

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 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО)

УДК 622.243.22:622.143:622.279(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Уткин Илья Станиславович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2018г.

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Уткину Илье Станиславовичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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 газовом месторождении (ХМАО), с ожидаемым притоком $Q = 150000 \text{ м}^3/\text{сутки}$</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 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений 2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 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 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ПЕРФОРАТОРОВ</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p> <p>2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	

Раздел	Консультант

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

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3. Сравнительный анализ скважинных перфораторов

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Уткин Илья Станиславович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: геология, бурение, перфорация, крепление, осложнение, буровой раствор, месторождение, социальная ответственность, экономическая часть, буровая установка.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении.

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

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2670 м.

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

КПО - кумулятивное перфорационное оборудование;

МСП – механическая скорость проходки;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

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

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируочный;

ГЦУ – головка цементируочная универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируочная.

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	12
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	13
1.1 Геологические условия бурения скважины	13
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	13
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	15
2.2 Обоснование конструкции скважины	15
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	15
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	15
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	16
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	16
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	17
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	18
2.3. Углубление скважины	19
2.3.1 Выбор способа бурения	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	24
2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	24
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	25
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе кернa	26
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	28
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	28
2.4.1.1 Исходные данные для расчета действующих нагрузок	28
2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений	29

2.4.1.3 Расчет внутренних избыточных давлений	31
2.4.1.4 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	35
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	35
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	35
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	36
2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	36
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.4 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	38
2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	38
2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя	38
2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	39
2.5 Выбор буровой установки	42
3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ПЕРФОРАТОРОВ	43
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	46
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»	46
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	48
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	48
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	50
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	50
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	51
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	51

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	53
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	53
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	53
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	54
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	54
4.4 Расчет технико-экономических показателей	55
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	58
5.1 Производственная безопасность	58
5.2. Анализ вредных факторов производственной среды	58
5.2.1 Недостаточная освещенность рабочей зоны	58
5.2.2 Повышенный уровень шума	59
5.2.3 Повышенный уровень вибрации	59
5.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	59
5.2.5 Отклонение параметров климата на открытом воздухе	60
5.3 Анализ опасных факторов	61
5.3.1 Пожарная безопасность	61
5.3.2 Электробезопасность	62
5.3.3 Движущиеся машины и механизмы	62
5.3.4 Экологическая безопасность	63
5.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды	63
5.5 Безопасность в ЧС	65
5.6 Правовые и организационные мероприятия	67
Заключение	70
Список литературы	71
Приложение А	72
Геологические условия бурения скважины	72
Приложение Б	75
Физико-механические свойства пород по разрезу скважины	75

Приложение В	76
Давление и температура по разрезу скважины	76
Приложение Г	77
Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	77
Приложение Д	78
Ожидаемые осложнения и их характеристика	78
Приложение Е.1	79
Совмещённый график давлений	79
Приложение Е.2	80
Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	80
Приложение И.1	81
Выбор породоразрушающего инструмента	81
Приложение И.2	82
Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	82
Приложение И.3	85
Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	85
Приложение И.4	88
Гидравлическая программа промывки скважины	88
Приложение К	92
Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования	92
Приложение Л	93
Организационная структура управления предприятия ОАО "Сургутнефтегаз"	93
Приложение М.1	94
Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	94
Приложение М.2	96
Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	96
Приложение Н	97
Сметная стоимость строительства скважины	97
Приложение П	106

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

106

ВВЕДЕНИЕ

В современной России основным источником дохода является нефтегазовый сектор. По показателям добычи газа Россия занимает ведущие позиции, что позволяет привлекать иностранных инвесторов и валюту. Все это благоприятно влияет на реальный доход нефтегазовых компаний.

Для повышения производительности и увеличения качества продукции, нефтегазовый сектор постоянно модернизируется. Находятся все новые технологические решения и технологии для увеличения извлечения газа.

Планируемые объёмы добычи газа в России на 2020 год должны составлять не менее 670 млрд. куб .год. Для достижения данной цели необходимо открывать новые месторождения и модернизировать действующие. Вовлечения в добычу «малых» газовых месторождений Так же необходимо снижать себестоимость продукции.

К технологиям применяемых при бурении газовых скважин предъявляют все более высокие рамки по экологической безопасности. Необходимы целые комплексы решений связанные со строительством скважин и технологией бурения.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0-2670 м представлена в большей степени глинами, аргилитами с переслаиванием алевролитов, песчаников. По разрезу скважины представлены мягкие и средние по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) представлена в приложении Г.

Краткая характеристика газонефтеводоносности по разрезу скважины: разрез скважины представлен 3 водоносными и 1 газоносным пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 2615-2650 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом 150000 м³/сут.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Краткая характеристика зоны возможных осложнений по разрезу скважины:

- в интервале 0-2200 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;

- прихватоопасность наблюдается в интервалах 0-690 м, 1110-1550 м, 1550-2700 м, возникает в случае отклонения параметров бурового раствора от проектных значений, а также при плохой очистки ствола скважины от шлама;

- нефтегазоводопроявление в интервалах 1110-2015 м, 2400-2450 м, 2460-2510 м, 2015-2700 м возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность

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

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва

пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Совмещенный график давлений представлен в приложении Е.1.

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

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

2. Кондуктор спускается на глубину 1180 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-1130 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2670 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 2615-2650 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 20 м.

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

Таблица 1 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	50	50
Кондуктор	1180	1180
Эксплуатационная колонна	2670	2670

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 0-1180 м;
3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 680-2670 м. (Цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для нефтяной скважины).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх.

1. Диаметр эксплуатационной колонны $D_{\text{эк.н}}$, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 150000 \text{ м}^3/\text{сутки}$:

$$D_{\text{эк.н}} = 114,3 \text{ мм.}$$

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 $D_{\text{эк.м}} = 133 \text{ мм}$, наружный диаметр муфты обсадной трубы;

$\Delta = 15 \text{ мм}$, разность диаметров ствола скважины и муфты колонны.

$$D_{\text{эк.д.расч}} = 148 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{\text{эк.д}} = 152,4 \text{ мм}$.

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:

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

$$D_{\text{к.вн}} = 162,4 \text{ мм};$$

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

Расчетный диаметр долота:

$$D_{к.д.расч} = D_{к.м} + \Delta = 177,8 + 25 = 194,5 \text{ мм.}$$

Выбираем долото PDC, диаметр долота $D_{к.д} = 220,7$ мм.

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

Диапазон варьирования внутреннего диаметра направления D_k вн определяется по формуле:

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

$$D_{н.вн} = 230,7 \text{ мм;}$$

$$D_{н.н} = 273,1 \text{ мм;}$$

Расчетный диаметр долота:

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

Выбираем долото RC, диаметр долота $D_{н.д} = 349,5$ мм.

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	273,1	349,2
Кондуктор	0	1180	0	1180	177,8	220,7
Эксплуатационная колонна	0	2670	1990	2670	114,3	152,4

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{му} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (4)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H, \quad (5)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху.

$$P_{\text{му}} = 22,3 \text{ МПа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1-35-114x177**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению, имеющие градиент $\Delta p_{\text{пл}} = 0,102 \text{ МПа/10 м}$: **ОП5-180/80x35**

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.

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
50-1180	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
1180-2670	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС 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 И.1.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 349,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 220,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 152,4 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.

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.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 4.

Таблица 4 - Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-50	50-1180	1180-2670
Исходные данные			
α	1	1	1
$R_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	3000	13000
$D_d, \text{см}$	34,93	22,07	15,24
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	300	130	60
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	2,6	50	15
$G_2, \text{кН}$	35	110	8
$G_3, \text{кН}$	240	104	48
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	40-50

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	50-1180	1180-2670
Исходные данные				
V _л , м/с		3	1,5	1,5
D _д	м	0,3493	0,2207	0,1524
	мм	349,3	220,7	152,4
τ, мс		6	-	-
z		24	-	-
α		1	1	1
Результаты проектирования				
n ₁ , об/мин		164	130	87
n ₂ , об/мин		270	-	-
n ₃ , об/мин		604	-	-
n _{проект} , об/мин		160-170	120-130	80-90

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

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

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

Таблица 6 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1180	1180-2670
Исходные данные				
D _д	м	-	0,2207	0,1524
	мм	-	220,7	152,4
G _{ос} , кН		-	104	48
Q, Н*М/кН		-		
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	178	127
M _р , Н*М		-	3,02	1
M _о , Н*М		-	110	76
M _{уд} , Н*М/кН		-	28	19,8

Для интервала бурения 50-1180 м (интервал бурения под кондуктор), из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД D-178.3600.78, 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. Для интервала бурения 1180-2670 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗДD-127.4000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	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
D-178.3600.78	70-780	178	6,9	985	25-35	95-145	12	130
D-127.4000.56	780-2420	127	6	500	10-20	160-320	5,5	140

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».

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 И.2.

2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру

промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

- Интервал бурения 0-50м под направления - бентонитовый буровой раствор.

- Интервал бурения 50-1180м под кондуктор - полимерглинистый буровой раствор.

- Интервал бурения 1180-2510м под эксплуатационную колонну - полимерглинистого буровой раствор.

- Интервал бурения 2510-2670 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 И.3.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении И.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.

Спроектированные параметры забойного двигателя по интервалам бурения и области допустимого расхода бурового раствора представлены в приложении И.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 31 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 14 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

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

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины в программном обеспечении «БурСофтПроект» представлены в приложении И.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 газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2615-2650 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2610-2655 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 горными породами средней твердости.

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

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

Таблица 8 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
PDC У6-142,9/67 SC-4 МС	142,9	80	3-88 (м)	21

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

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

Керно-приемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керно-приема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					Верх	Низ	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (3)	80	14835	3-88 (м)	3-88 (н)	2300

Режимы бурения при отборе керна представлены в таблицы 10.

