

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 2490 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
УДК622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Феоктистов Станислав Игоревич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Феоктистову Станиславу Игоревичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2018
--	------------

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 $Q = 140 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</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 1.1 Геологические условия бурения 1.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины 1.3 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p>

	<p>2.2.2 Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.3 Углубление скважины</p> <p>2.3.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.2.1 Выбор типа калибратора</p> <p>2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок</p> <p>2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны</p> <p>2.4.2.1 Обоснование способа цементирования</p> <p>2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкост</p> <p>2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора</p> <p>2.4.2.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5 Выбор буровой установки</p> <p>3 ГИБРИДНЫЕ ДОЛОТА</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Алексеев Николай Архипович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Гибридные долота	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2018 г.
--	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Башкиров Иван Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Феоктистов Станислав Игоревич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 с., 14 рис., 31 табл., 30 литературных источников, 15 прил.

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, глубина 2490, вертикальная скважина, закрытый забой, гибридное долото, месторождение, перфорация, интенсификация притока, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены современные тенденции гибридных долот.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2490 м.

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

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

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии:

т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. - внутренний и др.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
1.1 Геологические условия бурения	11
1.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	11
1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	13
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	13
2.2 Обоснование конструкции скважины	13
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	13
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	13
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	14
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	14
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	15
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	16
2.3 Углубление скважины	17
2.3.1 Выбор способа бурения	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	18
2.3.2.1 Выбор типа калибратора.....	18
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	20
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	21
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	22
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	22
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	23
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	24
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин.....	26
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	26
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок.....	26
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	26
2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений.....	29
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине.....	32
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	32
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования.....	32
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	33
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	33

2.4.2.4	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования.....	34
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	35
2.4.4	Проектирование процесса испытания и освоения скважины	36
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	36
2.4.4.2	Выбор пластоиспытателя.....	37
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования.....	38
2.5	Выбор буровой установки	40
3	ГИБРИДНЫЕ ДОЛОТА	42
3.1	Назначение и классификация буровых долот	42
3.2	Задача гибридных долот	43
3.3	Долота Кумера.....	44
3.4	Долота SteeringWheel.....	45
3.5	Долота Fusetek	47
4	ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	52
4.1.1	Основные направления деятельности нефтяной компании ООО«Газпромнефть-Восток»...52	
4.1.2	Организационная структура управления предприятием	53
4.1.3	График работы и обслуживающий персонал.....	54
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	54
4.2.1	Расчет нормативного времени на механическое бурение	55
4.2.2	Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	56
4.2.3	Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	58
4.2.4	Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	58
4.2.5	Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки.....	59
4.2.6	Расчет нормативного времени на геофизические работы	60
4.2.7	Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами ..60	
4.2.8	Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ.....	61
4.3	Сметная стоимость строительства скважины.....	61
4.3.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	61
4.4	Расчет технико-экономических показателей.....	62
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	65
5.1	Производственная безопасность.....	65
5.1.1	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	65
5.1.2	Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	71
5.2	Экологическая безопасность.....	74
5.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
5.4	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	78

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	81
Приложение А	84
Геологические условия бурения скважины	84
Приложение Б	91
Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	91
Приложение В	92
Возможные осложнения по разрезу скважины	92
Приложение Г.1	93
Совмещенный график давлений	93
Приложение Г.2	94
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	94
Приложение Д.1	95
Выбор породоразрушающего инструмента	95
Приложение Д.2	96
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	96
Приложение Д.3	99
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	99
Приложение Д.4	103
Гидравлическая программа промывки скважины	103
Приложение Е	105
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	105
Приложение И	106
Организационная структура управления предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»	106
Приложение К	107
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	107
Приложение Л	109
Сметная стоимость строительства скважины	109
Приложение М	118
Производственная безопасность	118
Приложение Н	119
Экологическая безопасность	119

ВВЕДЕНИЕ

Нефтегазовые ресурсы являются важнейшими источниками энергии для всего мира. Они используются в качестве сырья для изготовления различных продуктов, таких как: синтетические масла, пластик, полиэтилен, смазки и многое другое. На сегодняшний день невозможно представить жизнедеятельность человека с отсутствием этих ресурсов.

Главным этапом в процессе добычи полезных ископаемых является строительство скважины. От качества спроектированной скважины зависит и то, сколько в конечном итоге будет извлечено нефти или газа на поверхность. Во время бурения необходимо обеспечивать наиболее рациональное проектирование техники и технологии строительства скважины, качественное вскрытие продуктивного пласта и цементирование ствола скважины, отсутствие аварий и осложнений.

Первая в мире нефтяная скважина была пробурена в 1846 году в посёлке Биби-Эйбат, что не далеко от Баку, входивший тогда в Российскую империю. Это стало отправной точкой для развития нефтяной индустрии по всему миру. Сегодняшнее место Российской Федерации в нефтяном секторе мира достаточно солидно, Российские запасы нефти оцениваются в 13 процентов от мировых.

В данной работе представлено проектирование строительства разведочной скважины на нефть в Томской области включающий в себя технические решения для достижения высоких технико-экономических показателей, и выбор оборудования с целью обеспечения высокой продуктивности и долговечности скважины, а так же раздел социальной ответственности.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

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 0-2860 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 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины 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 2460-2465 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 130 м³/сут.

1.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтепроявления, представлены в приложении В.

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-735 м, 1555-2170 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 0-470 м, 735-1555 м, 1590-2450 м возможны поглощения бурового раствора, возникающие при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора;

- нефтепроявление в продуктивном интервале 2460-2465 м, возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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 скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

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

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

Совмещенный график давлений представлен в приложении Г.1.

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Во избежание размыва устья скважины и перекрытия рыхлых четвертичных отложений спуск направления проектируется на глубину четвертичных отложений 40+10 м.

2. Спуск кондуктора проектируется для перекрытия всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разрезана глубину 735+65 м, таким образом, предотвращая прихваты и разобщая водоносные горизонты.

3. Спуск эксплуатационной колонны производится до подошвы нефтяного пласта – 2465м, глубина зумпфа составляет 25 м

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

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Наименование обсадной колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	800	80
Эксплуатационная колонна	2490	2490

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

1. Направление: интервал цементирования 0-50 м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0-800 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 650-2490 м.

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

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

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

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 140 \text{ м}^3/\text{сутки}$ [3]:

$$D_{\text{эк.н}} = 146,1 \text{ мм.}$$

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 $D_{\text{эк.м}} = 166,1 \text{ мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

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

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 186,1 \text{ мм.}$$

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 $D_{\text{к.вн}}$ определяется по формуле [3]:

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

$$D_{\text{к.вн}} = 202,9 \text{ мм};$$

$$D_{\text{к.н}} = 219,1 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

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

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

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

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

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

$$D_{н.вн} = 279,9 \text{ мм};$$

$$D_{н.н} = 298,5 \text{ мм};$$

Расчетный диаметр долота:

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

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

Конструкция скважины представлена в приложении Г.2.

Данные расчета конструкции скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Конструкция скважины

Наименование обсадной колонны	Интервал установки по стволу, м		Интервал цементирования по стволу, м		Диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота, мм
	от	до	от	до		
Направление	0	50	0	50	146,1	188,9
Кондуктор	0	800	0	800	219,1	269,9
Эксплуатационная колонна	0	2490	650	2490	298,5	393,7

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

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

$$P_{му} = 28,17 - 23,2 = 4,97 \text{ МПа},$$

где $P_{пл} = 28,17 \text{ МПа}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

$\rho_n = 825 \text{ кг/м}^3$ - плотность нефти, кг/м³;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{кр} = 2460 \text{ м}$ - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: ОКК1-21-146х219.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющим градиент $\Delta p_{пл} = 0,102$ МПа/10 м: ОП5-230/80х35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

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

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

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-50	Направление	Роторный
50-800	Кондуктор	С применением ВЗД
800-2490	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота шарошечного типа 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 экономически не рентабельно [16].

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 269,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC [16].

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

2.3.2.1 Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота

по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя. [2]

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

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

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 800-2490 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопостями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен горными породами средней твердости [15].

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

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

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

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

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2490
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}$, кг/см²	1000	1000	4400
D_d, см	39,37	26,99	18,89
η	1	-	-
δ, см	1.5	-	-
q, кН/мм	10	100	300
$G_{пред}$, кН	230	140	100
Результаты проектирования			
G_1, кН	19,7	24	154
G_2, кН	39,4	27	56,7
G_3, кН	184	112	80
$G_{проект}$, кН	180	100-110	60-80

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

Таблица 5 - Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-800	800-2490
Исходные данные			
V_d, м/с	3,4	2	1,3
D_d	м	0.3937	0.2699
	мм	393,7	269,9
τ, мс	8	-	-
z	26	-	-
α	0,9	-	-
Результаты проектирования			
n_1, об/мин	165	141	131
n_2, об/мин	270	-	-
n_3, об/мин	634	-	-
$n_{проект}$, об/мин	165-250	145-180	130-165

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике,

обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [4].

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

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

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2490
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		-	948	3827
M_о, Н*м		-	135	94,45
M_{уд}, Н*м/кН		-	33,88	24,16

Для интервала бурения 50-800 м (интервал бурения под кондуктор) расчетное значение крутящего момента на долото составило 36 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 800-2490 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних и твердых горных пород. [15]

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-210.7/8.49	50-800	235	9507	1825	19-57	48-144	12,5-21,5	48-226
ДГР-165.7/8.49	800-2490	166	8652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

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

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

- интервал бурения 0-50 м под направления - бентонитовый буровой раствор;
- интервал бурения 50-800 м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор;
- интервал бурения 800-2360 м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор;
- интервал бурения 2360-2490 м под эксплуатационную колонну для первичного вскрытия продуктивного пласта - KCL/полимерный (биополимерный) буровой раствор.

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

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

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

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении Д.3

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 65 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 40 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 15л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

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

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2460-2465 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 2450-2475 м.

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

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

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

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

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21ST0-7Б	Масса, кг
БИТ-188.9/80 В613С9	188,9	80	3-150 (м)	12

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

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

Кернаприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина кернаприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-108 (м)	3-150 (н)	2030

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

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

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2450-2475	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 $\rho_{\text{прод}} = 1000$ кг/м³.

Плотность нефти $\rho_{\text{н}} = 825$ кг/м³.

Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}} = 1100$ кг/м³. Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000 [20].

