

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 2600 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2600)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к. т. н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Киселева Елена Станиславовна	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2600 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019 №1077/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе (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.).</p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 110 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</p>
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).</p>	<p>– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины);</p> <p>– Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Гибридные долота</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Киселева Елена Станиславовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна</p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Гибридные долота</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p></p>

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Сроки строительства скважин
1. Сметная стоимость строительства скважины	Расчет сметной стоимости строительства скважины
1. Расчет технико-экономических показателей	Расчет технико-экономической эффективности

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
Доцент ОГСН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Данные технологические решения будут использоваться для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1. Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н.</p> <p>Трудовой кодекс РФ (ст. 219; 264; 298)</p> <p>Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116 от 21 июля 1997 г.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого объекта.</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Опасные и вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли(пола) – Движущиеся части машин и механизмов – Пожаровзрывобезопасность – Электробезопасность – Превышение уровней вибрации – Превышение уровней шума – Недостаточная освещенность рабочей зоны
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Анализ воздействия объекта на литосферу – Анализ воздействия объекта на гидросферу – Анализ воздействия объекта на атмо-

	сферу
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях :	<ul style="list-style-type: none"> – ГНВП; – Пожар

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Альдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б52Т	Кочкаров Рахматилло Рафикжанович		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение <i>профессиональной эрудиции и широкого кругозора</i> в области <i>математических, естественных и социально-экономических наук</i> и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать <i>экологические последствия</i> профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение <i>безопасных условий труда</i>
P3	Уметь <i>самостоятельно учиться</i> и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать <i>профессиональные инженерные задачи</i> с использованием <i>современных образовательных и информационных технологий</i>
P5	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i>
P6	внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по <i>междисциплинарной тематике</i> , организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, <i>повышающих эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для <i>составления проектной и рабочей и технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, 11 рисунков, 30 таблицы, 45 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2600 метров.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 2600 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос гибридные долота.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;

ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;

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;

ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

УВ – условная вязкость;

ПВ – пластическая вязкость;

БУ – буровая установка;

БК – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ГЦУ – головка цементирующая универсальная;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	16
1.1 Геологические условия бурения скважины.....	16
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади).....	17
1.3 Зоны возможных осложнений.....	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	18
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	20
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения.....	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	22
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	23
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	29
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	29
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	30
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн	30
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений.....	31
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	33
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	34
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	34
2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.....	35
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	35
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	37
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	37
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя	38
2.5 Выбор буровой установки.....	38
3 ГИБРИДНЫЕ ДОЛОТА	40
3.1 Назначение и классификация буровых долот	40
3.2 Задача гибридных долот.....	41
3.3 Долота Kumera.....	42
3.4 Долота SteeringWheel	43
3.5 Долота Fusetek	45
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	49
4.1 Основные направления деятельности ООО«Иркутская нефтяная компания»	49
4.1.1 Организационная структура управления предприятием.....	50
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	53
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	55

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	55
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	55
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	57
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	58
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	58
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	58
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	59
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	63
5.2 Производственная безопасность.....	65
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению	65
5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	70
5.3. Экологическая безопасность.....	71
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	77
ПРИЛОЖЕНИЕ А	81
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	83
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	85
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	93
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	99

ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности технологических процессов строительства скважин на углеводородное сырьё, как наиболее капиталоемкой отрасли хозяйственной деятельности страны. Всегда было и должно оставаться приоритетной задачей страны.

Строительство скважин на нефть и газ-это сложный производственный процесс, состоящий из нескольких видов последовательно выполняемых технологически связанных между собой работ. Экономическое развитие России в 21 веке базируется на значительной добыче углеводородного сырья. Данное обстоятельство стимулирует рост ежегодных объёмов добычи нефти и газа и соответственно объёмов бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин для этих целей.

В последние годы произошли заметные качественные и количественные изменения в техническом уровне применяемых технологических процессов и технических средств для строительства нефтяных и газовых скважин.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство вертикальной разведочной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологические, экономические и социальные.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2550–2580 метров представлен аргиллитом плотностью 0,025 МПа/м.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	гидроразрыва пород	горного давления	Температура по разрезу,
	от	до	МПа/м	МПа/м	МПа/м	°С
P-C	0	100	0,011	0,014	0,027	3
P-C	100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
E ₁₋₂ lit	200	540	0,012	0,015	0,034	10
E ₁ an	540	750	0,012	0,016	0,027	12
E ₁ an,+ bul	750	1200	0,012	0,017	0,034	16
E ₁ bls ₂ , + bls ₁	1200	1500	0,017	0,020	0,025	18-22
E ₁ us	1500	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
V-E ₁ tt+ sb	2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
V ktg+ osk	2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
V vn	2500	2600	0,013	0,019	0,025	30-32

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности и нефтеносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – водоносность и нефтеносность, по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
50	300	поровый	1-10,3	100
650	1045	коверно-трещинный	-	20
2040	2080	коверно-трещинный	1,13	-
2590	2622	поровый	1,15-1,12	0,36-9,2
Нефтеносность				
2550	2580	поровый	791	110

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, Разрыв пластов каменной солм, нефтегазоводопроявление, прихвата опасные зоны осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	80	осыпи и обвалы стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
80	455	кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

2.2.1 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 [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

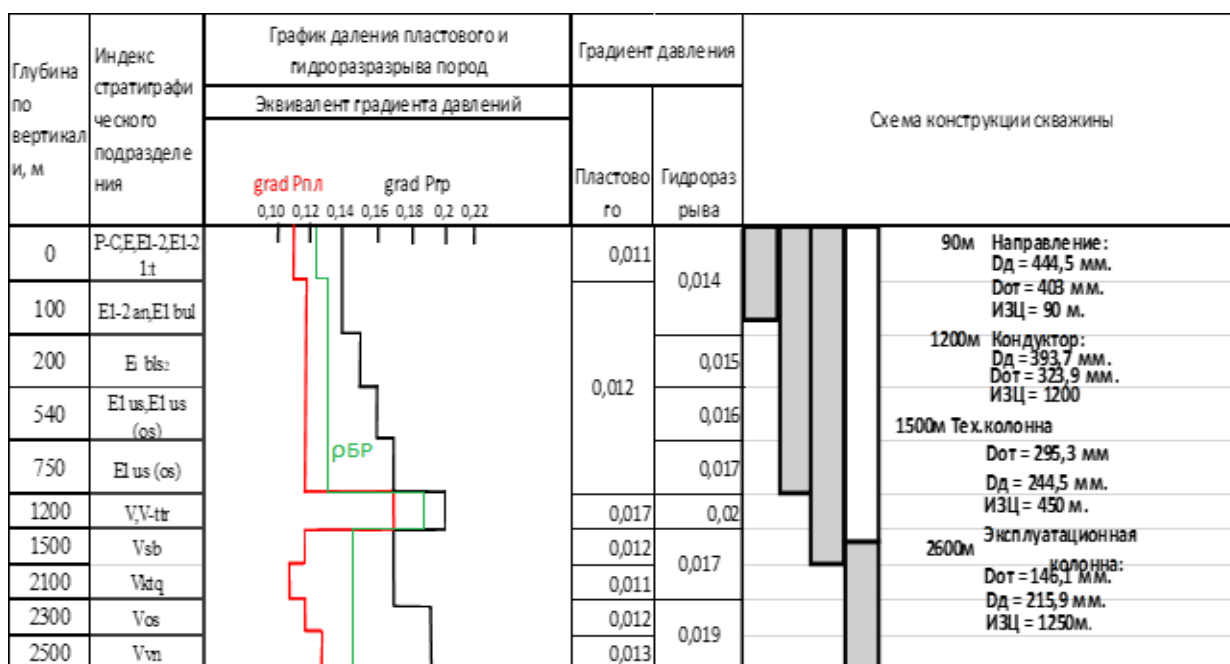


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения наблюдается

ся, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны присутствует.

