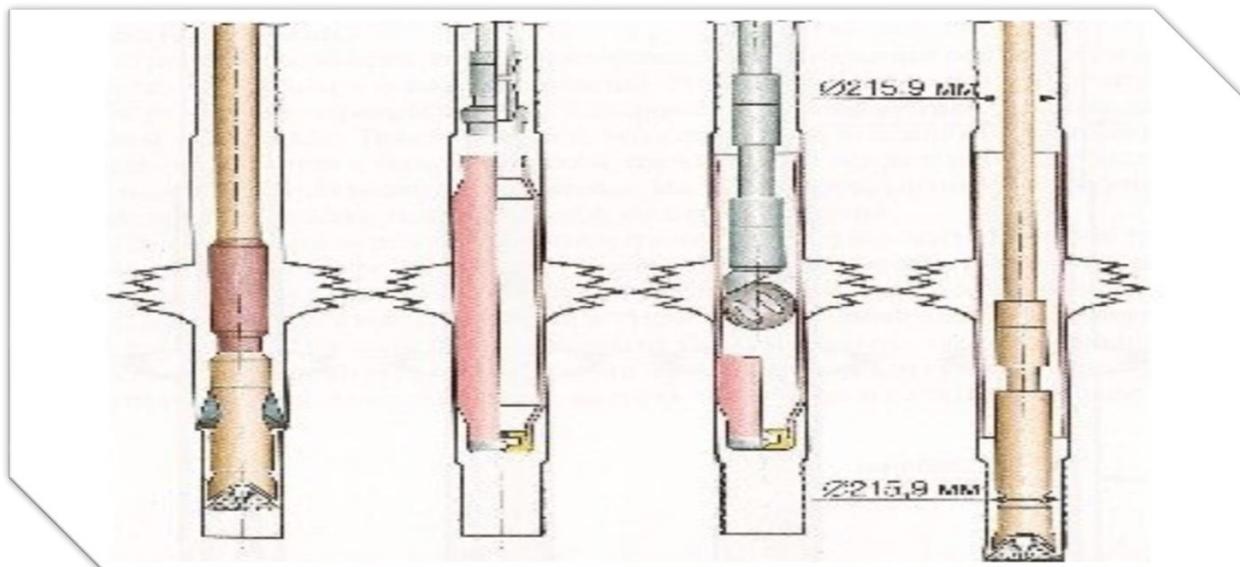
3 ПРОФЕЛЬНЫЕ ПЕРЕКРЫВАТЕЛИ

3.1 Профильные перекрыватели служат.

- Для надежной изоляции трещиновато-кавернозных пород с высокой интенсивностью поглощения или водопроявления, встречающихся в процессе бурения скважин, вместо спуска дополнительных обсадных колонн.

- ТатНИПИнефтью разработаны профильные металлические перекрыватели, увеличивающиеся в поперечном сечении в месте их установки и тем самым не требующие изменения конструкции скважины.

Последовательность операций при креплении зоны осложнения перекрывателем



Осложнения при бурении БС

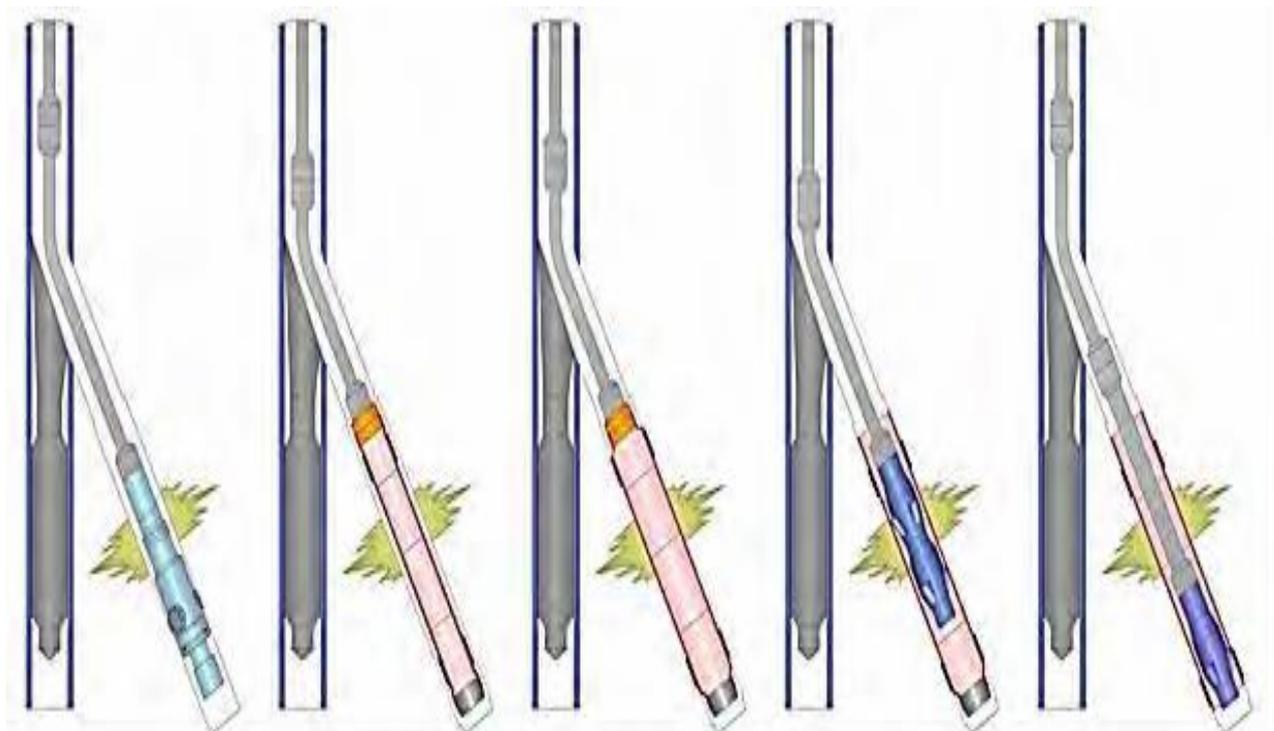
- поглощения бурового раствора
- обвалы неустойчивых пород

Технология изоляции зон поглощений бурового раствора в БС с применением перекрывателей

- Расширение бокового ствола расширителем

- Спуск перекрывателя в расширенный интервал на переводнике с левой резьбой;
- Установка перекрывателя внутренним давлением, отворот и подъем левого переводника;

Спуск компоновки развальцевателей и развальцовка перекрывателя с отворотом разборного башмака



Применения перекрывателей, выпускаемых ООО «Перекрыватель»

- - Потеря диаметра долота
- - Дополнительные СПО (лишняя затрата времени)

3.2 Сборка перекрывателей по специальным резьбам и установка над ними компоновки развальцевателей

Сборка перекрывателей по специальным резьбам и установка над ними компоновки развальцевателей позволяет снизить затраты времени на их установку за счет ускорения сборки и сокращения СПО.

