

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3360 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3360)(571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гаврищук Д.А.		03.06.2020

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н.		04.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		18.05.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		18.05.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.	—		05.06.2020

Томск – 2020 г.

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 Максимова Ю.А.

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Гаврищук Д.А.

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3360 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

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.).	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком $Q = 350$ м ³ /сутки.
---	---

<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>1 Горно-геологические условия бурения скважины</p> <p>1.1 Геологическая характеристика разреза скважины</p> <p>1.2 Зоны возможных осложнений</p> <p>1.3 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)</p> <p>2 Технологическая часть проект</p> <p>2.1 Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины</p> <p>2.1.2 Построение графика совмещенных давлений</p> <p>2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.1.4 Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн</p> <p>2.2 Проектирование процессов углубления скважины</p> <p>2.2.1 Выбор способа бурения</p> <p>2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото</p> <p>2.2.4 Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора</p> <p>2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны</p> <p>2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность</p> <p>2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины</p> <p>2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины</p> <p>2.4 Выбор буровой установки</p> <p>3 Низкофрикционные центраторы</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд</p>

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин А.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Горно-геологические условия бурения скважины	
Технологическая часть проекта	
Низкофрикционные центраторы	
Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к. х. н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гавришук Д.А.		03.03.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврской работы

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
03.04.2020	2. Технологическая часть проекта	40
24.04.2020	3. Низкофрикционные центраторы	15
12.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурс эффективность и ресурсо-сбережение	15
19.05.2020	5. Социальная ответственность	15
04.06.2020	6. Предварительная защита	10

Составил руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев К.М.	к.х.н		03.03.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.	—		03.03.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Гавришук Д.А.

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение:	
Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Литературные источники. Методические указания по разработке раздела. Налоговый кодекс РФ
Нормы и нормативы расходования ресурсов	
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
Планирование и формирование бюджета НТИ	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	Расчет сметной стоимости строительства скважины

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гавришук Д.А.		03.03.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Гаврищук Д.А.

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу Социальная ответственность	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3360 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>1.1 Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности</p> <p>1.2 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ)</p> <p>1.3 ТК РФ глава 47</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <p>1. Неудовлетворительные погодные условия</p> <p>2. Неудовлетворительная освещённость</p> <p>3. Повышенный шум и вибрации,</p> <p>4. Насекомые и животные.</p> <p>Опасные факторы:</p> <p>1. Механический травматизм</p> <p>Ядовитые вещества.</p> <p>Электрический травматизм.</p> <p>Пожаро-взрывоопасность.</p>

3. Экологическая безопасность:	Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду: -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Анализ возможных чрезвычайных ситуаций; Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары..

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.03.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Гаврищук Д.А.		03.03.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 84 страницы, 8 рисунков, 32 таблицы, 24 литературных источника, 8 приложений в которых 15 таблиц и ГТН.

Ключевые слова: долото, режим бурения, буровая установка, конструкция скважины, буровой раствор, эксплуатационная колонна, эксплуатационный забой, заканчивание.

Объектом выпускной квалификационной работы является разведочная вертикальная скважина глубиной 3360 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Цель работы – разработать и спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3360 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
5. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполняется по полученным геологическим материалам.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Обозначения и 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 продажная цементирующая.

Оглавление

Введение.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ.....	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Зоны возможных осложнений	15
1.3 Характеристика нефтеностности месторождения (площади).....	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	18
2.1.2 Построение графика совмещенных давлений	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	20
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.2.1 Выбор способа бурения	21
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	22
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	22
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	29
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	32

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	32
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность.....	32
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	37
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	38
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	41
2.4 Выбор буровой установки	43
3 НИЗКОФРИКЦИОННЫЕ ЦЕНТРАТОРЫ	44
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	53
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	54
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	55
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей 57	
4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	57
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки ..	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	59
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ 60	
4.1.9 Линейный календарный график выполнения работ	60
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	61
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины 61	
4.2.2 Расчет технико-экономических показателей	62
4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины	63

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	64
5.1 Правовые нормы трудового законодательства	64
5.2 Производственная безопасность	66
5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 3360 метров на нефтяном месторождении.....	66
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	72
5.3 Экологическая безопасность.....	74
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
Заключение.....	79
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	81
Приложение А	83
Приложение Б	87
Приложение В	88
Приложение Г	89
Приложение Д	90
Приложение Е	94
Приложение Ж.....	95
Приложение К.....	96
Приложение Л.....	105

Введение

В экономических условиях России можно сказать, что нефтегазодобывающая промышленность, можно по праву считать ведущей отраслью. Качество Российской нефти является конкурентной на мировом рынке. Развитие направлений научно-технического прогресса определяется необходимостью решения проблем, появляющихся в нефтегазодобывающей промышленности. Бурение скважин - это многозатратный процесс с большими вложениями в нефтегазодобывающую отрасль. На совершенствование нефтегазодобывающей промышленности и разведку новых месторождений затрачиваются огромные финансовые средства. Для конкурентоспособности и улучшение экономики страны необходимо повышать эффективность и улучшать качество бурения.

В текущей выпускной квалификационной работе решаются вопросы, связанные с технологией бурения и заканчиванием проектируемой скважины, вопросами охраны труда, подбором бурового оборудования, предложениями по уменьшению вредного влияния на окружающую среду.

На месторождениях Тюменской области мы можем наблюдать наличие песчаников, глин с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Категория твердости породы сложена из мягких и средних твердостей. В скважине присутствуют нефтяные горизонты, которые сложены поровыми коллекторами. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3360 м на месторождении Тюменской области.

В работе ставится и частная задача: проанализировать и рассказать о использовании в строительстве газовых и нефтяных скважин низкофрикционных центраторов.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Геологическая характеристика разреза скважины представлена в приложение А.

1.2 Зоны возможных осложнений

Зоны возможных осложнений представлены в приложение Б.

1.3 Характеристика нефтености месторождения (площади)

Нефтеность представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтеность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа
	От	До				
1	2	3	4	5	6	7
Нефтеность						
Pz	3300	3320	Трещинный	0,700	350	275

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	От	До	Пластового		Порового		Гидроразрыва		Горного		
			От	До	От	До	От	До	От	До	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	50	0,100	0,100	—	0,100	0,200	0,200	—	0,220	14
P ₃	50	260	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	20
P ₂	260	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	24
P ₂	400	595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	29
P ₁	595	675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K ₂	675	825	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	36
K ₂	825	885	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K ₂	885	955	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	39
K ₂	955	965	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	40
K ₁₋₂	965	1755	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	62
K ₁	1755	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	63
K ₁	1800	2235	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	75
K ₁	2235	2355	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	79
K ₁	2355	2670	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	87
J ₃	2670	2685	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	88
J ₂₋₃	2685	2780	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	90
J ₂	2780	3210	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	102
J ₁₋₂	3210	3240	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	103

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
J ₁	3240	3270	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	104
J ₁	3270	3300	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	105
Pz	3300	3363	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	107

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование конструкции скважины

Обоснование и расчет конструкции скважины – один из основных разделов технического проекта на строительство скважины.

Конструкция скважины должна обеспечивать выполнение поставленных задач, т.е. достижение проектной глубины, вскрытие нефтегазовой залежи и проведение всего намеченного комплекса исследовательских работ в скважине.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

Согласно данным скважина разведочная, тип коллектора поровый - выбираем конструкцию забоя закрытого типа, в котором продуктивные пласты перекрываются сплошной колонной с обязательным прямым одноступенчатым цементированием.

2.1.2 Построение графика совмещенных давлений

График совмещенных давлений и схема конструкции скважины представлена на рисунке 1.

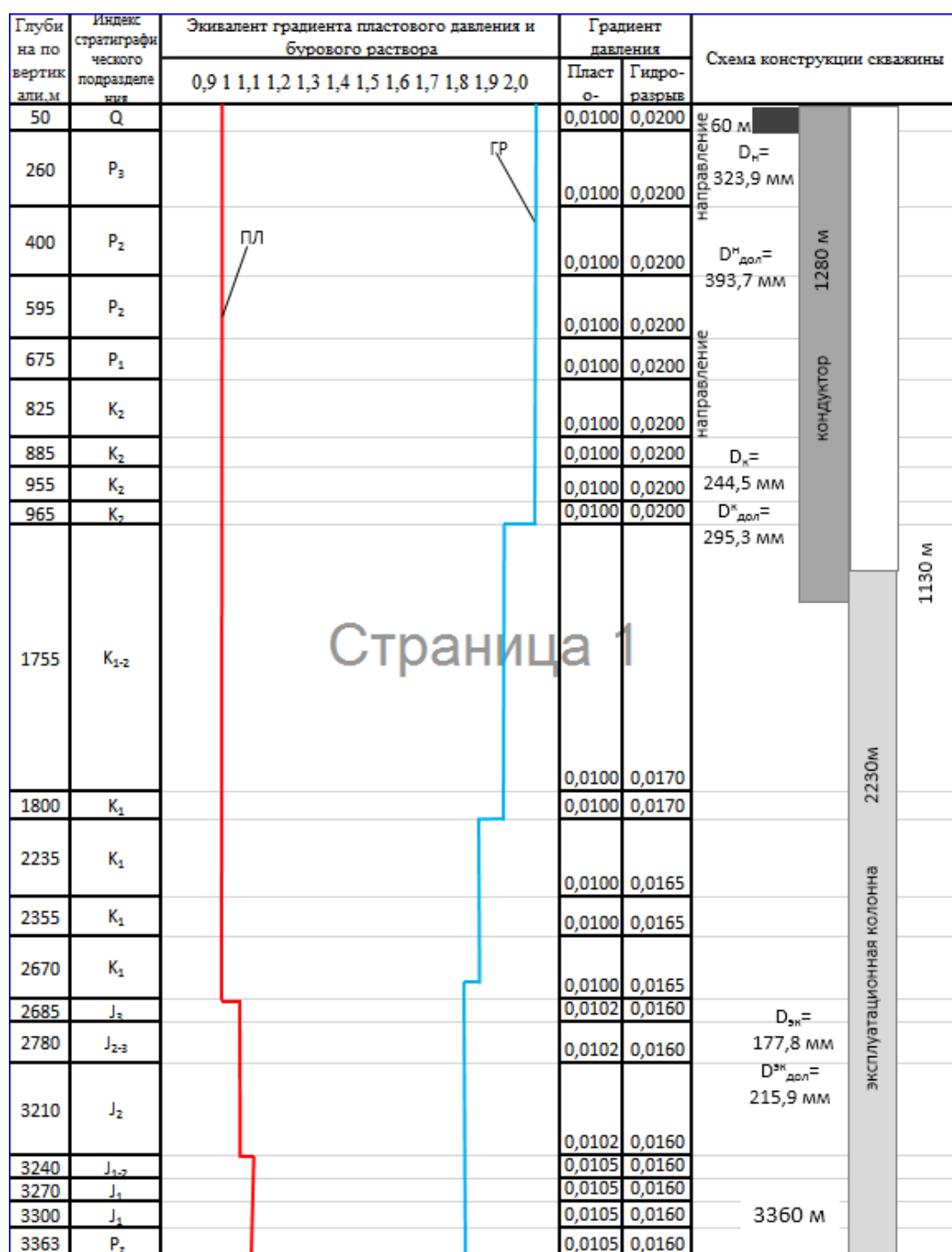


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Согласно совмещенного графика давлений интервалов несовместимых по условиям бурения нет, поэтому выбирается одноколонная конструкция скважины.

