

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Горбунов Антон Андреевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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
3-2Б3Б	Горбунову Антону Андреевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
--

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 (Тюменская область), с ожидаемым притоком Q = 250 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 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 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> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудовани</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ</p>
--	---

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>		1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>		
Раздел	Консультант	
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:		
1. Общая и геологическая часть		
2. Технологическая часть		
3. Оборудование для ловильных работ при обрывах бурильных труб		
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
3-2БЗБ	Горбунов Антон Андреевич		

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 3130 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 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 возможные аварийные ситуации, связанные с обрывом бурильной колонны и способы возобновления работ посредством ловильного инструмента.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 3130 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 продажная 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	24
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	25
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	26
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	28
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	28
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны 34	

2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины	38
2.5	Выбор буровой установки	42
3	ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ.....	43
3.1	Классификация ловильного инструмента	43
3.2	Захватные инструменты.....	44
3.2.1	Метчики	44
3.2.2	Ловильный колокол.....	44
3.2.3	Ловитель плашечный	45
3.2.4	Овершот	45
3.2.5	Магнитный фрезер	46
3.3	Режущие инструменты.....	47
3.3.1	Труборез внутренний типа РВ	47
3.3.2	Труборез наружный типа РН.....	47
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	50
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО НК «РОСНЕФТЬ».....	50
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	52
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	53
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	54
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей ..	55
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	55
4.2.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	55
4.2.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	57
4.2.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	57
4.2.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .	57
4.3	Сметная стоимость строительства скважины.....	58

4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	58
4.4	Расчет технико-экономических показателей	58
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	62
5.1	Производственная безопасность	62
5.1.1	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	62
5.1.2	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	67
5.2	Экологическая безопасность	72
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	73
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	78
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	81
	Геологические условия бурения скважины	81
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б	88
	Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	88
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	89
	Зоны возможных осложнений	89
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	90
	Совмещенный график давлений	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	91
	Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	91
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	92
	Выбор породоразрушающего инструмента	92
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	93
	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	93
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	96
	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	96
	ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	100
	Гидравлическая программа промывки скважины	100

ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	104
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ И	105
Организационная структура управления предприятия ПАО НК "РОСНЕФТЬ"	105
ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	106
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	106
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	108
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	110
Сметная стоимость строительства скважины.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ М	119
Производственная безопасность	119
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	120
Экологическая безопасность	120

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность является одной из самых важных в экономике России. Российская нефть является высоко конкурентной на мировом рынке, а по запасам нефти, Россия уступает лишь пяти государствам. 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, изучение возможных аварийных ситуаций, связанных с обрывом бурильной колонны и способы возобновления работ посредством ловильного инструмента, 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 0-3130 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые 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 6 водоносными и 6 нефтеносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 3076-3096 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 250 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-140 м, 670-1550 м, 3070-3750 м возможны поглощения бурового раствора, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

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 70 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м и с учетом величины перекрытия 20 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 720 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-670 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3130 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 3076-3096 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 34 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	70	70
Кондуктор	720	720
Эксплуатационная колонна	3130	3130

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 0-70 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-720 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 520-3130 м.

Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 200 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 $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 250 \text{ м}^3/\text{сутки}$ [3]:

$$D_{\text{эк.н}} = 177,8 \text{ мм.}$$

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

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

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

где $D_{\text{эк.м}} = 198 \text{ мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 25 \text{ мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 223 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{\text{эк.д}} = 243 \text{ мм}$.

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]:

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

$$D_{к.вн} = 257 \text{ мм};$$

$$D_{к.н} = 273,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 298,5 + 35 = 333,5 \text{ мм}.$$

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

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:

$$D_{н.вн} = D_{к.д} + 14 \text{ мм}, \quad (3)$$

$$D_{н.вн} = 407,7 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 426 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

$$D_{н.д.расч} = D_{н.м} + \Delta = 451 + 45 = 496 \text{ мм}.$$

Выбираем долото РС, диаметр долота $D_{н.д} = 508 \text{ мм}$.

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	70	0	70	426	508
Кондуктор	0	720	0	720	273,1	393,7
Эксплуатационная колонна	0	3130	520	3130	177,8	243

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]:

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

$$P_{му} = 30,76 - 20,76 = 10,0 \text{ МПа},$$

где $P_{пл}^{2815} = 30,76$ МПа - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_n = 688$ кг/м³ - плотность нефти, кг/м³;

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

$H_{кр} = 3076$ м - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-21-178x273**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{пл} = 0,105$ МПа/10 м: **ОП5-280/80x21**.

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
0-70	Направление	Роторный
70-720	Кондуктор	Роторный
720-3130	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (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 РС для интервала бурения под направление и кондуктор и PDC для интервала бурения под 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 508 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 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].

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 243 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 0-70 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 70-720м с шарошечным 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 720-3130м с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен твердыми горными породами [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	0-70	70-720	720-3130
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	2500	5000	25000
$D_{д}, \text{см}$	50,8	39,37	24,3
η	1	1	-
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	-
$q, \text{кН/мм}$	0,3	0,3	0,15
$G_{пред}, \text{кН}$	310	370	127
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	9,5	14,7	56,4
$G_2, \text{кН}$	101,6	118,1	36,4
$G_3, \text{кН}$	248	298	101,9
$G_{проект}, \text{кН}$	230-250	280-300	90-110

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		0-70	70-720	720-3130
Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$		3,4	2,0	2,0
$D_{д}$	м	0,508	0,3937	0,243
	мм	508,0	393,7	243,0
$\tau, \text{мс}$		6	7	-
z		34	30	-
α		0,9	0,7	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		127	97	157
$n_2, \text{об/мин}$		270	185	-
$n_3, \text{об/мин}$		818	681	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		130-150	100-120	160-180

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		0-70	70-720	720-3130
Исходные данные				
D _д	м	-	-	0,243
	мм	-	-	243,0
G _{ос} , кН		-	-	90
Q, Н*м/кН		-	-	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	-	194,4-218,7
M _р , Н*м		-	-	2880
M _о , Н*м		-	-	121,5
M _{уд} , Н*м/кН		-	-	30,6

Для интервала бурения 720-3130м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-195М.9/10.42, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых 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-195М.9/10.4 2	720-3130	195	7290	133 7	25-35	108-150	13,0	172

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 проектирования 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-техническому условию 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 0-70 м под направления - бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 70-720 м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 720-2976 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор;
- интервал бурения 2976-3130 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/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 190 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 120 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 25л/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 интервалах: 2946-2989м, 3076-3096м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

1. Первый интервал отбора керна 2936-2999м;
2. Второй интервал отбора керна 3066-3106м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения двух планируемых интервалов. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен твердыми горными породами.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемых интервалах.

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
СВ-913МН 215,9/100	215,9	100	3-171	33

Характеристика проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Тип проектируемого для бурения интервала отбора керна кернотборного снаряда [16]

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керно-приема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
УКР-203/100 «Недра»	203	14 (2)	100	14835	3-171	3-189	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна [16]

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2936-2999	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25
3066-3106	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	18-25

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 $\rho_{\text{н}} = 688 \text{ кг/м}^3$.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1050 \text{ кг/м}^3$. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000 [20].

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 $H = 3130 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 520 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 234 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

Высота цементного стакана $h_{\text{ст}} = 20 \text{ м}$.

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].

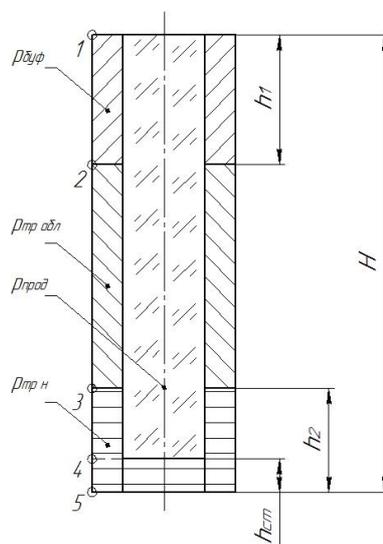


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

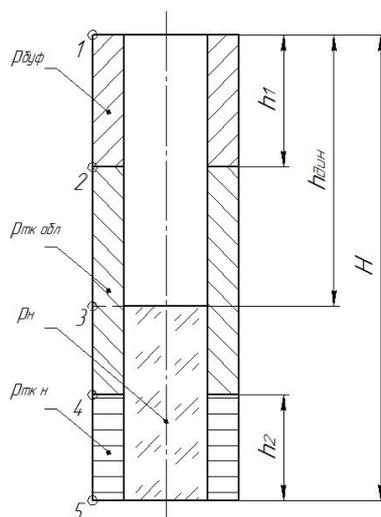


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0,00	1	0	0,00
2	520	0,25	2	520	5,35
3	2086	9,57	3	2086	21,48
4	2896	11,25	4	2896	24,36
5	3130	11,25	5	3130	25,88

