

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 2570 метров на нефтяном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Булычеву Владимиру Алексеевичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на нефтяном месторождении (Томская 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 (Томская область), с ожидаемым притоком Q = 100 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</p>

	<p>2.2 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости</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 оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p>
--	--

	2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5 Выбор буровой установки 3 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ПОМОЩИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО КОМПЛЕКСА
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка буровой 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. Цементирование скважин при помощи цементировочного комплекса	
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	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 79 с., 15 рис., 30 табл., 30 литературных источников, 30 прил.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, горизонтальная, пилотный ствол, отбор керна.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2750 метров на месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 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, рассмотрен вариант цементирования с помощью цементировочного комплекса.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

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, нормативные ссылки

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 - спускоподъемные операции;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БКП – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ – центратор цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементируочная.
- ЦК – Цементируочный комплекс

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	15
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3 Углубление скважины	18
2.3.1 Выбор способа бурения	18
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	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	29
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	37
2.5 Выбор буровой установки	41
3 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ПОМОЩИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО КОМПЛЕКСА	43
3.1 Цементировочные комплексы	43
3.2 Варианты исполнения цементировочных комплексов	46
3.3 Схема обвязки цементировочного комплекса	46
3.4 Экономическая эффективность при использовании цементировочного комплекса	47
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	49
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «Томская нефть»	49
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	50
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	51
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	53
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	54
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	54
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	54
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	55
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	55
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	56
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	56
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	56
4.4 Расчет технико-экономических показателей	57
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	61
5.1 Производственная	61

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	61
5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	66
5.2 Экологическая безопасность	71
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	72
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	80
Геологические условия бурения скважины	80
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	87
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	87
ПРИЛОЖЕНИЕ В	88
Зоны возможных осложнений	88
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.1	89
Совмещённый график давлений	89
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.2	90
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.1	91
Выбор породоразрушающего инструмента	91
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.2	95
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.3	96
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.4	101
Гидравлическая программа промывки скважины	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.1	104
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	104
ПРИЛОЖЕНИЕ И	106
Организационная структура управления предприятия ООО «Томская нефть»	106

ПРИЛОЖЕНИЕ К.1	107
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	107
ПРИЛОЖЕНИЕ К.2	108
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	110
Сметная стоимость строительства скважины	110
ПРИЛОЖЕНИЕ М	120
Производственная безопасность	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	121
Экологическая безопасность	121

Введение

В современных реалиях нефть и газ оказывают огромное влияние на развитие стран, либо упадок большинства экономических показателей в отсутствии оных.

По показателям нефтегазодобычи, Российская Федерация, уверенно удерживает ведущие позиции на протяжении многих лет. Помимо добычи, нефтегазовый комплекс страны занимается, экспортом сырой продукции, переработкой и изготовлением готовых продуктов из отходов нефтяного производства: синтетические масла, смазки, пластик, каучук и т.д.

Строительство скважины является одним из важнейших этапов добычи нефти и газа. Во многом качество и количество добываемого ресурса зависит от того, насколько корректно был составлен проект на строительство и выполнение всех его пунктов.

В настоящее время, при разработке и бурении скважины, используются постоянно обновляющиеся технические и технологические новшества. Это позволяет осуществлять добычу нефтегазовых ресурсов из ранее недоступных горизонтов.

В данной квалификационной работе рассматриваются применяемые на сегодняшний день технологии бурения скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик района, выбор технологического оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д. Все это позволит выбрать максимально эффективный и минимально затратный вариант бурения на заданном месторождении. Помимо этого, необходимо уделить немало внимания вопросам экологической обстановки и социальной ответственности, т.к. это обязательные условия при строительстве скважины в настоящее время.

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 0-2570 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Б. Краткая характеристика нефтегазоводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и 1 нефтеносным пластом. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2430 - 2540 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 100 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервалах 0-600 м, 780 – 2150 м, 2430 - 2600 м, ожидаются осыпи и обвалы горных пород, поэтому необходимо обеспечить поддержание оптимальной плотности бурового раствора, низкой водоотдаче и обработку раствора химреагентами. Также исключить длительные простои в процессе бурения, обеспечить высокую механическую скорость проходки;

- в интервале 0-600 м, возможны поглощения бурового раствора интенсивностью 3-7 м³/час, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- прихватоопасность в интервале бурения 0-600 м, 780 – 2166 м, 2350-2425 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистке ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 2430-2440 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1. Обоснование и расчет профиля скважины

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

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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 30 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 20 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 950 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-900 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2750 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2430-2540 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 25 м.

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

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 0-30 м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0-950 м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 800-2570 м.

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

Данные о интервалах цементирования обсадных колонн приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Количество обсадных колонн, глубины их спуска и цементирования

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м	
	от	до	от	до
Направление	0	30	0	70
Кондуктор	0	950	0	800
Эксплуатационная колонна	0	2570	800	2570

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 $Q=100\text{м}^3/\text{сутки}$ [3]:

$$D_{\text{ЭК н}} = 139,7 \text{ мм};$$

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

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

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

где, $D_{\text{ЭК м}} = 153,7\text{мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

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

$$D_{\text{ЭК д расч}} = 173,7 \text{ мм},$$

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

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

Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{квн}$ определяется по формуле:

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

$$D_{к\ вн} = 198,9\ \text{мм};$$

$$D_{к\ н} = 219,1\text{мм};$$

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

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

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

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

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

$$D_{н\ вн} = 279,9\ \text{мм};$$

$$D_{н\ н} = 298,5\ \text{мм};$$

Расчетный диаметр долота $D_{н\ д\ расч} = D_{н\ м} + \Delta = 269,5 + 25 = 323,5\ \text{мм}$,

Расчет долота производится с учетом наружного диаметра $D_{м}$ муфты для направления $D_{м} = 323,9 + 40 = 363,9\ \text{мм}$

Выбираем шарошечное долото с диаметром $D_{н.д} = 393,7\ \text{мм}$.

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	30	0	30	323,9	393,7
Кондуктор	0	950	0	800	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2570	800	2570	139,7	188,9

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

Цель раздела – определить необходимость использования противовыбросового оборудования (ОП) и колонной обвязки (КО) для нормальной проводки скважины при вскрытии продуктивного пласта.

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

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

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

ρ_n – плотность нефти (0,74), кг/м³;

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

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

$$P_{пл} = 24,3 \cdot (10^6) - 740 \cdot 9,81 \cdot 2430 = (24,3 - 18,6) \cdot 10^6 = 6,7 \text{ МПа}$$

$$P_{му} = 6,7 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-140х219.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{пл} = 0,102$ МПа/10 м: ОП5-280/80х21.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы

бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-950	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
950-2570	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

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

Характеристики выбранных долот представлены в приложении Д.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен

тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 188,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. 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.

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 0-30 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 30-950 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. [15]

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 950-2570 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями,

который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в приложении Д.1.

2.3.2 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 геологотехнических 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	0-30	30-950	950-2570
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	2508	4440
$D_d, \text{см}$	39,37	29,53	18,89
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1.5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0.4	100	80
$G_{пред}, \text{кН}$	230	140	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	29,5	48,1	62,3
$G_2, \text{кН}$	156	219,9	150,1
$G_3, \text{кН}$	184	88	64
$G_{проект}, \text{кН}$	156	88	64

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		0-30	30-950	950-2570
Исходные данные				
V_л, м/с		3	2	1.8
D_д	м	0.3937	0.2699	0,1889
	мм	393,7	269,9	188,9
τ, мс		8	-	-
z		26	-	-
α		0.9	-	-
Результаты проектирования				
n₁, об/мин		145	142	182
n₂, об/мин		406	-	-
n₃, об/мин		681	-	-
n_{проект}, об/мин		145	142	160

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.

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		0-30	30-950	950-2570
Исходные данные				
D_д	м	-	0,2699	0,1889
	мм	-	269,9	188,9
G_{ос}, кН		-	110	60
Q, Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D_{зд}, мм		-	216	166
M_р, Н*м		-	3862,63	1641,2
M_о, Н*м		-	134,95	94,45
M_{уд}, Н*м/кН		-	33,8	24,2

Для интервала бурения 30-950 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 3,9 кН*м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-210.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки. [15]

Для интервала бурения 950-2570 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172/7/8.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород. [15]

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-210 7/8.49	300-950	235	9507	1825	48-145	190-360	12,5-21,5	48-226
ДГР172/7/8.56	950-2570	172	8.6	1189	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

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

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

- интервал бурения 0-30 м под направления
- бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 30-950 м под кондуктор
- полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 950-2570 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого 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 55,76 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 43,52 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 21,76 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

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

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2430-2540 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна: 2425 – 2545 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланированного интервала.

Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование керноприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80 мм, а также с использования керна приемных

стеклопластиковых труб и цангового кернорвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в 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
БИТ-188.9/80 В613 С9	188,9	80	3-150 (м)	12

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]

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-108 (м)	3-150 (м)	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

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

Интервал, м	Тип кернотборного снаряд	Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2425 – 2545	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 $\rho_{\text{н}} = 740 \text{ кг/м}^3$.

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 $H = 2570 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 800 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 190 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

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

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;

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

3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин. Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 1 и 2 [8].