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{трн}} = 1800$ кг/м³.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}} = 1400$ кг/м³.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2490$ м.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 650$ м.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 80$ м, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

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

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

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

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

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

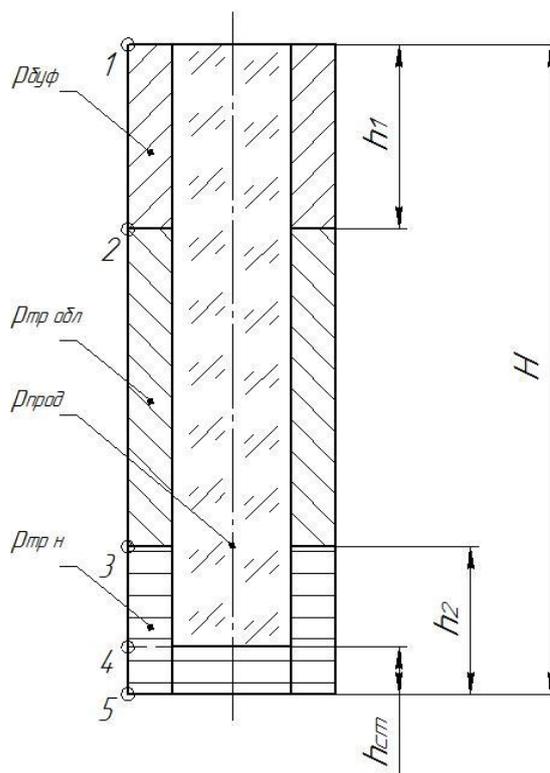


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

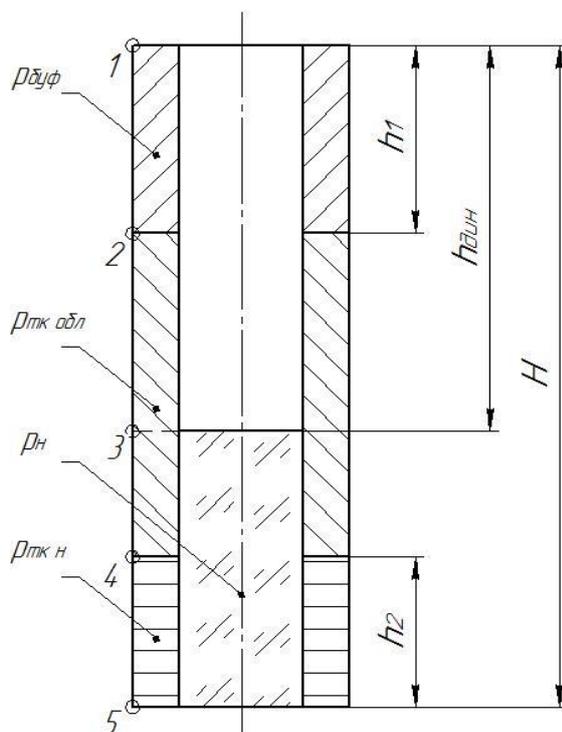


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	650	0,63	2	650	7,15
3	2410	7,53	3	1660	17,755
4	2480	8,09	4	2410	19,443
5	2480	8,09	5	2490	19,863

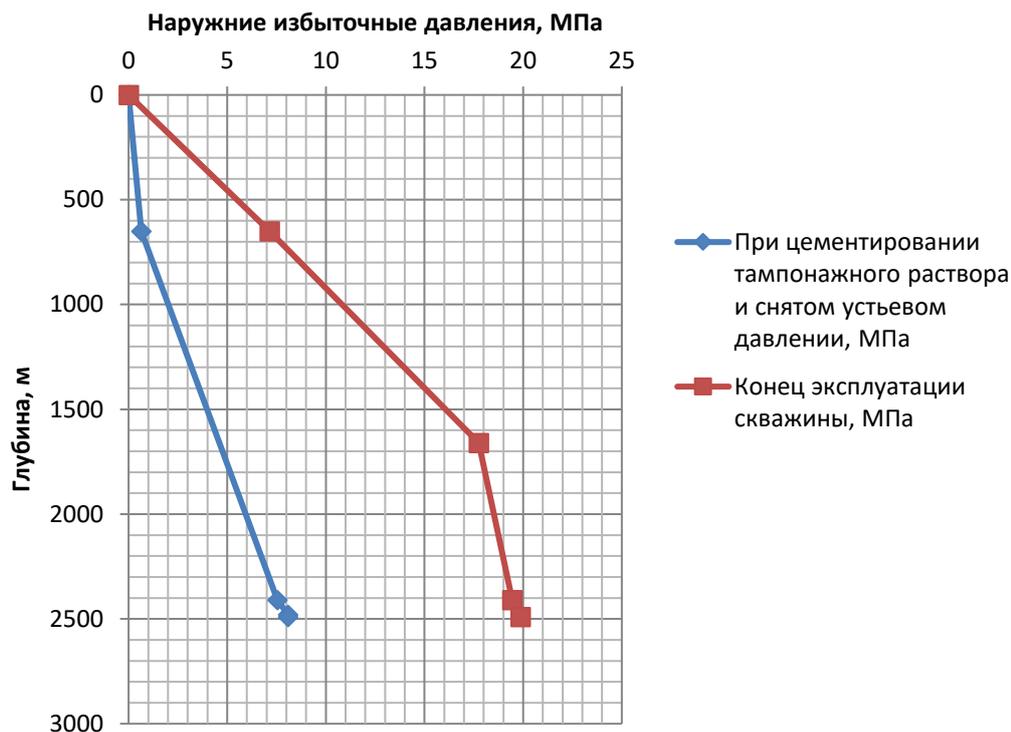


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

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].

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (6)$$

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

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

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

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

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

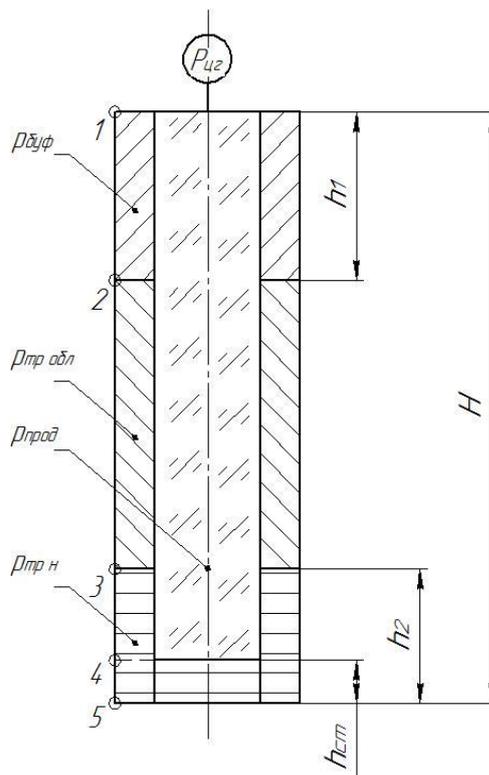


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

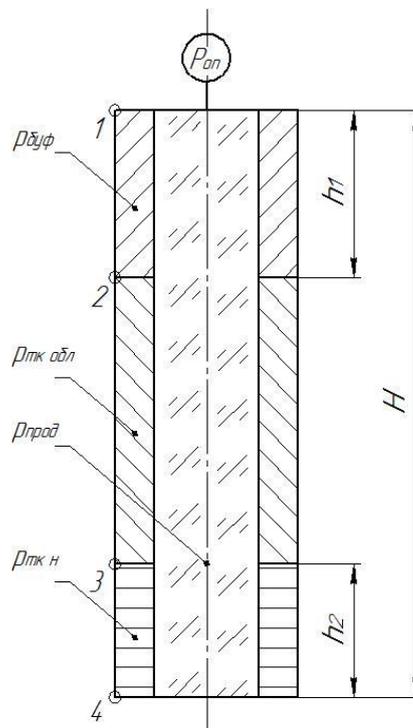


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

Таблица 12 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавкитампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление(МПа)
1	0	16,87	1	0	12,5
2	650	16,22	2	650	11,85
3	2410	9,22	3	2410	10,97
4	2480	8,62	4	2490	10,69
5	2490	8,62			

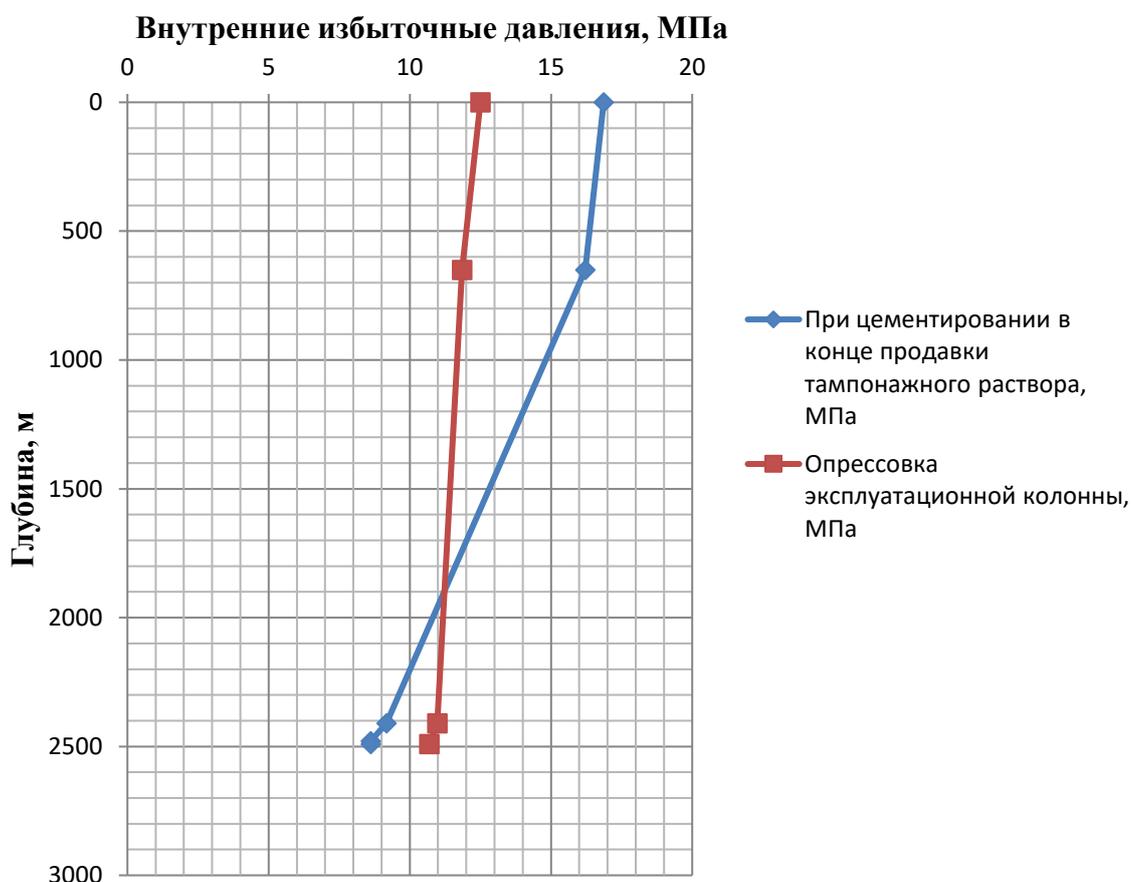


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине

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

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

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристика обсадных колонн

№ секции	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки
				1 м трубы	секции	суммарный	
1	Д	7,7	80	0,251	20	514,3	2490-2410
2	Д	7,0	10	0,229	2,9		2410-2400
3	Д	6,2	2400	0,205	492		0-2400