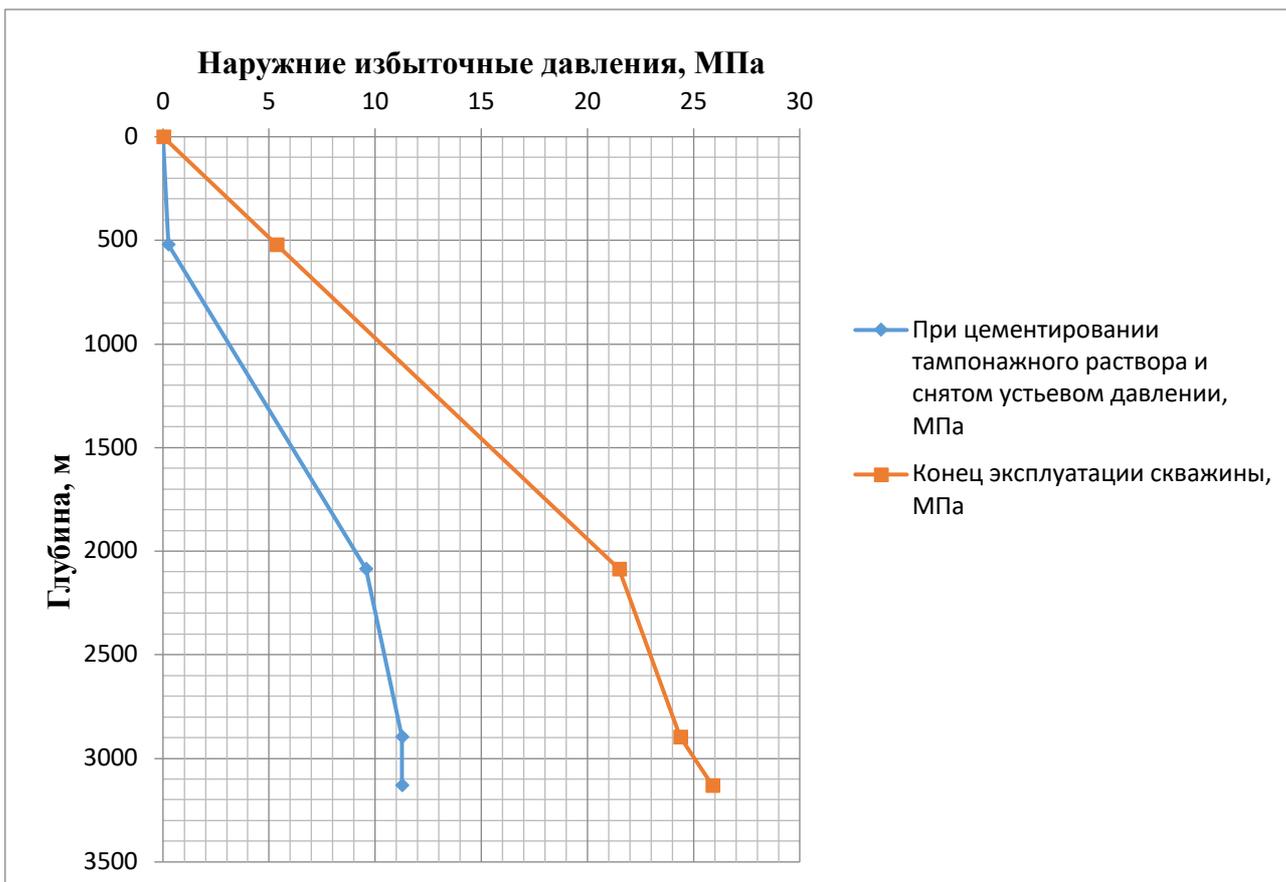


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

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.

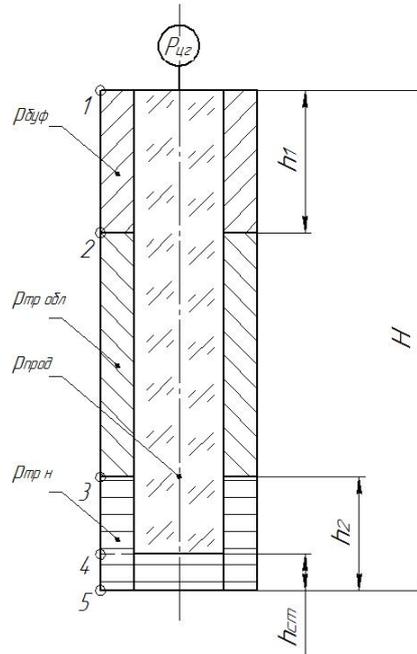


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

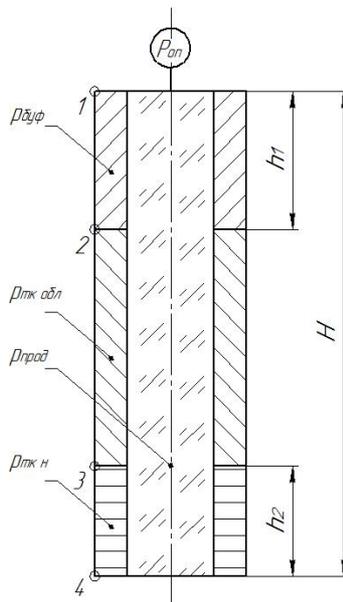


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 12 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 12 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	21,31	1	0	9,5
2	520	21,06	2	520	8,85
3	2086	11,739	3	2896	8,07
4	2896	10,6	4	3130	7,27
5	3130	10,6			

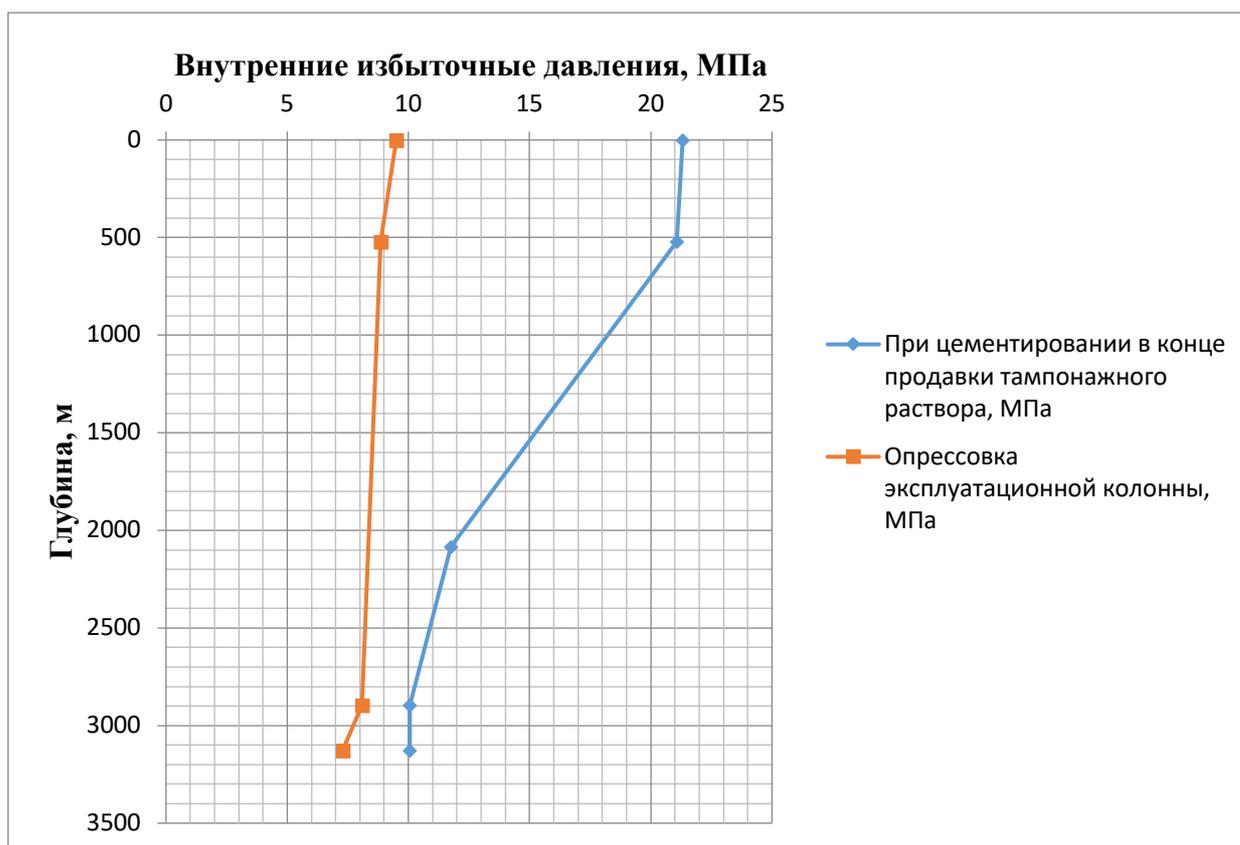


Рисунок 6 - Эюры внутренних избыточных давлений

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]

Рассчитанные 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	10,4	104	43,63	4538	4538	3130-3026
2	Д	9,2	1056	39,04	41226	45764	3026-1970
3	Д	8,1	572	34,56	19768	65532	1970-1398
4	Д	6,9	971	29,87	29004	94536	1398-427
5	Д	8,1	427	34,56	14757	109293	427-0

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 [10]:

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

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 42,1$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,15$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 65,85$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$42,25 \text{ МПа} \leq 62,56 \text{ МПа.}$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Объемы буферной, тампонажного раствора и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м³
Продавочная жидкость		66,2
Объем буферной жидкости		15,5
Объем тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	71,4
	Тампонажный раствор нормальной плотности	7,5
Объем продавочной жидкости		66,52

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

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Продавочная жидкость	66,2	1000	66,2	-	-	-	-
Буферная	6,68	1050	33,4	МБП-СМ	93,5 / 4	-	-
	26,72			МБП-МВ	320,6 / 13	-	-
Облегченный тампонажный раствор	71,4	1400	51,1	НТФ	29,27 / 2	ПЦТ-Ш-Об(4-6)-100	55,7 / 56
Тампонажный раствор нормальной плотности	7,5	1800	4,7	НТФ	3,07 / 1	ПЦТ-П-150	9,6 / 10

2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [10]:

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

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

$$P_{цг} = 10,0 \text{ МПа};$$

$$13 \text{ МПа} \geq 12,5 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 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
115	-	23	13	8,6	5,1	-	4,3	8,2	12,4	18,8

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах [10]:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (9)$$

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 цементируемых агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 5 машин ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементирующей техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего 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 _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементиру- ющая головка
Направление, D _{усл} = 426 мм	БКМ- 426	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} = 273 мм	БКМ- 273	ЦКОДМ- 273	ПРП-Ц-273	ЦЦ-273/320 /14 шт.	ГЦУ-А-273
Экспл. колонна, D _{усл} = 178 мм	БКМ- 178	ЦКОДМ- 178	ПРП-Ц-178	ЦЦ-178/245-270 /62 шт.	ГЦУ-А-178

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-102 [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 117 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-102 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-102 потребуется 12 спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций (10м).

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-102

Обозначение перфоратора	КПО 102		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм	102		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	127		
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	22,50
Глубина перфоканала по АРІ-19В, мм	837	1217	208
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-19В, мм	9,8	10,72	22,18
Длина секции, м	1-2		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс испытательного оборудования КИИ 3-95, 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]

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 161 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127 и 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

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. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС [14]. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Продолжение таблицы 19

Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала коллоны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубордержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

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

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Состав оборудования свабирования 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 73 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 73 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:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (10)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (11)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (12)$$

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

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 21.

Таблица 21 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5x6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	97,0	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,06
Максимальный вес обсадной колонны	69,0	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,89
веса колонны при ликвидации прихвата	126,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,58

3 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВАХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

3.1 Классификация ловильного инструмента

Прихват или обрыв буровой колонны, самые распространенные аварийные ситуации при производстве буровых работ. Для возобновления работ на аварийной скважине возникает необходимость применения ловильного инструмента.

Ловильный инструмент – механизмы и оборудование, используемое для поднятия на поверхность из скважины прихваченной буровой колонны, ее отдельных элементов, или посторонних предметов.

В данной работе, рассмотрим основные виды ловильного инструмента, разберем состав и принцип их работы, а так же выявим область применения каждого оборудования.

По назначению ловильный инструмент условно делят на основной (ловители, овершоты, метчики, колокола, магнитные фрезеры и др.), применяемый для непосредственного соединения с аварийным объектом и последующего его удаления из скважины, и вспомогательный, служащий для изучения аварийного объекта и подготовки к ликвидации аварии.

В данной работе, мы рассмотрим основной инструмент, который в свою очередь подразделяется на две подкатегории, это: хватные и режущие инструменты.

3.2 Захватные инструменты

3.2.1 Метчики

Ловильные метчики предназначены для извлечения оставшейся в скважине колонны труб, оканчивающейся сверху замковым соединением, муфтой или высаженной частью трубы.

По назначению ловильные метчики подразделяются на три группы: резьбовые — для извлечения НКТ; для извлечения бурильных труб; гладкие — для извлечения предметов с круглым сечением и толщиной стенки не менее 15 мм.

Также, метчики делятся на универсальные, врезаемые в тело трубы и специальные, ввинчиваемые в резьбу замка или муфты. Изготавливаются метчики как с правой, так и с левой резьбой. Могут применяться с центрирующим устройством, а также самостоятельно.

По принципу действия, универсальный и специальный метчик, не имеет отличий. При работе правым специальным метчиком его ввинчивают в муфту или замок ловимой трубы; при работе левым — перерезают резьбу муфты или замка ловимой трубы и одновременно ввинчивают в ловимый объект.

В состав метчика входит:

- муфтовая, присоединительная резьба;
- ловильная резьба (формы усеченного конуса);
- тело метчика.

Ловильная резьба за счет своей конусообразной формы, способствует эффективному ввинчиванию в детали замка труб при ловильных работах. Ловильная резьба имеет вертикальные канавки для отвода нарезаемой стружки. Промывка осуществляется через центральное отверстие.

3.2.2 Ловильный колокол

Колокола очень схожи по назначению и принципу действия с ловильным метчиком. Они также предназначены для подъема на поверхность оставшейся в

скважине колонны бурильных или обсадных труб, путем навинчивания, только на наружную поверхность труб, муфт, замков или высадки.

В состав ловильного колокола входят:

- присоединительная резьба;
- тело колокола;
- ловильная резьба.

3.2.3 Ловитель плащечный

Плащечные ловители изготавливают с правой резьбой, с центрирующей воронкой. Захват ловителем, производится за муфту или замок прихваченной трубы, с помощью трех плашек. На внутренних поверхностях плашек присутствует левая резьба специального профиля, а вот наружная поверхность плашек имеет коническую форму. Плашки соединяются между собой, благодаря предусмотренным выступам и вырезам в каждой плашке. Для обеспечения герметичности при промывке, на плашках сверху установлено кольцо с манжетой.

Манжета поджимается силой упругости пружины, надетой на втулку, которую, в свою очередь, поджимает переводник, предназначенный для соединения ловителя с колонной бурильных труб. В нижней части корпуса, с помощью резьбового соединения, установлена центрирующая воронка. Освобождение ловителя от захвата производится вращением колонны бурильных труб вместе с ловителем по часовой стрелке.

3.2.4 Овершот

Овершоты предназначены для захвата за наружную цилиндрическую поверхность и последующего извлечения элементов трубных колонн при проведении ловильных работ в скважинах различного назначения.

Овершот состоит из корпуса, направляющей воронки, переводника и набора сменных элементов, включающих ряд спиральных и цанговых захватов, и направляющие.

Цанговые захваты могут применяться с фрезерующими направляющими, позволяющими производить очистку захватываемого объекта от заусенцев и различных отложений.

Процесс захвата осуществляется овершотом за счет наличия конических спиральных поверхностей, выполненных на внутренней поверхности корпуса и взаимодействующей с ней наружной поверхности цангового или спирального захватов.

При необходимости герметизации соединения «овершот-извлекаемая колонна», предусмотрена возможность установки уплотнительных манжетных пакеров:

- типа «А» - при установке спирального захвата;
- типа «R» - при установке цангового захвата.

Типоразмеры фрезерующей направляющей и пакеров должны соответствовать типоразмеру применяемого захвата.

Отличие овершота ОВТ от ОВ заключается в более высокой грузоподъемности.

3.2.5 Магнитный фрезер

Для удаления из скважины небольших металлических предметов, обладающих ферро-магнитными свойствами, используют магнитные ловители. Магнитные фрезеры представляют собой набор постоянных магнитов, расположенных в магнитном стакане, который в свою очередь служит магнитопроводом. Соединение магнитного ловителя с колонной бурильных труб, происходит с помощью замковой резьбы, расположенной на верхнем конце переводника.

Промывка осуществляется по периферии магнитной системы.

В состав магнитного фрезера входит:

- переводник;
- корпус фрезера;
- магнитная система.

3.3 Режущие инструменты

3.3.1 Труборез внутренний типа РВ

Назначение:

Труборез внутренний механический предназначен для отрезания в скважине части колонны труб НКТ для последующего извлечения на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ в процессе подземного и капитального ремонта скважин.

Устройство и принцип работы:

Труборез внутренний механический состоит из корпуса, режущих лопастей, выдвижного устройства подачи лопастей, фиксирующего узла (плашки).

В зависимости от условий применения труборезы могут иметь конструктивное исполнение – правое и левое.

При достижении труборезом проектной глубины, вращением колонны вправо привести труборез в рабочее состояние. При вращении колонны вправо происходит выдвижение резцов и резка колонны НКТ. Скорость резки НКТ-73 от 5-10 минут.

Отрезанная часть не имеет никаких заусенцев и повреждений и готова к проведению ловильных работ наружной труболовкой.

3.3.2 Труборез наружный типа РН

Назначение:

Труборез наружный механический типа ТРН предназначен для отрезания в скважине части колонны бурильных или насосно-компрессорных труб и последующего извлечения отрезанной части на поверхность при проведении ремонтно-восстановительных работ в процессе подземного и капитального ремонта скважин.