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 50 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов, было принято спускать кондуктор на 1280 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы продуктивного пласта и учитывают еще 60 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3360 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1280 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины, следовательно, интервал цементирования 2230 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров обсадных колонн скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который выбирается в зависимости от ожидаемого дебита скважины.

Диаметры обсадных колонн и долот представлены в приложение В.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1-21-178x245 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-230/80x21**

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, а под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
От	До	
0	60	Роторный
60	1280	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1280	3360	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3290	3330	Роторный (отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки СТ по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки СТ по типу горных пород, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Типы долот по интервалам представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Типы долот по интервалам

Интервал, м		0–60	60–1280	1280–3360
Шифр долота		Ш 393,7 V-K11T-R970	Бит 295,3 ВТ 610 Н	PDC 215,9 ViM613
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8Reg	4 1/2Reg
Длина, м		0,4	0,35	0,336
Масса, кг		180	150	115
Нагрузка, тс (G)	Рекомендуемая	3-8	5–12	5-15
	Предельная	25	10	15
Частота вращения, об/мин (n)	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	250	220

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Осевая нагрузка на долото, как режимный параметр бурения, обеспечивает внедрение породоразрушающих элементов в горную породу.

Результаты расчета осевой нагрузки на долото представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-60	60-1280	1280-3360
Исходные данные			
Диаметр долота, см (D_d)	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	25	10	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	20	8	20
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	3	8	3

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

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

Результаты расчета частоты вращения долота представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-60	60-1280	1280-3360
Исходные данные				
Скорость, м/с (V_d)		2,8	1,5	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
Частота вращения	n_1 , об/мин	135	162	173
	$n_{\text{стат}}$, об/мин	60	140	180
	$n_{\text{проект}}$, об/мин	60	140	180

где n_1 – расчетная частота вращения, об/мин, $n_{\text{стат}}$ – статическая частота вращения, об/мин, $n_{\text{проект}}$ – проектируемая частота вращения, об/мин.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

Под направление выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости. Под кондуктор выбран максимальный расчетный расход обеспечивающий необходимую очистку ствола скважины, вынос шлама, минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. Под эксплуатационную колонну выбран максимальный рекомендуемый расход жидкости, который близок к расчетным значениям.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал, м		0-60	60-1280	1280-3360
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)		0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)		0,65	0,5	0,4
Коэффициент ковернозности (K_k)		1,3	1,3	1,5
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)		0,15	0,12	0,1
Механическая скорость бурения, м/с (V_m)		0,011	0,0083	0,0042
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)		0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м (d_{max})		0,203	0,235	0,166
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)		0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок (n)		3	5	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)		0,5	0,5	0,5
Максимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmax}$)		1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)		0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)		1,2	1,15	1,08
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)		2,0	2,26	2,12
Результаты проектирования				
Расход бурового раствора, л/с	Q_1	100	43	18
	Q_2	91	42	35
	Q_3	151	67	43
	Q_4	32	40	39
Области допустимого расхода бурового раствора		32-151	40-67	18-43
Запроектированные значения расхода бурового раствора		67	67	40

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с, Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с, Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов, л/с, Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.6/87.40 с регулируемым углом перекося, который позволяет

бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172.7/8.28, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики выбранных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.6/7.40	60-1280	240	8175	2140	30-75	62-180	40	114-430
ДРУ-172.7/8.28	1280-3360	172	6900	870	19-40	80-200	25	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Д.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 9

Таблица 9 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарас. т.	на выносл.	на рас-тяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	—	8,5	д	ЗШ-178	0,40	—	0,380	0,380	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				16,6	0,2860	2,374	2,754	—	—	—
	Калибратор	203,0	80,0				1,18	—	0,187	2,941	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0				16,6	0,2410	2,000	4,941	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				25,22	0,0312	3,505	8,446	1,51	>10	7,39
Кондуктор													
60-1280 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	—	7,9	д	ЗШ-178	0,3	—	0,200	0,200	—	—	—
	Калибратор	240,0	80,0				1,3	—	0,139	0,339	—	—	—
	Двигатель	240,0	—				8,69	—	2,005	2,344	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				33,2	0,1560	7,488	9,832	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				1236,5	0,0312	33,46	43,29	2,17	5,23	4,43
Эксплуатационная													
1280-3360 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	—	11,5	д	ЗШ-178	0,3	—	0,060	0,060	—	—	—
	Двигатель	172,0	—				8,57	—	0,120	0,180	—	—	—
	УБТ	178,0	90,0				16,6	—	3,490	3,670	—	—	—
	Калибратор	212,0	70,0				0,96	—	0,170	3,840	—	—	—
	УБТ	90,0	90,0				49,8	0,1454	3,490	7,329	—	—	—
	Яс гидрав.	171,0	63,6				4,3	—		7,329	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				3279,5	0,0312	76,72	84,05	2,15	2,29	1,37
3290-33630 Отбор керна КНБК №4	Долото	215,9	—	10,4,	д	ЗШ-178	0,3	—	0,066	0,066	—	—	—
	УБТ	178,0	100,0				8,3	0,0500	0,900	0,966	—	—	—
	УБТ	90,0	90,0				16,6	0,1454	4,362	5,328	—	—	—
	БТ	127,0	108,6				3304,8	0,0312	63,27	68,60	2,15	3,29	2,36

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

1. Снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
2. Снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
3. Наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
4. Предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
5. Доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
6. Экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов:

1. Направление, интервал 0-60м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,18 \cdot 588399}{9,81 \cdot 60} = 1179,6 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (1)$$

2. Кондуктор, интервал 60-1280м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,15 \cdot 125525}{9,81 \cdot 1280} = 1149,6 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (2)$$

3. Эксплуатационная колонна, интервал 1280-3360м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,06 \cdot 329503}{9,81 \cdot 3360} = 1078,9 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]. \quad (3)$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1280-3360 м представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 1280-3360 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулирование кислотности среды	25	100	4	293	12	280	12	577	27
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	7116	7	20962	21	19992	20	40962	48
Барит	Утяжелитель	25	1478	59	537	21	183	7	779	88
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	210	8	200	8	410	16
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1 канистра	0	0	419	17	400	16	819	33
Полиакрилат	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	63	3	60	2	113	5
ПАЦ НВ	Регулятор фильтрации	25	0	0	231	9	220	9	451	18
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	1000	0	0	1258	50	1200	1	2457	51
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	419	17	400	16	819	33

Технологические показатели растворов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,18
Условная вязкость, с	50
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
Содержание песка, %	1,1
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Полимерглинистый раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	16
ДНС, дПа	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны.

Потребное количество бурового раствора под интервал 0 – 3360 м представлен в приложение Е.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программном комплексе «Бурсофтпроект» и представлен в таблицах 12, 13, 14.

Таблица 12 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименная скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход/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)					Количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,22	0,043	Периферийная	5	9,5	70,5	3,2
Под кондуктор									
60	1280	Бурение	0,74	0,071	Периферийная	6	7	90,4	3,6
Под эксплуатационную колонну									
1280	3360	Бурение	1,09	0,101	Периферийная	6	8	79,5	3,71
Отбор керна									
3290	3330	Отбор керна	0,65	0,062	Периферийная	6	7	94,9	3,45

Таблица 13– Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество створо	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндровых втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБ-600А	2	90	150	165	0,85	65	20	60
60	1280	Бурение	УНБ-600А	2	90	160	165	0,85	65	27,1	55
1280	3360	Бурение	УНБ-600А	2	90	170	145	0,85	65	20	40
3290	3330	Отбор керна	УНБ-600А	1	90	170	145	0,85	65	20	40

Таблица 14– 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				
От (верх)	До (низ)			Насадках долота	Забойном двигателе	Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
0	60	Бурение	27	13,8	0	3,1	0,1	10
60	1280	Бурение	132,9	25,1	58,3	40,5	1,8	6,7
1280	3360	Бурение	129,1	25,3	46,2	42,9	12,3	2,0
3290	3330	Отбор керна	76,4	13,0	0	38,0	23,4	2,0

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 15.

Таблица 15– 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
3290-3330	Бурильная головка PDC У12-215,9/101,6 SCD-3 Т	4-8	60-180	18-24

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в приложение Е.

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений:

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 наружных избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 2.