Таблица 10 - Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2610-2655	СК-136/80 «ТРИАС»	2-5	60-120	10-20

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 $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Минимальное забойное давление $P_{кзг}$ для газовых скважин принимается равным 0,5 Мпа.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$. (Рекомендации к выбору буферной жидкости представлены в РД 39-00147001-767-2000.)

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тпн} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тп обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2670 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 680 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 205 \text{ м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 150 м для газовой скважины.

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

2.4.1.2 Расчет наружных избыточных давлений

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

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (5)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

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

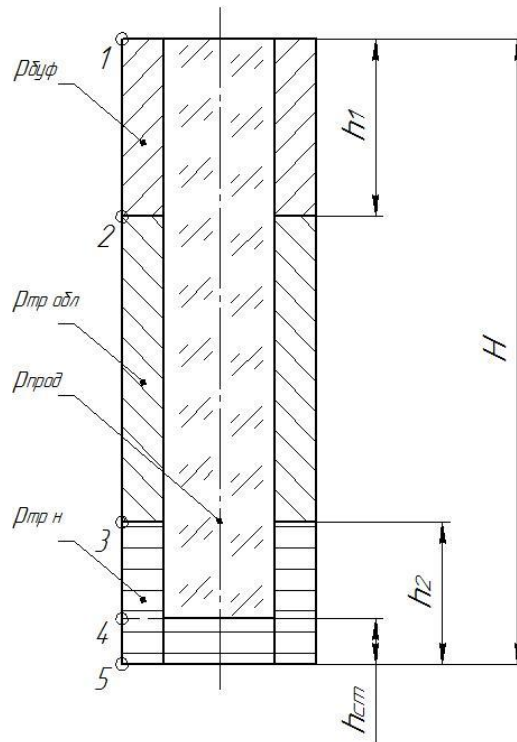


Рисунок 1 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

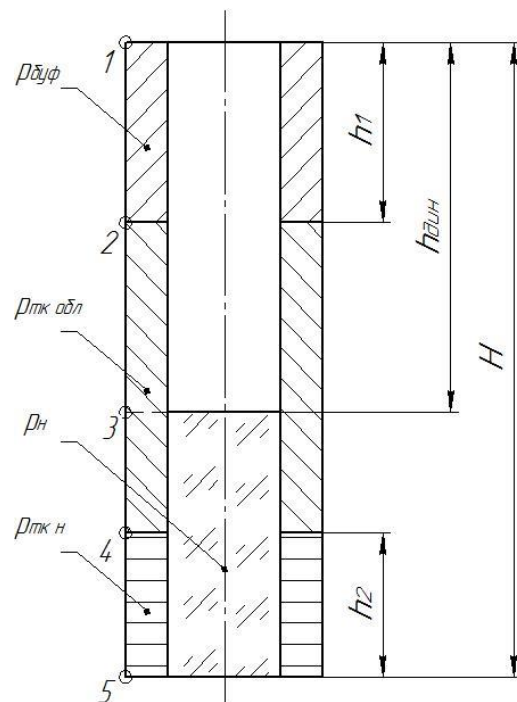


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

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

Таблица 11 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Наружное избыточное давление, МПа
1	0	0	1	0	-0,5
2	680	0,67	2	680	6,84
3	2465	9,42	3	2465	26,54
4	2660	11,14	4	2670	29,40
5	2670	11,14	-	-	-

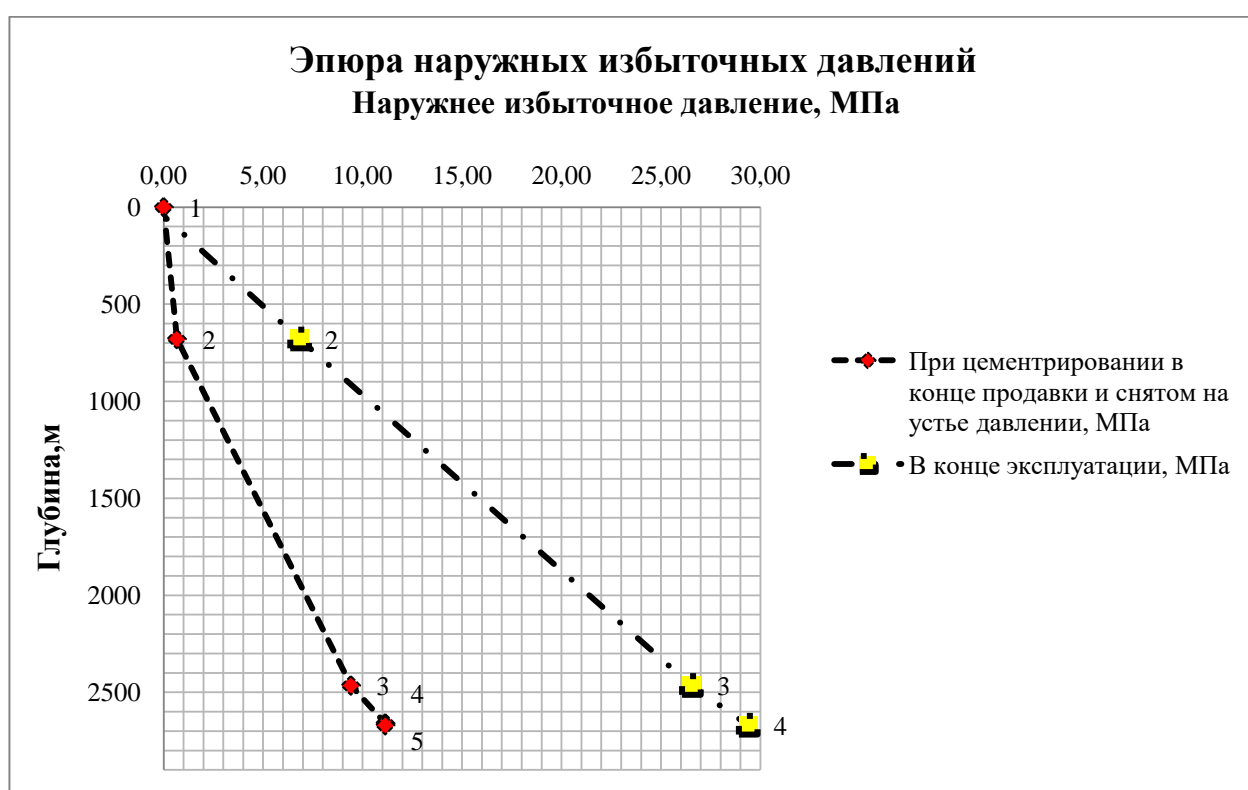


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

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.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н}, \quad (6)$$

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

P_n – 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.

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

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

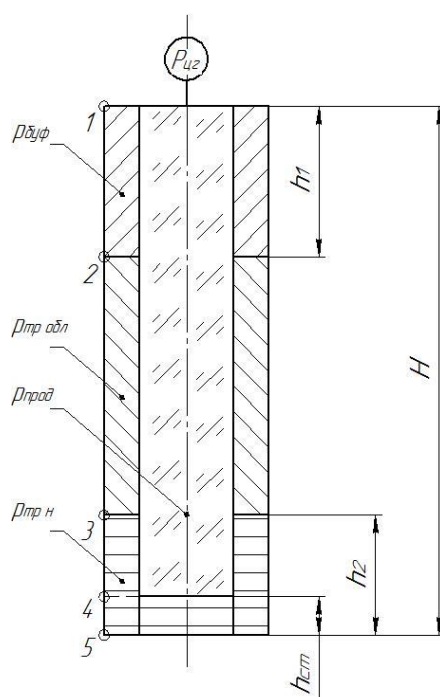


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения

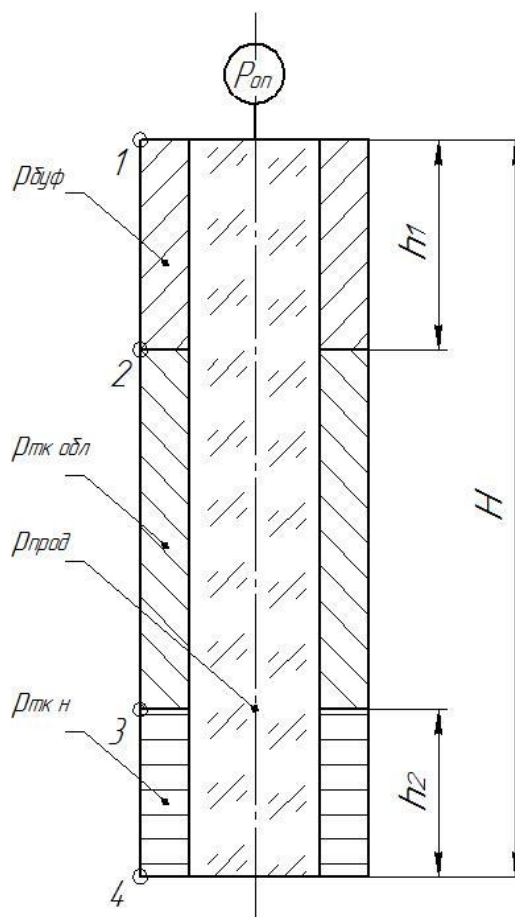


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

Таблица 12 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ точки	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	20,28	1	0	25,91
2	680	19,62	2	680	24,52
3	2465	10,86	3	2465	22,32
4	2660	9,14	4	2670	21,48
5	2670	9,14	-	-	-