Устройство и принцип работы:

Труборез состоит из переводника, фиксатора, корпуса, упорного подшипника, регулировочной втулки, прокладки, кольца, кольца упорного,

пружины, подающей втулки, срезных штифтов, воронки, осей, винтов осей резцов и резцов. Корпус трубореза представляет собой патрубок, имеющий на верхнем и нижнем концах муфтовые метрические резьбы для присоединения переводника и воронки. В нижней части корпуса выполнены радиальные прорезы, в которых на осях установлены с возможностью радиального перемещения резцы. Оси зафиксированы в корпусе винтами осей резцов. Подающая втулка в транспортном положении фиксируется в корпусе при помощи латунных срезных штифтов. Нижний торец воронки выполнен в виде заводного «зуба», облегчающего ввод «головы» отрезаемой колонны в труборез. Пружина нижним торцом упирается в подающую втулку, а верхним в кольцо упорное, установленное в корпусе с возможностью ограниченного осевого перемещения.

Труборез присоединяется к промывочной колонне и опускается в скважину на бурильных трубах или НКТ в транспортном положении, при этом подающая втулка зафиксирована срезными штифтами. «Голова» отрезаемой колонны вводится в труборез и проходит в промывочную колонну. Глубина накрытия отрезаемой колонны, определяемая планом работ и соответственно длиной промывочной колонны, не должна превышать 80 метров. Во время ввода отрезаемой колонны в промывочную трубу муфты отрезаемой колонны прощелкиваются через пружины фиксатора трубореза. После спуска на заданную глубину, труборез приподнимается до упора пружин фиксатора в ближайшую муфту. Дальнейшее натяжение колонны вызывает: перемещение фиксатора, регулировочной втулки, прокладки, кольца и кольца упорного.

Для успешного проведения ловильных работ, необходимо знать состояние находящегося в скважине инструмента, состояние ствола скважины, размеры поднятой и оставшейся частей инструмента, и исходя из требуемых параметров выбирать необходимый ловильный инструмент.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Горбунову Антону Андреевичу

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. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<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. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<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
3-2БЗБ	Горбунов Антон Андреевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ПАО НК «РОСНЕФТЬ»

НК «Роснефть» — лидер российской нефтяной отрасли и крупнейшая публичная нефтегазовая корпорация мира. Основными видами деятельности ПАО «НК «Роснефть» являются поиск и разведка месторождений углеводородов, добыча нефти, газа, газового конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки на территории России и за ее пределами.

Основными целями и задачами ПАО «НК «Роснефть» являются восполнение запасов на уровне не менее 100%, эффективная добыча на зрелых месторождениях и ее рост за счет реализации новых проектов, создание новых кластеров добычи на шельфе, развитие технологий и внедрение практик проектного управления мирового уровня, монетизация газовых запасов и конкурентный рост добычи, оптимальная конфигурация НПЗ и максимально прибыльная реализация продукции Компании.

Приверженность прозрачному и ответственному управлению Компанией чрезвычайно важна для поддержания доверия инвесторов и получения акционерами максимальной отдачи от своих инвестиций в долгосрочной перспективе. Система корпоративного управления ПАО «НК «Роснефть» обеспечивает соблюдение всех прав акционеров в соответствии с требованиями российского и международного законодательства, рекомендациями кодекса корпоративного управления Банка России и внутренними документами Компании.

Корпоративное управление — это многоуровневая система отношений, посредством которой осуществляется руководство и контроль деятельности ПАО «НК «Роснефть» с целью увеличения его стоимости и поддержания

репутации в интересах акционеров, работников, кредиторов и других заинтересованных сторон. Высшим органом управления ПАО «НК «Роснефть» является Общее собрание акционеров. Совет директоров осуществляет стратегическое руководство деятельностью Компании от имени и в интересах всех акционеров. Руководство текущей деятельностью ПАО «НК «Роснефть» осуществляется единоличным исполнительным органом и коллегиальным исполнительным органом. Исполнительные органы управления подотчетны Совету директоров и Общему собранию акционеров.

ПАО «НК «Роснефть» осуществляет постоянный мониторинг эффективности системы корпоративного управления, в соответствии с меняющимися экономическими условиями проводит мероприятия, направленные на совершенствование практики корпоративного управления, требованиями действующего законодательства и регулятора.

Организационная структура управления ПАО «НК «Роснефть» 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 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Нефтяная скважина (Тюменская область)
Проектная глубина, м	3130
Способ бурения:	
- под направление и кондуктор	Роторный
- под эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр - 508 мм на глубину 70 м
- кондуктор	Диаметр – 393,7 мм на глубину 720 м
- эксплуатационная	Диаметр – 243,0 мм на глубину 3130 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт	УНБТ – 950, 2шт
Производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	34
- в интервале 70-720м	32
- в интервале 720-3130м	23
- в интервале 3066-3106м	20
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	УБТ-203х100 – 60 м, УБТ-178х80 – 72 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 720-3130 м	ДГР-195М.9/10.42
Бурильные трубы: длина свечей, м	24 – (3073 м)
- в интервале 0-70 м	ТББК 127х10 Е
- в интервале 70-720 м	ТББК 127х10 Е
- в интервале 720-3130 м	ТББК 127х10 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70 м	GRD111-508
- в интервале 70-720 м	GRDP625-393,7
- в интервале 720-3130 м	FD616SM-243
Типы и размеры калибраторов:	
- в интервале 70-720 м	КШЗ-393,7
- в интервале 720-3130 м	КС 242,9 СТ-1

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 23 - 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	70	70	0,028	450
2	70	720	650	0,038	1230
3	720	3130	2410	0,078	1980

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

$$N = T \cdot H, \quad (14)$$

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 24.

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
70	0,028	1,96
650	0,038	24,7
2410	0,078	187,98
Итого		214,64

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

$$n = H / П, \quad (15)$$

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 Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
70	450	0,15
650	1230	0,53
2410	1980	1,2
Итого на скважину		1,88

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 $T_{СПО}$, составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (16)$$

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 приложении К.1.

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: $14 \cdot 1 = 14$ мин, эксплуатационная колонна: $63 \cdot 1 = 63$ 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 выше 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 цементировании направления, кондуктора. 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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (17)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

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

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

$$L_T = L_c - L_n, \quad (18)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (19)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции}} = N \cdot 2 + 5. \quad (20)$$

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр}} = 7,6$ мин; для кондуктора: $T_{\text{конд}} = 61,8$ 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:

$$\Sigma = 7,6 + 61,8 + 2 \cdot (7 + 17 + 42) = 201,4 \text{ мин} = 3,36 \text{ ч.}$$

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 329,68 часов или 13,74 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 3,3%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$329,68 \times 0,033 = 10,88 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 329,68 + 10,88 + 25 = 365,56 \text{ ч} = 15,23 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 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 $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	суток
Бурение:			
- направление	2,8	2,94	0,15
- кондуктор	34,1	35,8	1,49
- эксплуатационная колонна	254,8	267,54	11,15
Крепление:			
- направление	5,2	5,46	0,23
- кондуктор	14,5	15,23	0,63
- эксплуатационная колонна	38,8	40,74	1,70
Итого	350,2	367,71	15,35

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:

$$V_M = H/T_M, \quad (22)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 3130/214,64 = 15 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{сно}}), \quad (23)$$

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

$$V_p = 3130/(66,84+214,64) = 11 \text{ м/час.}$$

в) коммерческая скорость V_k , м/ч:

$$V_k = (H \cdot 720)/T_H, \quad (24)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_k = 3130 \cdot 720/350,2 = 6435 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/n, \quad (25)$$

где n - количество долот.

$$h_d = 3130/1,88 = 1665 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n)/H, \quad (26)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

$$C_{c1m} = (272575041,1 - 10327712,1)/3130 = 83785,1 \text{ руб.}$$

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3130
Продолжительность бурения, сут.	15,35
Механическая скорость, м/ч	15,0
Рейсовая скорость, м/ч	11,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6435
Проходка на долото, м	1665
Стоимость одного метра	83785,1

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 3-2БЗБ	ФИО Горбунову Антону Андреевичу
------------------	------------------------------------

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	<i>Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3130 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)</i>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></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><i>1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</i></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>1 Производственная безопасность</p> <p><i>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровней шума; - превышение уровня вибрации; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися; - повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. <p><i>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; - расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола); - острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов; - электрический ток; - статическое электричество; - пожаровзрывобезопасность;
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - 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>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - решение по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <p>перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС:</p>

<ul style="list-style-type: none"> - выбор наиболее типичной ЧС; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> - пожар; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий;
<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>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.02.2018г
--	-------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б3Б	Горбунов Антон Андреевич		

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
Полевой этап			
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	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	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89 ГОСТ 12.4.125-83 [6] ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8] ГОСТ 12.1.019-79 [9] ГОСТ 12.1.030-81 [10] ГОСТ 12.1.006-84 [11] ГОСТ 12.1.038-82 [12] ГОСТ 12.1.003-2014 [13] ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]

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 прикосания 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 количества 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, таблица 30.