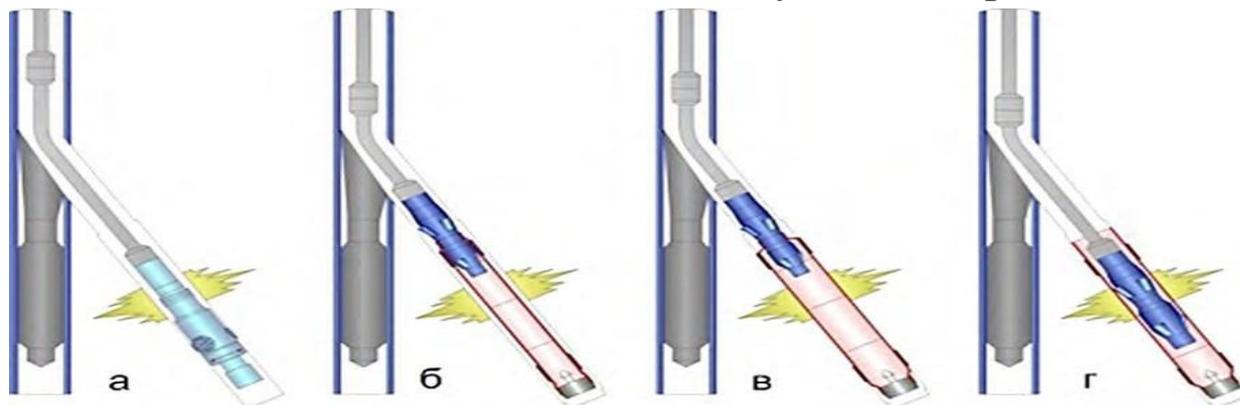


Ниппель и муфта соединения до развальцовки



Соединения после развальцовки

3.3 Новая технология включает следующие операции



а – расширение БС расширителем

б – спуск перекрывателя с компоновкой развальцевателей

в – выправление перекрывателя внутренним давлением;

г - развальцовка перекрывателя, отсоединение башмака и его подъем.

Дальнейшее бурение БС продолжается долотом того же диаметра.

Таким образом, опытом работ доказана в целом эффективность применения профильных перекрывателей для изоляции катастрофических зон поглощения и зон осыпания неустойчивых пород встречающихся при бурении БС.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): <i>материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
1. Организационная структура управления организацией

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.02.2018г.
---	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия Информация конфиденциальна

Одна из крупнейших частных вертикально интегрированных нефтяных компаний России, объединяющая научнопроектные, геологоразведочные, буровые, добывающие подразделения, нефтегазоперерабатывающие и сбытовые предприятия. Для Компании характерны масштабная география присутствия, передовые позиции в различных сегментах отрасли, инновационный характер производственной деятельности, высококвалифицированный коллектив, прочная репутация социально ответственного предприятия

Основные направления деятельности – **Информация конфиденциальна:**

- разведка и добыча углеводородов: поиск, разведка, эксплуатация месторождений нефти и газа;
- производство, оптовая и розничная продажа широкой номенклатуры нефтепродуктов, сопутствующих товаров и услуг;
- выработка продуктов нефтехимии: переработка углеводородного сырья в материалы для различных видов химических продуктов;
- переработка газа и производство электроэнергии: переработка попутного нефтяного газа, продажа товарного газа и жидких углеводородов, строительство и эксплуатация газотурбинных электростанций, работающих на попутном газе.

Организационная структура управления предприятием:

- общее собрание акционеров;
- совет директоров (наблюдательный совет);
- единоличный исполнительный орган (генеральный директор, правление);
- коллегиальный исполнительный орган (исполнительная дирекция, исполнительный директор);
- ликвидационная комиссия;
- ревизионная комиссия (орган внутреннего контроля за финансово-хозяйственной и правовой деятельностью общества);

- счетная комиссия (постоянно действующий орган общего собрания).

Высшим органом управления Общества является общее собрание акционеров. Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности.

Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

Генеральный директор является единоличным исполнительным органом общества и руководит текущей деятельностью Общества в порядке и в пределах компетенции, определенной Уставом Общества, а также в соответствии с решениями Совета директоров и общего собрания акционеров. Генеральный директор Общества назначается Советом директоров Общества на срок 5 лет.

По истечении срока полномочий Генерального директора он может быть назначен Советом директоров на тот же срок неограниченное число раз. Генеральный директор подотчетен Совету директоров и общему собранию акционеров Общества. Полномочия органов управления Общества определены Уставом.

Организационная структура управления **Информация конфиденциальна** представлена в приложении И.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Проектная глубина, м:	2910
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 298,5 мм на глубину 50 м
- кондуктор	d 219,1 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	d 139,7 мм на глубину 2910 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	61,2
- в интервале 50-800м	58,75
- в интервале 800-2910м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 50-800м	УБТ 178x80 Д – 60 м
- в интервале 800-2910м	УБТ 146x68 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-800 м	Д240М.7/8.41
- в интервале 800-2910 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	127'9,19
- в интервале 50-800 м	127'9,19
- в интервале 800-2910 м	147'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	393,7 М-ЦВ
- в интервале 50-800 м	PDC 269,9 B516ТВ
- в интервале 800-2910 м	PDC 188,9 B613НТ

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,032	470
2	50	800	750	0,037	1460
3	800	2910	2110	0,059	1320

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (20)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,032	1,6
750	0,037	27,75
2110	0,059	124,5
Итого		153,9

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (21)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
50	470	0,1
750	1460	0,51
2110	1320	1,59
Итого на скважину		2,2

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (22)$$

где $n_{СПО}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 27.

Таблица 27 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки долота, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-50	393,7	570	11	24	0-50	0,0116	0,58

Продолжение таблицы 27

Кондуктор	50-800	269,9	1650	12	32	50-100	0,0117	0,585
						100-200	0,0128	1,28
						200-300	0,0141	1,41
						300-400	0,0141	1,41
						400-500	0,0141	1,41
						500-600	0,0150	1,50
						600-700	0,0153	1,53
						700-800	0,0154	1,54
Эксплуатационная	800-2910	188,9	1370	12	32	800-900	0,0155	1,55
						900-1000	0,0161	1,61
						1000-1100	0,0172	1,72
						1100-1200	0,0183	1,83
						1200-1300	0,0185	1,85
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0194	1,94
						1500-1600	0,0205	2,05
						1600-1700	0,0225	2,25
						1700-1800	0,0228	2,28
						1800-1900	0,0235	2,35
						1900-2000	0,0241	2,41
						2000-2100	0,0244	2,44
						2100-2200	0,0247	2,47
						2200-2300	0,0250	2,50
						2300-2400	0,0251	2,51
						2400-2500	0,0253	2,53
						2500-2600	0,0261	2,61
						2600-2700	0,0273	2,73
						2700-2800	0,0285	2,85
2800-2900	0,0297	2,97						
2900-2910	0,0309	0,30						
Итого								58,875

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \times 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \times 1 = 8$ мин.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления - 4 ч, кондуктора - 10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (23)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 50 - 10 = 40 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (24)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 29 = 11 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (25)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 11/24 = 0,45 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,45 \cdot 2 + 5 = 5,9 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 29 = 761 \text{ м}$$

$$N = 761/24 = 31,7 \approx 32 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2910 - 10 = 2910 \text{ м}$$

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м}$$

$$L_T = 2900 - 29 = 2871 \text{ м}$$

$$N = 2871/24 = 119,6 \approx 120$$

$$T_{\text{конд.}} = 120 \cdot 2 + 5 = 245 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,9 + 69 + 245 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 571,9 \text{ мин} = 9,53 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах.

Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 212,72 часов или 8,86 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$212,72 \times 0,066 = 14,039 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$212,72 + 14,039 + 25 = 251,759 \text{ ч} = 10,5 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложении К.2.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (26)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (27)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблице 28.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 28– Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
		проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,18	2,33	0,09
кондуктор	38,41	41,09	1,71
эксплуатационная колонна	172,13	184,17	7,67
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	38,12	1,59
Итого	264,58	283,83	12,94

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложении Л.

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (28)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 2910/153,9 = 19 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (29)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 2910/(71,74+153,9) = 12,9 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (30)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 2910 \cdot 720 / 264,58 = 7918 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_∂ , м

$$h_\partial = H/n, \quad (31)$$

где n - количество долот.

$$h_\partial = 2910 / 2,2 = 1322 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (32)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n – плановые накопления, руб.

$$C_{clm} = (52598062,22 - 40599) / 2910 = 18060 \text{ руб}$$

Результаты расчетов приведены в таблице .

Таблица – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2910
Продолжительность бурения, сут.	12,9
Механическая скорость, м/ч	19
Рейсовая скорость, м/ч	12,9
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7918
Проходка на долото, м	1322
Стоимость одного метра	18060

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович

	ИПР		Бурение скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума 2. Повышенный уровень вибрации, 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенная запылённость и загазованность <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся части машин и механизмов, 2. Пожаровзрывобезопасность, 3. Электробезопасность
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны 	Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу, литосферу. Разрушение плодородного слоя,

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>загрязнение почвы, загрязнение водоемов, загрязнение недр, мероприятия по обеспечению экологической безопасности. Разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения Наиболее вероятным ЧС на объекте являются: возгорание, взрыв, подтопление, выброс. Действия при пожаре. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Пожаровзрывоопасность.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении</p>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Алексеев Николай Архипович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Халин Николай Владимирович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технических мероприятий указаны в таблице 29.

Таблица 29 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Работа за персональным компьютером (ПК) и оборудованием удаленного мониторинга (система телеметрии) расположенного на рабочем месте внутри помещения вагона-офиса инженера по бурению	1.Отклонение показателей микроклимата в помещении; 2.Недостаточная освещенность рабочей зоны; 3.Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 4.Превышение уровней электромагнитных и ионизирующх излучений.	1.Электрический ток; 2.Статическое электричество; 3.Пожароопасность	ГОСТ 12.1.045-84 [19] СП 52.13330.2011 [20] СанПиН 2.2.4.548-96 [21] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [22] СанПиН 2.2.4.3359-16 [24] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [24] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [26] ГОСТ 12.1.012-2004 [27] ГОСТ 12.2.003-91 [28] СНиП 2.04.05- 91 [29] ГОСТ Р 12.1.019-2009 [30] ГОСТ 12.1.004-91 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [7] СанПиН 2.2.1/2.1.11278-03

Продолжение таблицы 29

Полевой этап		
	Вредные	Опасные
	1.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2.Превышение уровней шума; 3.Тяжесть физического труда 4.Превышение уровней вибрации. 5.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1.Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); 2.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3.Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; 4.Электрический ток; 5.Пожароопасность

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются

плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. [21]

Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91, здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;
- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;
- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;
- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23]

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм

снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

3. Пожаровзрывобезопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедненного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества. [28]

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера. Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91. [28]

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт.
5. Ломы 3 шт.
6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

Механические поражения могут быть следствием неосторожного обращения с инструментами. Инструмент должен содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода - изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Ручной инструмент (кувалды, молотки, ключи, лопаты и т.п.) должен содержаться в исправности. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках, согласно ГОСТ 12.2.003-91. [23]

5. Электрический ток

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие

заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи.

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [25] Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровней вибрации Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [27]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [27]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность

пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы: - использование машин с меньшей виброактивностью; - использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека; - использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований; - проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;

- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [27]

2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;

- относительная влажность воздуха;

- скорость движения воздуха; - интенсивность теплового излучения. [24]

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Тюменская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой (32 недели в тундре, 21 неделя в лесостепи). Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -20° до -27°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на севере и до $-47^{\circ}\dots-51^{\circ}\text{C}$ на юге области.

Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться в Заполярье до 20°C , на остальной территории — до $25^{\circ}\dots35^{\circ}\text{C}$.

Безморозный период длится от 50-60 дней на севере и до 127 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает с мая по октябрь 350-400 мм.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количество осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

3. Превышение уровней шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. [26]

4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе. Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам

индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении М.

6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96.

5.2 Экологическая безопасность

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

Воздействия на окружающую среду регулируются согласно Федеральному закону «О безопасности производственных процессов добычи, транспортировки и хранения газа», представлены в приложении М.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ, ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементно-песчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и

моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Источник ЧС

- Опасное техногенное происшествие, авария, катастрофа, опасное природное явление, стихийное бедствие, широко распространенная инфекционная болезнь людей, сельскохозяйственных животных и растений, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация. [30]

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны следующие чрезвычайные ситуации:

1. техногенного характера:

- пожары (взрывы) в зданиях;
- пожары (взрывы) на транспорте.

2. природного характера:

- землетрясения.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях:

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменская область) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее вероятные ЧС техногенного характера связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожар на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
- приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

При возникновении пожара в офисных помещениях или лаборатории каждый работник должен:

- немедленно сообщить об этом по телефону «01» в пожарную охрану;
- сообщить руководителю (генеральному директору, начальнику отдела, заведующему лаборатории и т.п.) или его заместителю о пожаре;
- принять меры по организации эвакуации людей;

- одновременно с эвакуацией людей, приступить к тушению пожара своими силами и имеющимися средствами пожаротушения (огнетушители, вода, песок и т.п.).

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории Тюменской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе согласно геологическим данным, требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирования технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 150 м³/сут.