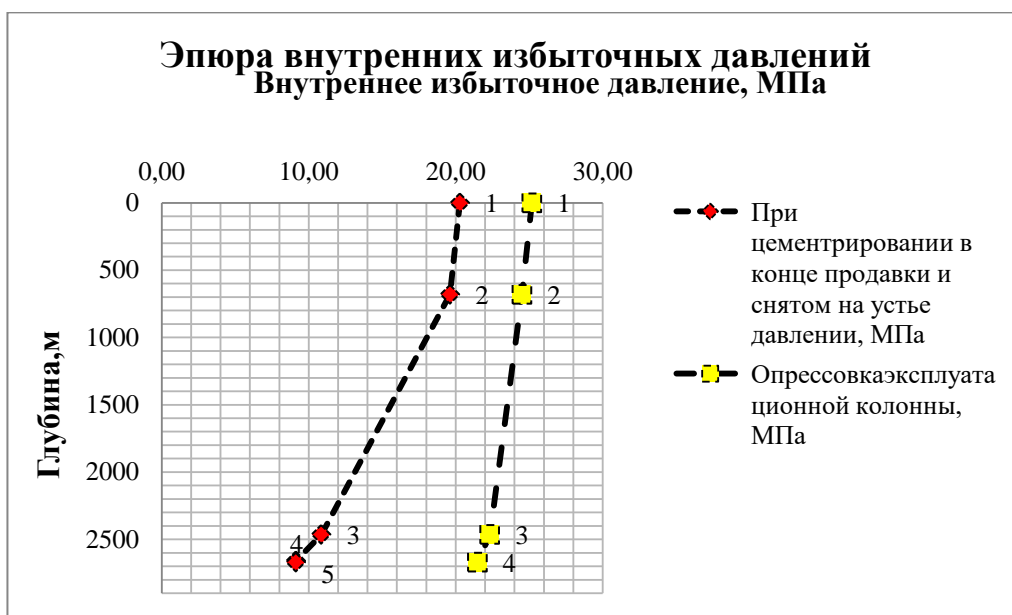


Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений

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 газовых скважин рекомендуется использование обсадных труб типа ОТТГ.

Расчитанные параметры секций представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	Д	7,4	105	19,4	2037	2037	2670-2565
2	Д	6,4	265	16,9	4487	6524	2565-2300
3	Д	5,7	440	14,7	6468	12992	2300-1860
4	Д	5,2	1860	12,8	23808	36800	1860-0

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

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

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 35,6$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0,22$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 48,26$ МПа.

Производим сравнения давлений по формуле 7:

$$35,6 \text{ МПа} \leq 45,8 \text{ МПа.}$$

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

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объемы буферной и продавочной жидкости представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Объём буферной и продавочной жидкости.

Наименование жидкости		Расчётный объём, м ³
Объём буферной жидкости		13,8
Объём тампонажного раствора	Облегченный тампонажный раствор	2,6
	Тампонажный раствор нормальной плотности	21,3
Объём продавочной жидкости		23,2

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг / количества мешков, шт	Наименование цемента	Масса цемента, т / количества мешков, шт
Буферная	2.72	1100	13.8	МБП-СМ	193.2 / 8	-	-
	11.08			МБП-МВ	165.6 / 8	-	-
Облегченный тампонажный раствор	21.3	1400	15.3	НТФ	8.75 / 1	ПЦТ-Ш-О6(4)-100	16.6 / 17
Тампонажный раствор нормальной плотности	2.6	1900	1.8	НТФ	1.1 / 1	ПЦТ-П-100	3.5 / 4

2.4.4 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

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

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

$$P_{цг} = 20,28 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,35 \text{ МПа}.$$

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	-	3	1	1	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

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

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

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

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

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, $D_{\text{усл}}$, мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, $D_{\text{усл}} = 273$ мм	БКМ-273 ОТТГ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, $D_{\text{усл}} = 178$ мм	БКМ-178 ОТТГ	ЦКОДМ - 178 ОТТГ	ПРП-Ц-178	ЦЦ-178/245 (24)	ГЦУ-178
Экспл. колонна, $D_{\text{усл}} = 114$ мм	БКМ-114 ОТТГ	ЦКОДМ - 114 ОТТГ	ПРП-Ц-114	ЦЦ-114/151-216 (53)	ГЦУ-114 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 КПО-73. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 35 м, гл.2615-2655 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-73 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором КПО-73 потребуется три спуско-подъемной операции перфорационного комплекса в составе из 5 секций по 10 м и одну спуско-подъемную операцию перфорационного комплекса в составе из 3 секций 5 м.

Таблица 18 - Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения КПО-73

Обозначение перфоратора	КПО 73		
	Вес ВВ одного заряда, г	22	
Тип заряда	ГП-00	ГП-01	БО
Диаметр перфоратора, мм	73		
Минимальный диаметр обсадной колонны, мм	88		
Максимальная температура применения, °С	170		
Давление (min/max), МПа	0,3/80		
Максимальная плотность перфорации, отв/м	20		
Фазировка, град	60		
Глубина пробития по комбинированной мишени, мм	650	190	260
Диаметр входного отверстия, мм	11	20	12
Глубина перфоканала по АРІ-19В, мм	536	207	-
Диаметр входного отверстия перфоканала по АРІ-19В, мм	8.7	23.71	-
Длина секции, м	1-2		

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

1. Комплекс наземного оборудования для свабирования скважин КНОС.

Состав комплекса и технические характеристики представлены в таблице 20.

Таблица 20 - Состав комплекса и технические характеристики

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

Продолжение таблицы 20

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

Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

представлены в таблице 21.

Таблица 21 - Состав оборудования свабиворонения и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия

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

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

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

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (13)$$

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

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

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

Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевого системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации прихвата	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

3. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ ПЕРФОРАТОРОВ

Выбор способа перфорации скважин определяется с учётом конструкции скважины, геологии пласта, условий бурения, сопутствующих побочных эффектов и других факторов. При этом определяется плотность прострела, необходимый тип перфоратора, а также технология последующих работ.

Рассмотри несколько видов перфораторов такие как:

- Торпедно-пулевой перфоратор;
- Кумулятивный перфоратор;
- Гидропескоструйный перфоратор;
- Гидромеханический щелевой перфоратор;
- Сверлящий перфоратор;
- Радиально струйный перфоратор

Все эти перфораторы можно разделить на категории в зависимости от их принципа работы:

- Перфораторы динамического воздействия
- Гидроабразивные перфораторы
- Сверлящие перфораторы

На мировом рынке на данный момент сложилась следующая ситуация: спрос на кумулятивные перфораторы на 90% выше чем на любые другие перфораторы. Для понимания данной ситуации будет проведен сравнительный анализ перфораторов.

Сравнительный анализ скважинных перфораторов представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Сравнительный анализ скважинных перфораторов

Наименование перфоратора	Динамическое воздействие на цемент.камень	Направленность перфорационного канала	Диаметр перфорационного канала (мм)	Глубина перфорационного канала (мм)	Максимальная толщина вскрываемого интервала (м/рейс)	Прототип конструкции перфоратора	Прототип выполнения перфорации	Загрязнение пласта	Затраты на проведение перфорации
Торпедно-пулевой	+	-	11-22	200	2,5	+	+	+	-
Кумулятивный	+	-	8-14	350	30	+	+	+	-
Гидропескоструйный	-	-	3-6	1500	На весь интервал пласта	-	-	+	+
Гидромеханический щелевой	-	-	Глубокие каверны	200	На весь интервал пласта	-	-	+	+
Сверлящий	-	+	15	70	маломощные пласты	-	+	-	-
Радиально струйный	-	++	25-50	40000	На весь интервал пласта	--	--	+	++

Исходя, из данной таблицы можно сделать вывод, что кумулятивный перфоратор обладает средними показателями при сравнительно не большой цене и сложности проведения операции по перфорации скважины.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Уткину Илье Станиславовичу

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Организационная структура управления организацией*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Уткин Илья Станиславович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»

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

Основные направления деятельности - ОАО «Сургутнефтегаз»:

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

Организационная структура управления предприятием:

- общее собрание акционеров;
- совет директоров (наблюдательный совет);
- единоличный исполнительный орган (генеральный директор, правление);

- коллегиальный исполнительный орган (исполнительная дирекция, исполнительный директор);
- ликвидационная комиссия;
- ревизионная комиссия (орган внутреннего контроля за финансово-хозяйственной и правовой деятельностью общества);
- счетная комиссия (постоянно действующий орган общего собрания).

Высшим органом управления Общества является общее собрание акционеров. Общее руководство деятельностью Общества осуществляет Совет директоров, который вправе принимать решения по любым вопросам деятельности Общества, кроме тех, которые отнесены в соответствии с Уставом Общества к компетенции общего собрания акционеров. Члены Совета директоров Общества избираются годовым собранием акционеров, в порядке, предусмотренном Уставом Общества, сроком до следующего годового общего собрания акционеров. Лица, избранные в состав Совета директоров, могут переизбираться неограниченное число раз.

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

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

Организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз» представлена в приложении Л.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

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

Таблица 23 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Газовая скважина (ХМАО)
Проектная глубина, м	2670
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	Диаметр – 273,1 мм на глубину 50 м
- кондуктор	Диаметр – 177,8 мм на глубину 1180 м
- эксплуатационная	Диаметр – 114,3 мм на глубину 2670 м
Буровая установка	БУ - 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5х6
Насосы:	
- тип- количество, шт	УНБТ – 950, 2шт
Производительность, л/с:	
- в интервале 0-50м	66
- в интервале 50-1180м	31
- в интервале 1180-2670м	14
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	УБТ-203х100 – 12 м, УБТ-178х80 – 24 м, УБТ-108х68 – 96 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 50-1000 м	ВЗД Д-178.3600.78
- в интервале 1000-2860 м	ВЗД ДР 127.4000.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	25 – (2588 м)
- в интервале 0-50 м	ТБВК 114х10 Е
- в интервале 50-1180 м	ТБВК 114х10 Е
- в интервале 1180-2670 м	ТБВК 89х10 Е
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-50 м	БИТ 349,3 STD221
- в интервале 50-1180 м	PDC 220,7 FD419S
- в интервале 1180-2670 м	PDC 152,4 FD513SMF

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 газовом месторождении (ХМАО) представлены в таблице 24.