Таблица 30 - ПДК и классы опасности

Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³			Загрязняющее вещество	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³		
	Рабочей зоны	Максимальная разовая	Средне суточная		Рабочей зоны	Максимальная разовая	Средне суточная
Азота диоксид	5,0	0,085	0,085	Бензол	5,0	1,50	0,80
Аммиак	20	0,20	0,20	Дихлорэтан	10	3,0	1,0
Ацетон	200	0,35	0,35	Серы диоксид	10	0,5	0,05
Сероводород	10	0,008	0,008	Метанол	5,0	1,0	0,5
Фенол	5	0,01	0,01	Фтористые соединения (в пересчете на фтор)	0,5	0,02	0,005
Формальдегид	0,5	0,035	0,012	Пыль нетоксичная (известняк)	6	0,5	0,05
Хлор	1,0	0,10	0,03	Этанол	1000	5	5

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 окончанию 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 3130 м на нефтяном месторождении с предполагаемым дебитом 250 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.

Произведен анализ организационно-экономической части проекта, обрисована структура бурового предприятия ПАО «НК «Роснефть», 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 каверности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями		Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент каверности в интервале
от	до	Название свиты	Индекс	
1	2	4	5	6
0	50	Четвертичная система	Q	1,45
50	140	Некрасовская свита	Pg3 nk	1,45
140	190	Чеганская свита	Pg2-3 cg	1,45
190	250	Люлинворская свита	Pg2 ll	1,45
250	300	Талицкая свита	Pg1 tl	1,45
300	460	Ганькинская свита	K2 gn	1,45
460	510	Славгородская свита	K2 sl	1,45
510	640	Ипатовская свита	K2 ip	1,45
640	670	Кузнецовская свита	K2 kz	1,45
670	1550	Покурская свита	K1-2 pk	1,10
1550	1590	Алымская свита	K1 al	1,10
1590	2250	Киялинская свита	K1 kls	1,10
2250	2320	Тарская свита	K1 tr	1,10
2320	2570	Куломзинская свита	K1 klm	1,10
2570	2600	Баженовская свита + Георгиевская	J3bg+J3gr	1,10
2600	2680	Васюганская свита	J3 vs	1,10
2680	2945	Тюменская свита	J2 tm	1,20
2945	3050	Салатская свита	J1 sal	1,20
3050	3060	Тогурская свита	J1 tog	1,20
3060	3070	Урманская свита	J1 urm	1,20
3070	3750	Лугинская	PZ	1,30

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	50	торф	40
			пески	40
			супеси	10
			алевролиты	10
Pg3 nk	50	140	глины	50
			суглинки	10
			супеси	10
			алевролиты	10
			пески	10
Pg2-3 cg	140	190	глины	80
			алевриты	20
Pg2 ll	190	250	глины	50
			алевролиты	50
Pg1 tl	250	300	глины	80
			алевриты	20
K2 gn	300	460	глины	100
K2 sl	460	510	глины	100
K2 ip	510	640	пески	80
			глины	10
			алевролиты	10
K2 kz	640	670	глины	100
K1-2 pk	670	1550	пески	50
			песчаники	20
			алевролиты	20
			глины	10
K1 al	1550	1590	глины	100
K1 kls	1590	2250	песчаники	40
			алевролиты	30
			глины	30
K1 tr	2250	2320	песчаники	65
			аргиллиты	35
K1 klm	2320	2570	аргиллиты	40
			песчаники	30
			алевролиты	30

Продолжение таблицы А.2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
J3 bg+J3 gr	2570	2620	аргиллиты	100
J3 vs	2620	2680	песчаники	50
			алевролиты	30
			аргиллиты	20
J2 tm	2680	2945	песчаники	50
			алевролиты	10
			аргиллиты	30
			угли	10
J1 sal	2945	3050	песчаники	40
			алевролиты	20
			аргиллиты	20
J1 tog	3050	3060	аргиллиты	100
J1 urm	3060	3070	аргиллиты	60
			алевролиты	40
PZ	3070	3750	известняк	100

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

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проница- емость, мдарси	Глинистость, %	Карбо- натность	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеность породы	Абразивность	Категория пород промысловой классифи- кации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	торф									мягкая
			пески	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg3 nk	50	140	пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg2-3 cg	140	190	алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg2 ll	190	250	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg1 tl	250	300	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K2 gn	300	460	глины	2,6	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K2 sl	460	510	глины	2,6	-	5	95	2	25	3	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проница- емость, мд/дсм	Глинистость, %	Карбо- натность	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеность породы	Абразивность	Категория пород промысловой классифи- кации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2 ip	510	640	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			пески	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K2 kz	640	670	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K1-2 pk	670	1550	глины	2,4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2,5	38	1450	7	3	20	1	10	средняя
K1 kls	1590	2250	песчаники	2,6	26,2	100	5	5	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	-	3	10	средняя
			глины	2,6	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K1 tr	2250	2320	песчаники	2,6	25	50	20	5	40	3	10	средняя
			аргиллиты	2,67	-	5	95	5	50	3	4	средняя
K1 klm	2320	2570	песчаники	2,6	17	240	20	5	45	3	10	средняя
			алевролиты	2,69	-	30	25	5	35	3	6	средняя
			аргиллиты	2,67	-	2	95	5	50	3	4	средняя
J3 bg+J3 gr	2570	2620	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	70	3	4	средняя

Продолжение таблицы А.3

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проница- емость, мд/дсм	Глинистость, %	Карбо- натность	Твердость, кгс/мм ²	Расслоеность породы	Абразивность	Категория пород промысловой классифи- кации
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
J3 vs	2620	2680	аргиллиты	2,67	-	5	0	0	120	4	5	средняя
			алевролиты	2,69	-	15	25	5	70	3	6	твердые
			песчаники	2,6	18,0	32	20	5	65	3	10	средняя
J2 tm	2680	2945	аргиллиты	2,67	-	-	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,69	-	-	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2,6	12,6	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			угли	1,2	-	0	0	0	25	4	5	средняя
J1 sal	2945	3050	песчаники	2,6	15	2,09	20	5	120	3	10	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J1 tog	3050	3060	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J1 urm	3060	3088	алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые
			аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
PZ	3088	3750	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твердые

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

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	3
Pg3 nk	50	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	10
Pg2-3 cg	140	190	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	15
Pg2 ll	190	250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
Pg1 tl	250	300	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,22	0,22	18
K2 gn	300	460	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	20
K2 sl	460	510	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	20
K2 ip	510	640	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	21
K2 kz	640	670	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	21
K1-2 pk	670	1550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,23	0,23	52
K1 al	1550	1590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,23	0,23	65
K1 kls	1590	2250	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	75
K1 tr	2250	2320	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
K1 klm	2320	2570	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,23	0,23	79
J3bg+J3gr	2570	2600	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	87
J3 vs	2600	2680	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	90
J2 tm	2680	2945	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	100
J1 sal	2945	3050	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	101
J1 tog	3050	3060	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	102
J1 urm	3060	3070	0,100	0,100	0,100	0,100	0,160	0,160	0,24	0,24	103
PZ	3070	3750	0,105	0,105	0,105	0,105	0,155	0,155	0,25	0,25	107

Приложение Б
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), нм ³ /м ³	Относится ли к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	От	До					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
J ₂ (Ю ₁₁)	866	874	Терриг.	0,681	-	156	-
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	Терриг.	0,681	-	156	-
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	Терриг.	0,681	-	156	-
J ₂ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	Терриг.	0,683	20-70	156	-
к.в.*	3056	3076	Терриг.	0,688	н.д.	н.д.	-
M1	3076	3096	Поров.	0,688	0-250	198	-
Водоносность							
Q	0	50	Поров.	1,0	20-160	-	Нет
Pg3 nk	50	140	Поров.	1,0	До 300	-	Да
K1-2 pk	670	1550	Поров.	1,004	168-492	-	Нет
K1 kls - K1 klm	1590	2570	Поров.	1,01	100-200	-	Нет
J3 vs - J2 tm	2600	2920	Терриг.	1,022	До 125	-	Нет
PZ	3096	3750	Порово-трещ.-каверн.	1,027	До 250	-	нет

Приложение В
(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От	До				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
$Q - P g_3$ nk	0	140	1	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
pk	670	1550	1	30	нет	0,13	0,18	
Pz	3070	3750	5	100	да	0,11	0,155	

Приложение Г.1
(Обязательное)