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле [10]:

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

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 32,6$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,14$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 45,68$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$39,3 \text{ МПа} \leq 47,9 \text{ МПа.}$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

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

Наименование жидкости	Расчётный объём, м³
Буферная жидкость	15,35
Облегченный тампонажный раствор	31,46
Тампонажный раствор нормальной плотности	1,36
Объём продавочной жидкости	31,57

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг) / количество мешков (шт.)	Наименование цемента	Масса цемента (т) / количество мешков (шт.)
Буферная	3,83	1100	15,35	МБП-СМ	268,6 / 11	-	-
	11,51			МБП-МВ	172,7 / 7	-	-
Облегченный тампонажный раствор	31,46	1400	21	НТФ	8.75 / 1	ПЦТ-Ш-Об(4)-100	34,20 / 35
Тампонажный раствор нормальной плотности	1.36	1800	0,8	НТФ	1.1 / 1	ПЦТ-П-150	3,15 / 4

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,

$$P_{цг} = 16,42 \text{ МПа};$$

$$20,53 \text{ МПа} \geq 16,42 \text{ МПа}.$$

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]:

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

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

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

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

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн [11]

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительна я продавочная	Центратор, (количество , шт)	Цементи- рующая головка
Направление, D _{усл} =298мм	БКМ- 299 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 А
Экспл. колонна, D _{усл} =146мм	БКМ- 146 ОТТМ	ЦКОДМ - 146 ОТТМ	ПРП-Ц-146	ЦЦ-146/191- 216 (50)	ГЦУ-146 А

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 ПКО 89-АТ [12]. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 5 м, глубина 2460-2465 м.

Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так и на НКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью, газоконденсатом или газом, рекомендуется к применению в обсадных трубах диаметром 140, 146 мм, представлен на рисунке 7



Рисунок 7 - ПКО 89-АТ

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения ПКО 89-АТ 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 ПКО 89-АТ

Технические характеристики ПКО89-АТ	
Наружный диаметр, мм	89
Фазировка, °	60
Плотность перфорации, отв./м	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5/130
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У 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. Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 168 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Состав ИПГ-95У представлен на рисунке 8, технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПГ-95У представлены в таблице 19.



- Рисунок 8 - состав ИПГ-95У: 1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У; 2. Приставка многоцикловая ПМ-95М; 3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95 4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95; 5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178); 6. Замок аварийный ЗА-95; 7. Фильтр Ф1-95; 8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95; 9. Патрубок приборный ПП-95; 10. Башмак Б-95; 11. Устройство уравнивающее УУ-95; 12. Переходник левый ПЛ-95 13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПГ-95У

Технические характеристики ИПГ-95У	
Наружный диаметр, мм	95
Диаметр проходного канала, мм	20
Объем тормозной камеры, см ³	600
Длина, мм	2263
Масса, кг	90
Максимальный перепад давления, МПа	35
Оптимальная сжим. нагрузка, кН	80-100
Рабочий ход, мм	150
Присоединительная резьба	3-76

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] предназначен для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КНОС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

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.	
Лубризатор 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.	

Продолжение таблицы 20

Кран шаровый КШН-73х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80х21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля.	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубков-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80 .	
Затвор шаровый ЗШ1 78х21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны 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. Скважинное оборудование для свабиворования КС-62 [14]

Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабиворования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Состав оборудования свабиворования и технические характеристики представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Состав оборудования свабиворования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10

Продолжение таблицы 21

Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекательсваба 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	170	5х6
Вес, тс	Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	97	2
Максимальный вес обсадной колонны	70	2,41
Вес колонны при ликвидации прихвата	111	1,53

3 ГИБРИДНЫЕ ДОЛОТА

3.1 Назначение и классификация буровых долот

Буровое долото – предназначено для механического разрушения горной породы, является главной частью бурильной колонны в процессе бурения скважины. По типу воздействия породоразрушающий инструмент разделяют на четыре основных класса вооружения: дробящего, режущего, скалывающего, или истирающего действия. По составу вооружения долота выделяют как подвижные шарошечные, так и неподвижные лопастные.

Первый тип представлен подвижными шарошками, на которых при помощи отдельных секций – цапфах, с помощью подшипников качения или скольжения, либо же их комбинаций, закрепляются чаще всего, три или четыре сферические или цилиндрические шарошки. Несмотря на весьма непростую конструктивную сборку, шарошечное долото - относительно недорогой и эффективный инструмент, является одним из самых широко используемых в бурении. Применяется для прохождения однородных пород любой твердости, с абразивным или неабразивным фактором и выбуривает скважину с номинальным диаметром, дробящим или дробяще-скалывающим действием.

Лопастное долото - по сравнению с шарошечным, имеет весьма простое строение, оно состоит из корпуса, где размещены твердосплавные лопасти, края которых вооружены специальными зубьями или резцами, что упрощает калибровку стенок ствола скважины и снижает износ инструмента, тем самым увеличивая срок службы. В подходящих критериях разбуривания мягких или рыхлых пород, категория лопастных долот может работать на высоких механических скоростях, показывая хорошие результаты.

Алмазное долото – состоит из поликристаллических алмазных резцов (PDC), которые способствуют разрушению слоев горной породы режущим воздействием. Оптимальными условиями для применения алмазных долот обозначаются породы твердые и средние, но зачастую такое вооружение применяют для прохождения через породы с разной степенью твердости. Высокий показатель эффективности зависит от качества и размеров

используемых алмазов. Однако, несмотря на высокие характеристики и достоинства, долота PDC имеют ряд весьма уязвимых недостатков. Так, если в процессе работы на пути встретится очень твердая порода, либо посторонний твердосплавный объект, возникнет серьезный риск скола резцов или выпадения их из корпуса, что впоследствии приведет к быстрому срабатыванию долота. Плохая промывка так же снижает эффективность работы, что приводит к преждевременному износу и крайне нежелательно из-за высокой стоимости инструмента.

3.2 Задача гибридных долот

Задачей гибридных долот является объединять и улучшать достоинства работы различных отдельных агрегатов при этом избавляясь от их недостатков, увеличивая срок службы и уменьшая энергозатраты.

Основные задачи:

- Повышение механической скорости проходки
- Предотвращение сильного износа
- Увеличение время работы
- Понижение вибраций
- Контроль за ориентировочными отклонениями

На выбор особого породоразрушающего инструмента отдельных критериев нет, поэтому создание вооружения может свободно производиться на основании:

- Необходимого диаметра
- Соответствие проектным параметрам
- Опыта сооружения скважин с аналогичными условиями
- Типу пород по твердости

3.3 Долота Кумера

Еще в 1930-х годах появились первые попытки производства гибридного бурового инструмента, однако успешно применить данную систему получилось только с использованием поликристаллических алмазов (PDC).

Гибридная буровая установка направлена на достижение максимальной эффективности в сложных буровых условиях. Одним из представителей гибридов является долото Кумера от компании BakerHughes, формируется на проверенной основе производства алмазных резцов PDC на лопастях и размещением шарошек в основе вооружения. Гибридное долото Кумера представлено на рисунке 9.



Рисунок 9 - гибридное долото Кумера

Долота PDC имеют высокую механическую скорость бурения, однако в более твердых породах не редко возникают повреждения резцов вследствие вибраций и высокого удельного момента. Шарошечные долота обладают немного лучшей проходкой, однако их скорость бурения в два раза уступает поликристаллическим алмазам. Комбинированное исполнение конических шарошек и резцов PDC в буровом инструменте Кумера позволило добиться повышенной производительности в скорости и проходке, по сравнению с отдельными показателями работы этих частей. Сравнение рейсовой проходки и механической скорости бурения долот представлено на рисунке 10.

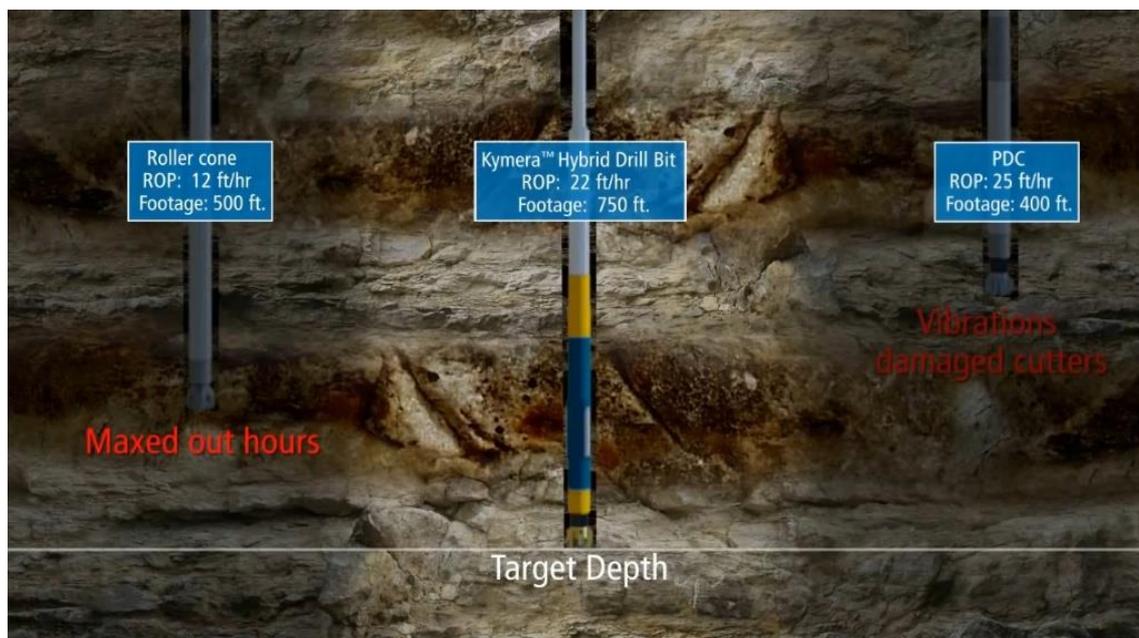


Рисунок 10 - Сравнение рейсовой проходки и механической скорости бурения

Данный инструмент, при помощи совместного использования дробяще-скалывающего эффекта от шарошек и алмазного резания, позволил преодолеть даже сложную сцементированную обломочную горную породу. Шарошки сглаживают возникающие крутильные колебания, а резцы PDC помогают избавиться от подсакивания долота и способствуют получению ровных стенок, тем самым поднимая ресурс долота до шести раз.