В технологической части проекта произведено обоснование профиля скважины согласно требованиям заказчика, анализ пластового давления и давления гидроразрыва, обоснования и расчет конструкции скважины, проектирование противовыбросового оборудования, выбор способа и оборудования для бурения, расчет параметров бурения для достижения максимальной механической скорости проходки, расчет и выбор бурового раствора для бурения и заканчивания скважины, обоснование технических средств для отбора керна, расчет крепления скважины, проектирования оборудования для испытания продуктивного пласта, а также выбор буровой установки удовлетворяющей безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Согласно результатам проведенных исследований связанных с развитием PDC вооружения породоразрушающего инструмента было выявлено, что потенциал лопастного породоразрушающего инструмента не исчерпан и существуют пути повышения эффективности применения PDC долот с достижением наилучших результатов в сложных условиях бурения.

Произведен анализ организационно-экономической части проекта, обрисована структура бурового предприятия **Информация конфиденциальна** получено нормативное время на бурение и крепления скважины, а также сводный сметный расчет стоимости скважины.

В социальной части отображены перечень вопросов и решений в производственной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. - 199 с.
2. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. - 1007 с.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. - 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Оборудование для цементирования скважин [Электронный ресурс] / ООО «Южная нефтегазостроительная компания»; Электрон.дан. - Краснодар: Южная нефтегазостроительная компания, 2018. URL: <http://www.ungmk.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 07.03.2018 г.

12. Перфорационные системы [Электронный ресурс] / ООО «Промперфоратор»; Электрон.дан. - Самара: Промперфоратор, 2018. URL: <http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

13. Геофизический сервис и приборостроения [Электронный ресурс] / АО «Башнефтегеофизика»; Электрон.дан. - Уфа: Башнефтегеофизика, 2018. URL: <http://www.bngf.ru>, свобод. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 15.03.2018 г.

14. Буровое нефтепромысловое оборудование [Электронный ресурс] / Группа компаний KASC; Электрон.дан. – Актобе: KASC, 2018. URL: <http://kasc.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 25.03.2018 г.

15. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 01.03.2018 г.

16. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.

17. ПО «Бурсофтпроект» - инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76с.

18. Буровые долота Смит Битс. Новые технологии и решения: Информационный материал / Компания «Шлюмберже». – Красноярск, 2015. - 215с.

19. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. - М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. - 288 с.

20. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99с.

21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.
22. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16с.
23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.
24. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49с.
25. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7с.
26. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23с.
27. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31с.
28. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с.
29. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81с.
30. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7с.

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	40	четвертичные отложения	Q	1,5
40	60	<u>тургасская свита</u>	P 3/3	1,5
60	130	<u>новомихайловская свита</u>	P 3/2	1,5
130	210	<u>атлымская свита</u>	P 3/1 - P 3/2	1,5
210	370	<u>тавдинская свита</u>	P 2/3 - P 3/1	1,5
370	590	<u>люлинворская свита</u>	P 2	1,25
590	720	<u>талицкая свита</u>	P 1	1,25
720	760	<u>ганькинская свита</u>	K 2	1,25
760	980	<u>березовская свита</u>	K 2	1,25
980	1030	<u>кузнецовская свита</u>	K 2	1,25
1 030	1 325	<u>уватская свита</u>	K 2	1,25
1325	1548	<u>хантымансийская свита</u>	K 1	1,25
1548	1860	<u>викуловская свита</u>	K 1	1,25
1860	1925	<u>кошайская свита</u>	K 1	1,25
1925	2490	<u>фроловская свита</u>	K 1	1,25
2490	2500	<u>верхнетутлеймская подсвита</u>	K 1	1,25
2500	2530	<u>нижнетутлеймская подсвита</u>	J 3	1,25
2530	2572	<u>абалакская свита</u>	J 3	1,25
2572	2630	<u>тюменская свита</u>	J1-2	1,25
2630	2895	<u>туринская свита (триас)</u>	Tr	1,25

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс <u>стратигр.</u> <u>подразд.</u>	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. д.)
	от	до	
Q	0	40	Суглинки супеси серые и <u>авелтовато-серые</u> пески с глинами пойменных и <u>озерно-болотных</u> фаций
Р 3/3	40	60	Зеленовато-серые и серые глины с тонкими прослоями алевритов с линзами тонкозернистого песка и включениями растительных остатков
Р 3/2	60	130	<u>Переслаивание</u> песков глины и алевритов. Характерно частое <u>фациальное</u> замещение одних литологических разностей другими. Отмечаются прослой бурых углей и лигнитов
Р 3/1 - Р 3/2	130	210	Пески светло-серые почти белые, преимущественно кварцевые, алевриты с подчиненными прослоями и линзами глин, с остатками стеблей <u>растений</u> и листьев а также лигнита.
Р 2/3 - Р 3/1	210	370	Глины <u>зеленовато-серые</u> , тонкослоистые до листоватых, слабо <u>алеверитистые</u> , с прослоями алевролитов толщиной 5-10 см в верхней части, с остатками стеблей и листьев растений, с <u>линзочками</u> бурых углей.
Р 2	370	590	В верхней <u>подсвите</u> - глины <u>алеверитистые</u> , диатомовые, <u>опоковидные</u> . в средней <u>подсвите</u> - глины светло-серые, диатомовые и диатомиты <u>светлосерые</u> , в <u>нижней</u> <u>подсвите</u> - опоки и <u>опоковидные</u> глины светло-серые, с редкими прослоями <u>глауко-нитовых</u> песчаников
Р 1	590	720	Верхняя <u>подсвита</u> - глины темно-серые, бурые, алеверитовые, с прослоями тонко зернистых песчаников и алеверитов, в <u>нижней</u> <u>подсвите</u> - глины уплотненные темно-серые, алеверитовыми, местами <u>опоковидными</u>
К 2	720	760	Глины серые зеленовато-серые, известковистые местами листоватые с примесью глауконита и пирита.