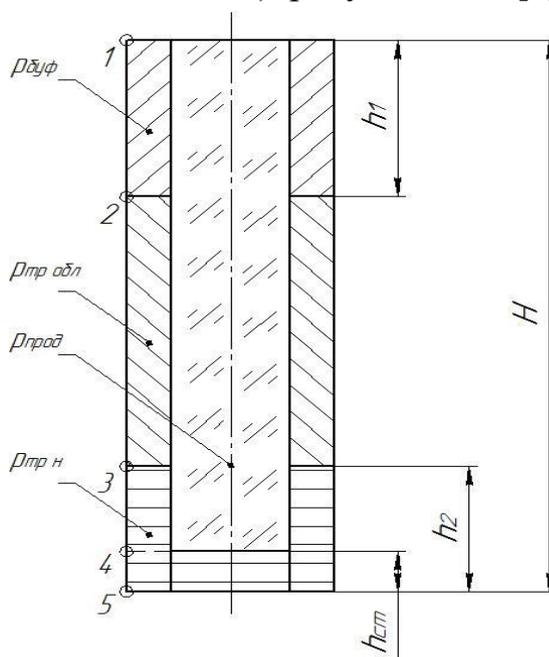


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

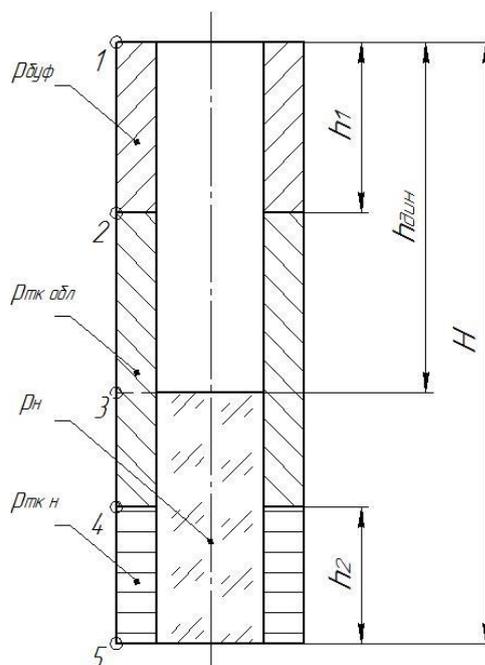


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 11. Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	800	0,4	2	800	8,4
3	2380	6,72	3	1713,3	17,99
4	2560	8,16	4	2380	20,057
5	2570	8,16	5	2570	21,216

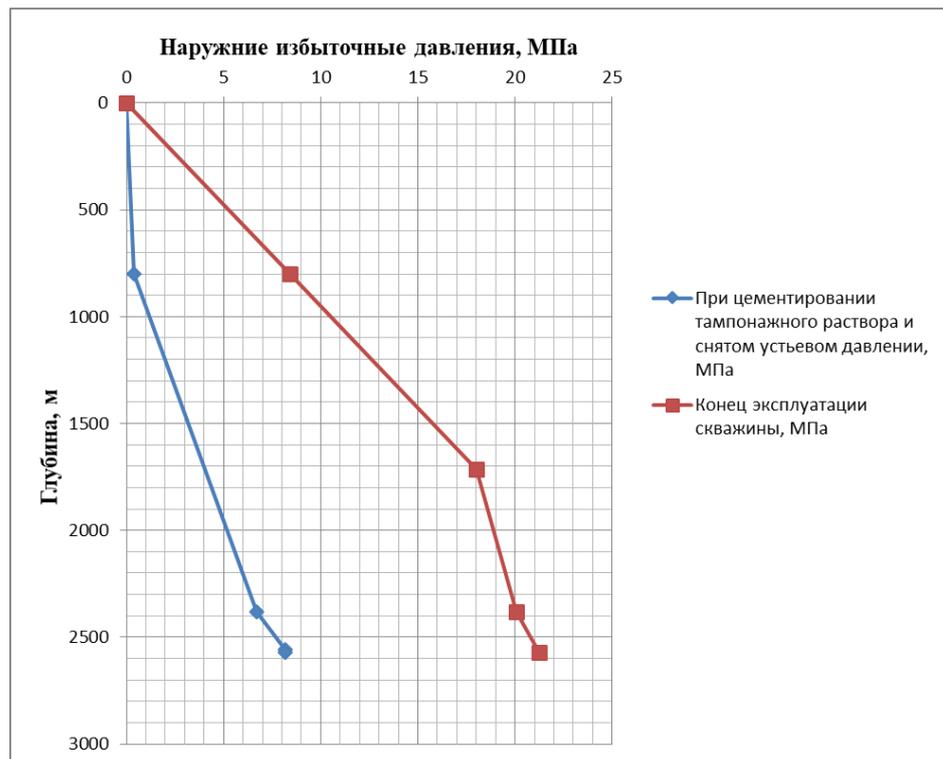


Рисунок 3. Эпюра наружных избыточных давлений

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 цементирующей головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 4.

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

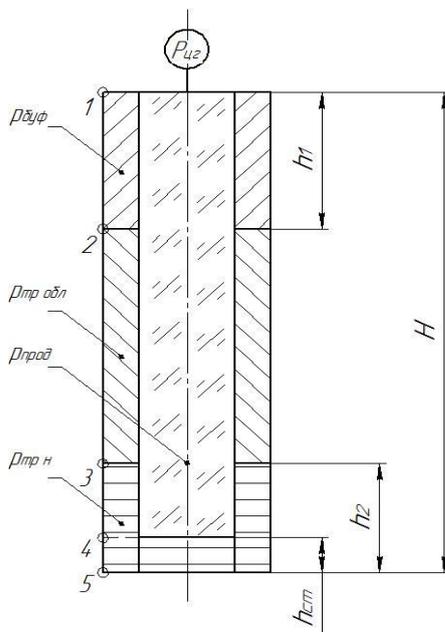


Рисунок 4. Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

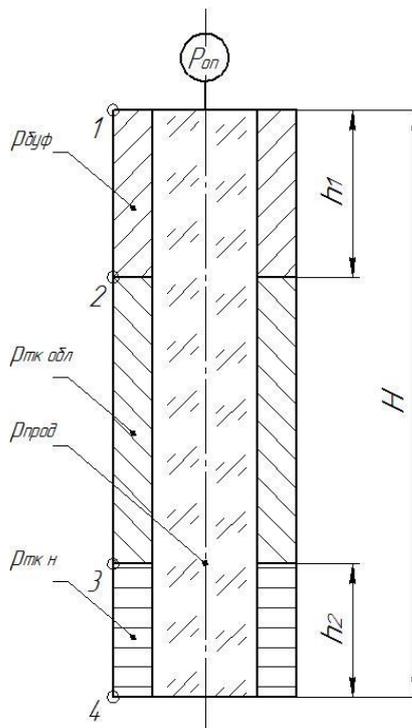


Рисунок 5. Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	17,1	1	0	12,5
2	800	16,7	2	800	12,1
3	2380	10,38	3	2380	11,31
4	2560	8,94	4	2570	10,645
5	2570	8,94			

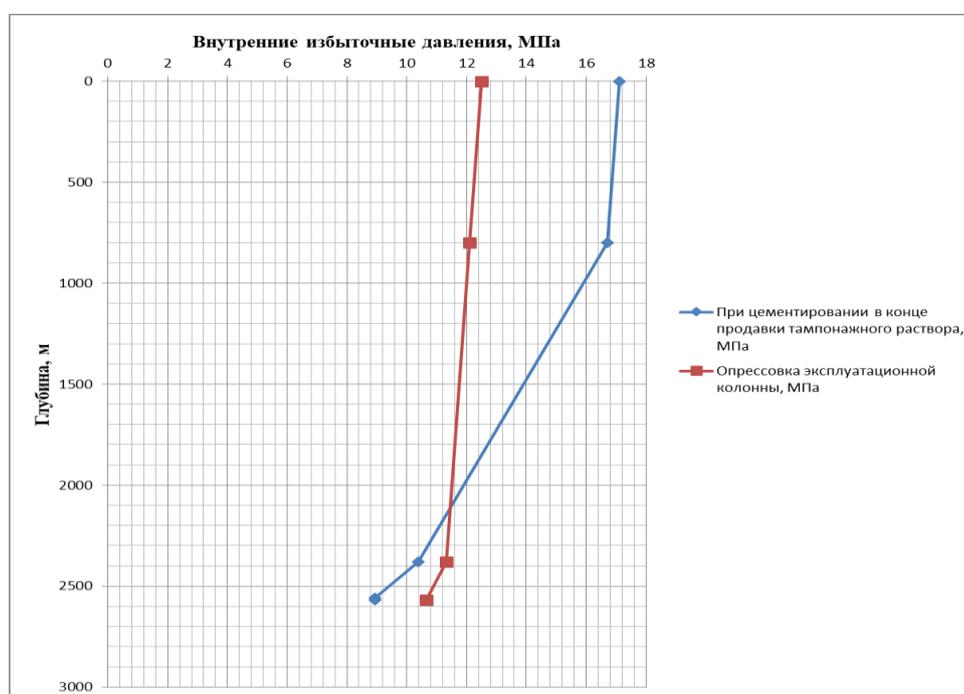


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимаются также тип обсадных труб и вид исполнения