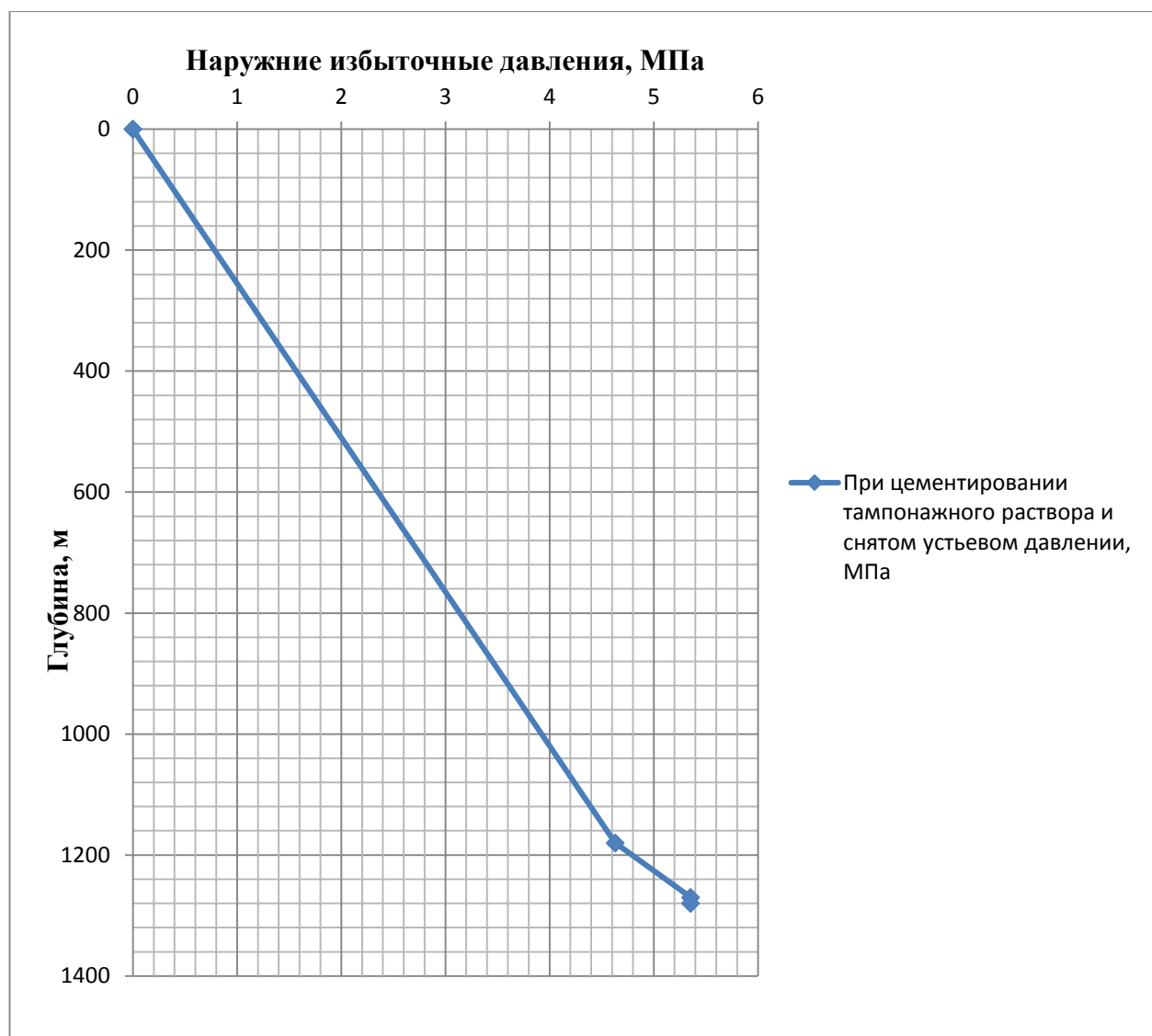


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 3.

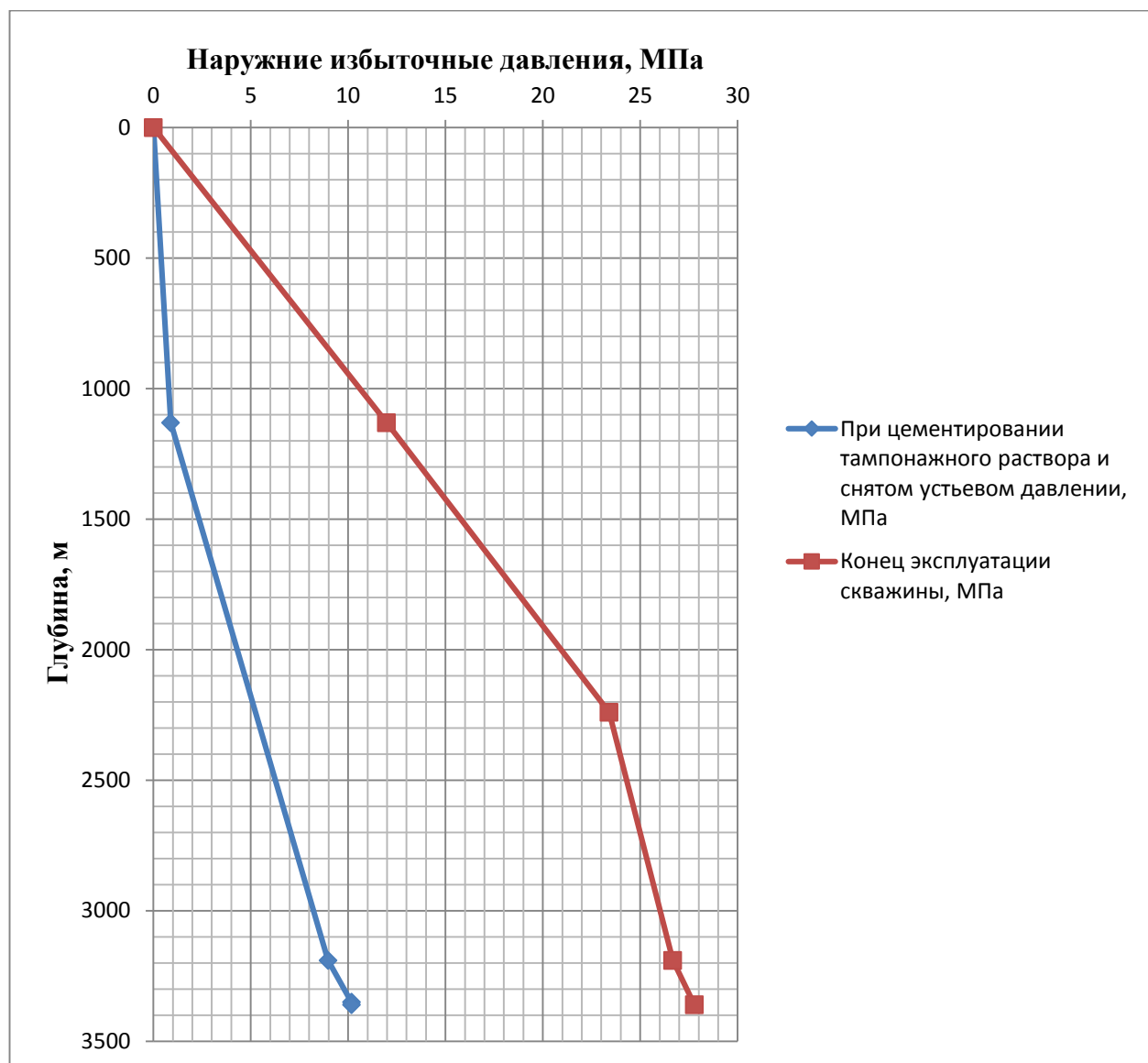


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных эксплуатационной колонны

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

Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора представлена на рисунке 4.