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 90 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 80 м (приложение А, таблица А.1) и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [15,43].

2. Кондуктор спускается на глубину 1200 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0-1200 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Техническая колонна спускается на глубину 1500 м с учетом предотвратить интервалы несовместимые по условиям бурения.

4. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 2600 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 2580 – 2600м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 20 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19,31,32,38,41]:

1.Направление: интервал цементирования 0–90 м;

2.Кондуктор: интервал цементирования 0–1200 м;

3. Техническая колонна: интервал цементирования 1050–1500

4.Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 1350–2600 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр колонны под эксплуатационной колонны принимаем равным $D_{\text{экс}} = 146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41,44].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 13,3 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК2–21–168x245x324**.
2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–280/80x21**.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

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 4 [16,17,19,20,35,36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–90	Направление	Роторной
90–1200	Кондуктор	Роторный с применением ВЗД
1200–1500	Техническая колонна	Роторный с применением ВЗД
1500–2600	Эксплуатационная колонна	Роторный с применением ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20,35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1500	1500-2600
Шифр долота		Ш 444,5 М-ЦГВУ	Ш 393,7 Т-ЦВ	БИТ 295,3 FD 516 SM	БИТ 215,9 В 716 У
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		444,5	393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	Т	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-171	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.45	0,450	0,4	0,4
Масса, кг		210	163	75	43
G, тс	Рекомендуемая	8-27	17-28	2-12	2-10
	Предельная	-	40	40	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–300	40-600	60-400	60-400
	Предельная	-	600	400	400

1. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 В 716 У марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC 295,3 FD 516 SM марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC III 393,7 Т-ЦВ марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото III 393,7 М-ЦГВУ марки М (по типу горных пород), 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.

5. В приведенных первых 2-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC

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, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 1 и 2 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{шF}}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F=0,03D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-1200	1200-1500	1500-2600
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	250	3000	2000	5000
$D_d, \text{мм}$	444,5	393,7	295,3	215,9
η	1	1	1	-
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5	-
$q, \text{кН/мм}$	0,3	0,5	0,4	0,8
$G_{пред}, \text{кН}$	211	343	94	122
Результаты проектирования				
$G_1, \text{кН}$	83	88	21	17
$G_2, \text{кН}$	133	196	95	76
$G_3, \text{кН}$	168	274	104	96
$G_{проект}, \text{кН}$	107	196	95	76

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 107 кН. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

где V_l – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1500	1500-2600
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$		2,8	1,2	1,2	0,8
$D_{д}$	м	0,4445	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	444,5	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{ мс}$		3	6	-	-
z		28	24	-	-
α		1	0,8	0,6	0,3
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$		120	135	100	173
$n_2, \text{ об/мин}$		260	271	-	-
$n_3, \text{ об/мин}$		716	657	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		120	135	100	173

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. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{\text{проект}}$ применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

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.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20,35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{зд} = (0,8-0,9)D_{д}, \quad (4)$$

где $D_{зд}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

$D_{д}$ – диаметр долота, мм.

$$M_p = M_o + M_{yд} * G_{ос}, \quad (5)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o = 500 * D_{\delta} \quad (6)$$

где D_{δ} – диаметр долота, м.

$$M_{уд} = Q + 1,2 * D_{\delta}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_{δ} – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-1200	1200-1500	1500-2600
Исходные данные					
$D_{д}$	м	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	-	393,7	295,3	215,9
$G_{ос}$, кН		-	133	88,7	150
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		-	314-354	233-265	172,72
M_p , Н*м		-	5884	3417	4027,58
M_o , Н*м		-	697	147,5	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	39	37	27,41

Для интервала бурения под кондуктор 90–1200 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, 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 под техническую колонну 1200–1500 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, 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 1500–26000 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-172, 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 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД-240 7/8	ВЗД-240 7/8	ВЗД-172 7/8
Интервал, м	90–1200	1200–1500	1500–2600
Наружный диаметр, мм	240	240	172
Длина, м	6,917	1875	8,290
Вес, кг	1875	1875	1225
Расход жидкости, л/с	30–75	30–75	20–40
Число оборотов, об/мин	85–150	85–150	85–180
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	9–18	10–15
Мощность двигателя, кВт	110–250	110–250	60–200

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

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, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34,].

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по

интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

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 0–90 м под направление – бентонитовый буровой раствор.
- интервал бурения 90–1200 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.
- интервал бурения 1200–1500 м под техническую колонну – по полимер-глинистого буровой раствор.
- интервал бурения 1500–2600 м под эксплуатационную колонну – Биополимерного буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10[23,26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23,26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	водо-отдача, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	90	1,23	120	-	-	-	-	-	-
Полимер-глинистый	90	1200	1,34	90	18	45	10-30/ 25-50	< 10	9,5	< 2
Полимер-глинистый	1200	1500	1,83	50	20	35	10-25/ 15-30	< 6	9,5	< 1
Биополимерный	1500	2600	1,45	45	15	43	6-20/ 10-30	< 6	9,0- 11	< 1

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	90	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Полимер-глинистый	90	1200	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимер-глинистый	1200	1500	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор, барит.
Биополимерный	1500	2600	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ксантановая смола, KCL, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, барит, пеногаситель.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|--|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO_3 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |
| 3. CaCO_3 5 – 60 кг/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO_3 50 – 60 кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Г.2 приложения Г.

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;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38,28-29].

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

- Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2550–2580 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2545–2585 м

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
215.9 ТЗ-ЦВ	215,9	100	СП 3-161×4.233×1:6	30

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100	216	16 (4)	100	15900	3-161	3-161	1700

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – 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
2545-2585	УКР-172/100	1-3	60-120	23

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	784	глубина скважины, м	2600
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1350	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1733

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 [38,41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3