категории «А». Для нефтяных скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТМ. [9]

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	7,7	190	0,251	47,69	539,91	2380-2570
2	Д	7,0	180	0,229	41,22		2200-2380
3	Д	6,2	2200	0,205	451		0-2200

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

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

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

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

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 47,88$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве:

$$P_{гд\ кп} = 0,184 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве:

$$P_{гс\ кп} = 33,29514 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$33,48 \text{ МПа} \leq 45,486 \text{ МПа,}$$

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		32,49
Объем буферной жидкости		19,44
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	35,33
	Тампонажный раствор нормальной плотности	3,60

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объём жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объём воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4.24	1050	19,44	МБП-СМ	296.8 / 12	-	-
	16.96			МБП-МВ	254.4 / 11	-	-
Обл.тамп. р-р	35,33	1400	35,33	НТФ	14.9 / 1	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	23.8/ 24
Тамп.р-р норм.плотн.	3,60	1800	3,60	НТФ	0.82 / 1	ПЦТ-II-100	2.5 / 3

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,

$$P_{цг} = 20,49 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,61 \text{ МПа}.$$

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
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

$$m = G_{сум} / G_{б}, \quad (9)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 2$ машины типа УС6-30Н(У);
2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС630Н(У).

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

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17. Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделител ьная продавочн ая	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D _{усл} =324мм	БКМ-324 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =219мм	БКМ-219 ОТТМ	ЦКОДМ - 219 ОТТМ	ПРП-Ц- 219	ЦЦ-219/270 (16)	ГЦУ-219
Экспл. колонна, D _{усл} =139,7мм	БКМ-140 ОТТМ	ЦКОДМ - 140 ОТТМ	ПРП-Ц- 140	ЦЦ-140\146 (52)	ГЦУ-140

2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор КПО-114 [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 110 м, глубина 2430-2540 м.

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

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

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

Обозначение перфоратора	КПО 114		
Вес ВВ одного заряда, г	30		
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм	114		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	145		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв/м	20		
Фазировка, град	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	1000	1200	260
Диаметр входного отверстия, мм	12	11	22,50
Глубина перфоканала по API-19B, мм	-	1215	285
Диаметр входного отверстия перфоканала по API-19B, мм	-	10,22	20,94
Длина секции, м	1-2		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

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

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ116

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

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

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

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС [14]. Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - 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 20

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, патрубок-нипель - 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 трубодержатель 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	

2.4.4.4 Скважинное оборудование для свабирования КС-62 [14]

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Состав оборудования сваби́рования и технические характеристики

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

2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия

:

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

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

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

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:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (13)$$

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

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

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

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
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 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИНЫ ПРИ ПОМОЩИ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОГО КОМПЛЕКСА

В нефтяной промышленности особое место отведено технологическим процессам. Цементирование (крепление) скважины является заключительным и одним из самых важных этапов строительства скважины.

Одним из возможных вариантов является цементирование с помощью цементировочного комплекса.

Цементировочный комплекс – буровое оборудование, предназначенное для нагнетания жидких сред при цементировании скважин, в процессе бурения, опрессовочных работах, капитальном ремонте скважин. Также используются для проведения других промывно – продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Цементировочный комплекс включает в себя насосную установку, смонтированную на автошасси и состоит из следующих элементов: монтажной рамы, трансмиссии, трехплунжерного насоса высокого давления, мерного бака, водоподающего насосного блока, манифольда, системы управления, вспомогательного трубопровода и электрооборудования.

Насос высокого давления имеет привод двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и коробку передач.

Варианты исполнения цементировочных комплексов

В настоящее время существуют несколько вариантов исполнения цементировочных комплексов:

- 1. Стационарные**
- 2. Мобильные**
- 3. Контейнерного типа**

Примером стационарного цементировочного комплекса является комплекс (ЦК) в эшелонном исполнении, рисунок 7. ЦК монтируется в эшелон установки для кустового бурения при строительстве скважин на нефть и газ на отдаленных

месторождениях. Данный комплекс позволяет производить приготовление раствора, хранения раствора, хранение сухого цемента и проводить все работы, связанные с цементированием скважин автономно, что позволит уменьшить количество обслуживающего персонала; парк специализированной техники и сократить время на проведение цементировочных работ.

Цементировочный комплекс состоит из следующих основных узлов: электрооборудование, трубопроводы, система вентиляции, емкость с лопастным перемешивателем, система обогрева, узлы для монтажа линии нагнетания, основание, УСО-20 с регулируемым электрическим приводом, укрытие цементировочного комплекса, емкость нагнетания цемента CUS-122, насосная установка Halko модели” Pump 2x3R”, склад цемента блочный СЦБ-93, смесительная емкость CBS-393, цементировочный агрегат CPS-361.



Рисунок 7 - Цементировочный комплекс в стационарного типа

Примером мобильного ЦК может служить УНБ2-600х70, рисунок 9.

Цементировочный комплекс УНБС2-600х70 смонтирован на шасси автомобиля повышенной проходимости IVECO 633903 (АМТ). Широкая функциональность установки УНБС2-600х70 позволяет при цементировании скважин заменить до 20 единиц спецтехники, сократить затраты на приобретение агрегатов, расходы на их содержание и эксплуатацию.

Наличие в составе комплекса двух насосов высокого давления дает возможность одновременно выполнять несколько операций по ремонту

скважин, а наличие тентового укрытия – производить работы в холодное время года.

Рациональная компоновка УНБ2-600х70 обеспечивает удобство обслуживания цементировочного комплекса. На рисунке 8 показаны основные рабочие характеристики данного комплекса:

Основные рабочие характеристики	
Габаритные размеры	12000×2550×4000 мм
Номинальная мощность палубного двигателя	2×325 кВт при 2100 об/мин
Масса установки, полная	30000 кг
Макс. давление	70 МПа
Плотность цементного раствора	1,0~2,6 г/см ³
Макс. подача насоса	3000 л/мин
Макс. производительность смешивания цементного раствора	2300 л/мин

Рисунок 8 - Основные рабочие характеристики ЦК УНБ2-600х70.



Рисунок 9 - ЦК УНБ2-600х70.

Цементировочный агрегат контейнерного типа GJQ45-21П, рисунок 11, оснащённый новейшей автоматической системой приготовления цементного раствора и контроля параметров пятого поколения, состоящий из насосного и смесительного блоков. На рисунке 10 показаны основные рабочие характеристики данного комплекса:

Основные рабочие характеристики	
Максимальное давление	43,4 МПа
Максимальная подача плунжерного насоса	2100 л/мин
Плотность цементного раствора	1,0~2,6 г/см ³
Макс. производительность смешивания цементного раствора	2300 л/мин
Масса смесительного блока, в транспортном состоянии не более	10000 кг
Масса насосного блока, в транспортном состоянии не более	10000 кг

Рисунок 10 - Основные рабочие характеристики ЦК GJQ45-21П.



Рисунок 11 - ЦК GJQ45-21П.

Для полноценной работы ЦК используется вспомогательная техника - мобильный склад цемента «ЦТ-40» (рисунок 12) предназначен для приема, хранения и разгрузки/погрузки цементной смеси, оснащённый беспылевой системой работы и автономной компрессорной установкой, либо комплекс мобильный «КМ-40» (рисунок 13) для приготовления, хранения и выдачи цементной смеси, оснащённый беспылевой системой работы и автономной компрессорной установкой.



Рисунок 12-Мобильный склад цемента ЦТ-40

Рисунок 13-Комплекс мобильный КМ-40

Схема обвязки цементировочного комплекса

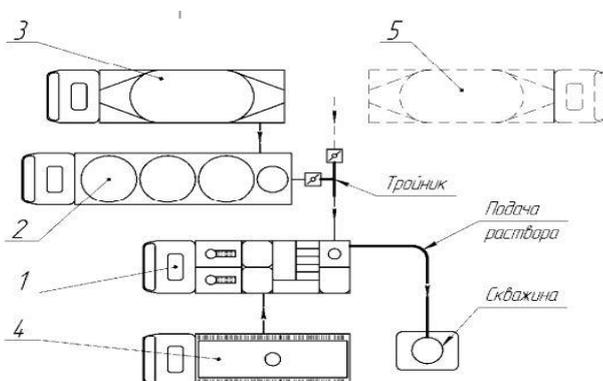


Рисунок 14 - Схема обвязки ЦК

- 1 – Цементировочный комплекс
- 2 – Мобильный склад цемента
- 3 – Автомобиль транспортировки цемента
- 4 - Автомобиль подачи воды
- 5 – Доп. Автомобиль транспортировки цемента

Экономическая эффективность

На рисунке 15 показано соотношение необходимой, для цементирования скважин, количество техники и людской силы.