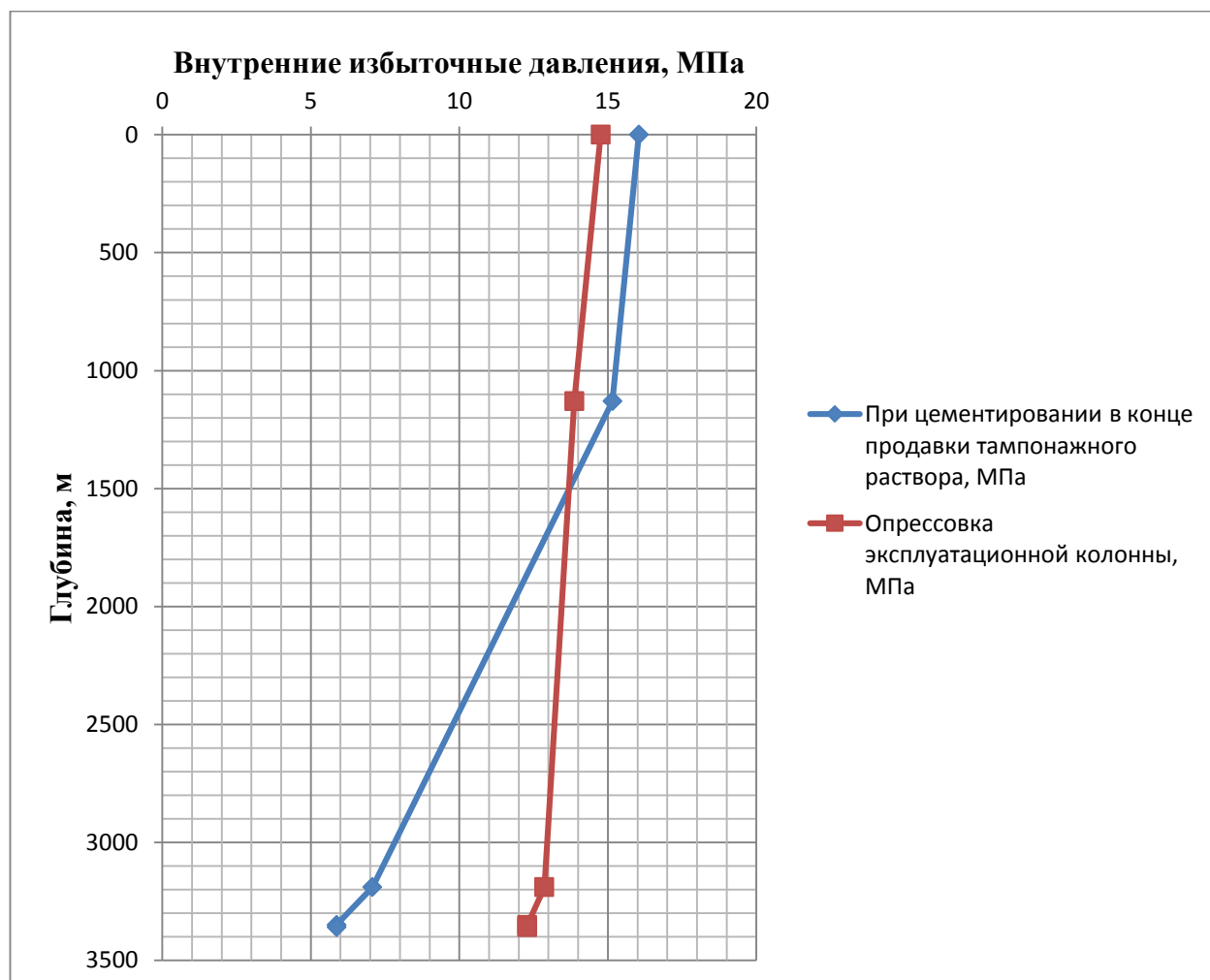


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

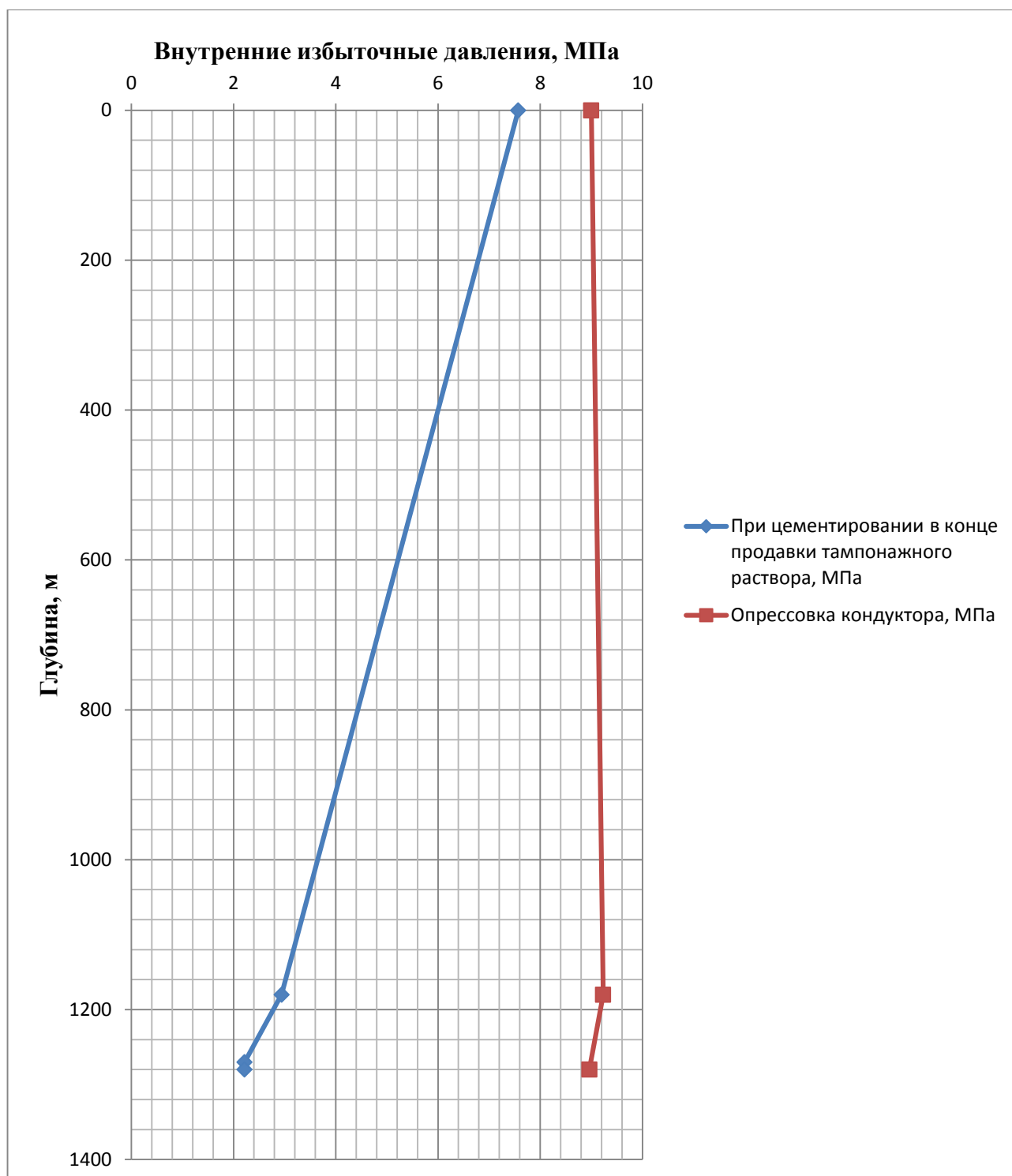


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ сек- ций	Тип резьбо- вого со- едине- ния	Груп- па проч- ности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	Секций	Суммар- ный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1280	47,2	60416	60416	0-1280
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	11,5	70	47,1	3297	142397	3250-3360
2	ОТТМ	Д	10,4	3250	42,8	139100		0-3250

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 17.

Таблица 17 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество эле- ментов на ин- тервале, шт	Сумарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление 324	БКМ-324	60	60	1	1
	ЦКОДУ-324	50	50	1	1
	ЦПЦ 324/394	0	50	2	2
	ЦТ 324/394	0	50	1	1
	ПРП-Ц-В 324	50	50	1	1
Кондуктор 245	БКМ-245	1280	1280	1	1
	ЦКОДУ-245	1270	1270	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	60	2	38
		60	1280	36	
	ЦТ 245/295	60	1270	64	64
	ПРП-Ц-В 245	1280	1280	1	1
Эксплуатационная 168	БКМ-178	3360	3360	1	1
	ЦКОДУ-178	3350	3350	1	1
	ЦПЦ 178/220	0	1280	38	101
		1280	3360	63	
	ЦТ 178/220	1280	3360	104	104
	ПРП-Ц-В 178	3360	3360	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементированной скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

$$47,66 \text{ МПа.} < 50,08 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,37	1,81	1080	1,54	МБП-МВ	81
		5,73		4,71	МБП-СМ	120
Продавочная жидкость	50,09		1000	50,09	–	–
Облегченный тампонажный раствор	40,53		1400	27,05	ПЦТ-III-(4-6)-50	33400
					НТФ	16617
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,84		1820	1,64	ПЦТ - II - 150	3807
					НТФ	1160

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{ц}/0,8, \quad (5)$$

$$P_{ца} \geq 14,16,$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

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

$$m = G_{сyx} / G_{б}. \quad (6)$$

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 3,8/10 = 0,38.$$

Для облегченного:

$$m = 33,40/15 = 2,22.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

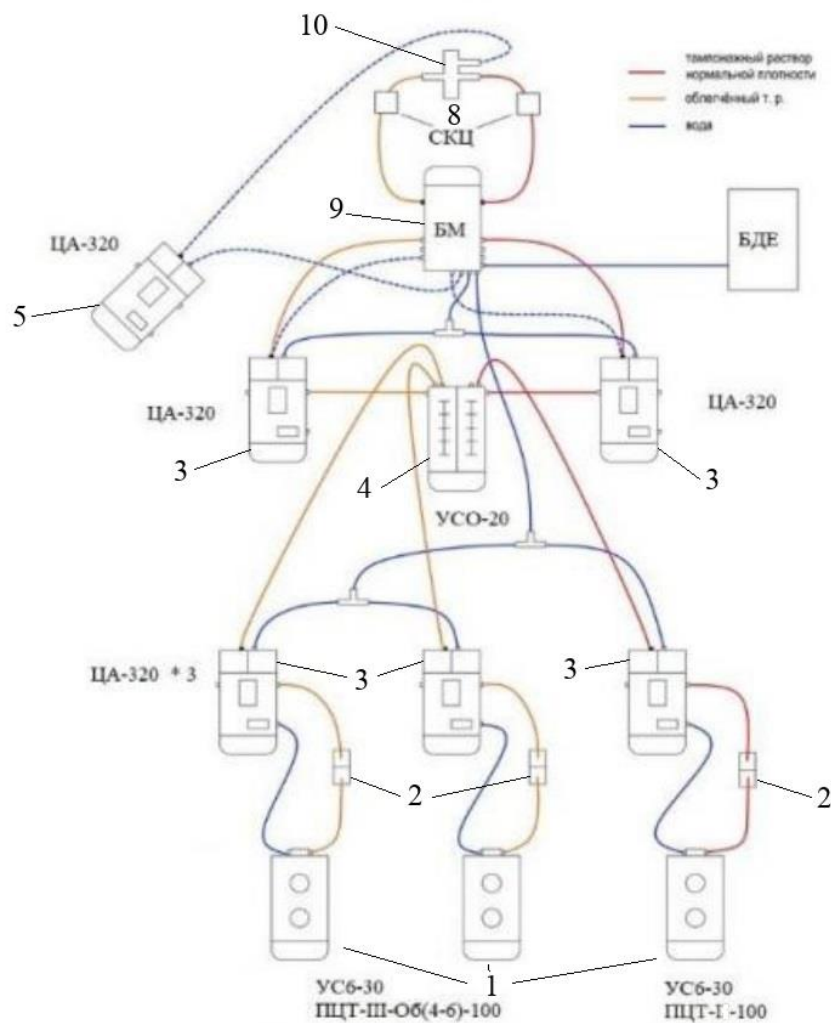


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k)*P_{пл}}{g*h} = 1109 \text{ кг/м}^3, \quad (7)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$);

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины по формуле:

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} * d_{вн}^2 * H = 64,93 \text{ м}^3, \quad (8)$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

H – глубина скважины, м.

При производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в твердых породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования перфорации скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Количество спусков перфоратора
3300-3320	Кумулятивный	ЗПКТ-114Н-01	16	НКТ	1

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПКТ-114/178, применяемый для не обсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. Построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. Глубинный анализ пластового флюида;
3. Отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПКТ-114/178, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию.

Выбираем для установки арматуру фонтанную АФ1-100/80х21.