Таблица 24 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	50	50	0,025	550
2	50	1180	1130	0,035	1550
3	1180	2670	1540	0,075	1750

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 25.

Таблица 25 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
50	0,025	1,25
1130	0,035	39,55
1540	0,075	115,50
Итого		156,3

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

$$n = H / П, \quad (15)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале $П$, м	n
50	550	0,1
1130	1550	0,73
1540	1750	0,88
Итого на скважину		1,71

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле:

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

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

П – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении М.1.

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

составляет 1 мин. Нормативное время составит: кондуктор: $24 \cdot 1 = 24$ мин, эксплуатационная колонна: $53 \cdot 1 = 53$ 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 цементированя 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: $T_{\text{напр.}} = 0,87 \cdot 2 + 5 = 6,74$ мин;

2. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 48 \cdot 2 + 5 = 101$ 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:

$$\Sigma=6,74 + 101+2 \cdot (7 + 17 + 42) = 239,74 \text{ мин} = 3,99 \text{ ч.}$$

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 257,25 часов или 10,71 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 3,3%.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$257,25 \times 0,033 = 8,48 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 257,25 + 8,48 + 25 = 290,73 \text{ ч} = 12,11 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО) представлена в приложении М.2.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (21)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 27.

Таблица 27 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	суток
Бурение:			
- направление	1,83	1,9	0,07
- кондуктор	58,4	60,73	2,53
- эксплуатационная колонна	149,98	155,97	6,49
Крепление:			
- направление	3,53	3,69	0,15
- кондуктор	16,0	17,28	0,72
- эксплуатационная колонна	35,3	38,12	1,59
Итого	265,05	277,69	11,55

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Н.

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

4.4 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч:

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

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

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

где $T_{\text{сно}}$ - 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:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_n)/H, \quad (26)$$

где $C_{\text{см}}$ - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ - плановые накопления, руб.

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

Таблица 28 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2670
Продолжительность бурения, сут.	11,5
Механическая скорость, м/ч	17,0
Рейсовая скорость, м/ч	13,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7252
Проходка на долото, м	1561
Стоимость одного метра	51529,5

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Уткину Илье Станиславовичу

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело/21.03.01

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Повышенный уровень шума. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4.Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу 5.Отклонение параметров климата на открытом воздухе <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1.Движущиеся машины и механизмы 2.электробезопасность 3.пожаровзрывобезопасность
---	---

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, так как используемые вещества КМЦ, Na₂CO₃, минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2. природные (наводнения, ураганы, морозы); 3. военные.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Уткин Илья Станиславович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 3120 м которое расположено в Тюменской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

5.2. Анализ вредных факторов производственной среды

5.2.1 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 таблице 29.

Таблица 29 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50 ⁰ . Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30 ⁰ .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50 ⁰ .	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70 ⁰ .	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	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	На высоте не менее 3 м.	100

5.2.2 Повышенный уровень шума.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки,
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем);

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электромоторы, лебедки, вибросита, буровые насосы, ротор и др.

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБА и соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4 3359-16

5.2.3 Повышенный уровень вибрации

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;
- применение средств индивидуальной защиты
- Источником вибрации являются вибросита, ротор, буровые насосы.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

5.2.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;

- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

ПДК и классы опасности приведены в таблице 30.

Таблица 30-ПДК и классы опасности.[13]

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

5.2.5. Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Климатические условия. Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих

мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. Климатические нормы представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3 Анализ опасных факторов

5.3.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;
- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
 - выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
 - организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять омеднённый инструмент;
 - устанавливать коммутирующую аппаратуру;
 - проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
 - соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче смазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в

котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 31.

Таблица 31- Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м ³	-	4
Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведра пожарные	-	4

5.3.2 Электробезопасность

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.3.3 Движущиеся машины и механизмы

Мероприятия по устранению механических травм

Необходимо проводить следующие мероприятия:

- проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
- проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
- проведение инструктажей по технике безопасности;

5.3.4 Экологическая безопасность

Во время проведения работ по сооружению скважины естественно происходит загрязнение окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в приложении П.

5.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;

- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

На этапе бурения и крепления скважины, для защиты окружающей среды от вредного воздействия должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом, например типа цементовозов или смесительных машин;

- транспортировку жидких веществ (нефть, хим. реагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных ёмкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды после мытья пола буровой или оборудования должны быть собраны в специальную ёмкость и подлежат утилизации при помощи оборудования для без амбарного бурения.

Для надёжной охраны недр в процессе бурения скважины необходимо:

- строго соблюдать запроектированную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытия интервалов поглощений бурового раствора;

- создать по всей длине интервалов цементирования колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых, за колонных перетоков;

- при ликвидации и консервации скважин производить все работы согласно требованиям “Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием

недрами (Госгортехнадзор России, 02. 06. 99 г.) “Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов” (Госгортехнадзор России, 22. 03. 2000 г.). [3]

После окончания бурения скважины и её крепления с последующим демонтажем оборудования необходимо приступить к рекультивации земель:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все ямы, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76 ОП):

- ГОСТ 17.1.02-79, охрана гидросферы;
- ГОСТ 17.2.02-79, охрана атмосферы;
- ГОСТ 17.4.02-79, охрана почв;
- ГОСТ 17.5.02-79, охрана земель;
- ГОСТ 17.6.02-79, охрана флоры.

5.5 Безопасность в ЧС

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние, при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации против террористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

5.6 Правовые и организационные мероприятия

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 [6].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

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.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

Существуют некоторые правила, которые необходимо соблюдать работнику лаборатории [7]:

- к работе не допускаются лица, не прошедшие инструктаж (периодичность для студентов- 2 раза в год);
- продолжительность работы в лаборатории составляет не более 8 часов в день (перерывы через каждые 45-50 минут);
- работа с химическими веществами запрещена беременным женщинам и несовершеннолетним;
- периодичность медосмотров- раз в год.

Законодательством об охране труда для работников, занятых на работах с вредными условиями труда или связанных с загрязнением, устанавливаются компенсации и льготы:

Согласно ст.117 Трудового Кодекса Российской Федерации [8], в соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда» утвержденным Постановлением Государственного Комитета Труда СССР № 298/П-22, утвержденным 25 октября 1974 г., для работников следующих профессий, устанавливается дополнительный отпуск в рабочих днях:

- машинист буровой установки – 6 рабочих дней;
- картограф, топограф, чертежник, занятые составлением, вычерчиванием топографических, географических, геологических, морских и специальных планов и карт – 6 рабочих дней;

Согласно ст. 221 Трудового Кодекса РФ и ст. 37 Конституции Российской Федерации [9] работникам выдаются бесплатно по установленным нормам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органов слуха, средства защиты органов дыхания [10]).

В соответствии со ст. 27 Федерального закона №173-ФЗ от 17.12.2001 г (ред. От 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии имеют следующие лица:

- мужчины по достижении возраста 55 лет, женщины по достижении возраста 50 лет, если они проработали соответственно не менее 12 лет 6 месяцев и 10 лет в экспедициях, партиях, отрядах, на участках и в бригадах непосредственно на полевых геолого-разведочных, поисковых, топографо-геодезических, геофизических, гидрографических, гидрологических, лесоустроительных и изыскательских работах и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет;

Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО)» приведены расчёты и обоснования по всем поставленным вопросам данной работы.

В геологической части представлены геологические условия бурения, физико-механические условия, газоводоносность, месторождения.

В технологической части обоснован выбор профиля скважины и выбор конструкции скважины. Обоснованы и выбраны типы бурения под каждый интервал, произведено обоснования класса и типоразмера долот, произведен расчет осевой нагрузки на долото, расчет частоты вращения долота. Обоснован выбор типов винтового забойного двигателя для необходимых интервалов. Рассчитана гидравлическая промывка скважины. Обоснована и составлена компоновка для каждого интервала бурения и отбора керна. Спроектирована конструкция обсадных колонн по длине из условия соблюдения прочностных характеристик. Приведены расчеты параметров цементирования, обоснована технология цементирования и компонентов цемента, оборудования для проведения операции. Обоснован выбор оборудования для освоения и испытания скважины. Обоснован выбор буровой установки.

В организационно-экономической части описаны структура и организационные формы работы предприятия ОАО «Сургутнефтегаз». Определена нормативная продолжительность строительства скважины, приведены расчеты экономической составляющей строительства скважины.

В части социальной ответственности представлены все вредные факторы, воздействующие на человека, в данных условиях, а также меры, предотвращающие их возникновение.

В охране окружающей среды представлены все вредоносные воздействия на окружающую среду и меры по их недопущению.

Список литературы

1. Иогансен. К.В. Справочник. “Спутник буровика”. М: «Недра», 1986г. 199с.
2. Методическое руководство к курсовой работе по дисциплине “Заканчивание скважин”. Томск: ТПУ, 2017г. 60 с.
3. Коллектив авторов под ред. У. Лайонза и Г. Плизга. Справочник. «Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Книга 1: Бурение и заканчивание скважин». М: «Профессия», 2009 г.640 с.
4. Басарьгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Учеб. пособие для вузов «Заканчивание скважин.» М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. 670 с.
5. ООО «Южная нефтегазостроительная компания» [электронный ресурс] 2018, ungmk.ru (дата обращения 20.03.18).
6. ООО «Промперфоратор» [электронный ресурс] 2018, <http://www.promperforator.ru/> (дата обращения 25.03.18).
7. АО «Башнефтегеофизика» » [электронный ресурс] 2018, <http://www.bngf.ru> (дата обращения 25.03.18).
8. Группа компаний KASC® [электронный ресурс] 2018, <http://kasc.ru> (дата обращения 25.03.18).