Традиционный состав флота	Цементировочный комплекс Jereh+ПЗГТ
установка насосная / цементировочный агрегат (ЦА-320; АЦ-32; УНБ-125х32; УНБ-160х32; УНБ-160х40 и т.п.) 7 единиц / 14 человек	установка насосная с баком и смесителем 1 единица / 2 человека
установка смесительно-осреднительная (УСО-20; УСП-20 и т.п.) 1 единица / 1 человек	мобильный склад цемента 40 м.куб. 1 единица / 1 человек
установка контроля и управления цементирования (СКЦС; СКУПЦ и т.п.) 1 единица / 1 человек	мобильный склад цемента 25 м.куб. 2 единица / 2 человек
блок манифольдов (БМ; МБМ и т.п.) 1 единица / 2 человек	
установка смесительная (УС-6-30; СМ-16 и т.п.) 7 единиц / 7 человек	
инженер – 1 человек	инженер – 1 человек
ВСЕГО: 17 единиц техники / 26 человек	ВСЕГО: 4 единицы техники / 6 человек

Рисунок 15 - Экономическая эффективность

Из увиденного на рисунке 15 можно сделать вывод, о том, что эффективность использования ЦК преобладает над традиционным способом цементирования, с помощью большего числа техники и людей, как следствие экономией денежного ресурса на обслуживании техники и заработной плате.

Использование цементировочных комплексов во многом благоприятно влияет на процесс строительства скважин. Помимо экономической эффективности существенно облегчается процесс цементирования, без потери качества.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО "Томская нефть"

ООО «Томская нефть» ведет разработку десяти нефтяных месторождений (Столбовое, Федюшкинское, Грушевое, Дуклинское, Поселковое, Южно-Мыльджинское, Верхнесалатское, Соболиное, Гуларинское, Ясное) и одного газоконденсатного (Речное) на территории Томской области.

Предприятие было образовано в ноябре 2001 года. В 2004 году «Томская нефть» вошла в корпоративную структуру АО НК «РуссНефть». Интеграция в состав холдинга придавала динамику реализации масштабных производственных программ, направленных на вовлечение в разработку имеющихся запасов и увеличение объемов добычи нефти на томских месторождениях. ПАО НК "РуссНефть" относит разработку лицензионных участков томского региона к числу перспективных для компании проектов и планирует на их базе обеспечить устойчивый рост добычи.

В 2016 году «Томская нефть» добыла свыше 830 тыс. тонн нефти и более 86 млн м³ природного газа.

В 2018 году предприятие продолжало развивать и обустривать инженерную инфраструктуру месторождений ООО «Томская нефть». Были пробурены и введены в эксплуатацию наклонно-направленные скважины на Столбовом, Федюшкинском и Грушевом месторождениях. В рамках внедрения технологии горизонтального бурения с многостадийным ГРП на Столбовом месторождении введена в эксплуатацию скважина, на которой впервые был проведен 4-стадийный ГРП, её пусковой дебит составил 310 тонн в сутки. Был введен в эксплуатацию напорный нефтепровод " ДНС "Гуларинское"- УПН "Соболиное", кустовые площадки, автомобильные дороги и опорные базы промысла на разрабатываемых месторождениях. Также были проведены реконструкции пункта сбора нефти и газокompрессорной станции на Столбовом месторождении и завершены строительные-монтажные и пуско-наладочные

работы на объекте «Комплекс для подогрева нефти и утилизации отходов на ЦПС Верхнесалатского месторождения».

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по безопасности, заместитель директора по производству, заместитель директора по работе с персоналом и заместитель директора по общим вопросам.

Техническому директору подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ.

Также он курирует работу отдела главного механика, отдела главного энергетика, производственно-технического отдела бурения, производственно-технического отдела КРС и отдела компьютерных технологий.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ, а также лабораторию буровых и тампонажных растворов.

Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, который разделен на отдел бурения и отдел КРС, также в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Организационная структура управления ООО «Томская нефть» представлена в приложении И.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2570
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- <u>под кондуктор</u> и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 393.7 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 269.9 мм на глубину 950 м
- эксплуатационная	d 188.9 мм на глубину 2570 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	56
- в интервале 30-950м	44
- в интервале 950-2570м	22
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 133мм – 25м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-950 м	ДГР-210,7/8,49
- в интервале 950-2570 м	ДГР-165,7/8,49
- при отборе керна	СК-136/80 «ТРИАС
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-30 м	127'9,19
- в интервале 30-950 м	127'9,19
- в интервале 950-2570 м	127'9,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30 м	393,7GRD111
- в интервале 30-950м	PDC 269.9FD616CM
- в интервале 950-2570 м	PDC 188,9 B613HT
- в интервале 2425-2570 м	PDC 188,9/80 B613

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 (Томская область) представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,034	580
2	30	950	920	0,039	1660
3	950	2570	1620	0,061	1380

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

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

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 25.

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,034	1,02
920	0,039	35,88
1620	0,061	98,82
Итого		135,72

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 H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
30	500	0,06
920	1580	0,58
1620	1300	1,25
Итого на скважину		1,89

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (16)$$

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

Π – 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: $20 * 1 = 20$ мин, эксплуатационная колонна: $57 * 1 = 57$ 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 цементирования 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.

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

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления: $T_{\text{напр.}} = 0,04 * 2 + 5 = 5,08$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 38 * 2 + 5 = 81$ мин.

3. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{эксп.}} = 105 * 2 + 5 = 215$ мин

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

- Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 5,08 + 81 + 215 + 3 * (7 + 17 + 42) = 449,08 \text{ мин} = 8,32 \text{ ч.}$$

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 235,32 часов или 9,8 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$T_{\text{общ}} = 235,32 \times 0,066 = 15,531 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 235,32 + 15,531 + 25 = 275,851 \text{ ч} = 11,5 \text{ суток.}$$

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

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{\text{пр}}$, ч определяется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k, \quad (21)$$

где $T_{\text{н}}$, - 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	сут.
Бурение:			
Направление	1,37	1,48	0,06
Кондуктор	49,27	53,21	2,217
Эксплуатационная колонна	132,8	143,4	5,975
Крепление:			
направление	3,56	3,84	0,16
кондуктор	16,0	17,28	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35	1,46
Итого	235,4	254,21	10,952

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.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

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

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

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H * 720) / T_H, \quad (24)$$

Где, T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

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

Где, p - количество долот.

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.

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

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2570
Продолжительность бурения, сут.	10,952
Механическая скорость, м/ч	18,93
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7860,6
Проходка на долото, м	1359,8
Стоимость одного метра	44599,5

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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).

1.2 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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).

1. Производственная безопасность

1.1 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- 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).

1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:

- 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;

2. Экологическая безопасность:

- 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.

2. Экологическая безопасность:

- 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.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

- перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;
- выбор наиболее типичной ЧС;
- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;
- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях перечень возможных ЧС на объекте; выбор наиболее типичной ЧС:

- 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	20.02.2018
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Булычев Владимир Алексеевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

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

Таблица 29 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Лабораторный и камеральный(внутри помещения)			
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины; Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины	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] ГОСТ12.1.012-90 [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 не ограждённых 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.

3. 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]

4. 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 12.1.00491:

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 (Томская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой (32 недели в тундре, 21 неделя в лесостепи). Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -20° до -27°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на севере и до $-47^{\circ}\dots-51^{\circ}\text{C}$ на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться в Заполярье до 20°C , на остальной территории — до $25^{\circ}\dots35^{\circ}\text{C}$. Безморозный период длится от 50-60 дней на севере и до 127 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает с мая по октябрь 350-400 мм.

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

3. Превышение уровней шума

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

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения

(разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

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

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

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

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

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле и в августе.

Основное профилактическое мероприятие - противоэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в приложении М.

6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

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

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

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96, 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 цементнопесчаным 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 растительнопочвенный 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 (Томская 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 Томской 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

Таким образом, в процессе создания выпускной квалификационной работы на тему «Проектирование разведочной вертикальной скважины глубиной 2570 метров на нефтяном месторождении (Томская область)», главными показателями общей и геологической части является показанная в них информация об области проведения работ, в которой планируется строительство скважины, данные о геологическом строении и геологических условиях бурения, а так – же сведения о наличии и объеме нефти и газа.

Во второй - технологической части проекта, была выполнена работа по проектированию вертикальной скважины, с выполнением инженерно – технических расчетов по каждому этапу строительства скважины. В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы предприятия ООО «Томская нефть», проведен баланс рабочего времени, определена нормативная продолжительность строительства скважины. Были так – же разработаны вопросы о социальной ответственности, даны конкретные рекомендации по безопасности в рабочей зоне. Помимо основных расчетов был рассмотрен вопрос по цементированию скважин с помощью цементировочного комплекса. Все разрабатываемые вопросы имели одну цель – качественно и недорого построить скважину.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

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

<http://www.promperforator.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 14.03.2018 г.

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

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

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

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

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

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

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

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

21. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109с.