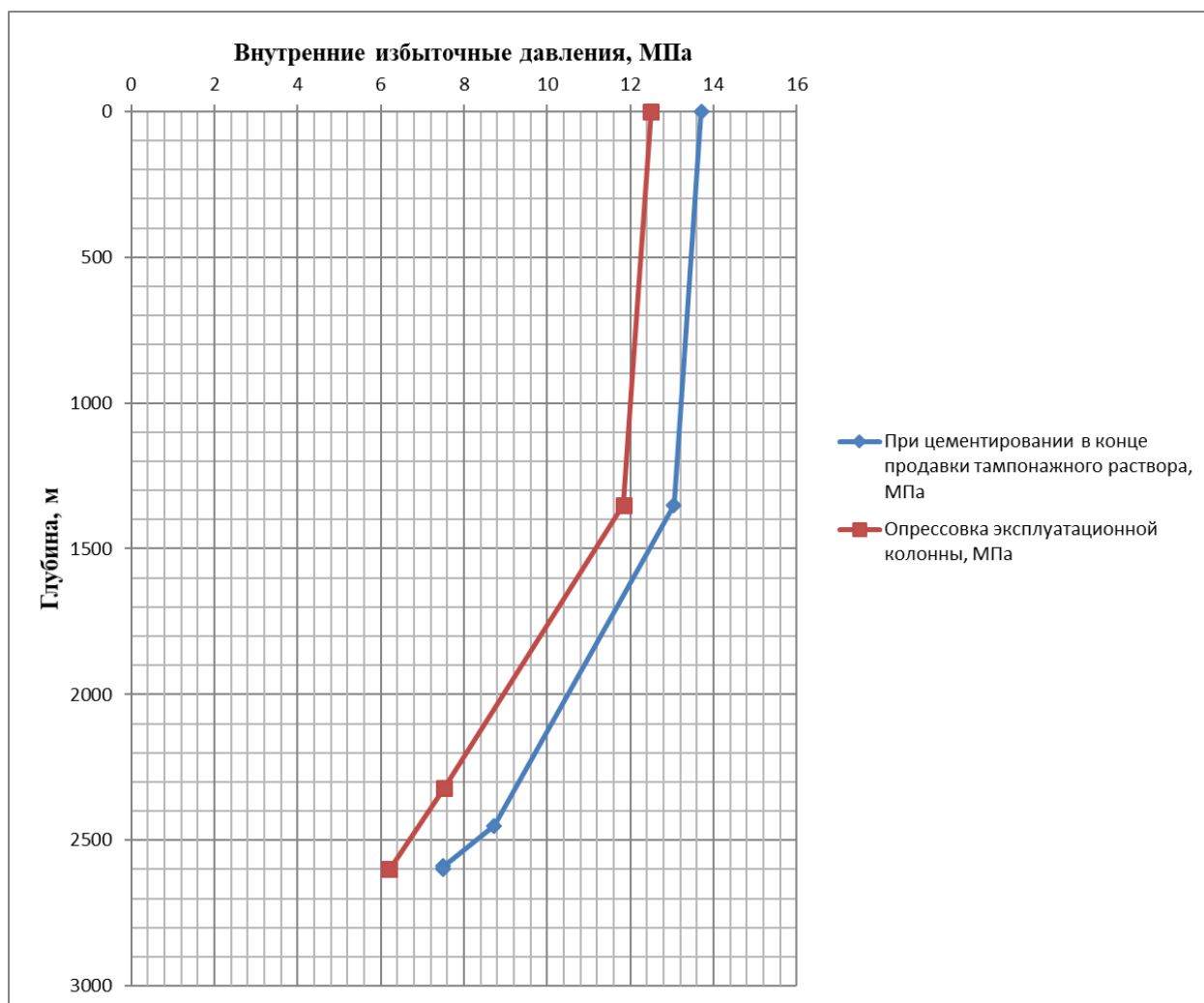


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относится группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29,38,43].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	68,25	6142,5	6142,5	0–90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	1200	73,6	88320	88320	0–1200
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1500	46,2	13860	13860	0–1500
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,9	100	35,1	3510	91260	2500–2600
2	ОТТМ	Д		100		87750		0-2500

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 9 [19,31,41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гп}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 31,80$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0.36$ МПа;

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гп} = 44,2$ МПа.

Производим сравнения давлений $32,1$ МПа \leq $41,9$ МПа.

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

2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной 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 [19,31,41]:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т
Буферная	10,66	1100	-	МБП-СВ	197,7	-	-
	2,66			МБП-СМ	131,1	-	-
Облегченный тампонажный раствор	23,9	1400	19,32	НТФ	4,811	ПТЦ - III - об 4-100	9,799
Тампонажный раствор нормальной плотности	3,47	1900	2,3	НТФ	17,567	ПТЦ – 1 - 100	1,424
Продавочная жидкость	68,31	1030	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19,31,41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

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

$$P_{цг} = 13,7 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа.}$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом СИН.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad 11)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;
 $G_{\text{б}}$ – вместимость бункера смесителя.

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

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

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 4.

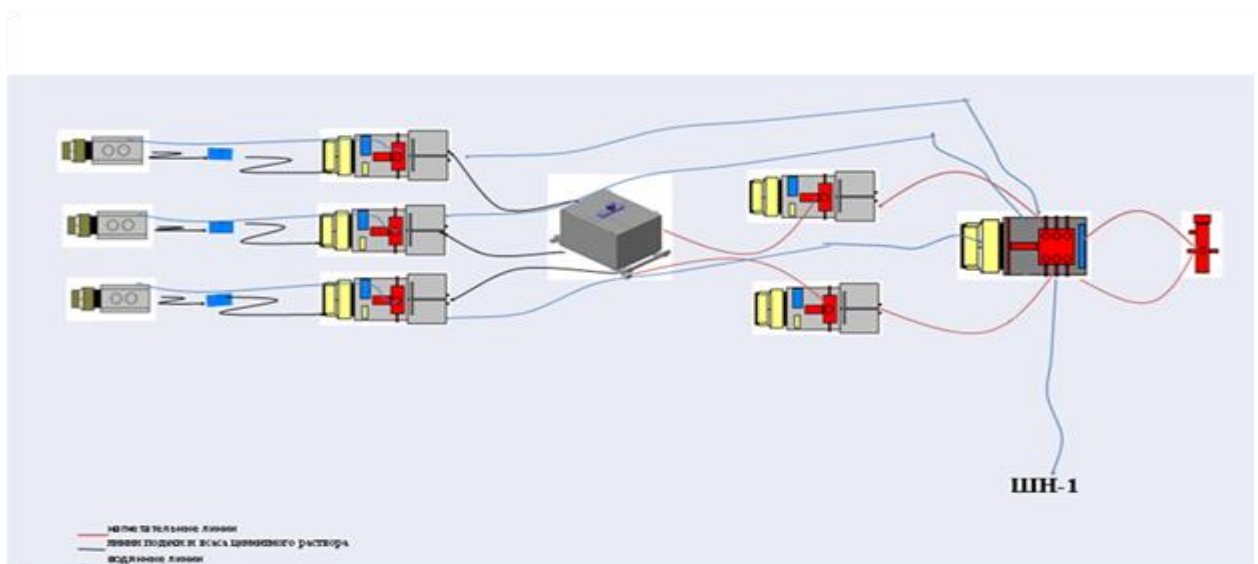


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементосмесительной установки и гидроворонки

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D _{усл} = 426 мм	БКМ-426 ОТТМ	ЦКОД -426 ОТТМ	ПРП-Ц-426	ЦЦ-426/445 (2)
Кондуктор, D _{усл} =324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393 (30)
Тех.колонна D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (37)
Экспл.колонна, D _{усл} =178 мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОД -178 ОТТМ	ПРП-Ц-В-178 ПРП-Ц-Н-178	ЦЦ-178\216 (65)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вто- ричного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 30 м, глубина 2550–2580 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из шести секций по 5 м.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60

Продолжение таблица 19

Технические характеристики	Скорпион 102
Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 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) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – 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

2.5 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 [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

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 15:

$$Q_{пр} = k * Q_{мах}, \quad (15)$$

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 Уралмаш 3000/200 ЭУК-1М.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ 3000 – ЭУК-1М		200	4x5
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	94,7	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,1
Максимальный вес обсадной колонны	91,2	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,19
Веса колонны при прихвате	123	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,62

3 ГИБРИДНЫЕ ДОЛОТА

3.1 Назначение и классификация буровых долот

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

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

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

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

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

3.2 Задача гибридных долот

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

1. Основные задачи:
- 2.Повышение механической скорости проходки
- 3.Предотвращение сильного износа
- 4.Увеличение время работы
- 5.Понижение вибраций
- 6.Контроль за ориентировочными отклонениями

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

- 1.Необходимого диаметра
- 2.Соответствие проектным параметрам
- 3.Опыта сооружения скважин с аналогичными условиями
- 4.Типу пород по твердости

3.3 Долота Кумера

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

Гибридная буровая установка направлена на достижение максимальной эффективности в сложных буровых условиях. Одним из представителей гибридов является долото Кумера от компании BakerHughes, формируется на проверенной основе производства алмазных резцов PDC на лопастях и размещением шарошек в основе вооружения. Гибридное долото Кумера представлено на рисунке 5.



Рисунок 5 - гибридное долото Кумера

Долота PDC имеют высокую механическую скорость бурения, однако в более твердых породах не редко возникают повреждения резцов вследствие вибраций и высокого удельного момента. Шарошечные долота обладают немного лучшей проходкой, однако их скорость бурения в два раза уступает поликристаллическим алмазам. Комбинированное исполнение конических шарошек и резцов PDC в буровом инструменте Кумера позволило добиться повышенной производительности в скорости и проходке, по сравнению с отдельными показателями работы этих частей. Сравнение рейсовой проходки и механической скорости бурения долот представлено на рисунке 6.