Приложение А
(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве			Коэффициент кавернозности
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол		азимут	
				град.	мин.		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	40	четвертичные отл.	Q	-	-	-	1,30
40	90	туртасская свита	P _{2/3}	-	-	-	1,30
90	195	новомихайловская свита	P _{2/3}	-	-	-	1,30
195	255	атлымская свита	P _{1/3}	-	-	-	1,30
255	470	тавдинская свита	P _{1/3} – P _{3/2}	-	-	-	1,30
470	690	люлинворская свита	P _{3/2} – P _{1/2}	-	-	-	1,30
690	820	талицкая свита	P ₁	-	-	-	1,25
820	990	ганькинская свита	K ₂	-	-	-	1,25
990	1100	берёзовская свита	K ₂	-	-	-	1,25
1100	1130	кузнецовская свита	K ₂	-	-	-	1,25
1130	1550	уватская свита	K ₂	-	до 30	-	1,25
1550	1740	ханты-мансийская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
1740	2015	викуловская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
2015	2200	алымская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25
2200	2700	сангопайская свита	K ₁	-	до 30	-	1,25

Таблица А.2 - Литологическая характеристики разреза скважины

индекс стратиграфического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное 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	Суглинки, супеси	Торфяники, суглинки, супеси
P _{2/3}	40	90	Пески, глины	Глины зеленовато-серые с прослоями песков и бурых углей
P _{2/3}	90	195	Глины, пески	Глины серые и коричневые, пески светлые мелко-зернистые с прослоями бурых углей
P _{1/3}	195	255	Пески, алевролиты	Пески кварцевые, алевролиты с прослоями бурых углей
P _{1/3} – P _{3/2}	255	470	Глины	Глины светло-зелёные, алевролитистые с растительными остатками и прослоями бурого угля
P _{3/2} - P _{1/2}	470	690	Глины, опоки	Глины зеленовато-серые с глауконитом, внизу опоковидные, в середине диатомовые, опоки серые
P ₁	690	820	Глины, алевролиты	Глины тёмно-серые, серые, зеленоватые, алевролитистые с глауконитом с прослоями алевролитов и включениями пирита
K ₂	820	990	Глины	Глины жёлто-зелёные, серые с глауконитом, пиритизированные
K ₂	990	1100	Глины, алевролиты	Глины серые, тёмно-серые опоковидные, алевролитистые с прослоями алевролита и растительными остатками
K ₂	1100	1130	Глины	Глины тёмно-серые плотные, алевролитистые
K ₂ – K ₁	1130	1550	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Переслаивание песков, песчаников, алевролитов с глинами. Песчаники и алевролиты серые мелко-зернистые, глины тёмно-серые.
K ₁	1550	1740	Песчаники, алевролиты, глины	Песчаники светло-серые, глины плотные тёмно-серые, аргиллитоподобные с прослоями алевролитов.
K ₁	1740	2015	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Песчаники и алевролиты серые мало- зернистые с прослоями аргиллитов темно-серых

Продолжение таблицы А.2

индекс стратиграфи ческого разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное 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
К1	2015	2200	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Аргиллиты темно-серые, битуминозные с прослоями алевролитов и песчаников серых, светло-серых мало-зернистых, глины с растительными остатками
К1	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.
К1	2200	2700	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Переслаивание песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глины темно-серые, местами битуминозные.

Приложение Б
(Обязательное)

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Таблица Б.1 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м.Дарси	Глинистость %	Карбонатность %	Предел текучести, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Твёрдость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₂ - K ₁	1130	2015	песок, песчан	2,1	30	0,5	12	10	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	МС, С
K ₁ (АС ₁₀)	2400	2450	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K ₁ (АС ₁₁)	2460	2510	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С
K ₁ (АС ₁₂)	2515	2700	песчан	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	14-23,4	1,2-4,0	III-VIII	С

Физико-механические свойства пород Приобского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2515—2700 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 мДарси, пористостью 18%, глинистостью 11%.

Приложение В
(Обязательное)

Давление и температура по разрезу скважины

Таблица В.1 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент				Температура °С
			Пластового давления	Порового давления	Гидроразрыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	Величина, МПа/100 м	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P _{3/2}	0	690	1,00	1,00	2,00	2,20	24,84
P _{2/2} -K ₂	690	1110	1,00	1,00	2,00	2,20	39,96
K ₂ -K ₁	1110	2015	1,00	1,00	1,70	2,20	72,54
K ₁	2015	2400	1,00	1,00	1,65	2,20	86,40
K ₁ (AC ₁₀)	2400	2450	0,99	0,99	1,62	2,30	88,20
K ₁ (AC ₁₁)	2450	2510	1,00	1,00	1,60	2,30	90,36
K ₁ (AC ₁₂)	2510	2700	0,99	0,99	1,60	2,30	97,20

Приложение Г
(Обязательное)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица Г.1 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	50	поровый	1,0008	0,90
195	255	поровый	1,0003	0,07
1110	2015	поровый	1,0100	2500- 4000

Таблица Г.2 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до		
2615	2650	поровый	150000

Проектируется раздельная эксплуатация пластов К1(АС10), К1(АС11) и К1(АС12), начиная с пласта К1(АС12).

Приложение Д
(Обязательное)

Ожидаемые осложнения и их характеристика

Таблица Д.1 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2700		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2700	Сужение ствола скважины	

Приложение Е.1 (Обязательное)

Совмещённый график давлений

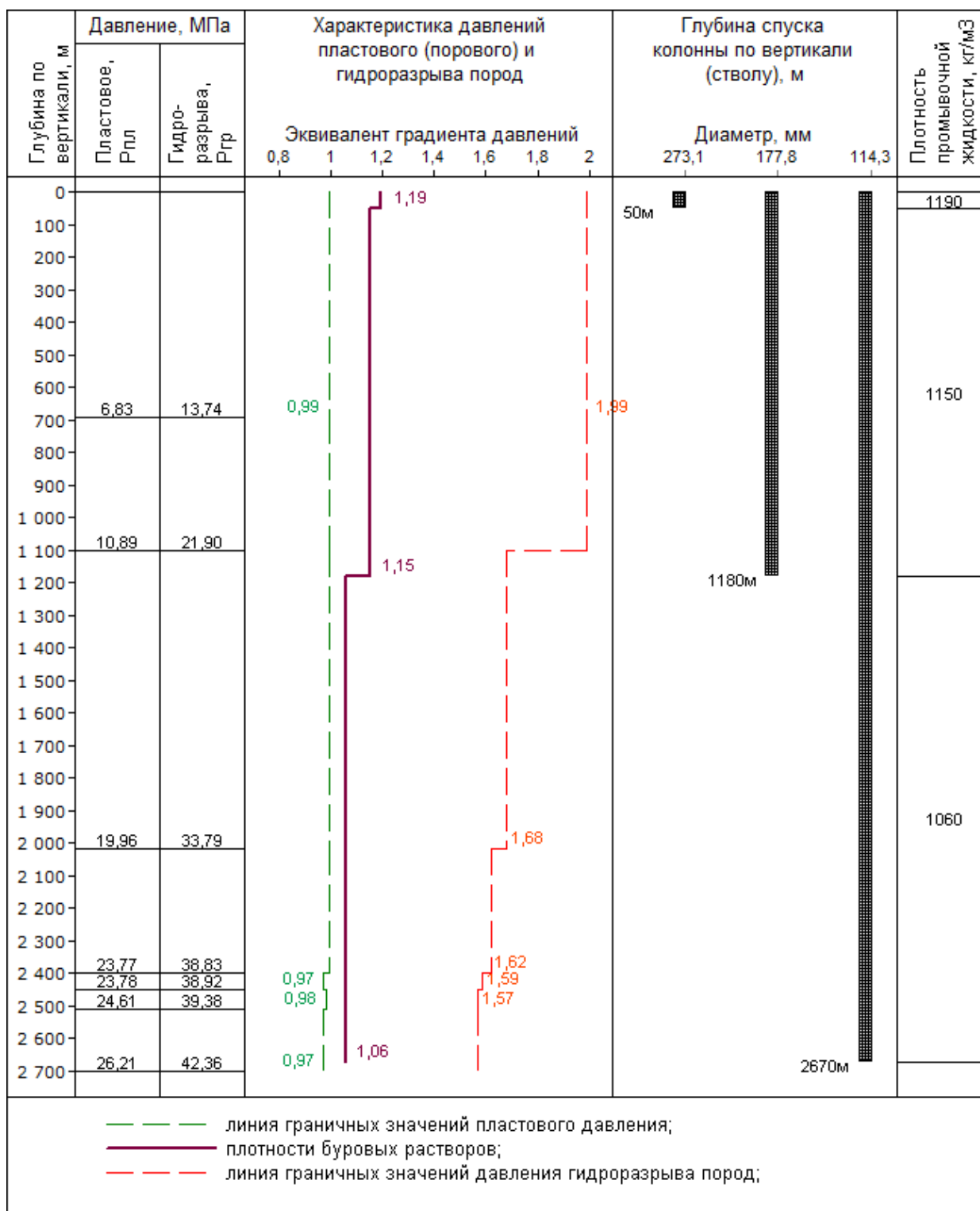


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Е.2
(Обязательное)