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

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое деление разреза.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	Индекс	
0	20	Четвертичные отложения	Q	1,2
20	210	Некрасовская свита	P _{g3} -Nnk	1,2
210	430	Чеганская свита	P _{g2} -P _{g3} cg	1,2
430	560	Люлинворская свита.	P _{g2} ll	1,2
560	610	Талицкая свита.	P _{g1} tl	1,2
610	780	Ганькинская свита.	K ₂ gn	1,2
780	840	Славгородская	K ₂ sl	1,4
840	910	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,4
910	920	Кузнецовская свита.	K ₂ kz	1,4
920	1710	Покурская свита.	K ₁₋₂ pk	1,4
1710	1766	Алымская свита.	K ₁ al	1,4
1766	2176	Вартовская свита.	K ₁ vr	1,4
2176	2350	Тарская свита	K ₁ tr	1,2
2350	2455	Баженовская свита	J ₃ bg	1,2
2455	2600	Васюганская свита	J ₃ vs	1,2

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно – растительный слой. Пески серые и тёмно – серые, буровато–серые мелкозернистые, полимиктовые, с прослоями глин и суглинков
Pg ₃ -N nk	20	210	Пески серые и желтовато – серые кварцевые, кварц – полевошпатовые. Глины серые, тонкослоистые, песчано – алевритистые.
Pg ₂ - Pg ₃ cg	210	430	Глины тёмно – тёмно серые, голубовато зелёные, с прослоями песков серых и светло – серых, кварцевых.
Pg ₂ ll	430	560	Глины желтовато – серые, разнозернистые, слабоуплотнённые с частыми прослоями серых глин песчано – алевролитовых с включениями древесных растительных остатков.
Pg ₁ tl	560	610	Глины тёмно – серые, до чёрных, вязкие, жирные, с прослоями песчаников мелкозернистых полевошпатово – кварцевых.
K ₂ gn	610	780	Глины серые, зеленовато – серые, песчано – алевритистые, известковистые, плотные с редкими прослоями песчаника, глинистого алевролита.
K ₂ sl	780	840	Глины тёмно – зелёные, серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков.
K ₂ ip	840	910	Глины серые.тёмно – серые, опоковидные, плотные, тёмно – серые, с линзами слабосцементированных песчаников и глинистых разнозернистых песков
K ₂ kz	910	920	Глины тёмно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плотные
K1-2 pk	920	1710	Чередования песчаников, глин, алевролитов, аргиллитоподобных глин, редко известняков с включениями мелких углефицированных растительных остатков.
K1 al	1710	1766	Аргиллиты серые, плотные; песчаники глинистые, серые, тёмно–серые, мелкосреднезернистые, кварц полевошпатные, нередко с тонкими прослоями и линзами аргиллитов и алевролитов.

Продолжение таблицы А.2

К1 vr	1766	2176	Чередования песчаников, аргиллитов и алевролитов
К1 tr	2176	2350	Песчаники серые, мелкозернистые, слюдистые, кварц – полевошпатные, от известковистых до известковых, среднекрепкие. Аргиллиты тёмно – серые, известковистые, массивные, средней крепости.
J3bg	2350	2455	Аргиллиты тёмно – серые до чёрных, участками алевролитистые, известковые крепкие; песчаники серые, светло – серые, мелко и среднезернистые,
J3vs	2455	2600	Переслаивание аргиллитов серых, тёмно – серых алевролитистых, косослоистых и кварц полевошпатовых и алевролитов серых.

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

Индекс стратиграфического разделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Солёность %	Твердость, кгс/мм ²	Сплошность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации
	от	до											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	20	пески	2,0	-	2500	5	0	0	-	2	10	мягкая
			глины	2,2	30	0	90	0		10	4	04	мягкая
Pg ₃ -Nnk	20	210	глины пески	2,22,0	30	0	90	0	0	25	4	04	мягкая
						1000	10	0		-	2	10	мягкая
Pg ₂ - Pg _{3cg}	210	430	глины пески	2,22,0	25	0	100	0	0	25	4	04	мягкая
						50	10	0		-	2	10	мягкая
Pg _{2ll}	430	560	глины пески	2,22,1	10	0	100	0		10	4	04	мягкая
					15	5	50	0		10	3	06	мягкая
Pg _{1tl}	560	610	глины алевролиты	2,22,1	25	0	95	0	0	25	4	04	мягкая
					15	10	50	0		10	3	06	мягкая

Продолжение таблицы 3.

K ₂ gn	610	780	глины алевролиты	2,22,2	20	0	90	10	0	30	4	04	мягкая	
					21	15	20	10		35		06	мягкая	
K ₂ sl	780	840	глины песчаники пески	2,22,1 2,0	20	0	95	3	0	30	4	04	мягкая	
					21	20	10	3		35		3	10	мягкая
						20	10	3		-		2	10	мягкая
K ₂ ip	840	910	глины пески	2,22,1	20	0	100	2	0	30	4	04	мягкая	
						50	5	2		35		10	мягкая	
K ₂ kz	910	920	глины	2,2	20	0	90	10	0	40	4	04	мягкая	
K ₁₋₂ pk	920	1710	песчаники глины алевролиты аргиллиты	2,12,3 2,2 2,3	25	500	10	5	0	100	4	10	средняя	
					15	0	95	3		50		4	04	средняя
					18	100	15	4		100		3	10	средняя
					13	0	95	3		80		3	06	средняя
K ₁ al	1710	1766	аргиллиты песчаники	2,42,2	12	0	97	3	0	100	3	06	средняя	
					24	300	5	3		150		3	10	средняя
K ₁ vr	1766	2176	песчаники алевролиты аргиллиты	2,22,3 2,4	22	200	15	2	0	150	3	10	средняя	
					16	100	15	2		140		4	10	средняя
					12	0	95	2		100		3	06	средняя

K _{1 tr}	2176	2350	песчаники аргиллиты	2,22,4	22 12	300 0	10 95	3 3	0	-	3	10 06	Средняя средняя
J _{1 bg}	2350	2455	аргиллиты песчаники	2,42,2	10 15	0 200	90 5	5 0	0	150 20	4 4	06 10	Средняя средняя
J _{1 vs}	2455	2600	аргиллиты алевролиты	2,42,3	5 15	0 10	95 10	0 0	0	20 25	4 3	04 03	твёрдая средняя

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

Индекс страти- графиче- ского подраз- дела	Интервал, м		Градиент								Темпе- ратура в конце интер- вала, °С
	от	до	Пластового давления, кгс/см ² на м		Порового давления, гс/см ² на м.		Гидроразр ыва пород, кгс/см ² на м		Горного давления, кгс/см ² на м		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,100	0,100	0,0	0,100	0,2	0,2	0,0	0,21	20
Pg ₃ -N nk	20	210	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,21	0,22	23
Pg ₂ - Pg ₃ cg	210	430	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg ₂ ll	430	560	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	23
Pg ₁ tl	560	610	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	31
K ₂ gn	610	780	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K ₂ sl	780	840	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	34
K ₂ ip	840	910	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K ₂ kz	910	920	0,100	0,100	0,100	0,100	0,2	0,2	0,22	0,22	37
K ₁₋₂ pk	920	1710	0,101	0,101	0,101	0,101	0,18	0,18	0,22	0,23	65
K ₁ al	1710	1766	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,24	0,22	68
K ₁ vr	1766	2176	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	84
K ₁ tr	2176	2350	0,102	0,102	0,102	0,102	0,18	0,18	0,23	0,23	86
J ₁ bg	2350	2455	0,102	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,23	86
J ₁ vs	2455	2600	0,102	0,102	0,102	0,102	0,17	0,17	0,23	0,24	87

Приложение Б

(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов , м ³ /м ³)	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
Ю ₁	2430	2540	поровый	0,74	100	30-40	
Водоносность							
К _{1-2рк}	920	1710	Поровый	1010	50-300	–	Относится, хлорнатриевый
К ₁	1746	1766	Поровый	1010	1-20	-	Относится, хлорнатриевый
К ₁	2250	2310	Поровый	1010	2,2-2,8	-	Относится, хлорнатриевый

Приложение В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
0	600	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт больше 20 % сверх гидростатического давления
0 780 2430	600 2150 2600	Осыпи и обвалы стенок скважины	Соблюдение технологии скорости бурения и СПО, проработка ствола скважины, промывка, увеличение плотности бурового раствора и снижение водоотдачи промывочной жидкости
920 1766	1766 2220	Водопроявление	Снижение противодавления на пласт до гидростатического, несоблюдение проектных параметров бурового раствора
2430	2440	Нефтепроявление	
0 780 2350	600 2166 2425	Прихватопасные зоны	Несоблюдение режима промывки, недостаточная очистка скважины от выбуренной породы. Несоблюдение параметров раствора. Оставление бурового инструмента без движения. Установления плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение параметров раствора (плотности, водоотдачи)

Приложение Г.1

(Обязательное)