2.4 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, выбираем буровую установку БУ 3900/225 ЭПК-БМ. Результаты проектирования буровой установки представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты проектирования буровой установки

Выбранная буровая установка БУ 3900/225 ЭПК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	102,46	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 102,46
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	142,4	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 142,4
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	185,12	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	225/185,12 = 1,21 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	225		

3 НИЗКОФРИКЦИОННЫЕ ЦЕНТРАТОРЫ

Центраторы для работы в открытом стволе отличаются в основном тем, что они на 2-4 мм меньше диаметра долота. Кроме того, калибраторы всех типов и конструкций вращающиеся, а центраторы могут быть и плавающими. Центраторы для работы внутри обсадных колонн при ремонте скважин должны быть травмобезопасными по отношению к колоннам (не армированы рабочие поверхности лопастей). Большой интерес в этом отношении представляют роликовые центраторы. Роликовый центратор не только не изнашивает колонну, но и повышает ее прочность за счет известного эффекта упрочнения металла наклепом. Центраторы забойного двигателя предназначены для центрирования забойного двигателя и компоновки низа бурильной колонны в процессе бурения.

Виды центраторов

Центраторы обсадных колонн предназначены для центрирования обсадных колонн при спуске и цементировании их в скважине в условиях эксплуатации. Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что исключает возможность контакта между ними и обеспечивает полную изоляцию цементным раствором, без разрыва, а значит, существенно продлевает срок службы труб за счет уменьшения скорости коррозии. Существенно повышается качество цементирования за счёт выполнения центраторами функции металлической арматуры в железобетоне, образующемся за колонной после затвердевания цемента.

Центраторы, закреплённые на обсадной колонне (через каждые 10 м) с помощью стопорных колец и витых клиньев (ключей), спускаются в скважину, заполненную буровым раствором и размещаются в кольцевом пространстве интервала залегания продуктивной толщи, заполняемом затем тампонажным раствором. Скважина может быть искривлена, с кавернозными стенками и покрыта глинистой коркой. Плотность бурового раствора может достигать величины 2,4 г/см³. Чтобы предотвратить поломку лопастей центраторов при спуске обсадной

колонны, необходимо придерживаться температурного режима: температура окружающей среды при спуске центраторов в скважину должна быть не менее минус 35⁰С, в скважине – не более плюс 200⁰С. Рессоры центраторов выполнены из отожженной рессорно-пружинной стали марки 65Г, подвергнутой дополнительной термообработке. Это позволяет деталям центратора сохранять свою форму после семикратной деформации с максимальной радиальной нагрузкой – до касания тела трубы. Осевая нагрузка, выдерживаемая креплением ограничительного кольца всех центраторов, не менее 11 800 Н.

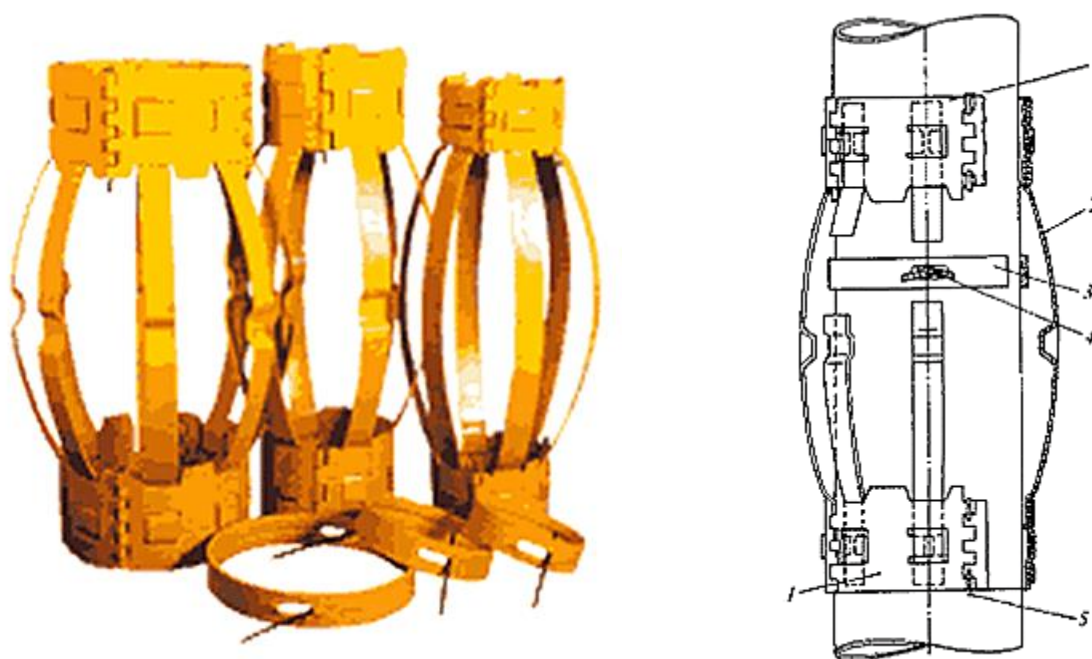


Рисунок 7 – Центратор пружинный

1 – петля сегментная; 2 – планка пружинная (рессора); 3 – кольцо стопорное; 4 – клин витой (ключ); 5 – ось.

Выпускаются следующие типы центраторов:

- центраторы типа ЦЦ - упругие разъёмные сборные с аркообразными планками для цементирования обсадных колонн в вертикальных и слабоискривлённых (до 15 - 20⁰) скважин;

- центраторы типа ЦЦ2 - для цементирования колонн в вертикальных и наклонных скважинах, имеют жёстко упругую характеристику, которая обусловлена наличием, размерами и формой исполнения трапецевидного выступа;
- центраторы типа ЦПС - упругие сварные с аркообразными планками специального профиля, приваренными по концам к цилиндрическим втулкам, надеваемым на обсадную трубу со стороны ниппельного конца, применяются для цементирования колонн в вертикальных и наклонных скважинах.

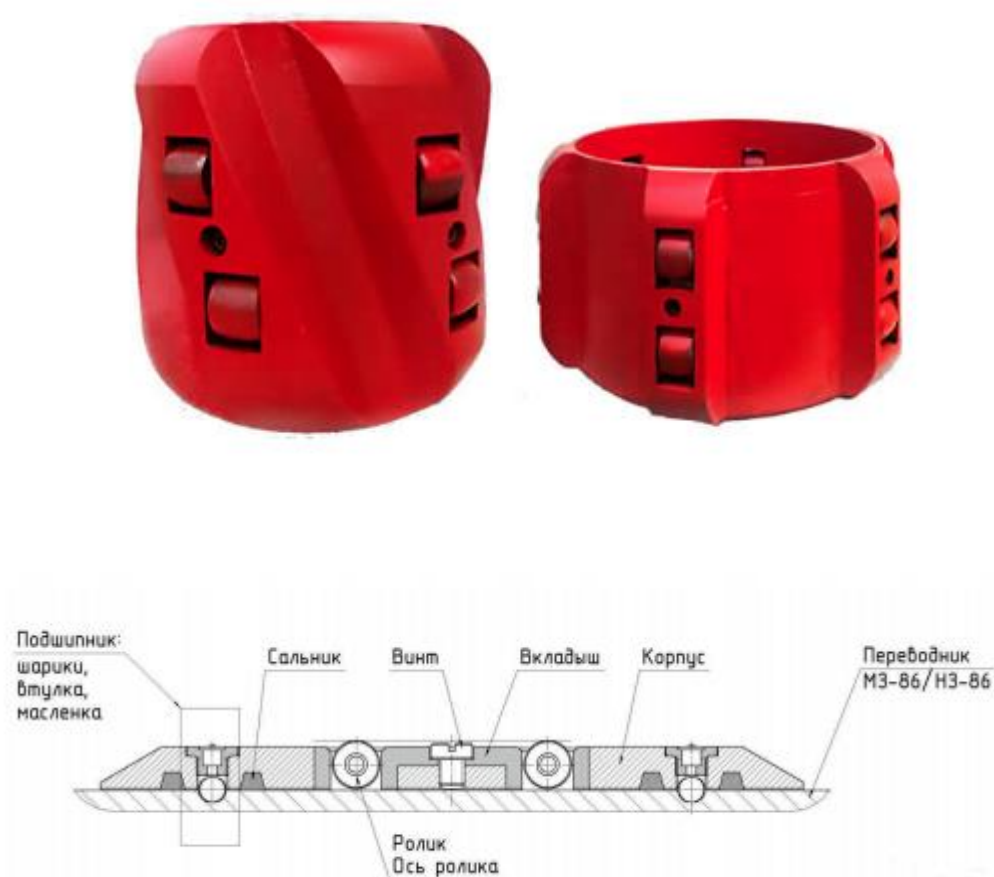


Рисунок 8 – Центратор роликовый

Центратор роликовый предназначен для центрирования секций обсадных колонн или хвостовика по сечению скважины и уменьшения механического трения и осевого сопротивления движению как в обсаженных, так и в открытых стволах.

Объектом применения устройства являются секции обсадных колонн или хвостовики условным диаметром 114 - 324 мм.

Область применения устройства – вертикальные, наклонно-направленные (пологие) стволы скважин, и стволы с горизонтальным окончанием, в которые спускаются секции обсадных колонн или хвостовики диаметром 114 - 324 мм, как с цементированием, так и без него.

Рабочая среда, в которой работает устройство – буровой и тампонажный растворы, обработанные химическими реагентами, минерализованная пластовая вода, нефть и газ.

Функции центраторов

Центраторы представляют собой устройства, выполняющие опорно-центрирующую функцию. Чаще всего они применяются там, где происходит бурение скважин для забора нефти и газа. Данные устройства устанавливаются на бурильную колонну либо действующий в забое двигатель, направляя их в нужную сторону, что позволяет выпрямить ось скважинного ствола, а при необходимости даже изменить направление скважины.



Рисунок 9 – Низкофрикционный центратор

Помимо центрирующей и опорной функции, колонные центраторы также выполняют калибровку скважины. Их следует использовать при бурении наиболее глубоких скважин, когда долото попадает под серьезную нагрузку. Колонные центраторы производятся из хромо-никелевой стали в расчете на труднейшие геологические условия.

Непременно стоит отметить маркировку, проставляемую на центраторах. Она зависит от типа пород, через которые способно проходить устройство. Например, маркировка МС говорит о возможности прохода центратора через мягкие пласты пород, имеющие прослойки средней жесткости. Маркировка С обозначает центраторы, работающие с породами средней жесткости, а буквой Т маркируются центраторы для максимально твердых пород.