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

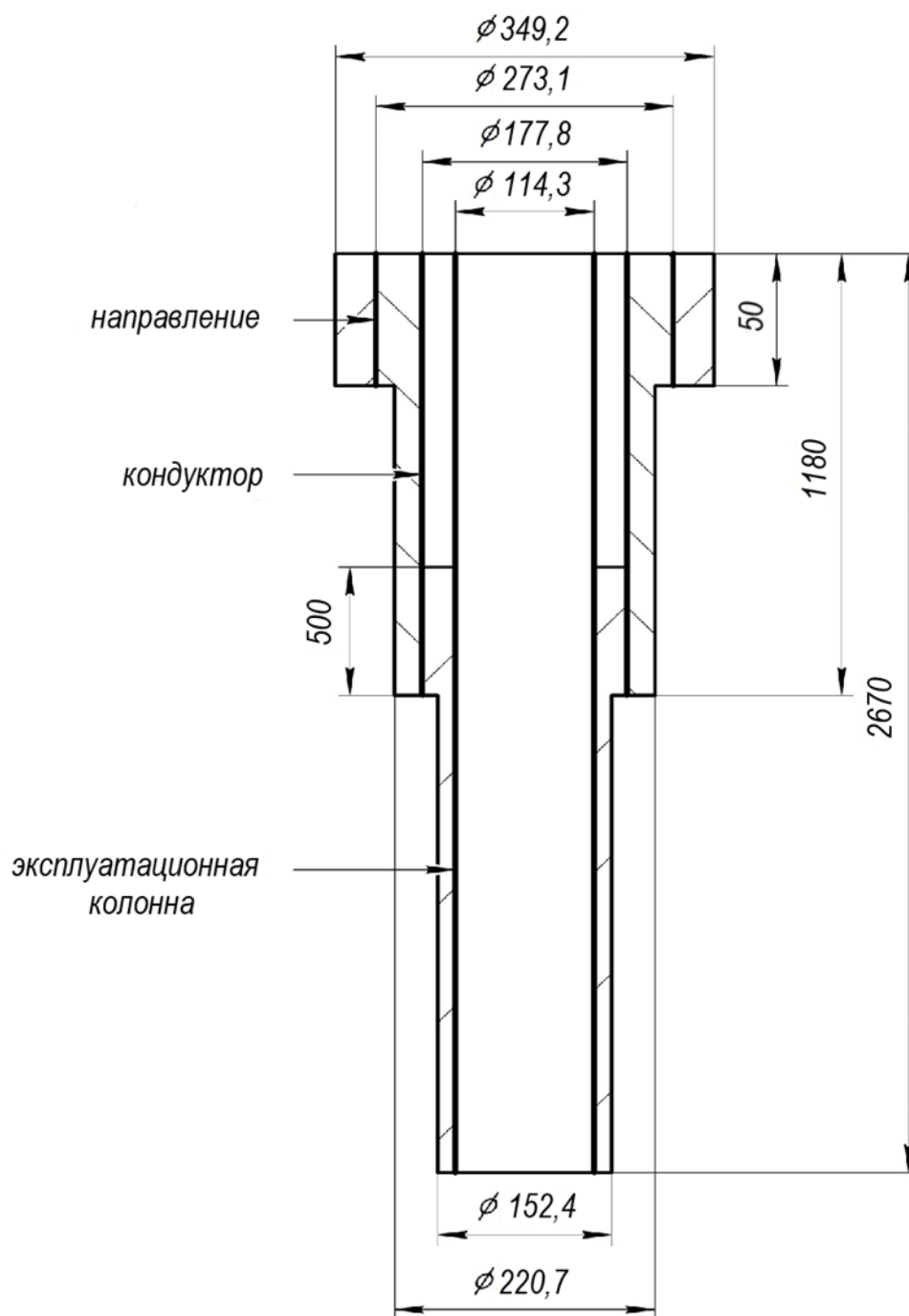


Рисунок Е.2 - Конструкция скважины

Приложение И.1
(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица И.1.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-1180	1180-2670
Шифр долота		349,3 STD221	220,7 FD419S	152,4 FD513SMF
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		349,3	220,7	152
Тип горных пород		М	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 88
	API			
Длина, м		0.45	0,4	0,4
Масса, кг		104	43	19
G, тс	Рекомендуемая	24	1-13	6
	Предельная	30	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	164	130	87
	Предельная	250	250	250

Приложение И.2
(Обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-50м)							
1	Долото 349,3 STD221	0.45	349,3	-			0.104
					3-152	Ниппель	
2	Переводник М 3-152/171	0,50	203	100	3-152	Муфта	0.26
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x100 Д	12	203	100	3-171	Ниппель	2.56
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	100	3-171	Ниппель	2.66
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	5.39
					3-133	Муфта	

Таблица И.2.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (50-1180м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (50-1180м)							
1	Долото PDC 220,7 FD419S	0,4	220,7	-			0,043
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д-178.3600.78	6.890	178	-	3-117	Муфта	1,028
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-178	0,6	178	66	3-147	Ниппель	1,072
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	24	178	80	3-147	Ниппель	4,72
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,54	178	89	3-147	Ниппель	4,75
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	41,45
					3-133	Муфта	

Таблица И.2.3 – КНБК для отбора керна (2610-2655м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2610-2655м)							
1	Бурголовка PDC У6-142,9/67 SC-4 MC	0,3	142,9	-			0.021
					3-88	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	7	136	80	3-88	Ниппель	0,27
					3-88	Муфта	
3	УБТ УБТ 108x45 Д	60	108	45	3-88	Ниппель	4
					3-88	Муфта	
4	Переводник П 3-88/86	0,4	108	58	3-88	Ниппель	4,4
					3-86	Муфта	
5	Бурильная труба ТБВК 89x11 Е	До устья	89	67	3-86	Ниппель	62,4
					3-86	Муфта	

Таблица И.2.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1180-2670м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1180-2670м)							
1	Долото 152,4 FD513SMF	0,4	152	-			0,019
3	ВЗД ДР 127.4000.56	6,45	127	-	3-88	Муфта	0,519
					3-102	Муфта	
4	Клапан обратный КО-127	0,5	127	10	3-102	Ниппель	0,56
					3-102	Муфта	
5	Переводник П 3-102/88	0,4	120	54	3-102	Ниппель	0,59
					3-88	Муфта	
6	УБТ УБТ 108х45 Д	96	108	45	3-88	Ниппель	6,64
					3-88	Муфта	
7	Переводник П 3-88/86	0,4	108	58	3-88	Ниппель	6,67
					3-86	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 89х11 Е	До устья	89	67	3-86	Ниппель	63,1
					3-86	Муфта	

Приложение И.3
(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица И.3.1 - Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
			Плотность, г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, дПа	СНС 10 сек / 10 мин, дПа	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %
	от	до								
Бентонитовый	0	50	1,19	40	-	-	-	-	-	< 2
Полимерглинистый	50	1180	1,15	45	25	90	20-60	10	9	< 1,5
Полимерглинистый	1180	2510	1,06	40	20	70	35-75	10	9	< 1,5
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2510	2670	1,06	40	10	60	30-40	< 6	8	< 0,5

Таблица И.3.2 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	50	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода
Полимерглинистый	50	1180	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
Полимерглинистый	1180	2510	Техническая вода, глинопопорошок, каустическая сода, полиакриламид, ПАЦ НВ, ингибитор
КСЛ/полимерный (биополимерный)	2510	2670	Техническая вода, каустическая сода, ксантановая камедь, КСЛ, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель

Таблица И3.3 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-2670м

Направление Интервал бурения, м		Длина интервал а, 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	349	-	1,30	9,12
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,57$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,17$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,25$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 16,42$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 21,41$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 8,21$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервал а, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
50	1180	1130	220	273	1,30-1,25	57,81
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 7,94$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 37,63$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 119,62$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 170,84$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 8,21$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 162,63$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 59,8$

Продолжение таблицы И.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					
1180	2510	1330	152	177	1,25	59,17
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,31$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 21,80$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 6,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 122,35$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 157,11$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 59,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 97,31$
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					
2510	2670	160	152	-	1,25	62,79
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,76$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 2,61$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 125,98$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 130,15$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = -$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 130,15$

Приложение И.4
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

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

Интервал	0-50	50-1180	1180-2670
Исходные данные			
D_д, м	0,3493	0,2207	0,1524
K	0,65	0,4	0,3
K_к	1,3	1,25-1,3	1,25
V_{кд}, м/с	1,15	0,15	0,1
V_м, м/с	0,0083	0,0083	0,0055
d_{бт}, м	0,127	0,127	0,089
d_{мах}, м	0,203	0,178	0,127
d_{пмах}, м	0,0254	0,0127	0,0103
n	3	6	5
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	2,2	2,1	2,1
Результаты проектирования			
Q₁, л/с	62	19	7,5
Q₂, л/с	57	20	7
Q₃, л/с	120	32	11
Q₄, л/с	56	18	7
Q₅, л/с	45	44	30
Q₆, л/с	64	25-35	10-20

Таблица И.4.2 - Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-50	50-1180	1180-2670
Исходные данные			
Q₁, л/с	62	19	7,5
Q₂, л/с	57	20	7
Q₃, л/с	120	32	11
Q₄, л/с	56	18	7
Q₅, л/с	45	44	30
Q₆, л/с	-	25-35	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ, л/с	60-65	25-31	10
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	65	40	17
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q_{тн}, л/с	-	-	-
ρ₁, кг/м³	-	1000	1000
ρ_{бр}, кг/м³	-	1150	1060
M_{тм}, Н*м	-	12000	5500
M_{тб}, Н*м	-	3022	1000

Таблица И.4.3 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0.57	0.066	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	93	3.53
Под кондуктор									
50	1180	БУРЕНИЕ	0.88	0.081	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	11	81.8	3.24
Под эксплуатационную колонну									
1180	2670	БУРЕНИЕ	0.85	0.077	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	6	99,8	4.24
Отбор керна									
2610	2655	Отбор керна	0,61	0.055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	89,1	2,41

Таблица И.4.4 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с	
0	50	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	110	33	66
50	1180	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	127	31	31
1180	2670	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	326	1	63	14	14
2610	2655	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	45	10	18

Таблица И.4.5 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	50	БУРЕНИЕ	93	60,9	0	3,9	0,1	10
50	1180	БУРЕНИЕ	195,7	45,4	54,7	49,8	35,8	10
1180	2670	БУРЕНИЕ	223,6	62,4	35,6	108,9	14,6	2,1
2610	2655	Отбор керна	124,9	49,7	0	60,4	13,7	1,1