Продолжение таблицы А.2

К 2	760	980	Верхняя подсвита - зеленовато-серые <u>слабоале-вритистые</u> глины с прослоями <u>опоковидных</u> глин и опок, с конкрециями пирите. Нижняя подсвита -серые и голубовато-серые опоки и темно-серыми монтмориллонитовыми глинами с остатками и радиолярий.
К 2	980	1030	Глины зеленовато-серые, глауконитовые Встречаются чешуя рыб, фораминиферы.
К 2	1030	1325	<u>Переслаивание</u> алевритов, мелкозернистых уплотнен <u>ных</u> песков с прослоями карбонатных разностей. Характерно наличие обугленных растительных остатков, углистого детрита.
К 1	1325	1548	Верхняя подсвита - неравномерное <u>переслаивание</u> алевритов, <u>алеvритистых</u> глин, с редкими прослоями тонкозернистых песчаников Отмечены намывы растительного детрита и чешуйки слюды на поверхности наслоения. Нижняя подсвита <u>редставлена</u> относительно глубоководными темно-серыми глинами с прослоями алевритов и глинистых известняков
К 1	1548	1860	Верхняя подсвита - преобладают уплотненные пески, посланники и алевролиты. В кровельной части выделяются песчаные пласты ВК1, и ВК2. Нижняя подсвита имеет мелководно-морской генезис осадков и <u>сложе</u> на серыми алевролитами, уплотнёнными песками и <u>песчаниками</u> с прослоями глинистых известняков алевритовых.
К 1	1860	1925	Глины тёмно-серые, <u>тонкоотмученные</u> , <u>аргиллито-подобные</u> с прослоями светло-серых алевролитов
К 1	1925	2490	Глины темно-серые, <u>тонкоотмученные</u> , <u>аргиллито-подобные</u> . Отмечаются редкие включения морской фауны. В верхней части свиты прослой песчаников, алевролитов и глинистых известняков.
К 1	2490	2500	Аргиллиты коричневатого-черные, листоватые, битуминозные с остатками ихтиофауны
Ж 3	2500	2530	Аргиллиты <u>буровато-черные</u> , битуминозные с прослоями известняков и <u>радиоляритовою</u> Отмечаются остатки водорослей, раковин <u>двухстворок</u> и рыбный детрит
Ж 3	2530	2572	Аргиллиты тёмно-серые, <u>тонкоотмученные</u> . в различ ной степени
Ж1-2	2572	2630	Аргиллиты темно-серые, плотные, слюDISTые, <u>алеvритистые</u> .
Тг	2630	2895	Песчаники, алевролиты красноцветные и темно-серые, базальты, <u>риолиты</u> , туфы.

Таблица А.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страт. подр.	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Прониц., мкм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэф. пластичности	Категория породы по промысловой классифик.
	от	до							
	(верх)	(низ)							
1	2	3	4	5	6	7	11	12	14
К2	1030	1325	песчаник	2,2	32	0,5	14-234	1,1-4,5	МС
К1(БК1)	1548	1568	песчаник	2,26	27	0,018	14-234	1,1-4,5	МС
Ј3(ЮКО)	2500	2523	песчаник	2,26	10,2	0,007	14-234	1,1-4,5	С
Ј1-2	2572	2627	песчаник	2,26	14	0,0024	14-234	1,1-4,5	С
Tr	2630	2845	базальты	2,4	13	0,0044	14-234	1,1-4,5	С,Т

Таблица А.4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс страт. Подразд.	Интервал, м		Градиент			
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q-P2/3	0	370	0,1	0,1	0,22	0,22
P2/3-K2	370	765	0,1	0,1	0,21	0,22
К2	765	1030	0,1	0,1	0,2	0,22
К2-К1	1030	1860	0,1	0,1	0,18	0,22
К1	1860	2490	0,1	0,1	0,16	0,22
Ј3	2490	2572	0,105	0,105	0,16	0,22
Ј3-Ј1-2	2572	2630	0,103	0,103	0,16	0,22
Tr	2630	2895	0,105	0,105	0,16	0,22

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс <u>стратиг.</u> <u>подразд.</u>	<u>Интервал</u> м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут Q _н	Газ. фактор, м/т	ρ газа, доли ед.	Т, °С
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
<u>Тг</u>	2630	2875	трещин.	0,698	100	60	0,995	30-35

Индекс <u>стратиграф.</u> подразделения	Интервал		Тип <u>коллек-</u> тора	<u>Плотн.г/см³</u>	Дебит м ³ /сут <u>Водозаб.скв.</u>
	от	до			
<u>К2 (сеноман)</u>	1030	1325	порovýй	1,015	1500
<u>К1 (ВК1)</u>	1564	1574	порovýй	1,005	10

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
Q – P2/3	0	760	3	<u>интенсивн.</u>	370	100-120	нарушение технологии бурения
P2/3 – K1	760	1860	3	слабые	1490	100-120	
K1 – <u>Tr</u>	1860	2895	3	слабые	1035	100-120	

Приложение Г.1

(Обязательное)