Требования к низкофрикционным центраторам

Центратор-турбулизатор низкофрикционный предназначен для спуска обсадной колонны и турбулизации восходящего потока тампонажного раствора при цементировании. Применение низкофрикционных центраторов позволяет улучшить прохождение обсадной колонны по стволу, особенно в горизонтальных скважинах и скважинах с большим отклонением от вертикали.

Центраторы ЦТН снижают риск получения прихвата от прилипания. Устанавливается на обсадной трубе подвижно, от сдвига ограничивается посредством фиксирующих колец ФК. Центратор жесткий должен быть изготовлен из материала пластик/полимер/композит/металл. Представляет собой цельнолитую неразборную конструкцию, отвечающую международному стандарту API TR 10TR5-2008 или превосходящую его. Конструкция должна иметь в своём составе торцевые защитные кольца, которые выполняются из прочного металла/сплава или торцы должны быть армированы высокопрочным составом (для центраторов из пластика/полимера/композита). Технические характеристики центраторов представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики

Наименование показателя	Значение						
	ЦТН-102/116	ЦТН-102/119	ЦТН-114/138	ЦТН-114/150	ЦТН-127/146	ЦТН-168/206	ЦТН-178/206
Условный диаметр хвостовика, оборудованного устройством, мм	102	102	114	114	127	168	178
Наружный диаметр, мм	116	119	138	150	146	206	206
Номинальный диаметр открытого ствола скважины (диаметр долота), в которую производится спуск, мм	123,8	123,8	142,9	155,6	155,6	215,9	215,9
Длина, мм	185	185	220	220	220	250	250
Коэффициент трения при сухом трении	0,2						
Коэффициент трения при жидкостном трении	менее 0,08						

Центратор жесткий должен быть изготовлен из материала пластик/полимер/композит/металл. Представляет собой цельнолитую неразборную конструкцию, отвечающую международному стандарту API TR 10TR5-2008 или превосходящую его. Конструкция должна иметь в своём составе торцевые защитные кольца, которые выполняются из прочного металла/сплава или торцы должны быть армированы высокопрочным составом (для центраторов из пластика/полимера/композита). Примерная схема центратора представлена выше.

Требования к конструкции цельнокорпусного композитного низкофрикционного центратора для обсадной колонны 177.8мм:

- Наружный диаметр по лопастям центратора – 210 ± 2 мм;

- Наружный диаметр по телу центратора – 196 ± 1 мм;
- Внутренний диаметр – 181 ± 1 мм;
- Длина не более 300 мм;
- Количество лопастей 3 – 5 шт;
- Обеспечение центрации в точке установки центратора не менее 70% (для номинального диаметра ствола скважины 220,7 мм);
- Коэффициент трения с металлом во влажной среде не более 0,10;
- Дизайн центратора не должен создавать значимого перепада давления.
- Центратор должен сохранять не менее 95% от номинального наружного диаметра после прохождения 20000 м спуска / подъёма колонны (с учётом расхаживаний) при постоянно действующей боковой силе не менее 3 кН.
- Осовая и боковая сжимающая нагрузка, выдерживаемая центратором - не менее 400 кН.
- Центратор должен быть выполнен путём литья из низкофрикционного композитного материала высокой прочности, устойчивого к истиранию. В составе материала должна быть армирующая матрица. Центратор должен быть армирован металлическими кольцами с обоих торцов.
- Дизайн лопастей центратора должен быть гладким с целью полного исключения соскребания глинистой корки со стенки скважины и способствовать плавному беспрепятственному движению обсадной колонны.
- Дизайн центратора должен быть эксцентричным и способствовать беспрепятственному прохождению через сужения интервалов ствола скважины меньше наружного диаметра центратора и иметь минимальный контакт со стенкой скважины.
- Доказанный опыт применения (отчёты 5 спусков эксплуатационных колонн 178мм с подписью Заказчика содержащие: расчет перепада давления на центраторах; аналитическое подтверждение снижения риска дифференциаль-

ного прихвата; аналитическое подтверждение снижения трения в стволе при фактических спусках эксплуатационных колонн; диаграммы ГТИ спуска эксплуатационных колонн 178мм; заполненные карты спуска эксплуатационных колонн 178мм).

- Центратор должен свободно вращаться на обсадной трубе и фиксироваться при помощи двух стопорных колец.
- С каждым центратором в комплекте поставляется два стопорных кольца.
- Удерживающее усилие фиксирующего кольца не менее 70 кН.
- Внешний диаметр стопорного кольца - не более 191 мм.
- Внутренний диаметр стопорного кольца - 181 (+2) мм.
- Температурный режим эксплуатации центраторов и стопорных колец без снижения прочностных и технических характеристик: от -40 до +120 °С.
- Количество винтов в фиксирующем кольце не менее 6шт.
- Наличие паспортов на композитные центраторы и стопорные кольца согласно условиям Технического задания.
- Наличие протокола / отчёта о замере коэффициента трения центратора и протокола испытания стопорных колец согласно ISO-10427-2.
- Гарантийный срок хранения с дня поставки – 24 мес;
- Срок консервации, не менее гарантийного срока хранения со дня поставки – 24 мес;
- Гарантийный срок работоспособности после поставки – 24мес;
- В стоимость низкофрикционного композитного центратора с двумя стопорными кольцами включены: изготовление, поставка и упаковка.

Для каждой позиции оборудования необходимо предоставить паспорта, удовлетворяющие указанным условиям.

После установки центратора на обсадную трубу он должен свободно вращаться. Центратор должен быть ограничен стопорными кольцами с двух сторон

или с одной стороны при установке у муфты обсадной трубы, если расчет степени центрирования позволяет выполнить расстановку с одним кольцом.

Вывод

Низкофрикционные центраторы имеют неоспоримое преимущество с вышеперечисленными, а именно имеют наименьшую себестоимость, лёгкость установки на обсадную колонну, так же наименьший коэффициент трения, так как низкофрикционные центраторы изготовлены из полимерных материалов. Форма низкофрикционных центраторов показала, что спиральные лопасти позволяют эффективно турбулизовать поток цементного раствора, благодаря чему улучшается качество цементирования.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРС ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	3360
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	Разведочная скважина
Конструкция скважины:	
– направление	D _д 393,7 мм на глубину 60 м
– кондуктор	D _д 295,3 мм на глубину 1280 м
– эксплуатационная	D _д 215,9 мм на глубину 3360 м
Буровая установка	БУ 3900/225 ЭПК-БМ
Оснастка талевого системы	5*6
Насосы:	
– тип- количество, шт.	УНБ-600А 2шт.
производительность, л/с:	
– в интервале 0-60 м	60
– в интервале 60-1280 м	55
– в интервале 1280-3360 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
– в интервале 60-1280 м	УБТ 203х100 Д
– в интервале 1280-3360 м	УБТ 178х90 Д
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 60-1280 м	Д-240.6/7.40
– в интервале 1280-3360 м	ДРУ-172.7/8.28
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
– в интервале 0-60 м	СБТ G105127х9,19
– в интервале 60-1280 м	СБТ G105127х9,19
– в интервале 1280-3360 м	СБТ G105127х9,19
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0-60 м	Ш 393,7 V-K11T-R970
– в интервале 60-1280 м	PDC У8-295,3 ST-64 С
– в интервале 1280-3360 м	PDC ViM613

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Тюменской области представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Нормы механического бурения по Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	От (верх)	До (низ)			
Направление	0	60	60	0,026	490
Кондуктор	60	1280	1220	0,032	840
Эксплуатационная колонна	1280	3360	2080	0,036	1600

Нормативное время на механическое бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T * H, \quad (9)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,026 = 1,56 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 23.

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,026	1,56
1220	0,032	39,04
2080	0,036	74,88
Итого		115,48

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

$$n = H / \Pi, \quad (10)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 25.

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	Нормативное количество долот n
60	490	0,122
1220	840	1,452
2080	1600	1,3
Итого на скважину		2,874

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}}, \quad (11)$$

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

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26.

Таблица 26 – расчета времени на СПО и исходные данные

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-60	393,7	460	11	24	0-90	0,0119	1,19
Кондуктор	60-1280	295,3	810	12	32	90-200	0,0120	1,2
						200-300	0,0131	1,31
						300-400	0,0133	1,33
						400-500	0,0137	1,37
						500-600	0,0139	1,39
						600-700	0,0141	1,41
						700-800	0,0144	1,44
						800-900	0,0147	1,47
						900-1000	0,0150	1,5
						1000-1100	0,0155	1,55
						1100-1190	0,0159	1,59
Итого								16,75
Эксплуатационная колонна	1280-3360	215,9	210	12	32	1190-1300	0,0164	1,64
						1200-1300	0,0175	1,75
						1300-1400	0,0186	1,86
						1400-1500	0,0188	1,88
						1500-1600	0,0191	1,91
						1600-1700	0,0197	1,97
						1700-1800	0,0208	2,08
						1800-1900	0,0228	2,28
						2000-2100	0,0231	2,31
						2100-2200	0,0238	2,38
						2300-2400	0,0244	2,44
						2400-2500	0,0247	2,47
						2500-2600	0,0250	2,5
						2600-2700	0,0252	2,52
						2700-2800	0,0255	2,55
						2800-2900	0,0257	2,57
						2900-3000	0,0259	2,59
						3000-3100	0,0260	2,6
						3100-3200	0,0261	2,61
						3200-3300	0,0263	2,63
						3300-3360	0,0265	2,65
Итого								53,36

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

направление: $3 * 1 = 3 \text{ мин}$;

кондуктор: $26 * 1 = 26 \text{ мин}$;

эксплуатационная колонна: $69 * 1 = 69 \text{ мин}$

4.1.4 Расчет нормативного времени на механическое бурение

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 – 8 ч, кондуктора – 24 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

1. Промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
2. Подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
3. Спуск резьбовых обсадных труб;
4. Подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
5. Промежуточные работы во время спуска колонны;
6. Промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
7. Подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;

8. Цементирование скважины;
9. Заключительные работы после затвердевания цемента;
10. Герметизация устья скважины.