Совмещенный график давлений

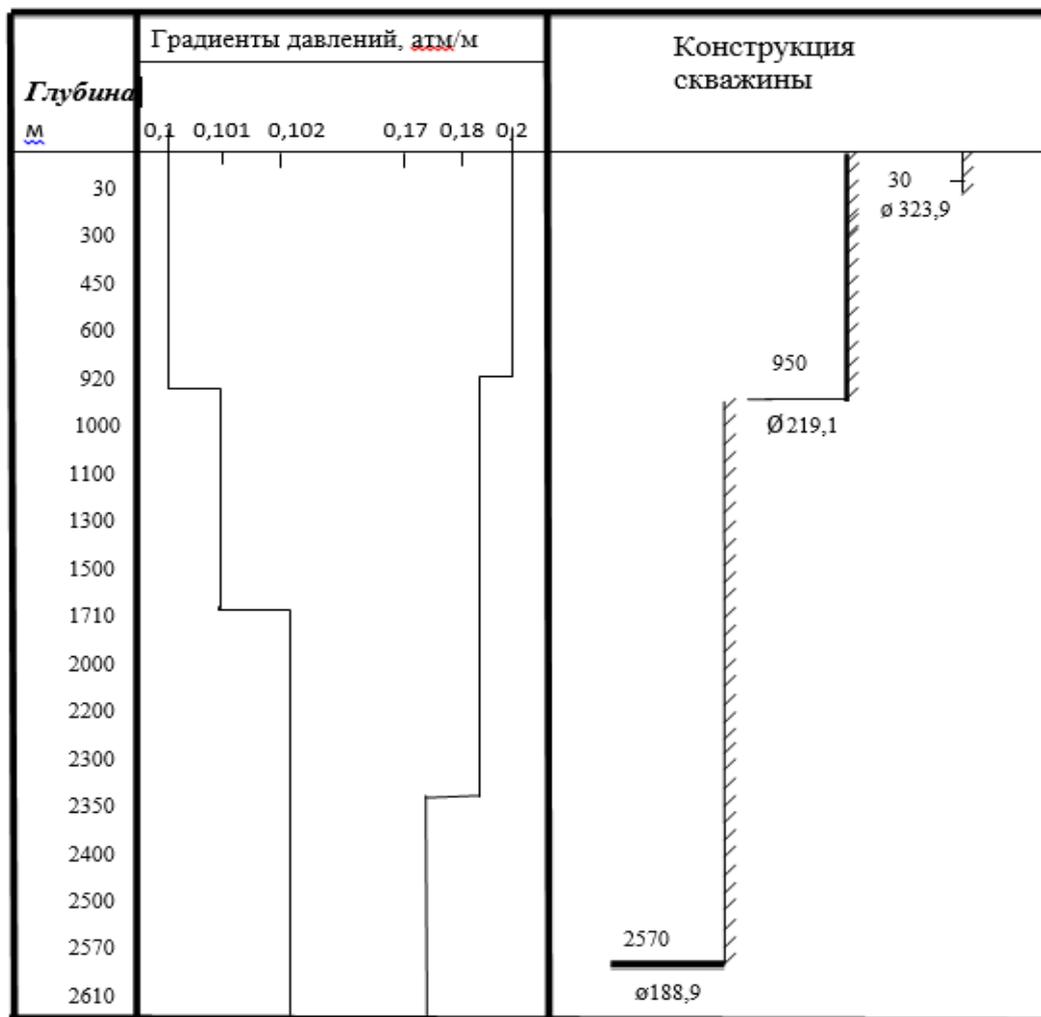


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2

(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

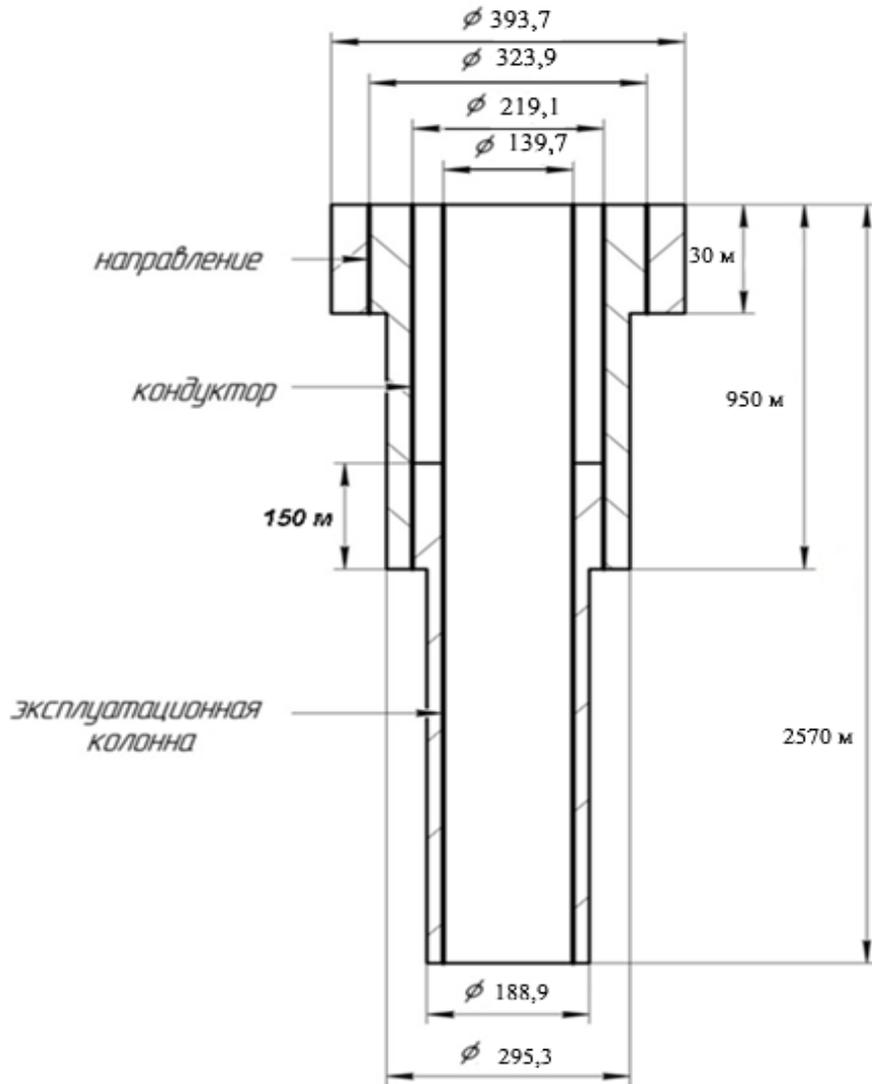


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1

(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-950	950-2570
Шифр долота		393.7GRD11 1	БИТ269.9В516Т В	БИТ188.9В613МТ ВХ
Тип долота		RC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,39	0,25
Масса, кг		180	70	45
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	8
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	180-200
	Предельная	160	200	200

Таблица Д.1.2 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-950	950-2570
Шифр калибратора		Без калибратора	К269.9МС-Н152/М152	К188.9СТ-Н152/М152
Тип калибратора		-	Со прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		-	269,3	188,9
Тип горных пород		-	М, М-С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	-	Н152/М152	Н117/М117
	API	-	-	-

Приложение Д.2

(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30м)

№	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 (0-30м)							
1	Долото 393,7GRD111	0,53	393,7	-	3-177	Ниппель	0.15
2	Переводник М 3-177/171	0,517	219	89	3-177	Муфта	0,26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 229х100 Д	12	219	112	3-171	Ниппель	0,36
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,46
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Муфта	0,6
					3-133	Ниппель	

Таблица Д.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-950м)

№	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 (30-950м)							
1	Долото 269.9FD616СМ	0,29	269,9	0			0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269,9 МС	1	178	70	3-152	Муфта	0,24
					3-152	Ниппель	
3	Двигатель ДГР- 210,7/8,49	9,5	210	-	3-152	Муфта	2,07
					3-152	Муфта	
4	Клапан обратный КО-210.00	0,6	203	67	3-152	Ниппель	2,17
					3-152	Муфта	
5	Переводник М147ХН152	0,52	197	101	3-152	Ниппель	2,26
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	60	178	80	3-147	Ниппель	11,6
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-152/117	0,54	178	89	3-147	Ниппель	11,7
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	-	3-133	Ниппель	39,87
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950-2570м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.в ес, т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (950-2570м)							
1	Долото PDC 188,9 В613НТ	0,25	188,9	0			0,045
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор КС 188,9 СТ	0,44	146	68	3-117	Муфта	0,087
					3-117	Ниппель	
3	Двигатель ДГР-165,7/8,49	8,6	166	-	3-117	Муфта	1,1
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-162	0,51	162	72	3-133	Ниппель	1,17
					3-133	Муфта	
5	Переводник М121хН133	0,4	163	80	3-133	Ниппель	1,2
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТ 146х68 Д	60	146	68	3-121	Ниппель	7,39
					3-121	Муфта	
7	Переводник М133хН121	0,5	146	58	3-121	Ниппель	7,45
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	-	3-133	Ниппель	87,67
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2425-2545м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьб а (низ)	Тип соединени я (низ)	Сум.вес, т
					Резьб а (верх)	Тип соединени я (верх)	
Отбор керна (2425-2545м)							
1	БИТ 188,9/80 В613 С9	0,25	188,9	-			0.012
					3-150	Муфта	
2	Керноотборный снаряд СК-136/80 «ТРИАС	18	136	80	3-150	Ниппель	41,4
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТ 133х64 Д	24	133	64	3-108	Ниппель	43,43
					3-108	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,4	163	80	3-108	Ниппель	43,47
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	-	3-133	Ниппель	123,8
					3-133	Муфта	