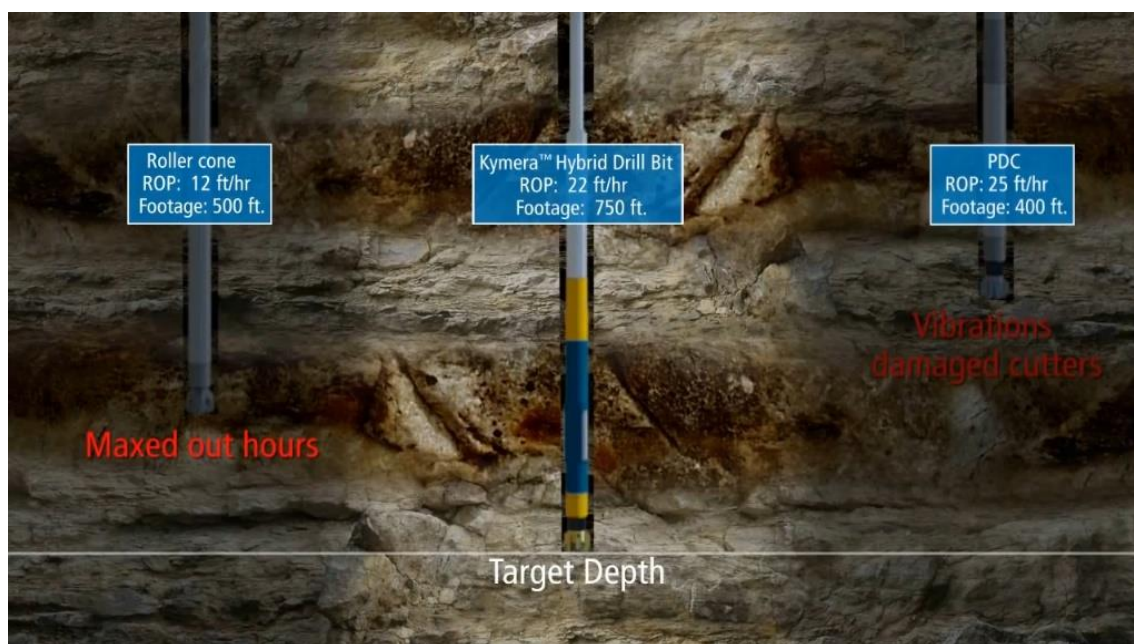


Рисунок 6 - Сравнение рейсовой проходки и механической скорости бурения

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

Таким образом гибридные долота Kymera предназначены для:

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

3.4 Долота SteeringWheel

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

Еще одним представителем гибридных долот является Steeringwheel разработанные компанией Reed-Hycalog. Представляет собой комбинацию лопастей с резцами PDC и непрерывным 360° калибрующим вооружением, однако в случае предупреждения возникновения сальника кольцо может прерываться, рисунок 7. Уникальный калибрующий дизайн обладает противовихревым действием, обеспечивает центровку и предотвращает боковые перемещения, тем самым снижает возможность появления вибраций и вероятность завихрений. Алмазные резцы в свою очередь позволяют сгладить контакт калибра с породой и получать ровные стенки скважины обеспечивая дальнейшую стабильность.

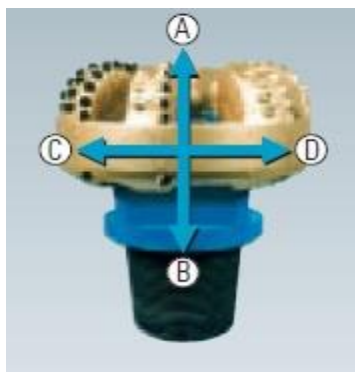


Рисунок 7 - SteeringWheel с непрерывным и прерывающимся кольцом

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

Так же долота Steeringwheel соответствуют критериям долот с малым коэффициентом удлинения, рисунок 8. Диаметр скважины, с использованием этого инструмента, выдерживается диаметром калибрующего вооружения. Сочетание незначительных показателей крутящего момента и удельное изменение этих величин, позволило достичь отличных показателей в управлении компоновкой при наклонно-направленном бурении.

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



мута.

Рисунок 8 - долото с малым коэффициентом удлинения: $\frac{AB}{CD} < 1$

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

3.5 Долота Fusetek

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

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

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

Уникальный дизайн долот Fusetek, рисунок 9, представлен совместным использованием резцов PDC с вторичным импрегнированным слоем. Основной задачей гибридного вооружения является одновременное повышение стойкости резцов к скалыванию и абразивному износу.



Рисунок 9 - долото Fusetek

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

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

Принцип работы гибридного вооружения представлен на рисунке 13.

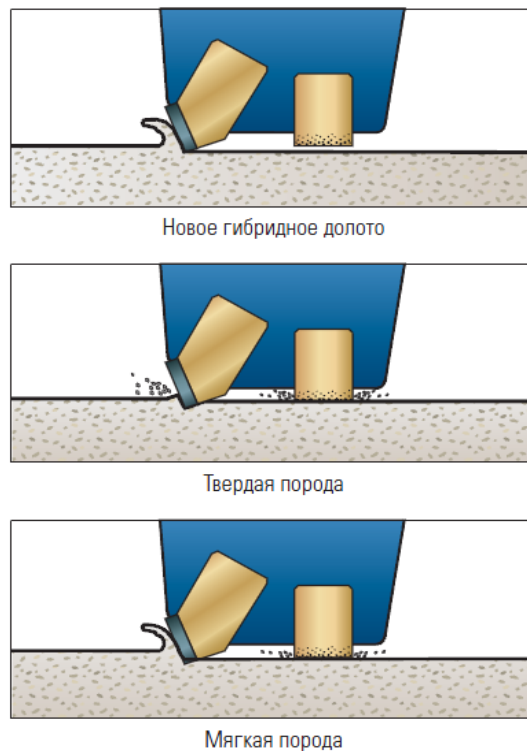


Рисунок 10 - Принцип работы гибридного вооружения

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

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

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

Вывод

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

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Объектом исследования является планирование и формирование бюджета научных исследований для строительства разведочной скважины глубиной 2600 м расположенной в Красноярском крае, это является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения исследований.

Целью раздела финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение является проектирование нормативной карты для строительства разведочной скважины глубиной 2600 м в Красноярском крае.

Для достижения поставленной цели были определены следующие задачи:

1. Произвести расчет норм времени на производимые операции;
2. Спроектировать нормативную карту строительства разведочной скважины;
3. Произвести расчет сметы для строительства разведочной скважины.

4.1 Основные направления деятельности ООО«Иркутская нефтяная компания»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Группа компаний ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 41 лицензионных участков недр, в пределах которых расположено 18 месторождений, на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края. На объектах компании ведется комплекс геологоразведочных работ, осуществляется добыча углеводородного сырья.

Основными добывающими активами группы компаний ИНК являются Ярактинское, Даниловское, Марковское нефтегазоконденсатные месторождения, Ичёдинское нефтяное месторождение, а также Аянский лицензионный

участок недр, включая Западно-Аянское нефтегазоконденсатное месторождение. ИНК ежегодно наращивает темпы добычи углеводородного сырья (УВС) и по этому показателю входит в число лидеров нефтегазовой отрасли России. За последние восемь лет группа компаний увеличила объем добычи УВС в семь раз – с 1,3 млн тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018.