Совмещенный график давлений

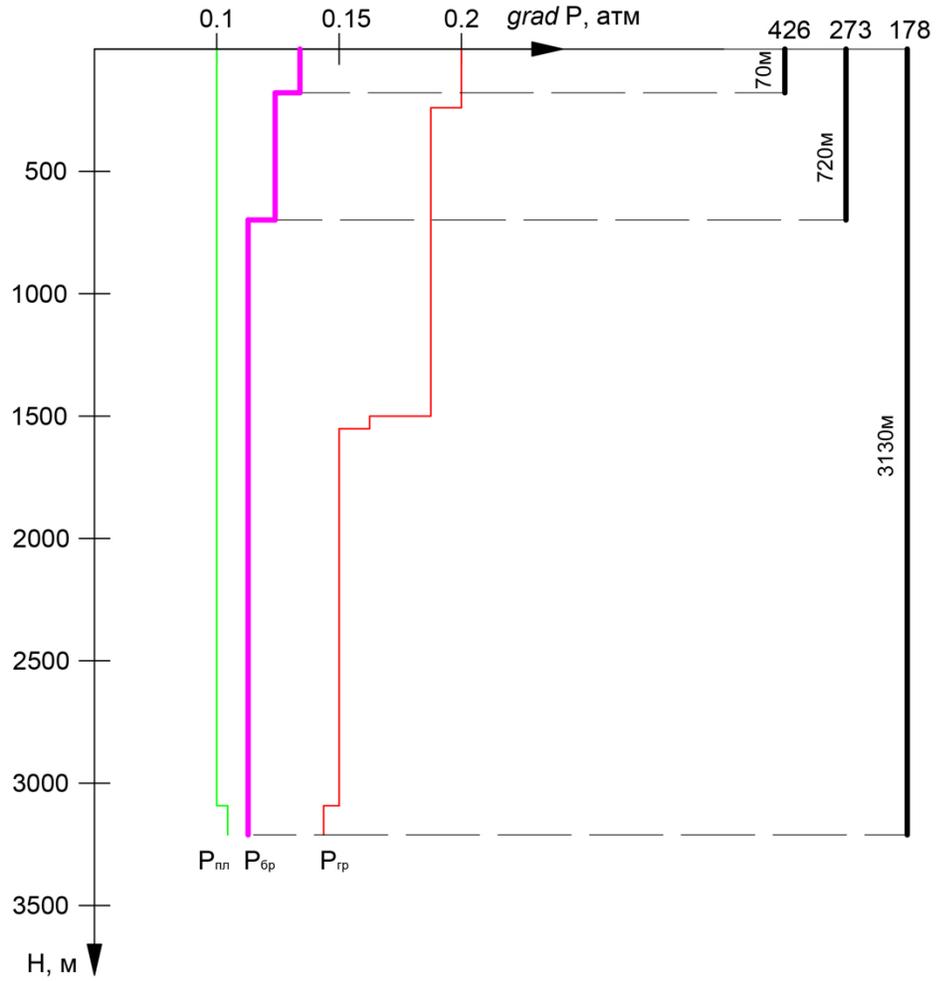


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

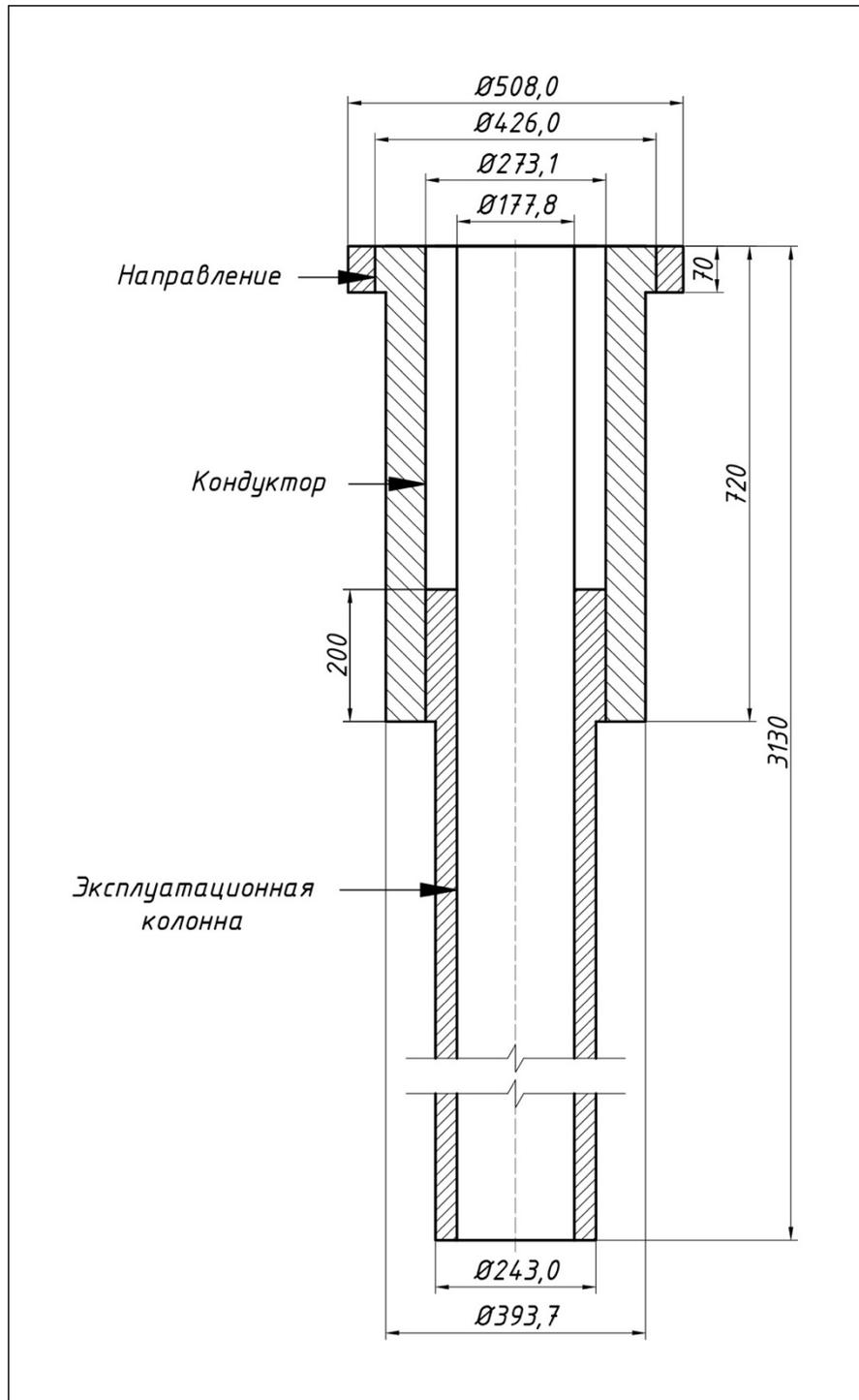


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-720	720-3130
Шифр долота		GRD111-508	GRDP625-393,7	FD616SM-243
Тип долота		RC	RC	PDC
Диаметр долота, мм		508,0	393,7	243,0
Тип горных пород		М	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152
	API	7-5/8" Reg	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		320	180	63,5
G, тс	Рекомендуемая	9	21	0,9
	Предельная	31	38	13
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	40-300	60-350
	Предельная	600	300	350

Таблица Д.1.2 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-720	720-3130
Шифр калибратора		Без калибратора	К393,7МС-Н152/М152	КС243СТ-Н152/М152
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	Со спиральными лопостями
Диаметр калибратора, мм		-	393,7	243,0
Тип горных пород		-	М, М-С	С, Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	3-171	Н117/М117
	API	-	-	-

Приложение Д.2
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-70 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 (0-70 м)							
1	Долото GRD111-508	0,40	508,0	-	3-171	Ниппель	0,32
2	Переводник М 177/152	0,52	203	100	3-171	Муфта	0,106
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x100 Д	24	203	100	3-171	Ниппель	4,61
					3-171	Муфта	
4	Переводник М 152/133	0,28	203	80	3-171	Ниппель	0,6
					3-147	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	1,44
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-720 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 (70-720 м)							
1	Долото GRDP625-393,7	0,29	393,7	-	3-152	Ниппель	0,18
2	Переводник М177/М147	0,52	203	101	3-152	Муфта	0,1
					3-152	Ниппель	
3	Калибратор КШЗ-393,7	1,18	393,7	100	3-152	Муфта	0,38
					3-152	Ниппель	
4	Переводник М171/Н147	0,52	203	101	3-152	Ниппель	0,1
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.2

№	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 (70-720 м)							
5	УБТ УБТ 203x100 Д	36	203	100	3-147	Ниппель	5,62
					3-147	Муфта	
6	Переводник Н171/М133	0,7	203	100	3-147	Ниппель	0,15
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВ 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	21,85
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (720 - 3130 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 эксплуатационную колонну (720-3130 м)							
1	Долото FD616SM-243	0,25	243	-			0,064
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор КС 242,9 СТ-1	0,5	243	113	3-117	Муфта	0,075
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР-195М.9/10.42	7,29	195	-	3-117	Ниппель	1,34
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный переливной КОБ-195	0,4	195	80	3-133	Ниппель	0,055
					3-133	Муфта	
5	Переводник М147/Н152	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,092
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	48	178	80	3-121	Ниппель	7,49
					3-121	Муфта	
7	Переводник М147/Н133	0,54	178	89	3-121	Ниппель	0,079
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВ 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	98,63
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (3066-3106 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (3066-3106 м)							
1	Бурголовка СВ- 913МН 215,9/100	0,3	215,9	100			0,033
					3-150	Муфта	
2	Кернотбор УКР-203/100	14,8	203	100	3-150	Ниппель	34,04
					3-108	Муфта	
3	Переводник М171/Н147	0,52	178	101	3-152	Ниппель	0,1
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	24	178	80	3-108	Ниппель	3,74
					3-108	Муфта	
5	Переводник М-147/Н133	0,54	178	89	3-108	Ниппель	0,079
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВ 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	98,41
					3-133	Ниппель	

Приложение Д.3
(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	70	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2,0
Полимерглинистый	70	720	1,15	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	720	2976	1,08	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2976	3130	1,08	50	15	100	40-70	< 6	10	< 0,5