Совмещенный график давлений

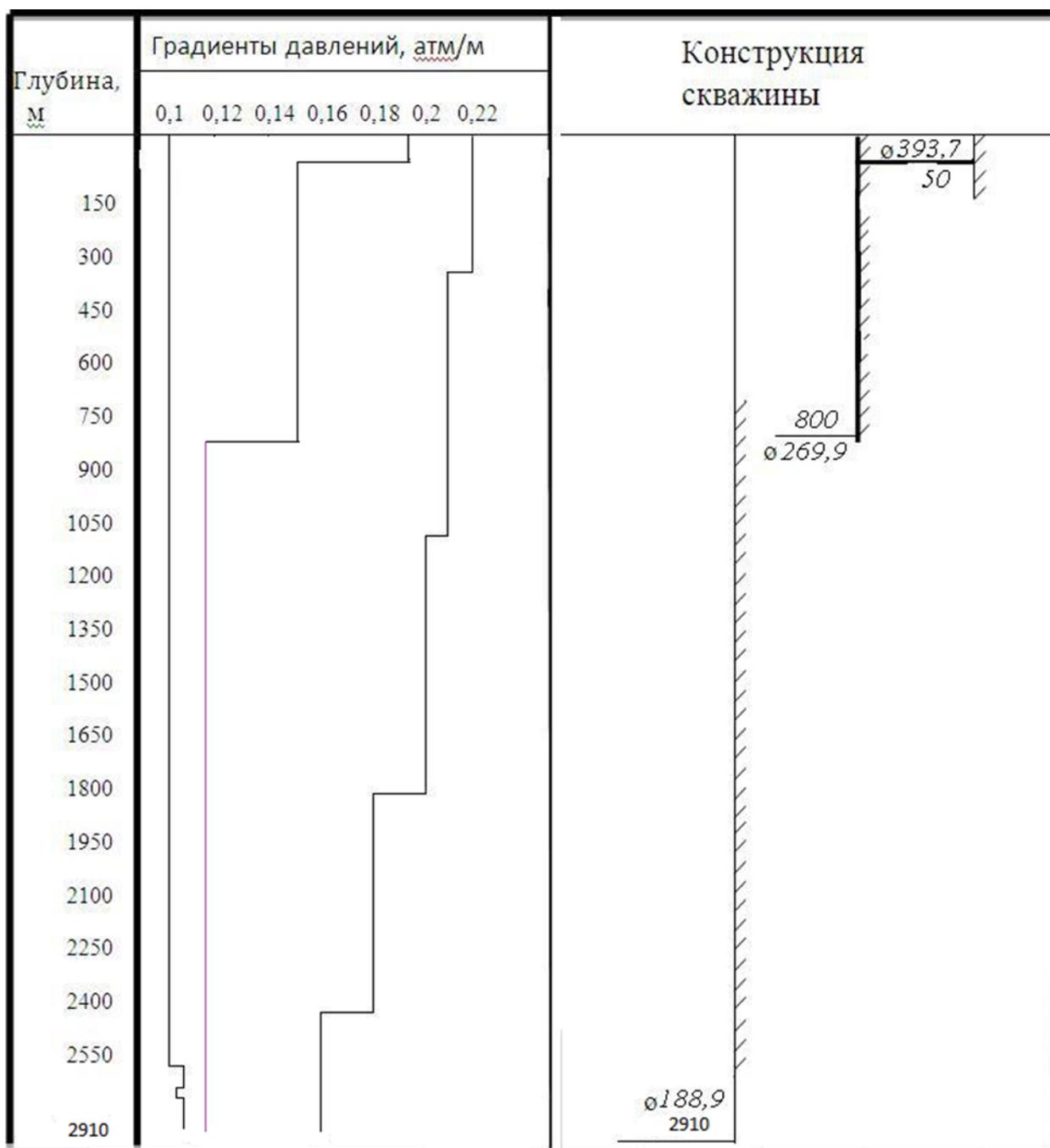


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

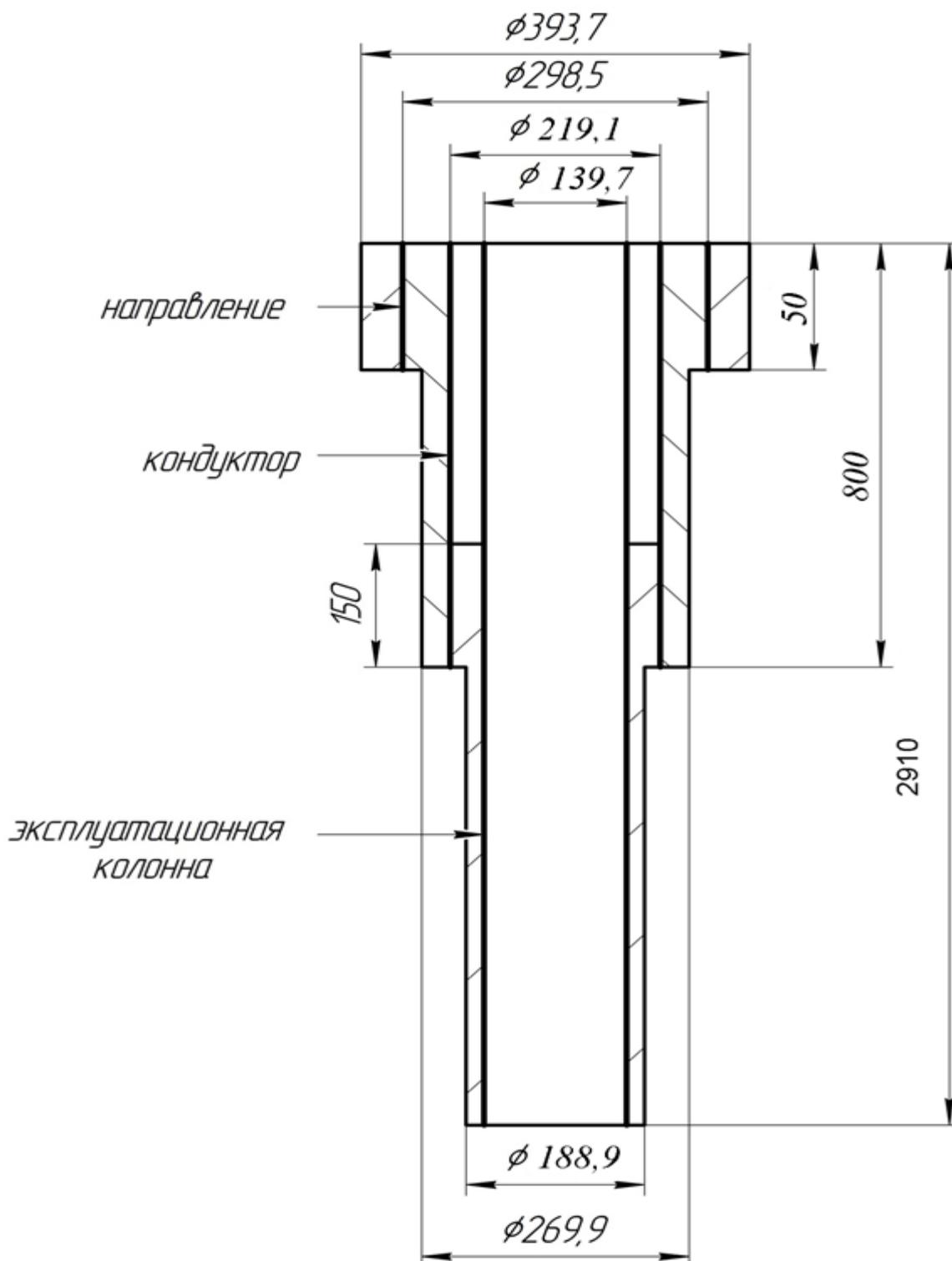


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2910
Шифр долота		393.7 GRD311	БИТ 269.9 BT 419 CP	БИТ188.9 B613MTBX
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	М, М-С	С
	ГОСТ	3-152	3-152	3-117
	API	6 5/8 Reg	6 5 / 8 Reg	4-1/2 Reg
Длина, м			0,39	0,25
Масса, кг		235	75	45
	Рекомендуе мая	10.4	2	6
	Предельная	3	10	8
	Рекомендуе мая	92	120-240	180-200
	Предельная	200	440	200

Приложение Д.2
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – 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)	
Бурение под направление (0-50м)							
						-	
					3-177	Ниппель	
					3-177	Муфта	
					3-171	Муфта	
					3-171	Ниппель	
					3-171	Муфта	
					3-171	Ниппель	
					3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60-950м)							
					-	-	
					3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	

Продолжение таблицы Д.2.2

					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
					3-171	Ниппель	
					3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
					3-152	Муфта	
					3-152	Ниппель	
					3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
					3-147	Муфта	
					3-147	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3–КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2910 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединени я (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (950-2730м)							
					3-117	Ниппель	
					3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
					3-117	Муфта	
					3-117	Ниппель	
					3-117	Муфта	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-121	Муфта	
					3-121	Ниппель	
					3-121	Муфта	
					3-121	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2625-2880м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр , мм	Внут. диаметр , мм	Резьба (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединени я (верх)	
Отбор керна (2470-2710м)							
					3-150	Муфта	
					3-150	Нипель	
					3-121	Муфта	
					3-121	Ниппель	
					3-117	Муфта	
					3-117	Нипель	
					3-121	Муфта	
					3-121	Ниппель	
					3-121	Муфта	
					3-121	Ниппель	
					3-133	Муфта	
					3-133	Ниппель	
					3-133	Муфта	