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	30	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2,0
Полимерглинистый	30	950	1,15	35	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	950	2330	1,07	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2330	2570	1,09	40	110	60	30-40	< 6	8	< 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	30	Техническая вода, Каустическая сода, Глинопопрошок, Целлотон-Ф
Полимерглинистый	30	950	Техническая вода, Глинопопрошок, Барит, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
Полимерглинистый	950	2330	Техническая вода, Каустическая сода, Глинопопрошок, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2330	2570	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 0-2570 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,2	4,46
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,36
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 3,11
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 12,93
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 16,55
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 6,46
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	950	920	295,3	305,3	1,2-1,4	80,14
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 8,40
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 54,34
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 164,27
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 231,61
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 6,46
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 225,14
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 82,14
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
950	2330	1380	188,9	198,9	1,4-1,2	82,76

Продолжение таблицы Д.3.3

Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,98$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 38,26$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 169,51$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 223,65$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 82,14$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{3'} = 141,51$
Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	ккавер п.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
2330	2570	240	188,9	198,9	1,2	37,57
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,36$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 5,80$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 79,14$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 87,50$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объемраствора к приготовлению:						$V_{4'} = 87,50$

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	16,07	1	120,20	5	336,03	13	472,3	19
Глинопопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратаотдачи	Мешок, 1000	2008,36	2	9616,31	10	8689,58	9	20314,3	21
Целлотон-Ф	Контроль поглощений	Мешок, 1000	803,34	1	14424,47	15			15227,8	16
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			120,20	5	124,14	5	244,3	10

Продолжение таблицы Д.3.4

ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25				120 2,04	48	1241, 37	50	2443, 4	98
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200						699,1	4	699,1	4
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25						405,7 6	17	405, 76	17
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000						5635, 50	6	5635 ,50	6
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25						2028, 78	3	2028 ,78	3
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200						2479, 62	13	2479 ,62	13
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						1690, 65	2	1690 ,65	2
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						2817, 75	3	2817 ,75	3
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000						2817, 75	3	2817 ,75	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деградации	Бочка 200						56,36	1	56,3 6	1
Пенегаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200						56,36	1	56,3 6	1

Приложение Д.4

(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

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

Интервал	0-30	30-950	950-2570
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2953	0,1889
K	0,3	0,5	0,4
K_к	1,2	1,38	1,1
V_{кр}, м/с	0,15	0,12	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042
d_{бг}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,203	0,235	0,166
d_{нмах}, м	0,0254	0,0127	0,0111
n	3	5	6
V_{кпмин}, м/с	0,5	0,5	0,5
V_{кпмах}, м/с	1,3	1,3	1,5
ρ_{см} – ρ_р, г/см³	20	20	20
ρ_р, г/см³	1121	1121	1211
ρ_п, г/см³	1070	1070	1070
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	36	34	11
Q₂, л/с	17	8	0,9
Q₃, л/с	147	66	13
Q₄, л/с	66	40	9
Q₅, л/с	44	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-950	950-2570
Исходные данные			
Q₁, л/с	36	34	11
Q₂, л/с	17	8	0,9
Q₃, л/с	147	66	13
Q₄, л/с	66	40	9
Q₅, л/с	44	37	39
Q₆, л/с	-	19-57	17-39
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	17-147	8-66	0,9-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора			

Продолжение таблицы Д.4.2

Q, л/с	64	40	17
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{гн}, л/с	-	57	38
ρ_г, кг/м³	-	1000	1000
ρ_{бр}, кг/м³	-	1150	1080
M_{гм}, Н*м	-	21500	15500
M_{гб}, Н*м	-	36000	13800

Таблица Д.4.3 - Гидравлические показатели промывки скважины

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 мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	100	27,88	55,76
30	950	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	150	280	1	100	21,76	43,52
950	2570	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	150	280	1	100	21,76	21,76
2425	2545	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	150	280	1	80	20,48	20,48

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	30	БУРЕНИЕ	71,7	60,1	0	1,5	0	10
30	950	БУРЕНИЕ	157,7	57,9	49,3	37,9	2,6	10
950	2570	БУРЕНИЕ	136,2	57,2	28,6	24,2	20,9	5,2
2425	2545	Отбор керна	113,4	50,7	0	27,5	30,6	4,7

Приложение Е.1

(Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

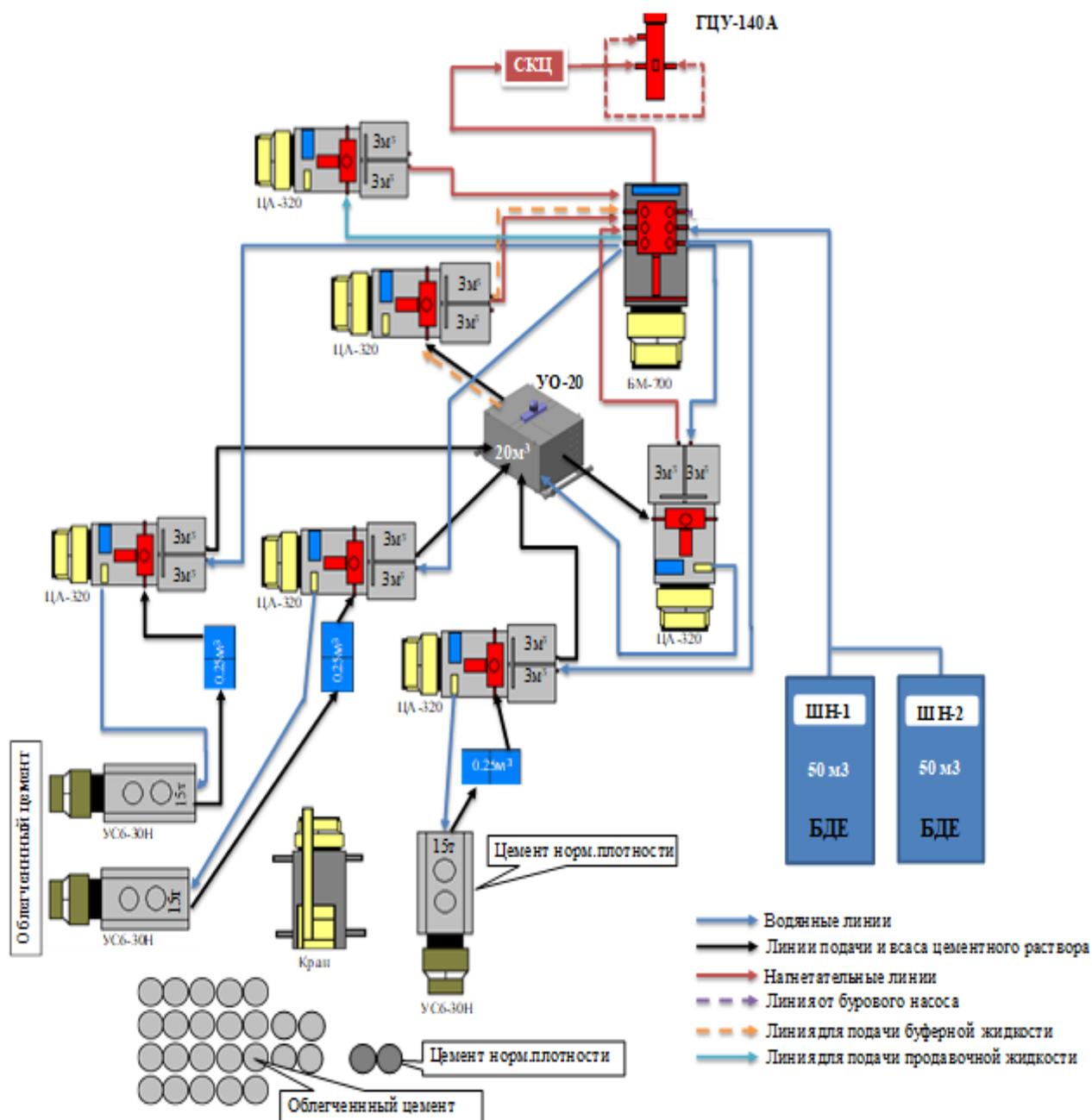


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение И

(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ОАО «Томская нефть»