В составе группы компаний ИНК действует специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-Сервис», которое обеспечивает выполнение около 75% объема буровых работ компании. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр. Для выполнения работ по поиску и разведке УВС на отдаленных объектах привлекаются бригады других подрядных организаций. В течение 2018 года на лицензионных объектах ИНК была задействована 41 буровая установка, из них 24 буровых ООО «ИНК-Сервис» и 17 – других подрядных организаций.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 11 представлена организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

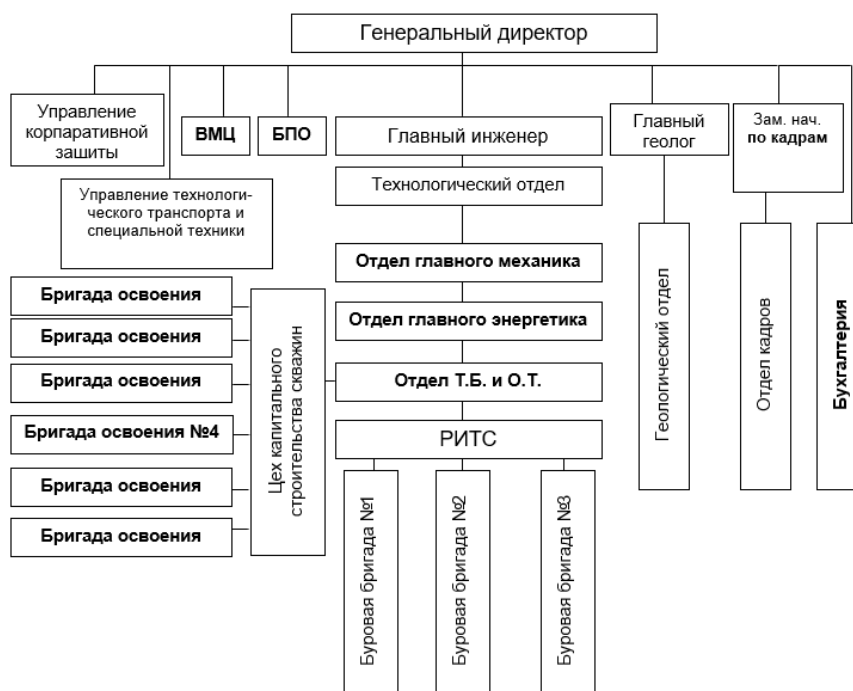


Рисунок 11 – Организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

4.2 Нормативная продолжительность строительства скважин

Задачей настоящего раздела является расчет нормативной продолжительности строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 1.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	2600
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Совмещенный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 444,5 мм на глубину 90 м
- кондуктор	d 393,7 мм на глубину 1200 м
- техническую	d 295,3 мм на глубину 1500 м
- эксплуатационная	d 215,7 мм на глубину 2600 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1
Оснастка талевой системы	4'5
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950 2шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-90м	78
- в интервале 90-1200м	47
- в интервале 1200-1500м	47
- в интервале 1500-2600м	27
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203мм – 37,8м d 178мм – 38м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 90-1200 м	CL-240 N366
- в интервале 1200-1500 м	Д5-172
- в интервале 1200-2600 м	Д5-172
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-30 м	127'9,19
- в интервале 90-1200 м	
- в интервале 1200-1500 м	127'9,19
- в интервале 1500-2600 м	127'9,19
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-90 м	444,5 М-ГБУ-R-146
- в интервале 90-1200м	БИТ 393.7 FD288МН А467
- в интервале 1200-1500м	PDC 295.3
- в интервале 1500-2600 м	БИТ 215,9/100 В419,02
- в интервале 2480-2510 м	Бурголовка 215,9 ТЗ-ЦВ

Сведения о действующем на буровом предприятии нормам времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото на нефтяном месторождении (Красноярский край) представлены в таблице 2.

Таблица 23 - Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,034	580
2	90	1200	1110	0,039	1670
3	1200	1500	300	0,061	1450
4	1500	2600	1100	0,057	1390

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

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

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

H - количество метров в интервале, м.

Расчет нормативного времени на механическое бурение представлен в таблице 3.

Таблицы 24 - Расчет нормативного времени на механическое бурение

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
90	0,034	3,06
1110	0,039	43,29
300	0,061	18,3
1100	0,057	62,7
Итого		127,35

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

$$n = H / \Pi, \quad (15)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 4.

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
90	580	0,15
1110	1670	0,66
300	1450	0,20
1100	1390	0,79
Итого на скважину		1,8

Таким образом, был произведен расчет нормативного времени на механическое бурение.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (16)$$

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

Π – длина интервала, м

$n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26 [34,39].

Таблица 26 – 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	
I	0 – 90	444,5	580	11	24	0-90	0,0112	1,008
II	90 – 1200	393,7	1660	12	32	90–100	0,0131	0,131
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500–600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
						700–800	0,0157	1,57
						800–900	0,0164	1,64
						900–1000	0,0175	1,75
						1000-1100	0,0188	1,88
						1100-1200	0,0191	1,91
	ИТОГО							17,9
III	1200 – 1500	295,3	1380	12	32	1200–1300	0,0197	1,97
						1300–1400	0,0208	2,08
						1400–1500	0,0228	2,28
	ИТОГО							6,33
IV	1500 - 2600	215,9	750	12	32	1500–1600	0,0231	2,31
						1600–1700	0,0238	2,38
						1700–1800	0,0244	2,44
						1800–1900	0,0247	2,47
						1900–2000	0,0250	2,5
						2000–2100	0,0253	2,53
						2200–2300	0,0254	2,54
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0264	2,64
						2500–2600	0,0276	2,76
	ИТОГО							25,13
	ВСЕГО							50,36

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 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

хвостовик – 34 минуты.

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 – 12 ч, технической колонны – 24 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21,22] :

Наворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 19:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34,39], \quad (20)$$

Для направления [21;22].:

$$L_T = 80 - 25 = 55 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34,39], \quad (21)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 55/24 = 2,29 \approx 3 \text{ штука}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{нар.} = 2,29 \cdot 2 + 5 = 9,58 \text{ минуты}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1200 - 10 = 1990 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 1190 - 25 = 1165 \text{ м}$$

$$N = 1165/24 = 48,54 \approx 49 \text{ штук}$$

$$T_{\text{конд.}} = 49 \cdot 2 + 5 = 103 \text{ минут}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 1500 - 10 = 1490 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 1490 - 25 = 1465 \text{ м}$$

$$N = 1465/24 = 61,04 \approx 61 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{тех.колон.}} = 61,04 \cdot 2 + 5 = 124,08 \text{ минуты}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2600 - 10 = 2590 \text{ м}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 2590 - 25 = 2565 \text{ м}$$

$$N = 2565/24 = 106,87 \approx 107 \text{ штуки}$$

$$T_{\text{экс.}} = 106,87 \cdot 2 + 5 = 218,75 \text{ минут}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21,22]:

$$\Sigma = 9,58 + 103 + 124,08 + 218 + 4 \cdot (7 + 17 + 42) = 718,66 \text{ минут} = 11,97 \text{ ч.}$$

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 [21,22].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $235,84 \times 0,066 = 15,56$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет $235,84 + 15,56 + 25 = 297,455$ ч = 11,52 суток.

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21,22].

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 27.

Таблица 27– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле 22 [21,22,39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 235,84 \cdot 1,07 = 252,35, \quad (22)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 [21,22] приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 28 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
техническая колонна	67,96	75,12	3,13
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
техническая колонна	17,4	19,61	0,81
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
Итого	307,2	326,21	18,57

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) по формуле 24 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M [34,39], \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 2600 / 129,15 = 20 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34,39], \quad (25)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч

$$V_p = 2600 / (129,15 + 50,36) = 14,4 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$VK = 2600 \cdot 720 / 307,2 = 6093,7 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото h_d , м [34.39]

$$h_d = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

$$h_d = 2600 / 1,8 = 1444,4 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39]:

$$C_{clm} = (C_{cm} - P_n) / H, \quad (28)$$

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

P_n – плановые накопления, рублей

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 2600 = 40363 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 29 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2600
Продолжительность бурения, суток	18,57
Механическая скорость, м/ч	20
Рейсовая скорость, м/ч	14,4
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6093,7
Проходка на долото, м	1444,4
Стоимость одного метра	57750

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Общее время механического бурения составит 235,32 часов или 9,8 суток. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 11,5 суток.

2. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общее время проводки скважины от начала

забурирования до процесса заканчивания составит 307,2 часов или 18,57 дней с учетом всех видов работ. Общая величина затрат на выполнение данного проекта составит 150190044 рублей.