Приложение Д.3 (Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения направления(0-50 м)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (pH)	Регулирование щелочности среды	1,2
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	270

Таблица Д.3.2 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения направления(50-800 м)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см ³			1,15
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40
Барит	Утяжелители	Регулирование плотности	102
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0.5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Таблица Д.3.3 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения направления(800-2530 м)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Плотность, г/см ³			1,08
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,4
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	35
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0.5
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1

Таблица Д.3.4 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения направления(2530-2910 м)

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2,1
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,6
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	50
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	18
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	22
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	15
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	25
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	12
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,5
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,5

Таблица Д.3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2910 м

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 ³ .
от	до					
0	50	50	393,7	-	1.5	9,13
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,74$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,37$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0.25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 22,25$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 29,61$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 13,36$
Кондуктор Интервал бурения, м.						
от	до					
50	800	750	269,9	279,9	1,5- 1,25	61,29
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,87$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 40,59$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,75$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 126,58$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 177,79$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 13,36$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 164,43$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 63,29$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.						
от	до					
800	2530	1730	188,9	198,9	1,25	98,72
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 12,46$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 53,09$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 201,44$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 275,64$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев}} = 73,78$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 201,86$

Экспл. 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 ³ .
от	до					
2530	2910	380	188,9	198,9	1,25	38,15
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 2,24$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 9,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 80,31$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 93,95$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4^* = 93,95$

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	32	2	92	4	360	15	483	21
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	4100	5	7354	8	103 66	11	21820	24
Целлотон Ф	Регулирование плотности	Мешок, 1000	1643	2	1103 2	11			12675	13
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			92	4	149	6	241	10
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			920	38	148 0	60	2400	98
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200					754	5	754	5

Продолжение таблица Д.3.4

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого		
			кг	уп	кг	УП	кг	уп	кг	уп	
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25						413	17	413	17
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000						5,723	6	5,723	6
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25						2061	83	2061	83
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200						2518	13	2518	13
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						1717	2	1717	2
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						2862	3	2862	3
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						2862	3	2862	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200						58	1	58	1
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200						58	1	58	1

Приложение Д.4
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Д.4.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2910
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2699	0,1889
K		0,5	0,4
K_к	1,2	1,38	1,1
V_{кр}, м/с	0,15	0,12	0,1
V_м, м/с	0,011	0,0083	0,0042
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м		0,235	0,166
d_{нмах}, м		0,0127	0,0111
n	3	5	6
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	20	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,16	1,14	1,06
ρ_п, г/см³	1,5	2,0	2,3
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	50	28	11
Q₂, л/с	63	30	9
Q₃, л/с	69	44	14
Q₄, л/с	43	32	9
Q₅, л/с	51	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-800	800-2910
Исходные данные			
Q₁, л/с	50	28	11
Q₂, л/с	63	30	9
Q₃, л/с	69	44	14
Q₄, л/с	43	32	9
Q₅, л/с	51	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	64-68	38-43	17
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	64	40	17
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{тн}, л/с	-	57	38
ρ₁, кг/м³	-	1000	1000
ρ_{бр}, кг/м³	-	1143	1066
M_{тм}, Н*м	-	21500	15500
M_{тб}, Н*м	-	38000	13800

Таблица Д.4.3 - 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 ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,34	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	115,5	4,13
Под кондуктор									
50	800	БУРЕНИЕ	0,72	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	13	92,2	5,42
Под эксплуатационную колонну									
800	2910	БУРЕНИЕ	1,38	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	7	108,5	5,94
Отбор керна									
2625	2880	ОТБОР КЕРНА	1	0,065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	106,7	4,13

Таблица Д.4.4 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	125	30,6	61,2
50	800	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	85	160	220,5	0,9	120	29,37	58,75
800	2910	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	125	25	25
2625	2880	Отбор керна	УНБТ-950	1	85	160	220,5	0,9	75	18,3	18,3

Таблица Д.4.5 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК				
0	50	БУРЕНИЕ	110,9	93,7	0	7,1	0,1	10
60	800	БУРЕНИЕ	214,5	57,7	69,3	75,0	2,5	10
800	2910	БУРЕНИЕ	173,7	75,8	33,3	33,8	24,2	6,9
2625	2880	Отбор керна	113,7	72,6	0	17,4	20	3,6