Таблица Д.3.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	70	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимерглинистый	70	720	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	720	2976	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2976	3130	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица Д.3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3130 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	70	70	508	-	1,45	20,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,29$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 13,78$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 45,13$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 60,55$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 22,56$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
70	720	650	393,7	426	1,4-1,1	121,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 9,09$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 76,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 248,24$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 337,48$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 22,56$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 314,91$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 124,12$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
720	2976	2256	243	273,1	1,1-1,3	158,53
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 15,26$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 83,64$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,28$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 321,05$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 431,23$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 124,12$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 307,11$

Продолжение таблицы Д.3.3

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
2976	3130	154	243	273,1	1,1	167,37
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,16$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,36$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,77$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 21,68$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 347,03$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перевз}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 29,97$

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков- ка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направ- ление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	73,8	3	171,12	7	1195	48	1439,92	58
Глинопопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	19557	20	13689,6	14	12301,5	13	45548,1	46
Барит	Регулирование плотности	Мешок, 1500			44491,2	30			44491,2	30
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			171,12	7	175,7	8	346,82	14
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			1711,2	68	1757,4	71	3468,6	139
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200			68,5	1	472	3	540,5	3
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					1807,6	72	1807,6	72

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
КСЛ	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					25105,5	26	25105,5	26
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					9037,98	362	9037,98	362
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					2209,3	12	2209,3	12
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					7531,6	8	7531,6	8
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					12552,7	13	12552,7	13
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					6025,3	7	6025,3	7
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					50,21	1	50,21	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200					50,21	1	50,21	1

Приложение Д.4
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

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

Интервал	0-70	70-720	720-3130
Исходные данные			
D_д, м	0,508	0,3937	0,243
K	0,65	0,5	0,4
K_к	1,45	1,3	1,2
V_{кр}, м/с	0,15	0,12	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042
d_{бт}, м	0,1397	0,1397	0,1397
d_{мах}, м	0,1841	0,1905	0,1778
d_{нмах}, м	0,0889	0,0762	0,0953
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	0,02	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,19	1,15	1,08
ρ_п, г/см³	2,22	2,45	2,57
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	131	61	19
Q₂, л/с	177	82	18
Q₃, л/с	347	168	46
Q₄, л/с	139	71	20
Q₅, л/с	110	94	52
Q₆, л/с	-	-	25-35

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-720	720-3130
Исходные данные			
Q₁, л/с	131	61	19
Q₂, л/с	177	82	18
Q₃, л/с	347	168	46
Q₄, л/с	139	71	20
Q₅, л/с	110	94	52
Q₆, л/с	-	-	25-35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	180-340	100-160	25
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	190	120	25
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{тн}, л/с	-	-	25-35
ρ₁, кг/м³	-	-	1000
ρ_{бр}, кг/м³	-	-	1080
M_{тм}, Н*м	-	-	15500
M_{тб}, Н*м	-	-	2880

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
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	70	БУРЕНИЕ	0,24	0,034	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	119,2	2,94
Под кондуктор									
70	720	БУРЕНИЕ	0,52	0,052	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	111,2	3,83
Под эксплуатационную колонну									
720	3130	БУРЕНИЕ	0,47	0,048	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	7	116,7	3,58
Отбор керна									
3066	3106	Отбор керна	0,42	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	118,6	3,33

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
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	118	34	68
70	720	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	110	32	64
720	3130	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	245	1	100	23	23
3066	3106	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	90	20	20

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				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	116,8	100	0,0	6,7	0,1	10,0
70	720	БУРЕНИЕ	153,8	83,9	0,0	58,7	1,2	10,0
720	3130	БУРЕНИЕ	200,7	84,4	76,8	26,2	8	5,3
3066	3106	Отбор керна	120,1	87,2	0,0	20,7	7,9	4,3

Приложение И
(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ПАО НК "РОСНЕФТЬ"

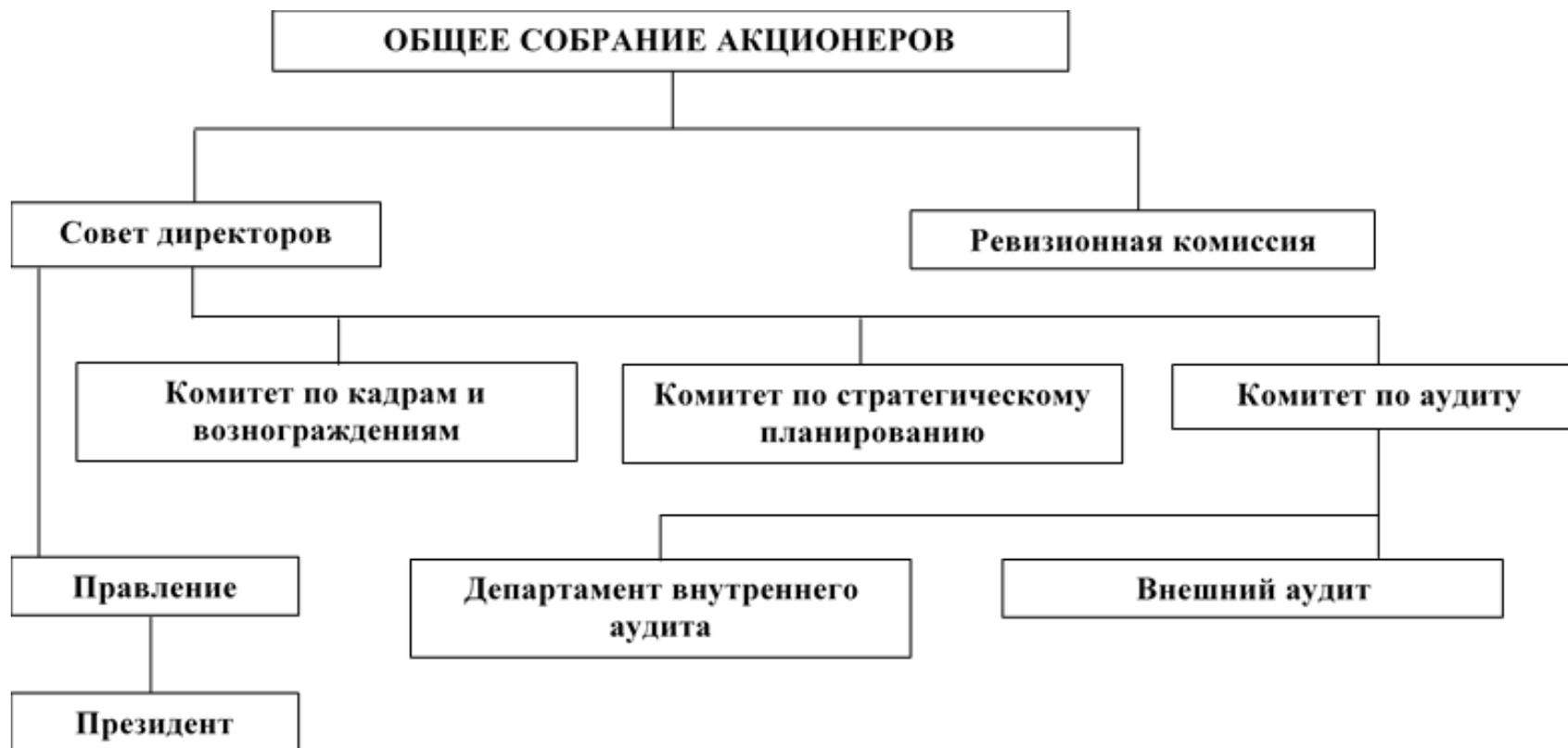


Рисунок И.1 – Организационная структура управления ПАО НК «РОСНЕФТЬ»

Приложение К.1
(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица К.1.1 - 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 на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направления	0-70	508,0	450	11	24	0-70	0,0119	0,83
	Итого:							0,83
Кондуктор	70-720	393,7	1230	12	32	70-100	0,0120	0,36
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0156	1,56
						700-720	0,0157	0,31
	Итого:							9,39
Эксплуатационная колонна	720-3130	243,0	1980	12	32	720-800	0,0157	1,26
						800-900	0,0158	1,58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						1900-2000	0,0244	2,44
						2000-2100	0,0247	2,47
						2100-2200	0,0250	2,50
						2200-2300	0,0253	2,53
2300-2400	0,0254	2,54						
2400-2500	0,0264	2,64						
2500-2600	0,0272	2,72						

Продолжение таблицы К.1.1

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 на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна	720-3130	243,0	1980	12	32	2600-2700	0,0276	2,76
						2700-2800	0,0288	2,88
						2900-3000	0,0312	3,12
						3000-3100	0,0336	3,36
						3100-3130	0,0376	3,76
							Итого:	56,62
							Итого:	66,84

Приложение К.2
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 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	GRD111-508	450	0,15	0-70	70	0,028	1,96	0,83	2,8
Итого:			0,15		70		1,96	0,83	2,8
Бурение под кондуктор	GRDP625-393,7	1230	0,53	70-720	650	0,038	24,7	9,39	34,1
Итого:			0,53		650		24,7	9,39	34,1
Бурение под эксплуатационную колонну	FD616SM-243	1980	1,2	720-3130	2410	0,078	187,98	66,84	254,8
Итого:			1,2		2410		187,98	41,74	254,8
Всего:			1,88		3130		214,64	56,44	291,7