Приложение К (Обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

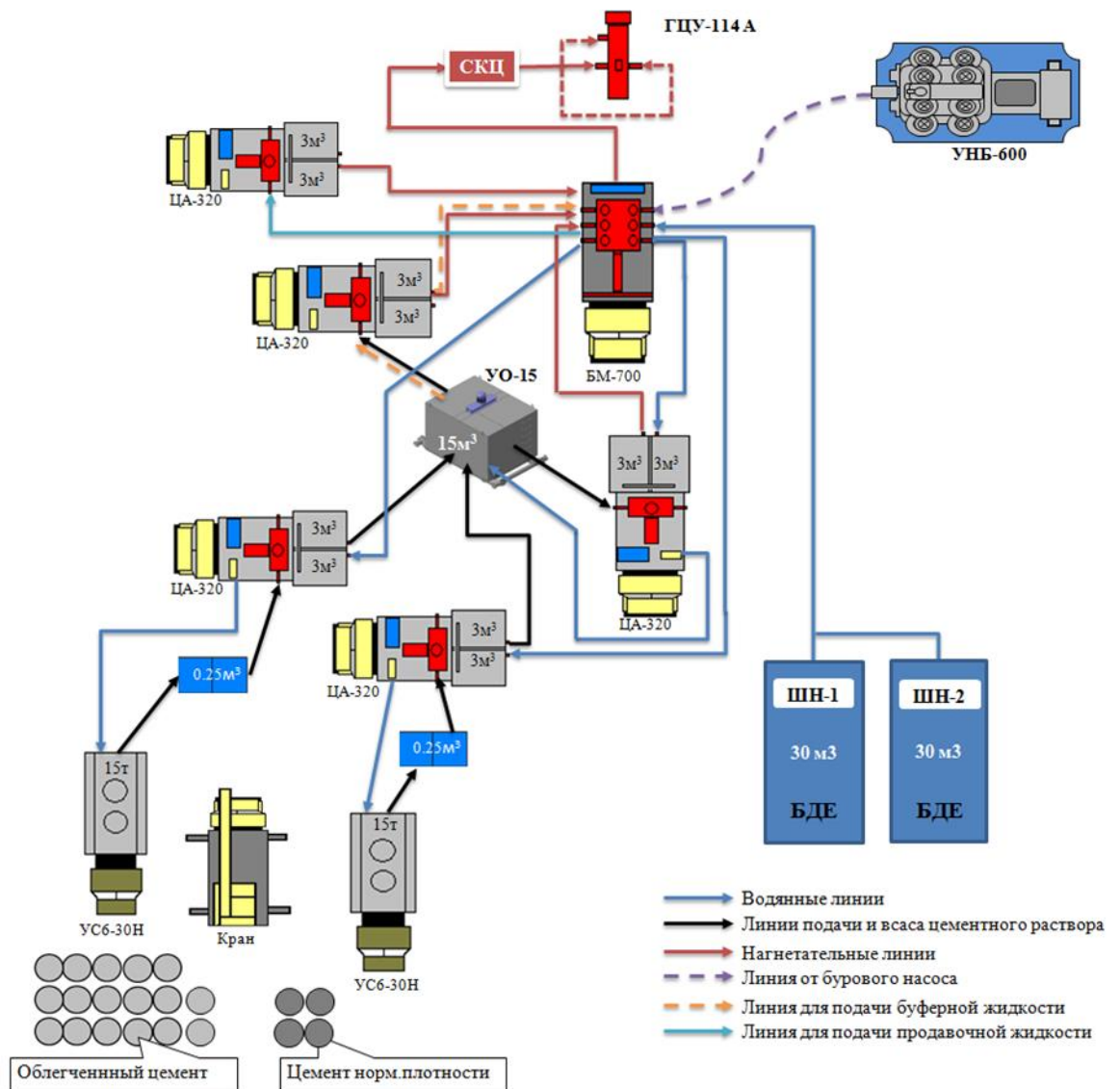


Рисунок К.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение Л
(Обязательное)

Организационная структура управления предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»

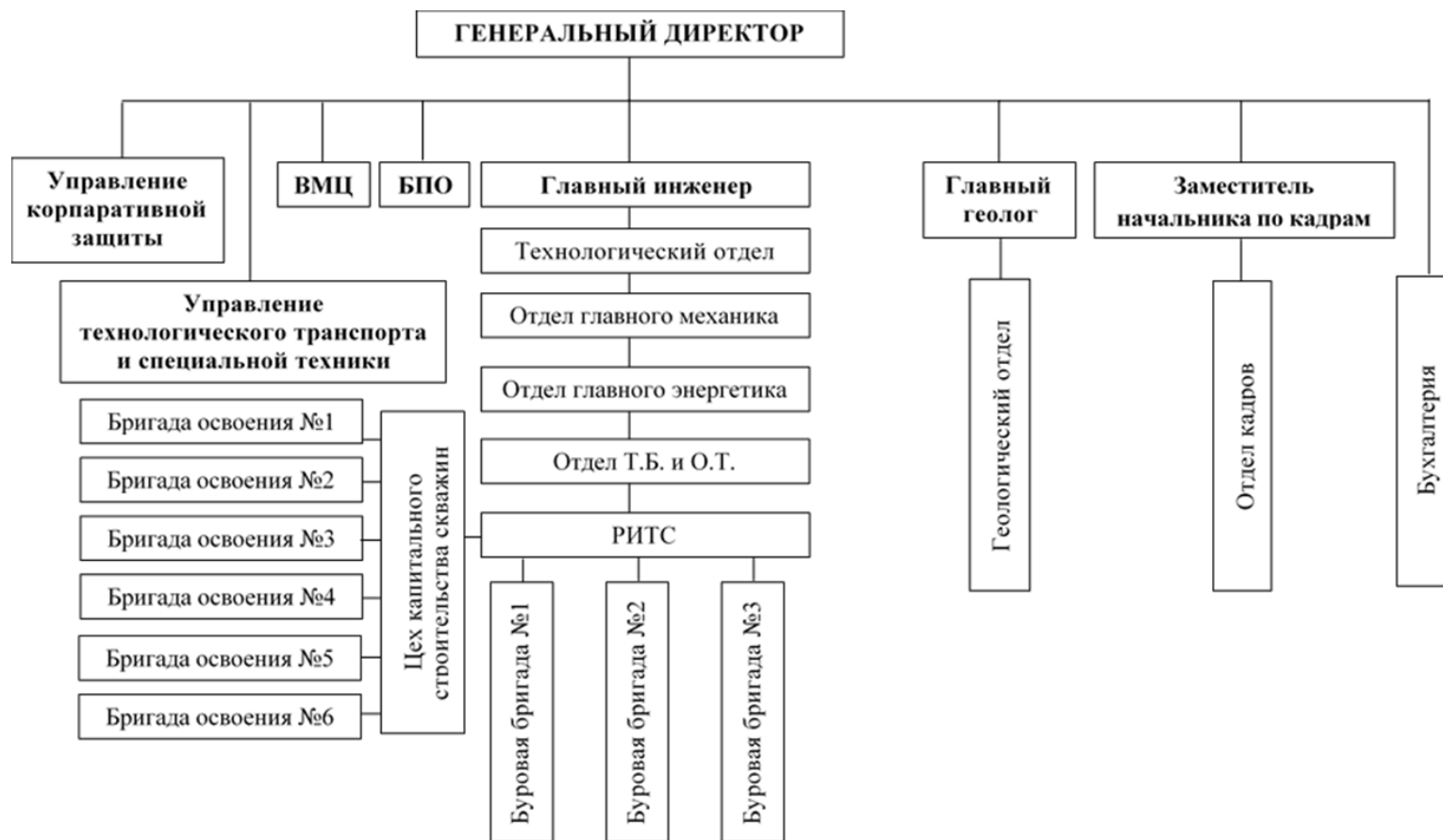


Рисунок Л.1 – Организационная структура управления ОАО «Сургутнефтегаз»

Приложение М.1
(Обязательное)

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Таблица М.1.1 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направления	0-50	273,1	550	11	24	0-50	0,0116	0,58
	Итого:							0,58
Кондуктор	50-1180	177,8	1550	12	32	50-100	0,0117	1,17
						100-200	0,0130	1,30
						200-300	0,0136	1,36
						300-400	0,0141	1,41
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0151	1,51
						600-700	0,0156	1,56
						700-800	0,0161	1,61
						800-900	0,0165	1,65
						900-1000	0,0171	1,71
						1000-1100	0,0176	1,76
						1100-1180	0,0177	1,77
						Итого:		
Эксплуатационная колонна	1180-2670	114,3	1750	12	32	1180-1200	0,0178	1,78
						1200-1300	0,0183	1,83
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0193	1,93
						1500-1600	0,0198	1,98
						1600-1700	0,0203	2,03
						1700-1800	0,0208	2,08
						1800-1900	0,0213	2,13
						1900-2000	0,0218	2,18
						2000-2100	0,0223	2,23
						2100-2200	0,0228	2,28
						2200-2300	0,0233	2,33

Продолжение таблицы М.1.1

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна	1180-2670	114,3	1750	12	32	2300-2400	0,0238	2,38
						2400-2500	0,0243	2,43
						2500-2600	0,0248	2,48
						2600-2670	0,0253	2,53
							Итого:	34,48
							Итого:	53,33

Приложение М.2
(Обязательное)

Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Таблица М.2 - Нормативная карта разведочной вертикальной скважины глубиной 2670 метров на газовом месторождении (ХМАО)