Таким образом гибридные долота Kymera предназначены для:

- бурения при помощи шарошечных долот ограниченных по механической скорости,
- бурения с резцами PDC ограниченных по высокому моменту и имеющим риск повреждения вооружения.

3.4 Долота SteeringWheel

В процессе работы на долото действуют различные силы возникающие на забое скважины. Стандартные породоразрушающие инструменты способствовали уменьшению влияния динамических характеристик при бурении, однако в ситуациях с высокими показателями ударных воздействий и вибраций обычных стабилизирующих характеристик было недостаточно.

Еще одним представителем гибридных долот является Steeringwheel разработанные компанией Reed-Hycalog. Представляет собой комбинацию лопастей с резцами PDC и непрерывным 360° калибрующим вооружением, однако в случае предупреждения возникновения сальника кольцо может прерываться, рисунок 11. Уникальный калибрующий дизайн обладает противовихревым действием, обеспечивает центровку и предотвращает боковые перемещения, тем самым снижает возможность появления вибраций и вероятность завихрений. Алмазные резцы в свою очередь позволяют сгладить контакт калибра с породой и получать ровные стенки скважины обеспечивая дальнейшую стабильность.



Рисунок 11 - SteeringWheel с непрерывным и прерывающимся кольцом

Испытания инструмента показали, что при таком исполнении появляются лишь незначительные показания вибрации либо же их нет вовсе. Круговой контракт калибра со стенками предотвращает боковые перемещения и обеспечивает центровку, что уменьшает вероятность возникновения колебаний из-за вращения долота и повышает срок его службы.

Так же долота Steeringwheel соответствуют критериям долот с малым коэффициентом удлинения, рисунок 12. Диаметр скважины, с использованием этого инструмента, выдерживается диаметром калибрующего вооружения. Сочетание незначительных показателей крутящего момента и удельное изменение этих величин, позволило достичь отличных показателей в управлении компоновкой при наклонно-направленном бурении.

Требованием к малому коэффициенту удлинения считается долото с отношением величины диаметра большим, чем его длина. Такое исполнение плоского профиля с коротким диаметром позволило легче осуществить контроль за отклонениями, набором и падением зенитного угла и поворота азимута.

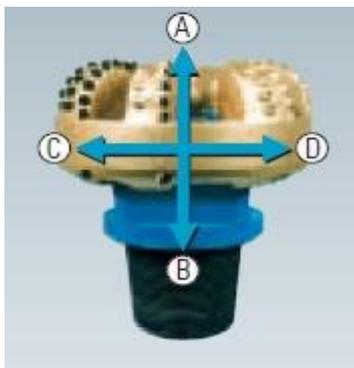


Рисунок 12 - долото с малым коэффициентом удлинения: $\frac{AB}{CD} < 1$

Таким образом Steeringwheel объединяет показатели равномерного крутящего момента шарошечных долот и высокую механическую скорость работы PDC и позволяет добиться лучших результатов в отношении наклонно-направленного бурения.

3.5 Долота Fusetek

Особая технология гибридного вооружения, используемая в алмазных долотах, состоит в покрытии секций долота вспомогательным импрегнированным слоем, в сочетании с первичным рядом из поликристаллических алмазов эти долота эффективно справляются даже с твердыми абразивными горными породами.

Импрегнированное вооружение представляет собой шлифовальные круги, где вся поверхность покрыта мелкими режущими элементами. В отличие от отдельно взятых резцов, существенными недостатками являются постепенное истирание, и как следствие, уменьшение режущего слоя, из-за чего срок службы такого долота напрямую зависит от толщины импрегнированного слоя. Так же в процессе бурения основная работа приходится на края лопастей,

что приводит к постепенному их округлению и таким образом, к снижению механической скорости.

Уникальный дизайн долот Fusetek, рисунок 13, представлен совместным использованием резцов PDC с вторичным импрегнированным слоем. Основной задачей гибридного вооружения является одновременное повышение стойкости резцов к скалыванию и абразивному износу.



Рисунок 13 - долото Fusetek

Истирающий импрегнированный слой, предохраняет поликристаллические алмазы от углубленного резания и берет на себя нагрузку на участках подвергнувшимся большому износу. Долота имеют отличную стойкость к ударным нагрузкам, отличаются повышенной стабильностью и высоким сроком службы даже в самых трудных буровых условиях. За счет ограничения проникновения резцов в породу, значительно уменьшаются показания крутящего момента, что сводит к минимуму риск возникновения прихватскольжения, а так же поперечных и крутильных вибраций.

Расположенный ниже вспомогательный слой, защищает основные резцы от сколов и других глубоких повреждений вследствие завихрений и подсакивания долота, поглощая внушительную часть ударных и осевых нагрузок.

Принцип работы гибридного вооружения представлен на рисунке 14.

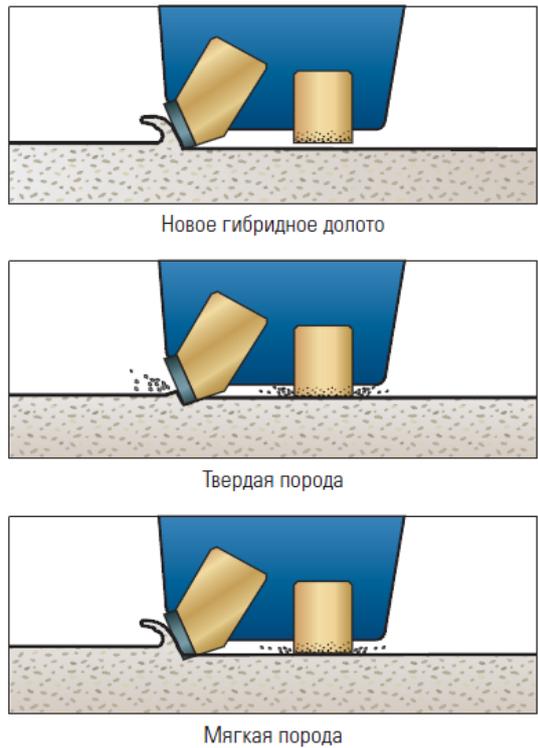


Рисунок 14 - Принцип работы гибридного вооружения

1. Пока долото не имеет сработанных участков, импрегнированные вставки не состыкуются с породой и долото продолжает бурить на высоких скоростях как стандартное PDC.

2. При бурении в твердых породах поликристаллические алмазные резцы постепенно изнашиваются и вторичное вооружение начинает брать на себя все больший коэффициент нагрузки, что снижает возможность скалывания алмазных резцов.

3. По возвращению в мягкие породы более производительные резцы PDC вновь берут на себя основную нагрузку и скорость резания остается высокой.

Вывод

Использование гибридных долот позволяет добиться лучших результатов в скорости и проходки на долото, а так же снизить риск повреждения рабочих элементов и выход их из строя в процессе бурения, что позволит избежать внеплановые спуско-подъемные операции связанные с заменой инструмента. Объединив достоинства работ отдельных агрегатов можно в несколько раз продлить срок службы породоразрушающего инструмента, а так же получить более ровный и качественный ствол, что позволит сократить экономические расходы и уменьшить общие энергозатраты для бурения скважины.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Феоктистову Станиславу Игоревичу

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	18.02.2018 г.
--	---------------

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	Феоктистов Станислав Игоревич		

4.ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1.1 Основные направления деятельности нефтяной компании

ООО«Газпромнефть-Восток»

ООО «Газпромнефть-Восток» - является дочерним предприятием ОАО «Газпромнефть» по добыче нефти и газа. Общество с ограниченной ответственностью « Газпромнефть - Восток» создано с первоначальным наименованием «Общество с ограниченной ответственностью «Сибнефть - Восток»» учреждено на основании решении учредителя от 31 августа 2005 г.

Учреждение последней редакции Устава Общества, с новым наименованием: Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть - Восток» произошло 23 мая 2007 г.

Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей, осуществление операторских услуг. Также предусматривает и другие виды деятельности, такие как: транспортирование по трубопроводам нефти, газа и нефтепродуктов, хранение и складирование нефти и продуктов ее переработки, геологоразведочные, геофизические и геохимические работы в области изучения недр и другие.

Разведочное бурение «Газпромнефть-Восток» работает на таких месторождениях как:

- Юго-Западная часть Крапивинского месторождения (Тарский район Омской области);
- Шингинское и Южно-Шингинское месторождения (Томская область);
- Урманское месторождение (Томская область);
- Арчинское месторождение (Томская область);
- Восточно-Мыгинское месторождение (Томская область)
- Южно-Табаганское месторождение (Томская область)
- Смоляное месторождение (Томская область)
- Кулгинское месторождение (Томская область)

- Солоновское месторождения (Томская область)
- Западно-Лугинецкое и Нижнелугинецкое месторождения (Томская область).

Общая численность работников предприятия – более 630 человек.

«Газпромнефть-Восток» на 100% принадлежит ПАО «Газпром нефть».

4.1.2 Организационная структура управления предприятием

Общее собрание участников - высший орган управления Общества. Перечень некоторых функций: определение основных направлений деятельности, утверждение годовых отчетов и годовых бухгалтерских балансов, принятие внутренних нормативных документов, назначение аудиторской проверки, утверждение аудитора, принятие решений о реорганизации и ликвидации, денежная оценка неденежных вкладов в Уставный капитал Общества.