3. Благодаря выбору современных буровых долот типа PDC, а также винтовых забойных двигателей с оптимальной заходностью и других усовершенствованных технологий бурения и крепления скважины были достигнуты следующие технико-экономические показатели: механическая скорость 20 м/ч; рейсовая скорость 14,4 м/ч; коммерческая скорость 6093,7 м/ст.-мес.; стоимость одного метра бурения 57750 рублей.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В рамках данной работы осуществляется проектирование процессов строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 м. на нефтяном месторождении Красноярского края. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колон и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колон, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

Реализация данного проекта планируется на территории Красноярского края. Климат на данной территории резко- континентальный с холодной продолжительной зимой и коротким теплым летом. Для данного участка характерны резкие перепады температуры воздуха, особенно в переходные сезоны.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке (ст. 264; 298 ТК РФ).

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности тру-

да. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ. 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.

Рабочий несет ответственность за:

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

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.

5.2 Производственная безопасность

Таблица 30 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изго- товле-	Эксплу- атация	
1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000-Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте
2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91-оборудование производственное. ГОСТ 12.4.011-89- средства защиты работающих. ГОСТ 12.2.062-81- оборудование производственное ГОСТ 12.4.026-2001-цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная
3. Пожаровзрывобезопасность		+	+	ГОСТ 12.1.004-91-пожарная безопасность
4. Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79-электробезопасность
5. Превышение уровней вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004-вибрационная безопасность ГОСТ 31192.2-2005-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека ГОСТ 31319-2006-измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека
6. Превышение уровней шума	+	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014-шум ГОСТ 17.2.2.03-87-атмосфера
7. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СНиП 23-05-95- естественное и искусственное освещение ГОСТ 12.1.005-88- общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СанПиН 2.2.4.548–96- Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов и мероприятия по их устранению

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

Согласно ПОТ Р М-012-2000 к работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства

ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте, при этом основным средством, предохраняющим работников от падения, является предохранительный пояс.

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

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

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

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

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

производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или

использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями. [23] Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями. Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а так же используются сигнальные цвета. [29]

Пожаровзрывобезопасность

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

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

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

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91: Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт; Ведро пожарное 2 шт; Багры 3 шт; Топоры 3 шт; Ломы 3 шт; Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

Электробезопасность

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

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

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

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

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

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

Превышение уровней вибрации

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

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

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы: использование машин с меньшей виброактивностью; - использование

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

Превышение уровней шума

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

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

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

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

5.2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Мероприятия по охране атмосферного воздуха

На основании проведенной оценки воздействия намечаемой деятельности на атмосферный воздух целесообразны следующие мероприятия по охране атмосферного воздуха от химического воздействия:

1. Выбор местоположения объекта с соблюдением архитектурно-планировочных решений:

2. Контроль топливной системы механизмов, а также системы регулировки подачи топлива, обеспечивающих полное его сгорание для удержания значений выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники в расчетных пределах:

3. Двигатели автомобилей и специальной техники на время простоев должны быть заглушены:

4. Допуск к эксплуатации машин и механизмов в исправном состоянии, эксплуатация в строгом соответствии с техническими инструкциями: ГОСТ 17.2.2.03-87:

5. Необходимо предусмотреть дегазацию объекта.

Мероприятия по обращению с отходами

Разработаны следующие мероприятия по обращению с отходами на периоды строительства и эксплуатации объекта: - организованный сбор и утилизация отходов производства и потребления на период строительства и при эксплуатации объекта; при вводе объекта после строительства в эксплуатацию - заключение договора на утилизацию и вывоз опасных отходов; организация мест временного хранения отходов в соответствии с санитарными требованиями и нормами, для исключения загрязнения почвы, поверхностных вод, атмо-

сферного воздуха; своевременная утилизация отходов с территории проектируемого объекта в целях недопущения захламления территории.

Мероприятия по минимизации возникновения возможных аварийных ситуаций на объекта

При эксплуатации объекта может возникнуть множество аварийных ситуаций, связанных с производственным процессом. Основные блоки аварийных ситуаций: аварии, связанные с незначительным воздействием на окружающую среду и производственными травмами; горение отходов. В случае горения максимальный вред будет нанесен атмосферному воздуху как основной транспортирующей среде. На объектах возникают стихийные пожары из-за саморазогрева мусорной массы в результате процессов биохимического разложения органического вещества, причем горят как сам мусор, так и выделяющийся из отходов биогаз. Для тушения пожаров на объектах используют огнетушители. Большие возгорания тушат средствами противопожарной безопасности, пожарными машинами или насосами из пожарных резервуаров.

При эксплуатации объекта возможно возникновение следующих аварийных ситуаций: пролив ГСМ; аварии автотранспорта; другие ситуации, связанные с производственными травмами. Профилактика аварийных ситуаций, связанных с производственными травмами производится путем проведения регулярных слушаний по технике безопасности среди работников. При проливе ГСМ рекомендуется: оценить масштаб пролива и требуемое количество человек для его ликвидации; локализовать разлив, если он значительный и распространяется по рельефу; приступить к ликвидации путем засыпки пятна разлива имеющимся на полигоне грунтом.

5.3. Экологическая безопасность

Влияние на литосферу

В процессе освоения нефтяных и газовых месторождений наиболее активное воздействие на природную среду осуществляется в пределах территорий самих месторождений, трасс линейных сооружений (в первую очередь магистральных трубопроводов), в ближайших населенных пунктах (городах, посел-

ках). При этом происходит нарушение растительного, почвенного и снежного покровов, поверхностного стока, срезка микрорельефа. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву; сократить до минимума падение различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях; после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы; необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников; очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики); контроль за герметичностью амбара; предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты; строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора; создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулкана-

нического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др. К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной, дорожной техники, выбросы вредных веществ предприятиями, заводами. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух, на производстве фильтрующие элементы и их утилизацию согласно экологическим нормам.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

При появлении первых признаков газонефтеводопроявления необходимо срочно принимать меры по их ликвидации. Во-первых, нужно прекратить добычу нефти из проблемной скважины, а, во-вторых, для предупреждения осложнений от ГВНП и на соседних скважинах при наличии интенсивной разработки нефтеносного пласта. При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство. После подтверждения факта газонефтеводопроявления вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП

допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки газонефтеводопроявления одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие газонефтеводопроявления возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуются привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при газонефтеводопроявлении применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

В данной работе мы проанализировали основные опасные и вредные факторы при строительстве разведочной скважины глубиной 3370 метров в Красноярском Крае, такие как: Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли; движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; пожаровзрывобезопасность; электробезопасность; превышение уровней вибрации; превышение уровня шума; перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; разработка действий в результате возникшей ЧС и мере по ликвидации её последствий; пожаровзрывобезопасность.

Предложенные средства индивидуальной и коллективной защиты минимизируют риски получения травм и нанесения вреда здоровью персоналу с приведёнными факторами. Уделено внимание возможным источникам загряз-

нения окружающей среды и природоохранным мероприятиям для обеспечения ее экологической безопасности, сохранению природных ресурсов и залежей.

Были приведены особенности трудового законодательства относящихся к данному проекту. Предусмотрены все необходимые меры безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений. Был разработан порядок действий в результате возникновения ЧС и меры по ликвидации ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассматривалось проектирование на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 2600 метров на нефтяном месторождении Красноярского края.

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

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

В разделе «Финансовый менеджмент» была рассмотрена организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания», приведен полный алгоритм расчета сметной стоимости. Так же определена стоимость всех работ по строительству скважины.