Приложение Е.1 (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

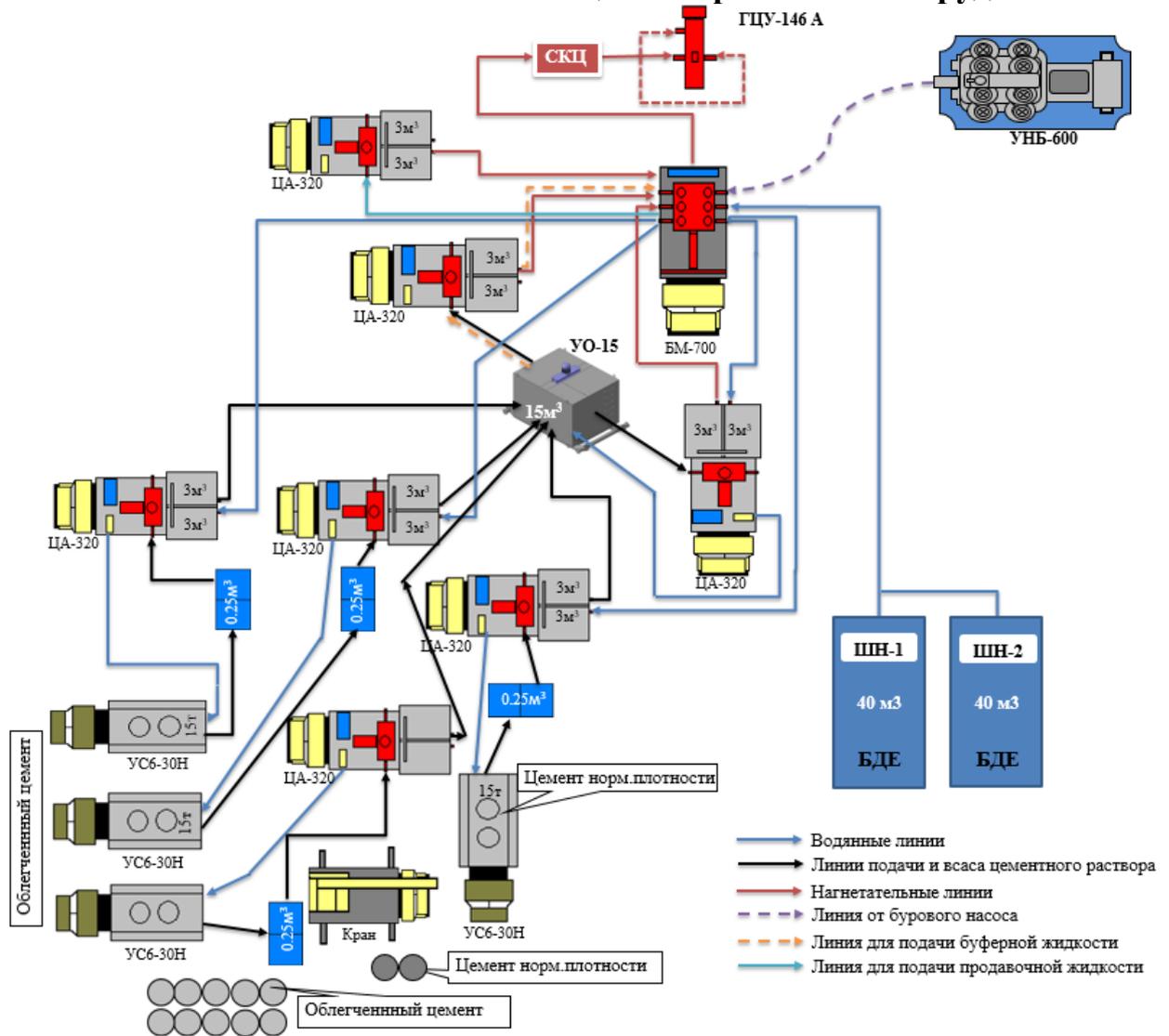


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение И
(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия



Рисунок И.1 – Организационная структура управления

Приложение К.2 (Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2910 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7 VU-K11TG-R227	470	0,1	0-50	50	0,032	1,6	0,58	2,18
Итого			0,1		50		1,6	0,58	2,18
Бурение под кондуктор	269,9V-54X-R175	1460	0,51	50-800	750	0,037	27,75	10,66	38,41
Итого			0,51		750		27,75	10,66	38,41
Бурение под эксплуатационную колонну	188,9 AUM-LSP53X-R800	1320	1,59	800-2910	2110	0,059	124,5	47,63	172,13
Итого			1,59		2110		124,5	47,63	172,13
Всего			2,2		2910		153,9		212,72

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,56 16,0 32,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная - хвостовик ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной Разбуривание цементной пробки (10 м) -направление -кондуктор - эксплуатационной Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор - эксплуатационная -хвостовик			- 3 8 -						- 0,05 0,13 - 4,0 10,0 22,0 1,84 2,12 5,42 0,01 0,11 0,50 0,52
Спуск и подъем при ГИС									5,89
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									346,68
Ремонтные работы (3,3 %)									11,44
Общее время на скважину									371,66

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,09	12,437	1,71	236,304	7,67	1059,9
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,09	1,791	1,71	34,029	7,67	152,63
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,09	2,490	1,71	47,315	7,67	212,22
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,09	0,678	1,71	12,893	7,67	57,83
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,09	22,757	1,71	432,390	7,67	1939,436
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,09	2,565	1,71	48,752	7,67	218,671
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,09	0,625	1,71	11,884	7,67	53,306
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,09	123,39	1,71	2252,07	7,67	10101,39
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,71	1459,125	7,67	6544,734

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,09	1,45	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,71	421,72	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	7,67	2840,58
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,09	2,08	1,71	39,706	7,67	178,09
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,09	12,500	1,71	237,501	7,67	1065,286
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,09	9,075	1,71	172,436	7,67	773,442
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,09	0,801	1,71	15,219	7,67	68,263
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,09	3,052	1,71	58,003	7,67	260,166
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,09	9,036	1,71	171,684	7,67	770,068
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,09	15,236	1,71	289,485	7,67	1298,45
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,09	1,342	1,71	25,513	7,67	114,436
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2306,995		11811,7858		28610,2455
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 VU-K11TG-R227	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
295,3V-54X-R175	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
215,9 AUM-LSP53X-R800	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
215,9 AUL-RLSP54Y-R584	1164,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132
146,0 AUP-LS54Y-R296A	1030	-	-	-	-	-	-	-	-
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8		
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0		169,944		747,883		5979,951
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб			8266,35		2306,995		11811,7858		34583,591
Всего по сметному расчету, руб	56966,591								

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,110	0,72	99,496	1,59	219,722
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,59	31,641
Содержание средств контроля, диспет- черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,427	0,72	19,922	1,59	43,995
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,206	0,72	5,428	1,59	11,988
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,457	0,72	182,059	1,59	402,047
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,561	0,72	20,527	1,59	45,330

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,59	11,050
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,59	2094,03
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,59	2175,12
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,59	666,846
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	22,222	0,72	100,00	1,59	220,835
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,064	0,72	72,604	1,59	160,335
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,59	14,151
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,59	159,636
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,086	0,72	121,888	1,59	269,171
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,94	0,72	13,248	1,59	29,256
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,427	0,72	24,422	1,59	53,9328
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-168, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Башмак колонный БК-146, шт	32	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-

Продолжение таблицы Л.2

Центратор ЦЦ-215/255, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-324, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-245, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-168, шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-146-2, шт	95,4	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
ПНХ 114, шт	700	-	-	-	-	-	-
Пакер заколонный ППП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-324	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			4930,545		6831,49		10420,136
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324x9,5, м	37,21	30	1116,3	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9, м	28,53	-	-	702	20028,06	-	-
Обсадные трубы 168x8, м	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44
Обсадные трубы 168x8,9, м	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49
Портландцемент тампонажный ПЦТ- I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600

Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
----------------------	-------	------	--------	------	---------	-------	----------

Продолжение таблицы Л.2

Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738-						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		72253,35		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	118267,40						

Всего по сметному расчету, руб	119010,40
--------------------------------	-----------

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	56966
Крепление скважины	119010
Итого по главе 3	175976
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18882
Итого по главе 5	18882

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	435991
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	71502
Итого по главе 7	71502
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	40599
Итого по главе 8	40599
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23344
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15894
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9865
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	283
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	54280
Итого по главам 1-9	602372
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1204
Итого по главе 10	1204
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830

--	--

Продолжение таблицы Л.2

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	30409
Итого по главе 12	30409
Итого по сводному сметному расчету	638605
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 69,8	44574629
НДС 18%	8023433,22
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	52598062,22

Приложение М
(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1 - Нормы освещенности на буровой установке

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещён-ности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м от пола полатей под углом не менее 50°	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	20
Кронблок	Над кронблоком	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 м	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м	30
Насосный блок- пусковые ящики	На высоте не менее 3 м	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	100

Приложение Н
(Обязательное)

Экологическая безопасность

Таблица Н.1 – Вредные воздействия на природную среду в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки
Загрязнение почвы химреагентами, маслами, сточными водами.		Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химреагентов
Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки		Засыпка создаваемых неровностей
Вода и водные ресурсы	Попадание химреагентов, масел со сточными водами.	Хранение хим. Реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения для оборудования