Совет директоров Общества осуществляет общее руководство деятельностью Общества, а также контроль за исполнением решений, состоит из пяти человек. Некоторые функции: назначение, прекращение полномочий; определение оплаты труда Генерального директора Общества; решение вопросов, связанных с созывом и проведением Общих собраний Участников общества; рекомендации по определению размера оплаты услуг аудитора; создание филиалов и открытие представительств Общества. Срок полномочий Совета директоров - 1 год.

Генеральный директор назначается Советом директоров сроком на три года. Некоторые функции: организует выполнение решений Общего собрания участников, представляет интересы общества, утверждает штаты, издает приказы, распоряжения, утверждает инструкции, контролирует их исполнение, определяет структуру Общества, утверждает сметы расходов Общества, утверждает правила внутреннего распорядка и.

Организационная структура управления ООО «Газпромнефть-Восток» представлена в приложении И.

4.1.3 График работы и обслуживающий персонал

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 23:

Таблица 23 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	1
помощник бурового мастера	3
бурильщик 6 разряда	4
бурильщик 5 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	4
помощник бурильщика 4 разряда	4
электромонтёр 5 разряда	4
слесарь 5 разряда	2
лаборант	2

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 24.

Таблица 24 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины:	Нефтяная скважина (Томская область)
Проектная глубина, м:	2490
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	С применением ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр - 298,5 мм на глубину 50 м
- кондуктор	Диаметр - 219,1 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная	Диаметр - 146,1 мм на глубину 2490 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М

Продолжение таблицы 24

Оснастка талевой системы	5x6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	61
- в интервале 50-800м	59
- в интервале 800-2490м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 50-800м	УБТ 178x80 Д – 60 м
- в интервале 800-2490м	УБТ 146x68 Д – 60 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-800 м	ДГР-210.7/8.49
- в интервале 800-2490 м	ДГР-165.7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-50 м	ТБПК 127x10 Е
- в интервале 50-800 м	ТБПК 127x10 Е
- в интервале 800-2490 м	ТБПК 127x10 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	393,7 М-ГВУ-R277
- в интервале 50-800 м	PDC 269,9 B516TB
- в интервале 800-2490 м	PDC 188,9 B913HT

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 25.

Таблица 25 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,037	590
2	50	800	750	0,042	1670
3	800	2490	1690	0,064	1390

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

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

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

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,037	1,85
750	0,042	31,50
1690	0,064	108,16
Итого		141,51

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 27.

Таблица 27 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
50	590	0,08
750	1670	0,45
1690	1390	1,22
Итого на скважину		1,75

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;

- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

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

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на спускоподъемные операции и исходные данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 – 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
Направление	0-50	393,7	590	11	24	0-50	0,0121	0,605

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	50-800	269,9	1670	12	32	50-100	0,0122	0,61
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
Итого:								11,04
Эксплуатационная	800-2490	188,9	1390	12	32	800-900	0,0160	1,60
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,67
						1100-1200	0,0188	1,78
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,40
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
2300-2400	0,0256	2,56						
2400-2490	0,0258	2,322						
Итого:								36,562
Итого:								48,207

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин; эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

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

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

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

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

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

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

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

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

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

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

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

Норма времени для разбуривания цементной пробки по результатам расчета:

1. Для направления:

$$T_{\text{напр.}} = 0,67 \cdot 2 + 5 = 6,34 \text{ мин.};$$

2. Для кондуктора:

$$T_{\text{конд.}} = 40 \cdot 2 + 5 = 85 \text{ мин.}$$

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

– Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 6,75 + 69 + 211 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 484,75 \text{ мин} = 8,08 \text{ ч.}$$

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 189,36 часов или 7,89 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$189,36 \times 0,066 = 12,5 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$189,36 + 12,5 + 25 = 226,86 \text{ ч} = 9,45 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении (Томская область) представлена в приложении К.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,455	2,68	0,11
кондуктор	42,54	46,37	1,93
эксплуатационная колонна	144,4	157,36	6,56
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого:	241,33	263,05	10,96

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_R , м/ч:

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

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

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

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

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

где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

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

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2490
Продолжительность бурения, сут.	10,96
Механическая скорость, м/ч	18,6
Рейсовая скорость, м/ч	13,12
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7429
Проходка на долото, м	1422
Стоимость одного метра	58160

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б42Т	Феоктистову Станиславу Игоревичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологический проект на сооружение разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении (Томская область)
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения</p>	<p>Вредные факторы:</p> <p>1. Отклонения показателей микроклимата;</p> <p>2. Повышенный уровень электромагнитных излучений;</p> <p>3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;</p> <p>4. Превышение уровня шума;</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</p> <p>2. Электрический ток.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p>	<p>Источники выбросов в атмосферу;</p> <p>Образование сточных вод и отходов;</p> <p>Методы защиты атмосферы .</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>Вероятные чрезвычайные ситуации и меры по их предупреждению</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>	<p>1. Специальные правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б42Т	Феоктистов Станислав Игоревич		

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 31.

Таблица 31 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Вид работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003 – 2015)		Нормативные документы
Полевой этап			
Строительство скважины: Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	Вредные	Опасные	
	1. Превышение уровней шума;	1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола);	ГОСТ 12.2.003-91 [3] ГОСТ 12.2.062-81 [4] ГОСТ 12.3.009-76 [5] ГОСТ 12.4.011-89
	2. Тяжесть физического труда	относительно поверхности земли	ГОСТ 12.4.125-83 [6]
	3. Превышение уровней вибрации.	(пола);	ГОСТ 12.1.005-88 [7] ГОСТ 23407-78 [8]
	4. Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;	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]
	5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов;	ГОСТ 12.1.012-90 [14] ГОСТ 12.4.002-97 [15] ГОСТ 12.4.024-86 [16] ГОСТ 12.1.007-76 [17] ГОСТ 12.1.004-91 [18]
6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	4. Электрический ток; 5. Пожароопасность		

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

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

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

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. [21]

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

2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

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

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

- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;

- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23]

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

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

3. Пожаровзрывобезопасность

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

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

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

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

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

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

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

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.

3. Багры 3 шт.

4. Топоры 3 шт.

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

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

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

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

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

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.

2. Ведро пожарное 2 шт.

3. Багры 3 шт.

4. Топоры 3 шт.

5. Ломы 3 шт.

6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

4. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов

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

5. Электрический ток

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

Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

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

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

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности. [25]

Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты. Прежде всего, добиться прекращения действия тока на пострадавшего, для чего любым способом изолировать его от источника тока. Следует помнить, что электроток вызывает сокращение мышц пальцев, и пострадавший не может самостоятельно разжать их.

5.1.2 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровней вибрации

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

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

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

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

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

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;
- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [27]

2. Превышение уровней шума

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

Первоначально слово шум относилось исключительно к звуковым колебаниям, однако в современной науке оно было распространено и на другие виды колебаний (радио-, электричество).

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].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, следует конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

3. 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, дизельные электростанции, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, горюче-смазочных материалов, 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.

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 Н.

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

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

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

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

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительно-почвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация - 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 чрезвычайной ситуации - 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 техногенного характера:

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

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 1,3.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривалось проектирование на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 метров на нефтяном месторождении Томской области.

В работе представлено пять основных разделов: геологический, технологический, раздел гибридных долот, финансовый менеджмент и социальная ответственность при строительстве скважины. Материалами, представленными в геологическом разделе были: Геолого-технический наряд района, обзорная карта, параметры нефтеносности, геологические условия бурения, градиенты давления, а так же зоны возможных осложнений.

В технологической части проекта, опираясь на исходные данные, была выбрана вертикальная скважина с закрытым стволом. Принят ряд технических решений: спроектирована конструкция скважины, выбор долот под каждый интервал, компоновка низа бурильной колонны, выдвинуты решения по заканчиванию и способу цементирования скважины, выбрана буровая установка. В разделе гибридных долот была рассмотрена эффективность использования комбинированного вооружения пороразрушающего инструмента.

В разделе финансовый менеджмент были произведены общие расчеты сметной стоимости скважины, а так же среднюю стоимость одного метра бурения.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране труда и окружающей среды, технике безопасности при бурении, и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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. Басарьгин, 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. - Компания БВТ, 2018. URL: <http://www.bvt-s.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 каверзости пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов по подошве		Коэффициент каверзости
От (кровля)	До (подошва)	Название	индекс	угол	азимут	
1	2			град.	град.	
0	40	Четвертичные отложения	Q	-	-	1,3
40	190	Некрасовская серия	P _{3nk}	-	-	1,3
190	280	Чеганская свита	P _{3cg}	-	-	1,3
280	410	Люлинворская свита	P _{2ll}	-	-	1,3
410	470	Талицкая свита	P _{2tl}	-	-	1,3
470	570	Ганькинская свита	K _{2gn}	-	-	1,2
570	630	Славгородская свита	K _{2sl}	-	-	1,2
630	720	Ипатовская свита	K _{2ip}	-	-	1,2
720	735	Кузнецовская свита	K _{2kz}	-	-	1,2
735	1555	Покурская свита	K _{1-2pk}	-	-	1,2
1555	1615	Алымская свита	K _{1al}	1	-	1,2
1615	1990	Киялинская свита	K _{1kls}	1	-	1,2
1990	2170	Тарская свита	K _{1tr}	1	-	1,1
2170	2450	Куломзинская свита	K _{1klm}	1	-	1,1
2450	2460	Баженовская + георгиевская свиты	J _{3bg} +J _{3gr}	1	-	1,1
2460	2510	Васюганская свита	J _{2-3vs}	1	-	1,1