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

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Елихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
От	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	455	Пермо-карбон	P-C	1,30
		Кембрий	E	
		Нижний-средний	E ₁₋₂	
455	650	Литвинцевская свита	E ₁₋₂ 1:t	1,30
650	1045	Ангарская	E ₁₋₂ an	
1045	1105	Бугайская	E ₁ bul	1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	E ₁ bls ₂	
1350	1645	Нижнебельская	E ₁ bls ₁	1,20
1645	2140	Усальская	E ₁ us	
2040	2140	Осинский горизонт	E ₁ us (os)	
		Венд	V	
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	
2310	2440	Катаганская	Vktq	
2440	2535	Оснобинская	Vos	
2535	2850	Ванаварская	Vvn	

Таблица А.2 – Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс страт. подр.	Интервал		Название горной породы	Плотность, г/см ³	р-ство	ни-цае	Гвер-до-	ра-зив-	пла-стич-ност	Тип по-
	от	до								
P-C	0	455	Долериты Алевролиты Аргиллиты Угли	2,80 2,0- 2,5 2,3- 2,5 2,4- 2,6	- - - -	- - -	5-8	6,5- 9,5	6 до б/н	СЗ- ТЗ
E₁₋₂ lit	455	650	Долериты Известняки Доломит Мергели	2,86 2,60 2,60 2,60	- 4,33 - -	- 0 - -	4,5- 5,5	3,5- 5	2-6	СЗ
E₁ an	650	1045	Доломит Каменная соль	2,73 2,20	3,51 0,1	0 0	3	2	2-6	СЗ
E₁ bul	1045	1105	Доломит	2,76	3,1	0,12	6,5- 7,5	4,5- 6	2-6	СЗ- ТЗ
E₁ bls₂	1105	1350	Доломит Каменная соль	2,73 2,58	2,73 0,62	1,03 0,01	4,5- 6,5	3,5- 5,5	2-6	СЗ
E₁ bls₁	1350	1645	Доломит Известняк Каменная соль	2,72 2,72 2,58	4,29 0,94 0,62	1,06 0,65 0,01	5- 7,5	5-6	2-6	СЗ- ТЗ
E₁ us	1645	2140	Доломит Каменная соль	2,61 2,17	1,9 0,1	1,1 -	5- 6,5	4- 5,5	2-6	СЗ- ТЗ
V-E₁ tt	2140	2205	Доломит	2,83	1,59	0,01	6,5	4,5	2-6	СЗ- ТЗ
V sb	2205	2310	Доломит	2,77	2,65	0,63	6,5- 8,5	6- 7,5	2-6	ТКЗ
V ktg	2310	2440	Доломит глин. Доломит ангид- рит	2,71 2,58 2,62	2,7 6,95 50,9	0,13 0,29 0,7	6,5- 8,5	6- 7,5	2-6	ТКЗ
V osk	2440	2535	Доломиты	2,56	6,31	9,9	5- 6,5	4- 6,5	2-6	СЗ- ТЗ
V vn	2535	2850	Алевролит Аргиллит Песчаник	2,56 2,58 2,62	1,4 1,4 22	1,9 0,3 0,7	4-7	6-9	1.1-5	ТЗ- ТКЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0–90	90–1200	1200–1500	1500–2600
Исходные данные				
D_d , м	444,5	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,7	0,65	0,6	0,5
K_k	1,3	1,3	1,38	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,18	0,15	0,12	0,13
V_m , м/с	0,14	0,011	0,008	0,005
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{мах}$, м	0,4445	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$, м	0,018	0,015	0,0127	0,019
n	3	3	5	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,30	1,25	1,14	1,12
$\rho_{п}$, г/см ³	1,3	1,5	2,26	2,3
Q_1 , л/с	60	50	40	18
Q_2 , л/с	65	63	52	18
Q_3 , л/с	71	69	75	45
Q_4 , л/с	41	43	46	23
Q_5 , л/с	63	51	47	45
Q_6 , л/с	-	37-75	37–75	20–40

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора.

Интервал	0–90	90–1200	1200–1500	1500–2600
Исходные данные				
Q ₁ , л/с	89	78	40	18
Q ₂ , л/с	91	81	52	18
Q ₃ , л/с	94	93	75	45
Q ₄ , л/с	79	68	46	23
Q ₅ , л/с	37	26	47	45
Q ₆ , л/с	89	78	40	18
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	-	35–75	37–75	20–40
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q, л/с	64	48	49	29
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
Q _{тн} , л/с	-	49	29	29
ρ ₁ , кг/м ³	-	1000	1000	1000
ρ _{бр} , кг/м ³	1230	1340	1830	1450

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 64 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 48 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 техническую колонну принимается 49 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-950 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–90 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	444,5 М-ЦГВУ-146	0,45	444,5	-			0,21
					3-177	Муфта	
2	Переводник П-171/177	0,52	229	101	3-177	Ниппель	0,1
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x10	20	203	80	3-171	Ниппель	3,85
					3-171	Муфта	
4	Бурильная труба ПК 127x9 Д	40,5	127	108	3-171	Ниппель	1,3
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	80	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
6	Ведущая бурильная труба	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес, т							5,600

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90–1200 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум.вес , т
					Резь- ба (верх)	Тип со- единения (верх)	
1	Долото 393,7 Т-ЦВ	0,57	393,7	-			0,17
					3-171	Муфта	
2	Наддолотный ка- либратор КС- 393,7СТ	1,27	393,7	100	3-171	ниппель	0,45
					3-171	Муфта	
3	Переводник ПЗ 152/171	0,51	203	122	3-171	ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
4	ВЗД CL240N366	6,917	240	-	3-152	ниппель	1,875
					3-171	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-203	0,77	202	78	3-171	ниппель	0,115
					3-171	Муфта	
6	УБТ 203x80Д	48	203	80	3-171	Ниппель	9,216
					3-171	Муфта	
7	Переводник ПЗ- 133/171	0,53	203	105	3-171	Ниппель	0,061
					3-133	Муфта	
8	Ясс 172 NOV	5,76	172	70	3-133	Ниппель	0,6
					3-133	Муфта	
9	Переводник-ПЗ 147/133	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
10	Бурильная труба ПК 127x9 Д	1104	127	108	3-147	Ниппель	34,5
					3-147	Муфта	
11	Ведущая бурильная труба	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес, т							52,125

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну
(1200–1500 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Нару ж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум.вес , т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
1	Долото БИТ 295,3 FD 516 SM	0,44	295,3	-			0,075
					3-152	Муфта	
2	ВЗД CL240N366	9,917	240	-	3-152	Ниппель	1,875
					3-171	Муфта	
3	КОБ-240	0,42	202	-	3-171	Ниппель	0,85
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x80 Д	40	203	80	3-171	Ниппель	7,7
					3-171	Муфта	
5	Калибратор КЛ-295.3	1,3	295,3	80	3-171	Ниппель	0,3
					3-171	Муфта	
6	УБТ УБТ 203x80 Д	20	203	80	3-171	Ниппель	3,85
					3-171	Муфта	
7	Переводник П-171/133	0,22	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	Ясс 172 NOV	5,76	172	60	3-133	ниппель	0,64
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ПК 127x9 Д	1393	127	76,3	3-133	Ниппель	43,5
					3-133	Муфта	
10	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
11	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
13	Ведущая бурильная труба	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес, т							64,1

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(1500-2600 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум. вес, т
					Резь- ба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
1	Долото БИТ 215,9 В 716 У	0,4	215,9	-			0,043
					3-117	Муфта	
2	Калибратор КС 215,9 СТ-1Д	0,44	215,9	70	3-177	Ниппель	0,049
					3-177	Муфта	
3	ВЗД Д5-172	6,22	172	-	3-117	Ниппель	0,77
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	78	3-147	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
5	УБТ УБТ 178х90	38	178	-	3-147	Ниппель	5,6
					3-147	Муфта	
6	Ясс 6 1/2	7	165	69	3-147	Ниппель	1,3
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х90	38	178	-	3-147	Ниппель	5,6
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-147/133	0,52	178	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ПК 127х9 Д	2480	127	108	3-133	Ниппель	77,45
					3-133	Муфта	
10	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
11	КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
13	Ведущая бурильная труба	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес,т							94,7