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная	-	-	-	-	-	-	-	-	5,2 14,5 38,8
Установка центраторов: -направление -кондуктор - эксплуатационная	-	-	- 3 8	-	-	-	-	-	- 0,23 1,05
ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0 10,0 22,0
Разбуривание цементной пробки -направление -кондуктор	-	-	-	60-70 710-720	-	-	-	-	1,23 2,13
Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор - эксплуатационная	-	-	-	-	-	-	-	-	0,01 0,15 0,55
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,65
Геофизические работы	-	-	-	-	-	-	-	-	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-	-	-	-	7,56
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	404,76
Ремонтные работы (3,3%)	-	-	-	-	-	-	-	-	13,36
Общее время на скважину									418,12

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	26372,43	3,0	79117,3	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	-	-	0,15	4232,8	1,49	42045,4	11,15	314635,1
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,60	3,0	12190,7	0,15	609,5	1,49	6054,7	11,15	45308,9
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	-	-	0,15	847,5	1,49	8418,8	11,15	62999,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,67	-	-	0,15	231,0	1,49	2294,1	11,15	17167,3
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	61634,01	3,0	154902,0	0,15	7745,1	1,49	76934,7	11,15	575719,2
Износ бурового инструмента, сут	5821,74	3,0	17465,2	0,15	873,3	1,49	8674,4	11,15	64912,4
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,20	-	-	0,15	212,9	1,49	2114,6	11,15	15824,0

Продолжение таблицы Л.1

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
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,7	0,15	40339,7	1,49	400707,8	11,15	2998585,1
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,82	-	-	-	-	1,49	259620,3	11,15	1942796,3
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,70	-	-	0,15	493,8	1,49	4904,6	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3,0	226876,4	-	-	-	-	11,15	843224,0
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,52	-	-	0,15	711,2	1,49	7064,9	11,15	52868,0
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	3,0	85084,0	0,15	4254,2	1,49	42258,4	11,15	316228,9
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3,0	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,53	-	-	0,15	3088,7	1,49	30681,4	11,15	229595,5
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	-	-	0,15	272,6	1,49	2707,9	11,15	20263,8

Продолжение таблицы Л.1

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
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	3,0	20779,4	0,15	1039,0	1,49	10320,4	11,15	77230,1
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3,0	61505,0	0,15	3075,3	1,49	30547,5	11,15	228593,7
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,50	147,0	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34560,02	3,0	103707,1	0,15	5185,4	1,49	51507,8	11,15	385444,6
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,66	-	-	0,15	457,0	1,49	4539,5	11,15	33970,3
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,68	-	-	14,20	218632,9	25,4	391075,7	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,80	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,91	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,98	-	-	0,09	318,2	0,06	224,6	-	-
НТФ, т	187047,20	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,60	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,9
Барит, т	65344,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,33	0,4	2319,9	14,51	96177,1	40,3	267254,3	1,40	9279,7
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,83	-	-	0,80	3843,9	3,50	16816,9	1,03	4949,0
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,33	-	-	6,39	35830,9	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,8	4596,3	0,34	1905,8	0,86	4820,5	-	-

Продолжение таблицы Л.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготови- тельные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатацио- нная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1527560,98		499597,16		2289037,20		8409422,29	
Затраты зависящие от объема работ									
GRD111-508	133240,50	-	-	0,15	19986,08	-	-	-	-
GRDP625-393,7	266235,96	-	-	-	-	0,53	141105,1	-	-
FD616SM-243	359085,70	-	-	-	-	-	-	1,20	430902,8
КШЗ-393,7	85539,38	-	-	-	-	0,61	52179,0	-	-
КС 242,9 СТ-1	82210,92	-	-	-	-	-	-	0,98	80566,7
Транспортировка труб, т	1002,62	-	-	4,70	4712,32	15,9	15941,7	89,1	89333,6
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	1349,76
Транспортировка вахт, руб		172957,4							
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		26048,16		210575,5324		602152,92	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		1527560,98		525645,32		2499612,731		9011575,21	
Всего по сметному расчету, руб		26462969,28							

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	28218,4	0,23	6490,2	0,63	17777,6	1,70	47971,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,6	0,23	934,6	0,63	2560,1	1,70	6908,1
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,23	1299,5	0,63	3559,6	1,70	9605,4
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,7	0,23	354,1	0,63	970,0	1,70	2617,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,23	11875,8	0,63	32529,4	1,70	87777,8
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,23	1339,0	0,63	3667,7	1,70	9897,0
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	0,23	326,4	0,63	894,1	1,70	2412,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,23	61854,2	0,63	169426,8	1,70	457183,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,23	64249,5	0,63	175987,7	1,70	474887,5
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,5	0,23	19697,5	0,63	53954,1	1,70	145590,5
Плата за подключенную мощность,сут	28361,3	0,23	6523,1	0,63	17867,6	1,70	48214,3
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,23	4736,1	0,63	12972,7	1,70	35005,6
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	0,23	418,0	0,63	1144,9	1,70	3089,5

Продолжение таблицы Л.2

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
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	0,23	4715,4	0,63	12916,1	1,70	34852,9
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,23	7950,9	0,63	21778,5	1,70	58767,3
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,3	0,23	864,2	0,63	2367,1	1,70	6387,4
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	0,23	1593,1	0,63	4363,7	1,70	11775,0
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,5	1,70	2850,0	25,00	41912,1	1,21	2028,5
Башмак колонный БКМ-426, шт	17459,1	1,00	17459,1	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-273, шт	13273,0	-	-	1,00	13273,0	-	-
Башмак колонный БКМ-178, шт	6534,4	-	-	-	-	1,00	6534,4
Центратор ЦЦ-273/320, шт	5186,7	-	-	14,00	72613,5	-	-
Центратор ЦЦ-178/245-270, шт	3818,5	-	-	-	-	63,00	240568,0
ЦКОДМ-273, шт	23095,0	-	-	1,00	23095,0	-	-
ЦКОДМ-178, шт	19480,7	-	-	-	-	1,00	19480,7
Продавочная пробка ПРП-Ц-273, шт	12078,4	-	-	1,00	12078,4	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-178, шт	6150,5	-	-	-	-	1,00	6150,5
Головка цементировочная ГЦУ-273 А	677944,0	-	-	1,00	677944,0	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178 А	588096,0	-	-	-	-	1,00	588096,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			215530,8		1375653,7		2305801,1
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 426х9,1, м	7598,3	70,00	574761,7	-	-	-	-
Обсадные трубы 273,1х8, м	5825,8	-	-	720,00	4782690,7	-	-
Обсадные трубы 177,8х9,2, м	4766,0	-	-	-	-	3130,0	17474251,6

Продолжение таблицы Л.2

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
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	5,10	27951,7	25,11	701867,5	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,8	-	-	-	-	10,00	61157,9
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-IIIоб(4)-100, т	6534,4	-	-	-	-	56,00	365926,4
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,1
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,2	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,8
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,9	1,00	7432,9	1,10	8176,2	1,38	10257,4
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,9	1,00	17885,9	2,00	35771,8	2,00	35771,8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,6	3,00	22543,7	8,50	191621,3	13,00	97689,3
Пробег ЦСМ, км	7514,6	1,00	7514,6	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,4	-	-	-	-	1,00	8331,4
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,1	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,4
Транспортировка обсадных труб, т	3830,8	5,80	22218,6	22,50	499918,4	109,00	417556,3
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,6	0,17	1333,1	0,68	899,9	3,27	25053,4
Транспортировка вахт, руб	172957,4						
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	746432,0			6569351,7		18837793,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	30050562,53						
Всего по сметному расчету, руб	30223519,93						

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12767400,8
Разработка трубопроводов линий передач и др.	45332,4
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	233809,0
Итого:	13046542,2
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	29727436,0
Разборка и демонтаж	247082,0
Монтаж установки для освоения скважины	85764,0
Демонтаж установки для освоения скважины	29200,6
Итого:	30089482,6
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	26462969,3
Крепление скважины	30223519,9
Итого:	56686489,2
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2521870,0
Итого:	2521870,0
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	6039252,6
Итого:	6039252,6
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	1931744,8
Эксплуатация котельной	592180,0
Итого:	2523924,8
Итого по главам 1-6	110907561,4

Продолжение таблицы Л.3

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	18188840,1
Итого:	18188840,1
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	10327712,1
Итого:	10327712,1
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	6413509,2
Выплаты за работу в районах крайнего севера	4043299,3
Выплаты за подвижной характер работы	2509634,0
Лабораторные работы	88812,5
Топографо-геодезические работы	26546,0
Скважины на воду	1010790,0
Итого:	14092591,1
Итого по главам 1-9	153516704,7
Глава 10	
Авторский надзор	307033,4
Итого:	307033,4
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	169690,20
Проектные работы	3770,00
Итого:	173460,20
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	76998599,2
Итого:	76998599,2
Итого по сводному сметному расчету	230995797,5
НДС 18%	41579243,6
Итого:	272575041,1

Приложение М
(Обязательное)

Производственная безопасность

Таблица М.1 - Нормы освещенности на буровой установке

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰	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 ⁰	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰	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 передвижение 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