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	40	Пески, суглинки, глины	Почвенно-растительный слой, пески темно-серые, серые, мелкозернистые, реже – крупнозернистые, иногда глинистые, суглинки и глины буровато-серые, алевритистые с пропластками лигнита;
P _{3nk}	40	190	Пески, глины	Пески серые и светло-серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, иногда уплотненные, с подчиненными прослоями глин темно-серых, коричневатых-серых и бурых, песчаных, плотных и обильными растительными остатками и алевролитов;
P _{3cg}	190	280	Глины, пески, алевриты	Глины зеленовато-серые, голубовато-зеленые, плотные, жирные на ощупь, с гнездами и присыпками песчано-алевритистого материала, с пропластками и линзами светло-серых песков, разнозернистых, слюдистых;
P _{2ll}	280	410	Глины, алевриты, пески	Глины зеленовато-серые, светло-серые, опоковидные, местами переходящие в опоки, жирные на ощупь, с прослоями уплотненных песков и алевритов;
P _{2tl}	410	470	Глины	Глины темно-серые, буровато-серые; жирные, вязкие с присыпками алевритистого материала;
K _{2gn}	470	570	Глины	Преобладают сероцветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов;
K _{2sl}	570	630	Глины, алевролиты, песчаники, пески	Сероцветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песка;
K _{2ip}	630	720	Песчаники, алевролиты, глины	Представлена переслаиванием сероцветных песчаников, алевролитов и глин;

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K _{2kz}	720	735	Глины, алевролиты	Состоит из переслаивающихся алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков в кровле;
K1-2pk	735	1555	Песчаники, пески, алевролиты, глины	Сложена серыми песками и песчаниками с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов. Отмечены прослои глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля;
K1al	1555	1615	Глины, песчаники	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава
K1kls	1615	1990	Глины, пески, алевролиты, известняки, гравелиты	Представлена пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков. Выделяются песчаные пласты групп А и Б;
K1tr	1990	2170	Песчаники, алевролиты, аргелиты	Представлена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего пронцаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщиной тарской свиты;
K1klm	2170	2450	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, мергели, известняки	Представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита. Первый песчаный горизонт, залегающий в непосредственной близости от баженовской свиты и содержащий песчаные пласты Б16-20, получил название ачимовский пачки.
J3bg+J3gr	2450	2460	Аргиллиты	Представлена битуминозными плитчатыми аргиллитами;
J2-3vs	2460	2510	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Переслаивание песчаников светло-серых, мелко-среднезернистых, алевролитов светло-серых песчаных, аргиллитов темно-серых, плитчатых, алевритистых.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	40	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	2	4	мягкая
			Пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	1	10	мягкая
P _{3nk}	40	190	Пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
P _{3cg}	190	280	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Пески	1,9	30	1000	10	0	0	1	10	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
P _{2ll}	280	410	Глины	2,1	30	0	95	0	10	2	4	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
			Пески	1,9	30	1000	20	0	0	1	10	мягкая
P _{2tl}	410	470	Глины	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
K2gn	470	570	Глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K2sl	570	630	Глины	2,1	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
			Алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
			Пески	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	3	40	мягкая
K2ip	630	720	Песчаники	2,2	30	0	100	0	10	3	4	мягкая
			Алевриты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	мягкая
			Глины	2,2	25	0	100	0	10	3	4	мягкая
K2kz	720	735	Глины	2,2	25	0	100	5	10	3	4	мягкая
			Алевролиты	2,2	30	20	10	0	10	3	10	мягкая
K1-2pk	735	1555	Глины	2,2	25	0	100	0	10	3	4	средняя
			Пески	2,2	25	2500	20	3	20	5	10	средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			Песчаники	2,1	22	50-300	20	3	30	2	10	средняя
K1al	1555	1615	Песчаники	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			Глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	средняя
K1kls	1615	1990	Алевролиты	2,0	10	10	20	3	10	1	10	средняя
			Глины	2,4	2	0	100	3	-	1	4	средняя
			Пески	2,2	16-22	20-900	20	5	20	3,5	10	средняя
			Известняки	2,4	5	0	90	10	150	4	4	средняя
			Гравелиты	2,3	15	10	10-30	5	25	3	6	средняя
K1tr	1990	2170	Песчаники	2,3	22	1-102	20	5	40	3	10	средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K1km	2170	2450	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			Песчаники	2,3	22	1-1020	20	5	40	3	10	Средняя
			Известняки	2,4	5	0	90	10	150	4	4	крепкие
			Мергели	2,4	5	0	90	10	150	4	4	крепкие
			Алевролиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
J3bg+J3gr	2450	2460	Аргиллиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
J2-3vs	2460	2510	Песчаники	2,3	15	60-270	20	0	65	3	10	средняя
			Алевролиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			Аргиллиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые

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

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Градиент давления						Температура в конце интервала
			Пластового		Гидро- разрыва		Горного		
			кгс/см ² на м						
	от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	40	0,100	0,100	0,200	0,200	0	0,22	15
P _{3nk}	40	190	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
P _{3cg}	190	280	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
P _{2ll}	280	410	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
P _{2tl}	410	470	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
K _{2gn}	470	570	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
K _{2sl}	570	630	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
K _{2ip}	630	720	0,100	0,100	0,180	0,180	0,22	0,22	22
K _{2kz}	720	735	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	30
K _{1-2pk}	735	1555	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	35
K _{1al}	1555	1615	0,100	0,100	0,180	0,180	0,23	0,23	57
K _{1kls}	1615	1990	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	59
K _{1tr}	1990	2170	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	74
K _{1klm}	2170	2450	0,101	0,101	0,170	0,170	0,23	0,23	80
J _{3bg} +J _{3gr}	2450	2460	0,102	0,102	0,150	0,150	0,23	0,23	86
J _{2-3vs}	2460	2510	0,102	0,102	0,150	0,150	0,24	0,24	86

Приложение Б
(Обязательное)

Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица Б.1 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
От	до			
0	190	Поровый	1,00	до 30
1615	2450	Поровый	1,007	55
2475	2510	Поровый	1,036	до 30
Нефтеносность				
2460	2465	Поровый	0,825	140

Приложение В
(Обязательное)

Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица В.1 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервал, м		Возможные осложнения
от	до	
0	470	Поглощения бурового раствора
735	1555	
1590	2450	
0	735	Осыпи и обвалы стенок скважины
1555	2170	
2460	2465	Нефтепроявления

Приложение Г.1
(Обязательное)

Совмещенный график давлений

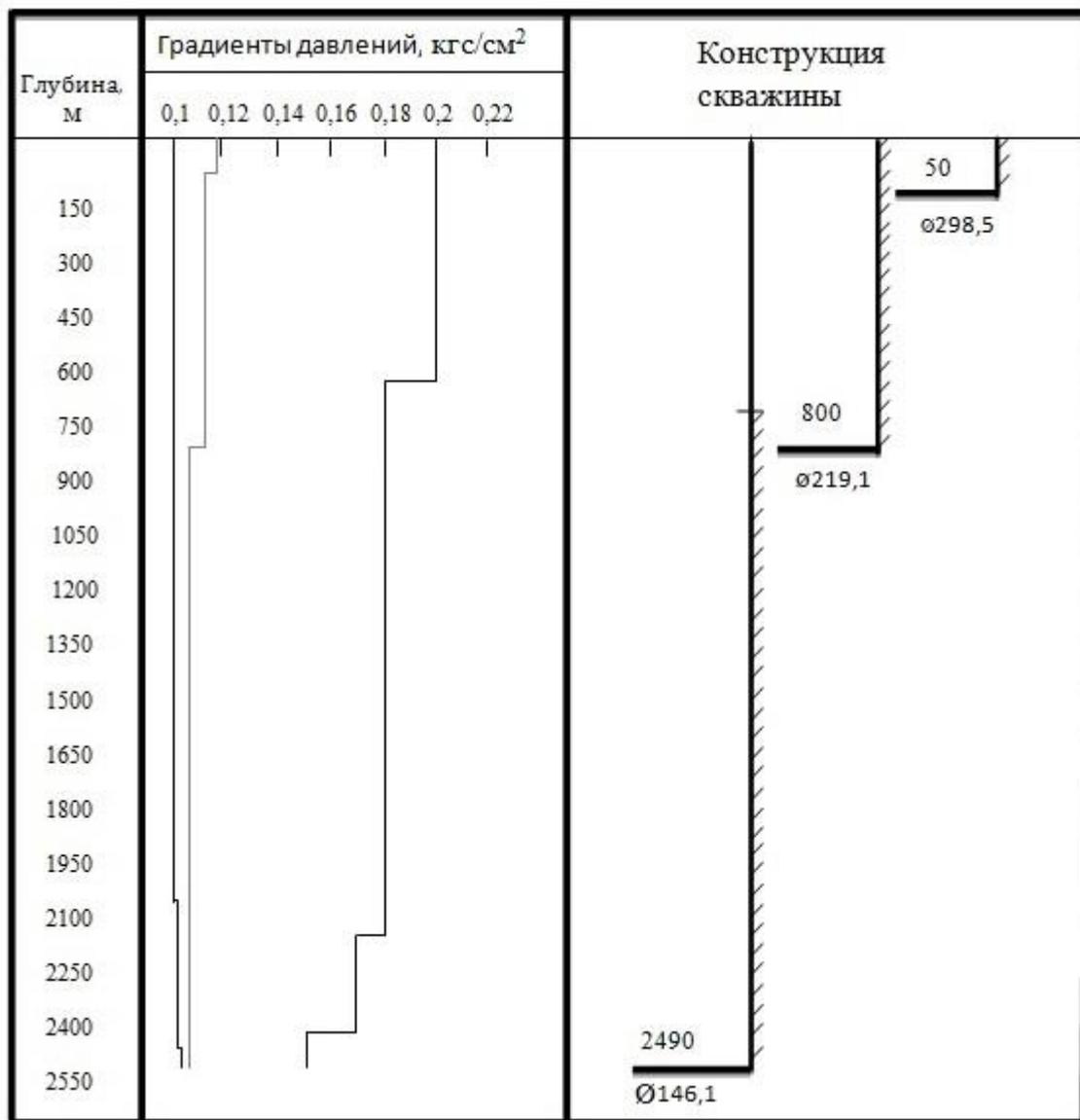


Рисунок Г.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Г.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