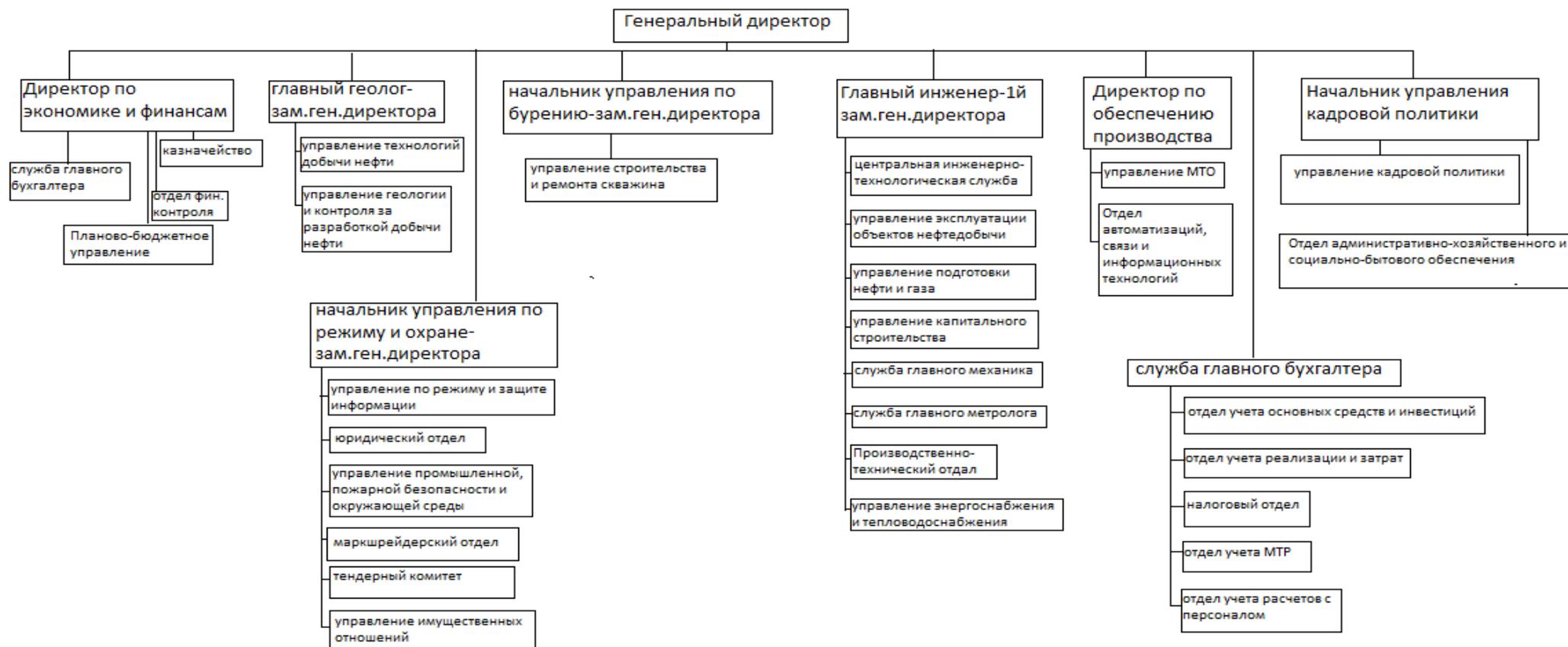


Рисунок И.1 – Организационная структура управления предприятия ОАО «Томская нефть»

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
I	0-30	393,7	500	11	24	0-30	0,0118	0,35
II	30-950	269,9	1580	12	32	30-100	0,0119	0,83
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0143	1,43
						300-400	0,0143	1,43
						400-500	0,0143	1,43
						500-600	0,0152	1,52
						600-700	0,0155	1,55
						700-800	0,0156	1,56
						800-900	0,0156	1,56
						900-950	0,0156	0,78
Итого								13,39
III	950-2570	188,9	1300	12	32	950-1000	0,0156	0,78
						1000-1100	0,0157	1,57
						1100-1200	0,0163	1,63
						1200-1300	0,0174	1,74
						1300-1400	0,0185	1,85
						1400-1500	0,0187	1,87
						1500-1600	0,0190	1,90
						1600-1700	0,0196	1,96
						1700-1800	0,0207	2,07
						1800-1900	0,0227	2,27
						1900-2000	0,0230	2,30
						2000-2100	0,0237	2,37
						2100-2200	0,0243	2,43
						2200-2300	0,0246	2,46
						2300-2400	0,0249	2,49
2400-2500	0,0252	2,52						
						2500-2570	0,0253	1,77
Итого								33,98
Итого								47,72

Приложение К.2

(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.2.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2860 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7GR D111	580	0,06	0-30	30	0,034	1.02	0,35	1,37
Бурение под кондуктор	PDC 269.9FD6 16CM	1660	0,58	30-950	920	0,039	35.88	13.39	49.27
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 188,9 B613HT	1380	1,25	950-2570	1620	0,061	98.82	33.98	132.8
Всего			1.89		2570		135.72		184.44
Крепление:									
- направления	-	-	-	-	-	-	-	-	3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4

Установка центраторов									
-направление			16						-
-кондуктор			52						0,27
- эксплуатационная ОЗЦ:				-					0,85
-направление									4,0
-кондуктора									10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м)	-	-	-						
-направление									1,84
-кондуктор									2,12
- эксплуатационной				20-30					
Промывка скважины (1 цикл)				940-950					
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
-хвостовик									
Спуск и подъем при ГИС	-	-	-	-	-	-	-	-	5,89
Геофизические работы	-	-	--	-	-	-	-	-	25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ	-	-	-	-	-		-	-	7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)	-	-	-	-	-	-	-	-	235,32
Ремонтные работы (6,6 %)	-	-	-	-	-	-	-	-	15,531
Общее время на скважину	-	-	-	-	-	-	-	-	568,5

Приложение Л

(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовитель ные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,06	8,3	2,217	306,36	5,975	825,6853
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,06	1,19	2,217	44,1	5,975	118,9025
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,06	1,66	2,217	61,34	5,975	165,3283
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,06	0,45	2,217	16,7	5,975	45,0515
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,06	15,17	2,217	560,6	5,975	1510,839
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,06	1,71	2,217	63,2	5,975	170,3473
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,06	0,41	2,217	15,4	5,975	41,52625
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,06	79,02	2,217	2919,789	5,975	7869,075
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	2,217	1891,74	5,975	5,098,40

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,06	0,967	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	2,217	546,98	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	5,975	2212,84
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,06	1,4	2,217	51,47	5,975	138,73
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,06	8,33	2,217	307,91	5,975	829,88
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,06	2,48	2,217	91,78	5,975	247,365
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,06	6,05	2,217	223,56	5,975	602,51
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,06	0,534	2,217	19,73	5,975	53,17
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,06	2,03	2,217	75,2	5,975	202,67
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,06	6,024	2,217	222,5	5,975	599,89
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,06	0,82	2,217	30,35	5,975	81,79
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-		
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	-	-
НТФ, т	916	-	-	-	-	-	-	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64
Барит, т	320	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		7749,71		2222,235		13294,47		16616,95	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7GRD111	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269.9FD616CM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B613HT	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512
Обратный клапан КОБ – 188	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5979,951		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	7749,71		2392,179		14042,353		22596,901		
Всего по сметному расчету, руб	46781,754								

Таблица Л.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,72	99,4968	1,46	201,7574
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,72	14,328	1,46	29,054
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,72	19,9224	1,46	40,3982
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,72	5,4288	1,46	11,0084
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,72	182,0592	1,46	369,1756
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,72	20,5272	1,46	41,6246
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,112	0,72	5,004	1,46	10,147
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,72	948,24	1,46	1922,82
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	218,88	0,72	984,96	1,46	1997,28
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	67,104	0,72	301,968	1,46	612,324
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	22,2224	0,72	100,0008	1,46	202,7794

Продолжение таблицы Л.2

Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	16,1344	0,72	72,6048	1,46	147,2264
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,424	0,72	6,408	1,46	12,994
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	16,064	0,72	72,288	1,46	146,584
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	27,0864	0,72	121,8888	1,46	247,1634
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,944	0,72	13,248	1,46	26,864
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,4272	0,72	24,4224	1,46	49,5232
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-
Башмак колонный БК-219, шт	65	-	-	1	65	-	-
Башмак колонный БК-140, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
Центратор ЦЦ-219/270, шт	25,4	-	-	3	76,2	-	-
Центратор ЦЦ-140/146, шт	18,7	-	-	-	-	8	149,6
ЦОКДМ-119, шт	125,6	1	125,6	-	-	-	-
ЦКОДМ-140, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
Продавочная пробка ПП-324, шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-140, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-145	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементирующая ГЦУ-324	4280	1	-	-	-	1	-
Головка цементирующая ГЦУ-219	3320	-	-	-	3320	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-140	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			970,6226		6831,495		9774,774

Продолжение таблицы Л.2

Затрат зависящие от объема работ								
	1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 324x9,5, мм	37,21	30	1116,3	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 219x8,9, мм	28,53	-	-	702	20028,06	-	-	-
Обсадные трубы 140x6,2 мм	19,96	-	-	-	-	1864	37205,44	
Обсадные трубы 140x7 мм	23,67	-	-	-	-	1247	29516,49	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Обсадные трубы 140x7,7 мм	26,41					190	5017,9	
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	32	-	-	-	-	50	1600	
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066	
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	

Продолжение таблицы Л.2

Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985		22742,0521		77279,25		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	101850,301						
Всего по сметному расчету, руб	102588,301						

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	46781,754
Крепление скважины	102588,301
Итого по главе 3	149370,05
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	16545,833
Итого по главе 5	16545,833

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829,1
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764,1
Итого по главам 1-6	407049
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1-6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66756,036
Итого по главе 7	66756,036
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	37904,4
Итого по главе 8	37904,4
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	23538,6
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	14839,57
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9210,77
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	243,3
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9	52726,24
Итого по главам 1-9	564435,6
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1128,9
Итого по главе 10	1128,9
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	28509,2
Итого по главе 12	28509,2
Итого по сводному сметному расчету	598693,2
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	122253151
НДС 18%	107764
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	122360916

Приложение М

(Обязательное)

Производственная безопасность

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

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500 . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300	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 500	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700	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