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

Отворачивание долота - 7 минут. Спуск бурильных свечей:

1. Определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (12)$$

где L_k – глубина колонны, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м.}$$

2. Рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1м):

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

3. Определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (13)$$

Для направления:

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м.}$$

4. Рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (14)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 2,2 \approx 2 \text{ шт.}$$

5. По УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд.}} = 2 * 2 + 5 = 9 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 1280 - 10 = 1270 \text{ м;}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 1280 - 25 = 1255 \text{ м};$$

$$N = 1255/25 = 50,2 \approx 50 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 50 * 2 + 5 = 105 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3360 - 10 = 3350 \text{ м};$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 3350 - 25 = 3325 \text{ м};$$

$$N = 3325/25 = 133 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 133 * 2 + 5 = 271 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 9 + 97 + 241 + 3 * (7 + 17 + 42) = 545 \text{ мин} = 9,08 \text{ ч.}$$

4.1.6 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.

4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.1.8 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).

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 293,5 часов или 12,2 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$293,5 \times 0,066 = 19,3 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 250,39 + 19,3 + 25 = 294,69 \text{ ч} = 12,27 \text{ суток.}$$

4.1.9 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 представлены в таблице 27. Таблица 27 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 27.

Условные обозначения к таблице 28:

6. Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж); ■
7. Буровая бригада (бурение); ■
8. Бригада испытания. ■

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность определяется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k, \quad (15)$$

где $T_{\text{н}}$, – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{пр}} * t_{\text{кр}} * t_{\text{всп}} * t_{\text{р}}}, \quad (16)$$

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

$t_{\text{пр}}$, $t_{\text{кр}}$, $t_{\text{всп}}$, $t_{\text{р}}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Продолжительность бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважин

Видработ	Продолжительность		
	Нормативная, ч	Проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
1. Направление	2,55	2,78	0,11
2. Кондуктор	45,64	49,74	2,07
3. Эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
1. Направление	3,56	3,92	0,16
2. Кондуктор	16,0	17,44	0,73
3. Эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

4.2.2 Расчет технико-экономических показателей

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

1. Механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (17)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

2. Рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}), \quad (18)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

3. Коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H \cdot 720)/T_h, \quad (19)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

4. Проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/p, \quad (20)$$

где p – количество долот

5. Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - P_H)/H, \quad (21)$$

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

$П_n$ –плановые накопления, руб.

Результаты расчетов нормативно технико-экономических показателей бурения скважины представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3360
Продолжительность бурения, сут.	13,24
Механическая скорость, м/ч	17,11
Рейсовая скорость, м/ч	12,45
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7861
Проходка на долото, м	1702
Стоимость одного метра, руб.	58613

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Прямые затраты (ПЗ) зависят от объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + 3ПС + ЭМ$,

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций,

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих,

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов.

4.2.3 Сметная стоимость строительства скважины

Сметная стоимость строительства скважины представлена в приложение К.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ). К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

1. Буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
2. При бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;
3. Шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
4. Выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
5. Бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть

ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ выявленных вредных факторов при строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 3360 метров на нефтяном месторождении

Рассмотрим основные показатели микроклимата рабочей зоны и сравним с допустимыми значениями согласно санитарным нормам и правилам (СанПиН) 2.2.4.548-96. Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, 0°С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Допустимое значение	Фактическое значение	Фактическое значение
Холодный	1б	22	19-24	45	Холодный	1б	22
Теплый	1б	24	20-28	55	Теплый	1б	24

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ): п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 , нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м^3 , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы. В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в

ГОСТ Р 12.4.236–2011. Основное требование к зимней спецодежде - это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростолы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности".

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибросита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНИП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание против энцефалитным прививкам.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н, проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незаземленного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству разведочной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спускоподъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа бурильной колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора. 2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания. 3. Освоение продуктивного горизонта	Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Повышенный уровень шума на рабочем месте. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. Недостаточная освещенность рабочей зоны. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. Повышенное значение напряжения в электрической цепи Расположение рабочего места на значительной высоте от земли. Пожарная безопасность	1 ГОСТ 12.0.002-80. 2 ГОСТ 12.0.003-74. 3 ГОСТ 12.1.005-88. 4 СНИП 2.04.05-91. 5 ГОСТ 12.1.012-90. 6 ГОСТ 12.1.003-83. 7 СНИП 23-05-95. 8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». 9 ГОСТ 12.1.007-76. 10 ГОСТ 12.2.003-91. 11 ГОСТ 12.3.003-75. 12 РД 34.21.122-87. 13 СНИП 4557-88. 14 ГОСТ 12.1.008-76. 15 МР 2.2.8.2127-06. Н 2.2.5.1313-03.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируется ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

1. Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
2. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
3. Применение предупреждающей сигнализации;
4. Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет ток непроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

1. Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
2. Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
3. Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

4. Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдёт загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), 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 литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

1. По происхождению (антропогенные, природные);
2. По продолжительности (кратковременные, затяжные);
3. По характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
4. По масштабу распространения.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС). В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Тюменской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

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

1. Остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
2. Немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
3. Оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;
4. Приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

Мероприятия по устранению ЧС ГНВП пожаров

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

1. Лесные пожары;
2. Газонефтеводопроявления (ГНВП);
3. Взрывы ГСМ;
4. Разрушение буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

1. Недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
2. Недолив скважины при спускоподъемных операциях;
3. Поглощение жидкости, находящейся в скважине;
4. Уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
5. Длительные остановки скважины без промывки.

В результате всех вышеперечисленных причин, возможно возникновение флюидопроявления, которое постепенно переходит в открытый неуправляемый фонтан нефти, газа, смеси нефти и газа. Последствия фонтанирования глобальны, вплоть до полного уничтожения кустового оборудования, плодородного слоя земли, продуктивного горизонта и человеческих жертв.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

1. Провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
2. Проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента;
3. Провести учебную тревогу;
4. Оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!»

Действия буровой бригады при сигнале «Выброс»:

1. Зафиксировать показания давления в трубном и затрубном пространствах, плотность бурового раствора, объем поступившего флюида;
2. За герметизировать канал бурильных труб и устье скважины (закрыть превенторы);
3. Оповестить руководство предприятия о ГНВП.

Далее действовать в соответствии с планом ликвидации аварии.

Ликвидация ГНВП проходит в два этапа:

1. Вымыв флюида – комплекс технологических операций, при которых производится удаление из скважины поступивших пластовых флюидов на дневную поверхность;
2. Глушение скважины – комплекс технологических операций, при которых скважина заполняется утяжеленным буровым раствором, обеспечивающим условия безопасного ведения работ по строительству и ремонту скважины. В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

Заключение

В выполненной выпускной квалификационной работе представлены сведения для строительства вертикальной-разведочной скважины глубиной 3360 метров расположена в Тюменской области. Показаны сведения геологических и географо-экономических характеристик района работ. Разработаны и рассчитаны особенности бурения в Тюменской области. По первоначальным сведениям, был произведен расчетный проект профиля скважины и обоснована ее конструкция. Подобраны и вычислены данные по углублению скважины.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. В связи с возможными осложнениями при бурении был выбран бентонитовый буровой раствор под направление и полимер-глинистый под эксплуатационную колонну. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ цементирования.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована группой прочности Д.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах ПКТ-114/178.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-178х245х324 К1 ХЛ, ОП5-350/80х35, АФ1-100/80х21

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3900/225 ЭПК-БМ , соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства

скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ашрафьян М.О., Лебедев О.А., Саркисов Н.М. Совершенствование конструкций забоев скважин. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб.пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
3. Булатов А.И., Аветистов А.Г. Справочник инженера по бурению: в 4 кн.– М.: недра, 1996.
4. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 280 с.
5. Иогансен К.В. Спутник буровика. – М.: Недра, 1990. – 388 с.
6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: ВНИИТнефть, 1998. – 144 с.
7. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/под ред. А. Г. Калинина. – М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2001.
8. Редутинский Л.С. Расчёт параметров цементирования обсадных колонн. Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 46 с.
9. Сароян А.Е. Трубы нефтяного сортамента. –М.: Недра, 1987. – 488 с.
10. Середа Н.Г., Соловьёв Е.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1988. – 359 с.
11. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
12. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
13. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
14. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
15. Абдрахимов Ю. Р. Повышение безопасности при освоении скважин после проведения операции гидравлического разрыва пласта / Абдрахимов, З.А. Закирова, А.Р. Халиуллина., // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – Уфа. №2, 2016.

16. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.
17. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству.
18. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
19. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования» — Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
20. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» — Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.
21. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» — Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
22. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» — Томск Изд. ТПУ, 2018 г.
23. 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.
24. 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 в интервале
От	До	Мощность	Название	Индекс	
1	2	3	4	5	6
0	50	50	Четвертичная система	Q	1,50
50	260	210	Некрасовская серия	P ₃	1,30
260	400	140	Тавдинская свита	P ₂	1,30
400	595	195	Люлинворская свита	P ₂	1,20
595	675	80	Талицкая свита	P ₁	1,20
675	825	150	Ганькинская свита	K ₂	1,20
825	885	60	Славгородская свита	K ₂	1,20
885	955	70	Ипатовская свита	K ₂	1,20
955	965	10	Кузнецовская свита	K ₂	1,20
965	1755	790	Покурская свита	K ₁₋₂	1,20
1755	1800	45	Алымская свита	K ₁	1,15
1800	2235	435	Ванденская свита	K ₁	1,15
2235	2355	120	Тарская свита	K ₁	1,15
2355	2670	315	Куломзинская свита	K ₁	1,15
2670	2685	15	Баженовская свита	J ₃	1,10
2685	2780	95	Васюганская свита	J ₂₋₃	1,10
2780	3210	430	Тюменская свита	J ₂	1,10
3210	3240	30	Салатская свита	J ₁₋₂	1,10
3240	3270	30	Тогурская свита	J ₁	1,10
3270	3300	30	Урманская свита	J ₁	1,10
3300	3370	70	Палеозой	Pz	1,10

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	От	До	Краткое название	Процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	50	Пески Глины	60 40
P ₃	50	260	Пески Глины Алевриты	60 30 10
P ₂	260	400	Глины Алевриты	90 10
P ₂	400	595	Глины Алевриты	90 10
P ₁	595	675	Глины Алевриты	70 30
K ₂	675	825	Глины Алевриты	60 40