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	БИТ349,3 STD221	550	0,1	0-50	50	0,025	1,25	0,58	1,83
Итого:			0,10		50		1,25	0,58	1,83
Бурение под кондуктор	PDC 220,7 FD419S	1550	0,73	50-1180	1130	0,035	39,55	18,85	58,4
Итого:			0,73		1130		39,55	18,85	58,4
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 152,4 FD513SMF	1750	0,88	1180-2670	1540	0,075	115,5	34,48	149,98
Итого:			0,93		1540		115,5	34,48	149,98
Всего:			1,71		2670		156,3	53,33	210,21

Приложение Н
(Обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Н.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,4	3	79117,2	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,3	-	-	0,07	1975,2	2,53	71392,5	6,49	183137,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,5	3	12190,7	0,07	284,4	2,53	10280,8	6,49	26372,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	-	-	0,07	395,5	2,53	14295,0	6,49	36669,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,6	-	-	0,07	107,7	2,53	3895,3	6,49	9992,4
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	3	154902	0,07	3614,3	2,53	130634,0	6,49	335104,7
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	3	17465,2	0,07	407,5	2,53	14729,0	6,49	37783,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,1	-	-	0,07	99,3	2,53	3590,5	6,49	9210,5

Продолжение таблицы Н.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,0	0,07	18825,2	2,53	680396,4	6,49	1745364,7
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,8	-	-	-	-	2,53	440831,8	6,49	1130829,4
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,7	-	-	0,07	230,42	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	50359,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,4	3	226876,4	-	-	2,53	191332,4	6,49	490809,3
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,5	-	-	0,07	331,9	2,53	11996,0	6,49	30772,4
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	3	85084,0	0,07	1985,2	2,53	71754,1	6,49	184065,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,8	3	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,5	-	-	0,07	1441,4	2,53	52096,5	6,49	133639,0
Эксплуатация ДВС, сут	1817,3	-	-	0,07	127,2	2,53	4597,9	6,49	11794,80

Продолжение таблицы Н.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатация трактора, сут	6926,4	3	20779,3	0,07	484,8	2,53	17523,9	6,49	44952,7
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,6	3	61505,0	0,07	1435,1	2,53	51869,2	6,49	133055,9
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,4	147	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	3	103707,0	0,07	2419,8	2,53	87459,6	6,49	224352,9
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,6	-	-	0,07	213,2	2,53	7708,0	6,49	19772,8
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,6	-	-	14,2	218632,8	25,40	391075,6	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,8	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,9	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,5	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,9	-	-	0,09	318,1	0,06	224,5	-	-
НТФ, т	187047,2	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,6	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,8
Барит, т	65344	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,3	0,35	2319,9	14,51	96177,1	40,3	267254,3	1,40	9279,6
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,8	-	-	0,80	3843,8	3,5	16816,8	1,0	4948,9
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,3	-	-	6,39	35830,8	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,2	0,82	4596,34	0,34	1905,80	0,86	4820,55	-	-

Продолжение таблицы Н.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1527560,9		460307,1		3056246,3		4971735,2	
Затраты зависящие от объема работ									
БИТ 349,3 STD221	140162,8	-	-	0,1	14016,29	-	-	-	-
PDC 220,7 FD419S	281734,7	-	-	-	-	0,73	205666,3	-	-
PDC 152,4 FD513SMF	209999,2	-	-	-	-	-	-	0,88	184799
Транспортировка труб, т	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		34702,5		443341,2		188773,6		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	1527560,9		495009,6		3499587,6		5160508,8		
Всего по сметному расчету, руб	20871474,2								

Таблица Н.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,15	4232,7	0,72	20317,2	1,59	44867,2
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,5	0,15	609,5	0,72	2925,7	1,59	6461,0
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,15	847,5	0,72	4068,1	1,59	8983,8
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,6	0,15	230,9	0,72	1108,5	1,59	2448,0
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,15	7745,1	0,72	37176,4	1,59	82098,0
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,15	873,2	0,72	4191,6	1,59	9256,5
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,1	0,15	212,8	0,72	1021,8	1,59	2256,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,15	40339,7	0,72	193630,6	1,59	427600,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,15	41901,8	0,72	201128,8	1,59	444159,5
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,4	0,15	12846,2	0,72	61661,8	1,59	136169,9
Плата за подключенную мощность,сут	28361,3	0,15	4254,2	0,72	20420,1	1,59	45094,5
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,15	3088,7	0,72	14825,9	1,59	32740,5
Эксплуатация ДВС, сут	1817,3	0,15	272,61	0,72	1308,51	1,59	2889,6

Продолжение таблицы Н.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,6	0,15	41901,8	0,72	201128,8	1,59	136169,9
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,15	12846,2	0,72	61661,8	1,59	45094,5
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,2	0,15	4254,2	0,72	20420,1	1,59	32740,5
Эксплуатация трактора, сут	6926,4	0,15	3088,7	0,72	14825,9	1,59	2889,6
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,4	1,70	272,6	25	1308,5	1,21	32597,6
Башмак колонный БК-273, шт	17459,1	1	3075,2	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	13273,0	-	-	1	13273,0	-	-
Башмак колонный БК-114, шт	9291,1	-	-	-	-	1	9291,1
Центратор ЦЦ-178/216, шт	5186,6	-	-	24	124480,3	-	-
Центратор ЦЦ-114/151, шт	3818,5	-	-	-	-	54	206201,1
ЦКОДМ-178, шт	25647,5	-	-	1	113,10	-	-
ЦКОД-114, шт	23095,0	-	-	-	-	1	105,0
Продавочная пробка ПП-273 , шт	21441,0	-	-	1	59,15	-	-
Продавочная пробка ПРП-178 , шт	16438,1	-	-	-	-	1	30,12
Продавочная пробка ППЦ-114, шт	12078,4	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-273	6150,5	-	-	-	-	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			998345,2		794286,4		1570111,9
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 273,1x9,5, м	7598,2	50	379914,1	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8x7,9, м	5825,8	-	-	1180	6874474,6	-	-
Обсадные трубы 114,3x7, м	4075,8	-	-	-	-	2670	10882471,4

Продолжение таблицы Н.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,1	17373,9	25,8	449462,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,7	-	-	-	-	3,50	21405,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4)-100, т	6534,4	-	-	-	-	16,60	108471,0
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,0
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,1	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,7
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,8
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,8	1,00	7432,8	1,10	8176,1	1,38	10257,3
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,8	1,00	17885,8	2,00	35771,7	2,00	35771,7
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,5	3,00	22543,6	8,50	191621,2	13,00	97689,2
Пробег ЦСМ, км	7514,5	1,00	7514,5	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,3	-	-	-	-	1,00	8331,3
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,0	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,3
Транспортировка обсадных труб, т	3830,7	2,23	8542,6	21,15	180677,3	73,40	281180,1
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,5	0,07	512,5	0,63	325,2	2,20	16870,8
Транспортировка вахт, руб	738						
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	526510,0			8088915,5		11804246,3	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	23782415,4						
Всего по сметному расчету, руб	23955372,8						

Таблица Н.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.	1250112,4
Разработка трубопроводов линий передач и др.	48803,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	220740,2
Итого:	1519656,4
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	3017463,4
Разборка и демонтаж	247082
Монтаж установки для освоения скважины	89643,8
Демонтаж установки для освоения скважины	32059,4
Итого:	3386248,6
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	20871474,2
Крепление скважины	23955372,8
Итого:	44826847,1
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2395723,4
Итого:	2395723,4
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	4816702,1
Итого:	4816702,1
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	217397,1
Эксплуатация котельной	600756,4
Итого:	818153,5
Итого по главам 1-6	57763331,2

Продолжение таблицы Н.3

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	9473186,3
Итого:	9473186,3
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	5378921,4
Итого:	5378921,4
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	3340310,1
Выплаты за работу в районах крайнего севера	2105847,7
Выплаты за подвижной характер работы	1307077,9
Лабораторные работы	70833,8
Топографо-геодезические работы	27158,6
Скважины на воду	976280,2
Итого:	7827508,4
Итого по главам 1-9	80442947,4
Глава 10	
Авторский надзор	160885,8
Итого:	160885,8
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	162339,0
Проектные работы	3850,0
Итого:	166189
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	40385011,1
Итого:	40385011,1
Итого по сводному сметному расчету	121155033,5
НДС 18%	21807906,0
Итого:	142962939,6

Приложение П
(Обязательное)

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Таблица П.1 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель (СН 459-74). 3. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, хим. реагентами и другими веществами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и др. 2. Вывоз и уничтожение, захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов и других веществ.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, керн, шлам и т.д.) и мусора.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной активности	Засыпка горных выработок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности	Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв (см. графу “земля и земельные ресурсы”).
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение
	Оставление недорубов, захламление лесосек	1. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2. Использование вырубленной древесины.
	Прорубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций и посёлков	1. Попоенная оплата 2. Соблюдение нормативов отвода земель в залесных территориях.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение производственными сточными водами и буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами и др.	1. Отвод, складирование и дальнейшая утилизация при помощи оборудования для бурения по без амбарной технологи и сточных вод 2. сооружение водоотводов, наполнителей и отстойников.

Продолжение таблицы П.2

Вода и водные ресурсы	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (канализационные устройства).
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
	Загрязнение подземных вод при смещении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при разрушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважины обваловками.
Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды (инженерно-геологические свойства, подземные воды и т.д.)	1. Ликвидационный тампонаж скважин. 2. Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Не комплексное изучение недр	1. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. 2. Тематические и научно – исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлечённых из недр полезных компонентов и застройка месторождений их затопление и т.д	1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки “стерильности” зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой забоя, выхлопные газы автомобилей, работа котельных.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ по охране животных. Профилактическая работа.

Таблица П.2- Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	1,5*10 ⁻⁵	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	1,69*10 ⁻⁶	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (С ₁ -С ₅)	0,3831	На этапе строительного-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (С ₆ -С ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (С ₁₂ -С ₁₉)	0,0343	
	Оксид углерода	0,5346	