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (2545–2585 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резь- ба (низ)	Тип со- единения (низ)	Сум.вес , т
					Резь- ба (верх)	Тип со- единения (верх)	
1	Бурильная голов- ка 215.9 ТЗ-ЦВ	0,3	215,9	-			0.03
					3-161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии	15,9	215,9	100	3-161	Ниппель	1,7
					3-133	Муфта	
3	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x90	38	178	90	3-147	Ниппель	5,55
					3-147	Муфта	
5	Переводник П-147/133	0,52	178	95	3-147	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ПК 127x9 Д	2500	127	108	3-133	Ниппель	78,1
					3-133	Муфта	
7	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
8	Шаровый кран КШЦ-178	0,46	178	70	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
9	Переводник П-147/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
10	Ведущая бурильная труба	28	140	82,5	3-147	Ниппель	3,6
Суммарный вес, т							89,234

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3720 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	90	90	444,5	-	1,30	18.14
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1.3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 11.8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0.4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 61.6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 75.2$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 25.3$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
90	1200	1110	393,7	356	1,30	184,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 14,2$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 108,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 5,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 579,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 708$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 292,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 415,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 292,14$

Продолжение таблицы Г.1

Тех. 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					
1200	1500	300	295,3	306,9	1,25	174,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=2,8$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=86$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=1,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=419,9$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=510,2$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев}2}$ $=159$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3'=351,2$
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 ин- тервала, м ³ .
от	до					
1500	2600	1100	215,9	228,7	1,20	109,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}$ $=27,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=63,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4=337,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=434,1$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев}3} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_4'=434,1$

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		ИТОГО	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	14,2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Кальцинированная сода	25 (мешок)	14.2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Глинопорошок	1000 (мешок)	3135	4	11170	12	14685	15			28990	29
Барит	1000 (мешок)	7267	8	25691	26	33775	34			66723	67
Полиакриламид	25 (мешок)			111,7	5	293,7	12			405,4	17
SAPP	25 (мешок)	5.7	1	46.6	2	67	2			119.3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)			700,2	28	1468,5	59			2168,7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)			116.7	5	466	18.6			582.7	24
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			223,4	2	293,7	2			517,1	3
Ксантановая смола	25 (мешок)							213,2	9	213,2	9
KCL	1000 (мешок)							10656	11	10656	11
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)							2841,6	113	2841,6	113
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)							3552	18	3552	18
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)							88,8	5	88,8	5
Пеногаситель BDF-611	220 (бочка)							88,8	1	88,8	1

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 – 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	90	БУРЕНИЕ	0.414	0.05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	114.8	4.23
Под кондуктор									
90	1200	БУРЕНИЕ	0.327	0.039	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	89.8	2.19
Под техническую колонну									
1200	1500	БУРЕНИЕ	0.685	0.07	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12	84.2	4.68
Отбор керна									
2545	2585	Отбор керна	0.761	0.065	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	9	93.7	4.29
Под эксплуатационную колонну									
1500	2600	БУРЕНИЕ	0,87	0.074	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9	85.5	4.09

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КП Д	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
От (верх)	До (низ)										
0	90	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	180	157,1	0,85	125	39,1	78,2
90	1200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	140	293,4	0,85	125	23,8	47,6
1200	1500	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	130	264,1	0,85	125	23,8	47,6
2545	2585	Отборкер-на	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	125	23,8	23,8
1500	2600	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	150	252	0,85	125	27,2	27,2

Таблица Д.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
От (верх)	До (низ)		Насадках долота	Забойном двигателе				
0	90	БУРЕНИЕ	121,6	95,8	0	15,7	0,1	10
90	1200	БУРЕНИЕ	172,4	63,9	38,3	58,4	1,8	10
1200	1500	БУРЕНИЕ	244,2	76,7	52,3	100,9	4,3	100
2545	2585	Отбор керна	139,8	75,2	0	30,6	25,7	8,3
1500	2600	БУРЕНИЕ	195,6	62,7	59,1	41,7	22	10

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механи- ческого бурения, ч		Прочие рабо- ты, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м буре- ния	на весь интер- вал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	Ш 444,5 М-ЦВ	470	0,13	0–90	90	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	Ш 393,7Т Т ЦВ	820	1,08	90–1200	1110	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под техниче- скую колонну	PDC 295,3 FD 516 SM	1300	1,57	1200–1500	300	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение эксплуатаци- онную колонну	PDC 215,9 В716 У	750	0,96	1500–2600	1100	0,057	41,04	26,92	67,96
Всего			3,74		2600		146,24	89,60	235,84
Крепление: – направления – кондуктора – техническая – эксплуатационная									3,56 16,0 32,4 35,3

Продолжение таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– техническая			78						0,78
– эксплуатационная			34						0,34
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– техническая									24,0
– эксплуатационная									
Разбуривание цемент-				0-90					1,06
ной пробки (10 м)				1110–1200					2,12
– направления				1200–1500					3,42
– кондуктора				1100–2600					5,42
– техническая									
– эксплуатационная									0,05
Промывка скважины									0,11
(1 цикл)									0,50
– направления									0,52
– кондуктора									
– техническая									
– эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Окончание таблицы Е.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	1,18	163,0642	5,46	754,5174
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	1,18	23,482	5,46	108,654
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	1,18	32,6506	5,46	151,0782
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	1,18	8,8972	5,46	41,1684
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	1,18	298,3748	5,46	1380,616

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	1,18	33,6418	5,46	155,6646
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	1,18	8,201	5,46	37,947
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытаниях скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	1,18	1554,06	5,46	7190,82
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	1,18	1,006,882	5,46	4658,963
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	1,18	27,3996	5,46	126,7812
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	1,18	163,8902	5,46	758,3394
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	1,18	118,9912	5,46	550,5864
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	1,18	10,502	5,46	48,594
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	1,18	40,0256	5,46	185,2032
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	1,18	118,472	5,46	548,184
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-	-	-
АморАмортизация вагон-домидомиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	1,18	199,7622	5,46	924,3234

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632	1,18	17,6056
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076	0,54	175,3596
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,53	173,84
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,25	40,575

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	0,62	15,8286
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-	44,21	1214,007
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-	-	-
Итого затрат завися- щих от времени, без учета транспорниров- ки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06						
Затраты зависящие от объема работ											
Ш 444,5 Т-ЦВ	701	-	-	0,1	79	-	-	-	-	-	-
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	-	-
PDC 215,9 В716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	-	-
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	107	166,92

Окончание таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	19,2	94,272
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-	1	5,28
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01							
Всего по сметному расчету, руб	49344,73										

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841	1,19	164,4461
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661	1,19	23,681
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613	1,19	32,9273
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806	1,19	8,9726
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754	1,19	336,6034
Износ бурового инструмента к-т, сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289	1,19	33,9269
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605	1,19	8,2705

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63	1,19	1567,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52	1,19	1627,92
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966	1,19	498,61
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571	1,19	165,2791
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676	1,19	119,9996
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371	1,19	10,591
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556	1,19	119,476
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131	1,19	201,4551
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576	1,19	21,896
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488	1,19	40,3648

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,06	8,7026
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	25,5	-	-	-	-	1	25,5	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6	-	-
Центратор ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-	34	465,8
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц -127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-	1	22,12
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировоч- ная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807					
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9х7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8х12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44	-	-
Обсадные трубы 127х8, м	13,96	-	-	-	-	-	-	82	13,96
Портландцемент там- понажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-	2,18	69,76

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	25,87	155,4787
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,19	43,316
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	6,5	239,2
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	3,5	128,8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	16	247,84
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	20,01	375,3876
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,3456						
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1								

Окончание таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по сметному расчету, руб	117812,1								

Таблица Ж.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	167156
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы Ж.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы Ж.3

1	2
Итого по главам 1-11	593628
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	127279698
НДС 20%	22910345
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	150190044