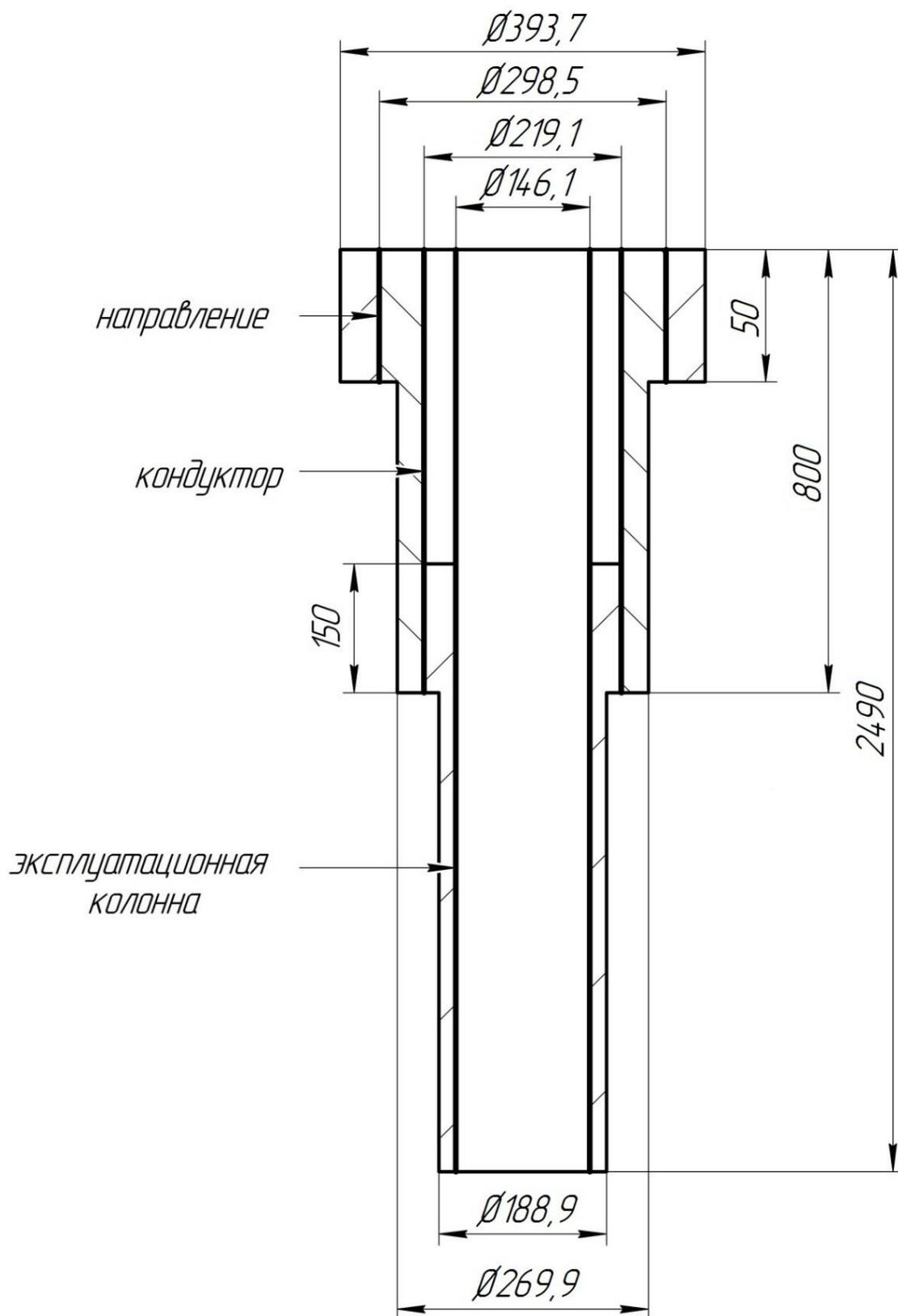


Рисунок Г.2 - Конструкция скважины

Приложение Д.1
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Д.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2490
Шифр долота		393,7 М-ГВУ-R277	БИТ269,9 B516TB	БИТ188,9 B913HT
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	269,9	188,9
Тип горных пород		М	М, М-С	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171	3-152	3-117
	API	7-5/8" Reg	6-5/8" Reg	4-1/2 Reg
Длина, м		0,4	0,29	0,25
Масса, кг		160	70	50
G, тс	Рекомендуемая	18	11	6
	Предельная	23	14	10
n, об/мин	Рекомендуемая	145-160	145-180	60-250
	Предельная	160	180	250

Таблица Д.1.2 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-800	800-2490
Шифр калибратора		Без калибратора	K269,9МС- H152/M152	K188,9СТ- H152/M152
Тип калибратора		-	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями
Диаметр калибратора, мм		-	269,9	188,9
Тип горных пород		-	М, С	С, Т
Присоединительная резьба, ГОСТ		-	H152/M152	H117/M117

Приложение Д.2
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.2.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-50м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	Долото 393,7 М-ГВУ-R277	0,40	393,7	-	3-171	Ниппель	0,16
2	УБТ УБТ 203x100 Д	12	203	100	3-171	Ниппель	2,3 (2,46)
					3-171	Муфта	
3	Переводник П 3-171/147	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,1 (2,56)
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	1,87 (4,43)
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,08 (4,51)
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	0,79 (5,3)
					3-133	Муфта	

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-800м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Долото PDC 269,9 B516ТВ	0,29	269,9	-	-	-	0,07
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 269,9 МС	1,0	178	70	3-152	Муфта	0,18 (0,25)
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДГР-210.7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,82 (2,07)
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Клапан обратный КО-210	0,63	203	67	3-152	Ниппель	0,1 (2,17)
					3-152	Муфта	
5	Переводник П 3-147/152	0,52	197	101	3-152	Ниппель	0,09 (2,26)
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	60	178	80	3-147	Ниппель	9,36 (11,62)
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	0,08 (11,7)
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	23,35 (35,05)
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-2490м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-2490м)							
1	Долото PDC 188,9 В913НТ	0,25	188,9	-	-	-	0,05
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор К 188,9 ТК	0,44	146	68	3-117	Муфта	0,040 (0,09)
					3-117	Муфта	
3	ВЗД ДГР-165.7/8.49	8,65	166	-	3-117	Ниппель	1,01 (1,1)
					3-133	Муфта	
4	Клапан обратный КО-162	0,51	162	72	3-133	Ниппель	0,07 (1,17)
					3-133	Муфта	
5	Переводник П 3-121/133	0,4	163	80	3-133	Ниппель	0,04 (1,21)
					3-121	Муфта	
6	УБТ УБТ 146x68 Д	60	146	68	3-121	Ниппель	6,18 (7,39)
					3-121	Муфта	
7	Переводник П 3-133/117	0,50	146	58	3-121	Ниппель	0,06 (7,45)
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	77,66 (85,11)
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2.4 – КНБК для отбора керна (2450-2475м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2450-2475м)							
1	Долото PDC 188,9/80 B613C9	0,25	188,9	80	-	-	0,012
					3-150	Муфта	
2	Керноотборный снаряд УБТ СК-136/80	18	136	80	3-150	Ниппель	2,02 (2,03)
					3-108	Муфта	
3	УБТ УБТС1 133х64 Д	24	133	64	3-108	Ниппель	42,4 (43,43)
					3-108	Муфта	
4	Переводник П 3-133/108	0,4	163	80	3-108	Ниппель	0,04 (43,47)
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 127х10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	78,08 (121,51)
					3-133	Ниппель	

Приложение Д.3
(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	Плотность, г/см ³	Условная Вязкость, с	Пластическая Вязкость, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
Бентонитовый	0	50	1,19	-	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	50	800	1,15	40	18	80	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	800	2360	1,08	30	16	70	20-60	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2715	2490	1,08	40	11	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	50	Техническая вода, Каустическая сода, Глинопопорошок, Целлотон-Ф
Полимерглинистый	50	800	Техническая вода, Каустическая сода, Глинопопорошок, Целлотон-Ф, Полиакриламид, ПАЦ НВ
Полимерглинистый	800	2360	Техническая вода, Каустическая сода, Глинопопорошок, Полиакриламид, ПАЦ НВ, Ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2715	2490	Техническая вода, Каустическая сода, Ксантановая камедь, КЛС, 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 0-2490 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	50	50	393,7	-	1,3	8,09
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,65
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,25
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 20,17
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 26,69
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 12,1
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					
50	800	750	269,9	281,5	1,2-1,3	57,01
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 6,36
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 37,57
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,75
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 118,01
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 165,69
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 12,1
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 154,37
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 59,4
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					
800	2490	1690	188,9	205,7	1,2-1,1	77,97
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 8,67
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 36,84
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 7,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 159,94
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 213,25
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 59,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} = 153,85

Продолжение таблицы Д.3.3

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					
2360	2490	170	188,9	205,7	1,1	30,58
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,68
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 2,87
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 65,15
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 69,35
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перевз} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 69,35

Таблица Д.3.4 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков- ка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направ- ление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
			кг	у п	кг	у п	кг	у п	кг	уп
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Каустическая сода	Регулирование щелочности среды	Мешок, 25	29,01	2	85,51	3	286,2	11	400	16
Глинопопрошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 1000	3626	4	6841	7	8188	8	18654	19
Целлотон-Ф	Контроль поглощений	Мешок, 1000	1450	2	10261	10			11711	12
Полиакриламид	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Мешок, 25			85,51	4	117	5	203	9
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	Мешок, 25			34,20	35	1170	46	2025	81
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Бочка, 200					600	3	600	3

Продолжение таблицы Д.3.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ксантановая камедь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	Мешок, 25					330,24	14	330,24	14
KCL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	Мешок, 1000					4586,7	5	4586,7	5
Крахмал	Регулятор фильтрации	Мешок, 25					1651,2	67	1651,2	67
Смазывающая добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Бочка 200					2018,1	11	2018,1	11
Карбонат кальция 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					1376	2	1376	2
Карбонат кальция 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					2293,3	3	2293,3	3
Карбонат кальция 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мешок, 1000					2293,3	3	2293,3	3
Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	Бочка 200					45,87	1	45,87	1
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	Бочка 200					45,87	1	45,87	1

Приложение Д.4
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

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

Интервал	0-50	50-800	800-2490
Исходные данные			
D_д, м	0,3937	0,2699	0,1889
K	0,65	0,55	0,4
K_к	1,3	1,26	1,17
V_{кр}, м/с	0,15	0,14	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0042
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,127
d_{мах}, м	0,203	0,235	0,166
d_{пмах}, 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	0,02	0,02	0,02
ρ_р, г/см³	1,19	1,15	1,08
ρ_п, г/см³	2,0	2,26	2,27
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	79	31	11
Q₂, л/с	62	34	9
Q₃, л/с	163	37	16
Q₄, л/с	72	29	10
Q₅, л/с	44	37	39
Q₆, л/с	44-163	29-37	9-16

Таблица Д.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-800	800-2490
Исходные данные			
Q_1 , л/с	79	31	11
Q_2 , л/с	62	34	9
Q_3 , л/с	163	37	16
Q_4 , л/с	72	29	10
Q_5 , л/с	44	37	39
Q_6 , л/с	44-163	29-37	9-16
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	60-160	38-43	15
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	65	40	15
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	57	38
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1150	1080
$M_{тм}$, Н*М	-	21500	15500
$M_{тб}$, Н*М	-	36000	13800

Приложение Е (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

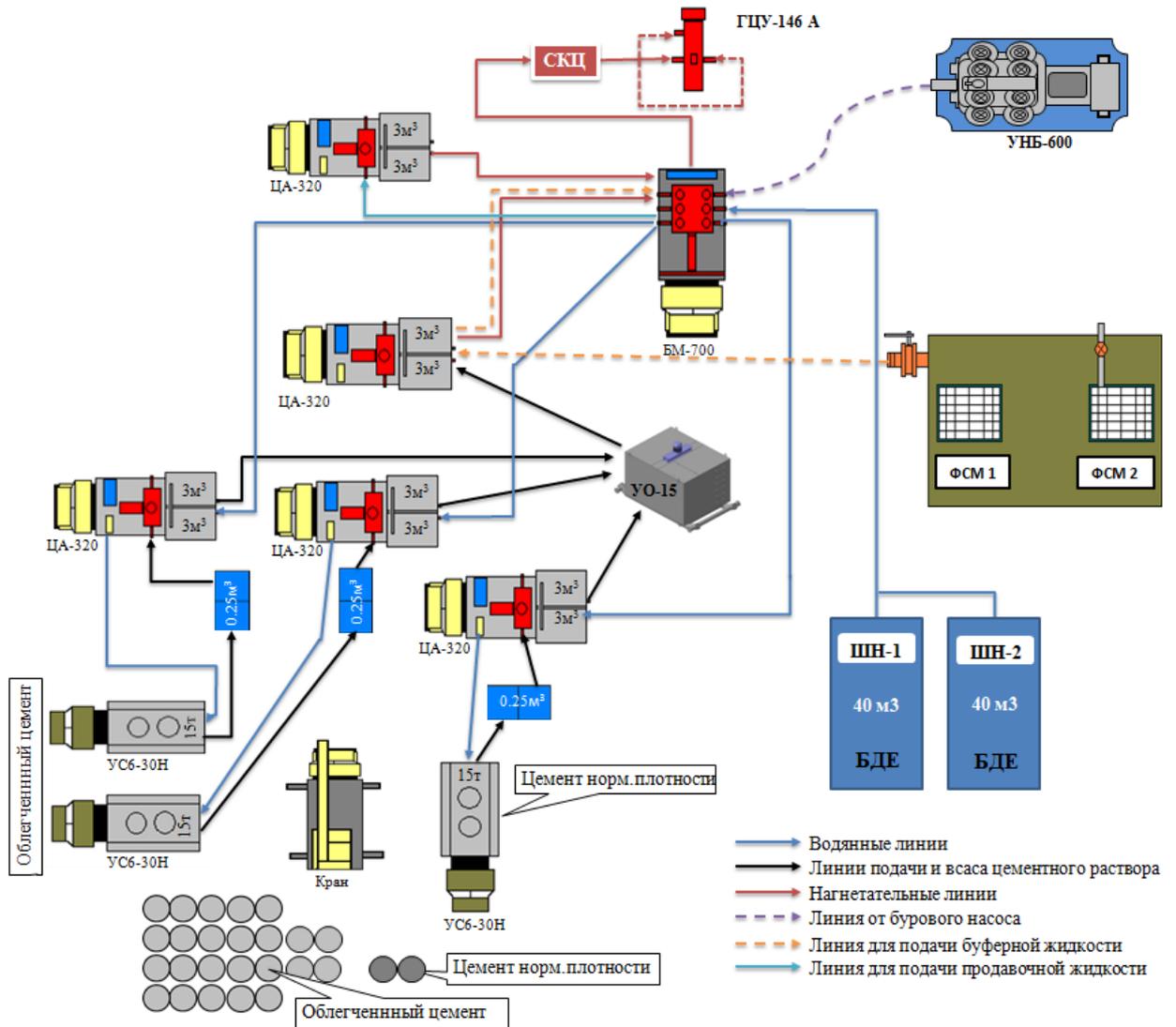


Рисунок Е.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение И
(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ООО «Газпромнефть-Восток»

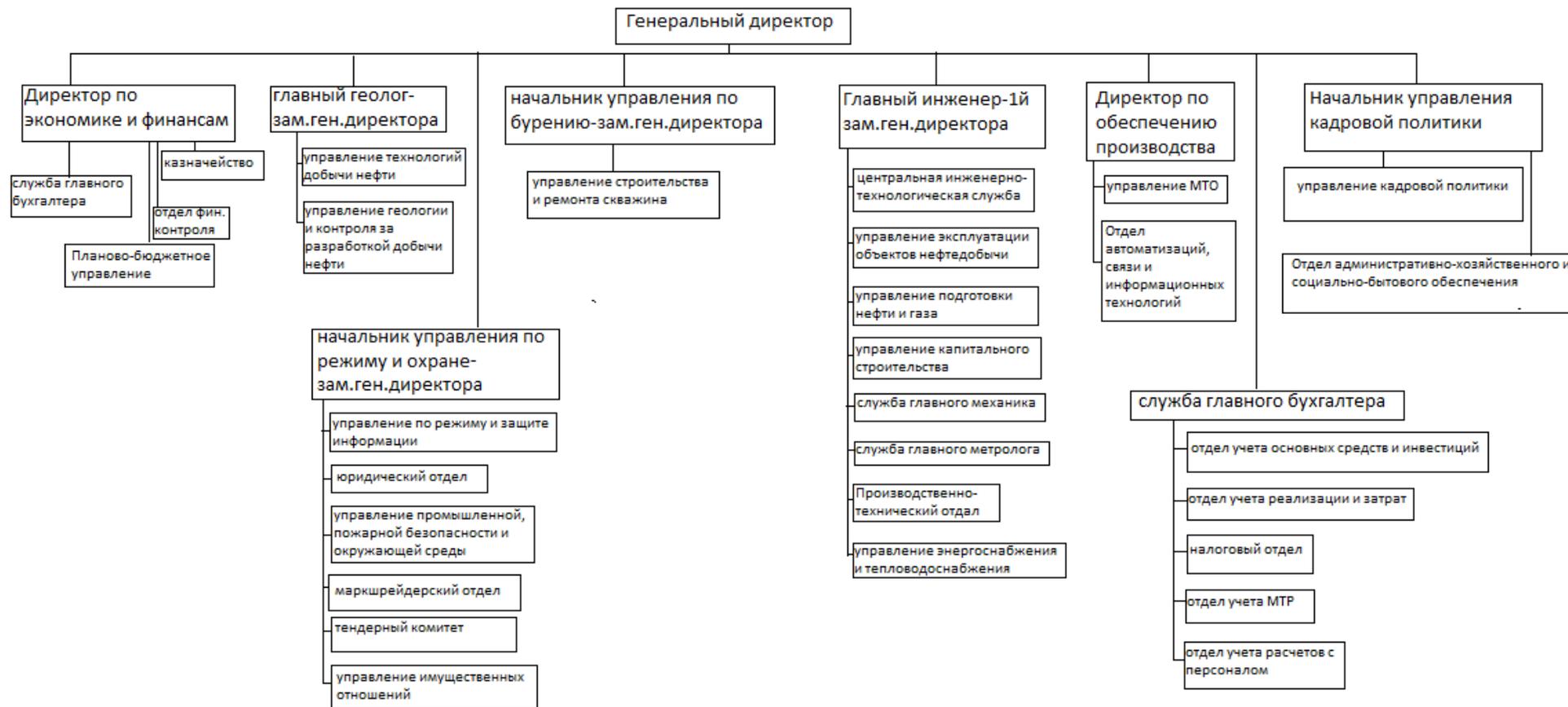


Рисунок И.1 - – Организационная структура управления ООО «Газпромнефть-Восток»

Приложение К
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица К.1 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2490 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	393,7 М-ГВУ- R277	590	0,08	0-50	50	0,037	1,85	0,605	2,455
Бурение под кондуктор	PDC 269,9 B516TB	1670	0,45	50-800	750	0,042	31,5	11,04	42,54
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 188,9 B913HT	1390	1,22	800-2490	1690	0,064	108,16	36,207	144,367
Всего			1,75		2490		141,51		189,362
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
-направление									-
-кондуктор									0,27
- эксплуатационная									0,81
ОЗЦ:									
-направление			16						4,0
-кондуктора			50						10,0
- эксплуатационной									22,0
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
-направление									1,84
-кондуктор									2,12
Промывка скважины (1 цикл)				40-50					
-направление				790-800					0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
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)									373,38
Ремонтные работы (3,3 %)									11,66
Общее время на скважину									554,86

Приложение Л
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Л.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,11	1,77	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,93	475,98	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	-	-	-	-	-	-	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
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	-	-	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
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	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
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	-	-
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 транспорнировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ГБУ-R277	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-
PDC 269,9 B516TB	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-
PDC 188,9 B913HT	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	-	-	-	-	-	-		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
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		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,31		2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб		54639,74							

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	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность,сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,16	1,335	0,73	6,50	1,47	13,08
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	0,16	25,3935	0,73	123,58	1,47	248,86
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-299, 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	-	-	16	406,4	-	-
Центратор ЦЦ-140/191-216, шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОДМ-219, шт	113,1	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОДМ-140, шт	105	-	-	-	-	1	105

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-219, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-140, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Пакер заколонный ПГП-168	590,9	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировочная ГЦУ-219	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-140	2880	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 299x9,5, м	37,21	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 219x8,9, м	28,53	-	-	800	22824	-	-
Обсадные трубы 140x7,7 м	25,41	-	-	-	-	80	2032,8
Обсадные трубы 140x7, м	23,67	-	-	-	-	10	236,7
Обсадные трубы 140x6,2, м	19,96	-	-	-	-	2400	47904
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, 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

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2573,2			25538	55704,92
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			3337,72			32741,26	66411,66
Всего по сметному расчету, руб	103228,64						

Таблица Л.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	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	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
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)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	125020540
НДС 18%	22503697
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	147524237

Приложение М
(Обязательное)

Производственная безопасность

Приложение М.1 - Нормы освещенности на буровой установке

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

Приложение Н
(Обязательное)

Экологическая безопасность

Таблица 33 - 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
1	2	3
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 складахзащищенных 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