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
K ₂	825	885	Глины	70
			Алевролиты	30
K ₂	885	955	Глины	100
K ₂	955	965	Глины	80
			Алевролиты	20
K ₁₋₂	965	1755	Глины	25
			Песчаники	50
			Алевролиты	25
K ₁	1755	1800	Глины	30
			Песчаники	40
			Алевролиты	30
K ₁	1800	2235	Песчаники	40
			Алевролиты	40
			Глины	20
K ₁	2235	2355	Песчаники	60
			Алевролиты	20
			Аргиллиты	20
K ₁	2355	2670	Алевролиты	70
			Песчаники	20
			Аргиллиты	10
J ₃	2670	2685	Аргиллиты	100
J ₂₋₃	2685	2780	Песчаники	45
			Алевролиты	10
			Аргиллиты	45
J ₂	2780	3210	Песчаники	45
			Алевролиты	10
			Аргиллиты	45
J ₁₋₂	3210	3240	Аргиллиты	45
			Песчаники	45
			Алевролиты	10
J ₁	3240	3270	Аргиллиты	45
			Песчаники	45
			Алевролиты	10
J ₁	3270	3300	Аргиллиты	45
			Песчаники	45
			Алевролиты	10
Pz	3300	3370	Известняки	100

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Краткое название гор- ной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мД	Глинистость, %	Карбонат- ность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоен- ность, %	Абразивность	Категория породы промыс- ловой классифи- кации
	От (верх)	До (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	Пески	1,9	30	1500	10	0	0	1	10	Мягкая
			Глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	Мягкая
P ₃	50	260	Глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	Мягкая
			Пески	1,9	30	200	20	0	0	5	10	Мягкая
			Алевриты	2,0	17	10	35	0	0	5	10	Мягкая
P ₂	260	400	Глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	Мягкая
			Алевриты	2,0	20	20	35	0	0	4	10	Мягкая
P ₂	400	595	Глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	Мягкая
			Алевриты	2,1	15	5	50	0	0	5	10	Мягкая
P ₁	595	675	Глины	2,2	10	0	100	0	10	5	4	Мягкая
			Алевриты	2,1	15	20	50	5	0	5	10	Мягкая
K ₂	675	825	Глины	2,2	10	0	100	5	10	5	4	Мягкая
			Алевриты	2,1	20	15	50	0	0	5	10	Мягкая
K ₂	825	885	Глины	2,3	10	0	100	0	10	4	4	МС
			Алевриты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	МС
K ₂	885	955	Глины	2,4	15	0	100	5	10	1	4	МС
K ₂	955	965	Глины	2,4	10	0	100	0	10	4	4	МС
			Алевриты	2,2	15	15	40	0	10	4	10	МС
K ₁₋₂	965	1755	Глины	2,4	15	0	100	5	10	5	4	МС
			Песчаники	2,1	20	500	20	0	15	5	10	МС
			Алевриты	2,2	20	50	20	5	20	5	6	МС

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁	1755	1800	Глины	2,4	15	0	100	3	15	5	4	МС
			Песчаники	2,1	25	25	20	3	20	5	10	МС
			Алевролиты	2,2	20	50	20	3	20	5	6	МС
K ₁	1800	2235	Песчаники	2,2	30	20	20	3	20	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	Средняя
			Глины	2,4	5	0	100	3	15	4	4	Средняя
K ₁	2235	2355	Песчаники	2,2	22	20	20	3	20	3,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,2	20	15	20	3	20	2,5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,4	10	0	100	3	15	3,5	6	Средняя
K ₁	2355	2670	Аргиллиты	2,4	17	0	100	3	15	5	6	Средняя
			Алевролиты	2,3	20	15	15	3	20	5	6	Средняя
			Песчаники	2,2	24	10	20	3	20	5	10	Средняя
J ₃	2670	2685	Аргиллиты	2,5	16	5	100	10	50	2	6	Средняя
J ₂₋₃	2685	2780	Песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,4	16	0	100	5	50	3	6	Средняя
J ₂	2780	3210	Песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	Средняя
J ₁₋₂	3210	3240	Песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	Средняя
J ₁	3240	3270	Песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	Средняя
J ₁	3270	3300	Песчаники	2,3	18	15	20	8	100	2,5	10	Средняя
			Алевролиты	2,3	10	0	15	3	20	5	6	Средняя
			Аргиллиты	2,45	16	0	100	5	50	3	6	Средняя
Pz	3300	3370	Известняки	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	Твердые

Приложение Б

Таблица Б.1 – Зоны возможных осложнений и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – K ₂	0	965	Поглощения бурового раствора	Интенсивность поглощения 1 м ³ /час. Увеличение плотности бурового раствора против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₂ – K ₁	965	2235		
Pz	3300	3370		
Q – K ₂	0	965	Осыпи и обвалы стенок скважины	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъём бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
J ₂ –Pz	3210	3370		
Q – K ₂	0	965	Прихватоопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; оставление бурового инструмента без движения; увеличение плотности выше проектной
K ₁₋₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
K ₁₋₂	965	1755	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъёма инструмента; тип проявления: перелив воды
K ₁	1755	2670		
J ₁₋₂ – Pz	3300	3320	Нефтепроявления	

Приложение В

Таблица В.1 – Диаметры обсадных колонн и долот

Наименование колонны	Глубина спуска, м	Диаметр колонны, мм	Диаметр долота, мм
Направление	60	323,9	393,7
Кондуктор	1280	244,5	295,3
Эксплуатационная	3360	177,8	215,9

Таблица В.2 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	Pz
Глубина кровли продуктивного пласта, м	3300
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, атм/м	0,105
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, атм/м	0,17
Плотность нефти, кг/м ³	700
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	346,5
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1280
Минимальный запас	1,08
Окончательная глубина спуска кондуктора, м	1280

Приложение Г

Таблица Г.1 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60-1280	1280-3360
Исходные данные				
Диаметр долота D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,3
Нагрузка, кН (G_{oc})		175	175	175
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		—	262,48	191,37
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		—	2635	2249
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		—	147,65	107,65
Удельный момент долота, Н*м/кН ($M_{уд}$)		—	36,93	27,33

Приложение Д

Таблица Д.1 – КБНК для бурения секции под направление (0-60)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внутрен- ний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соедине- ния (низ)	Сум- марный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соедине- ния (верх)	
Бурение под направление (0–60 м)							
1	Ш 393,7 V- K11T-R970	0,40	393,7	—	3-152	Ниппель	0,180
2	Переводник M152xM152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203x100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	1,408
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	КЛС-390 М	0,6	390	80	3-171	Ниппель	0,112
					3-171	Муфта	
6	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
7	УБТ-203x100 Д	8,3	203	100	3-152	Ниппель	0,704
					3-152	Муфта	
8	Переводник M133xH152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
7	СБТ G105127x9,19	34	127	57	3-133	Ниппель	1,62
					3-133	Муфта	
8	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
9	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
10	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.2 – КБНК для бурения секции под кондуктор (60-1280)

№	Типоразмер, шифр	Длин а, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внут- ренний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- марный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–1280 м)							
1	PDC У8-295,3 ST-64 С	0,30	295,3	—	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР-240М.7/8	8,0	240	—	3-171	Ниппель	2,911
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	65	178	90	3-147	Ниппель	9,500
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0.011
					3-133	Муфта	
11	СБТ G105127х9,19	1388	127	57	3-133	Ниппель	43,333
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.3 – КБНК для бурения секции под эксплуатационную колонну
(1280-3360 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внут- ренний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1280–3360 м)							
1	PDC 215,9 ViM613	0,336	215,9	—	3-117	Ниппель	0,115
2	ДГР-172 7/8.56	9,1	172	—	3-117	Муфта	1,081
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной кла- пан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178х90 Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,538
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравличе- ский ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ G105127х9,19	3282	127	57	3-133	Ниппель	102,4 64
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Д.4 – КБНК для отбора керна (3290–3330 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж- ный диа- метр, мм	Внут- ренний диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сум- мар- ный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (3290–3330 м)							
1	БИТ 215,9/100 В 913 О.03	0,165	215,9	100,4	3-161	Муфта	0,06
2	Керноотборный сна- ряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	58,1	178	90	3-147	Ниппель	10,768
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	3296	127	57	3-133	Ниппель	108,79 4
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Е

Таблица Е.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3360 м

Направление интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
0	47,44	60	393,7	—	1,50	70,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						22,34
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						94,88
Объем раствора к приготовлению:						70,95
Кондуктор интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
60	41,63	1220	295,3	323,9	1,2	245,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						16,28
Расчетные потери бурового раствора при очистке						155,24
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,1
Объем раствора в конце бурения интервала						305,66
Общая потребность бурового раствора на интервале:						483,27
Объем раствора к приготовлению:						305,66
Эксплуатационная колонна интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	Коэффициент кавернозности	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
1280	133,28	2080	215,9	244,5	1,1	127,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						12,34
Расчетные потери бурового раствора при очистке						62,97
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,4
Объем раствора в конце бурения интервала						180,84
Общая потребность бурового раствора на интервале:						266,57
Объем раствора к приготовлению:						266,57

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1080
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	700	Глубина скважины, м	3360
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1130	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	170
Высота цементного столба $h_{\text{ст}}$, м	20	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2240

Приложение К

Таблица К.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовитель- ные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Коли- чество	Сумма	Количе- ство	Сумма	Количе- ство	Сумма	Количество	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безмет- ражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	—	—	—	—	—	—
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	—	—	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. буре- ние), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетче- ризации и управления процессом бурения, сут	27,67	—	—	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплу- атационное бурение	7,54	—	—	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента ,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при экс- плуатационном бурении, сут	6,95	—	—	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении ($4000 < V < 5500$ м/ст.-мес), сут	853,29	—	—	—	—	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	—	—	0,11	1,77	—	—	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	—	—	1,93	475,98	—	—
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	—	—	—	—	—	—	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	—	—	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	—	—	—	—	—	—
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	—	—	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	—	—	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец. транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	—	—	—	—	—	—
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	—	—	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	—	—	14,2	1070,68	25,4	1915,16	—	—
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	—	—	0,17	338,98	0,38	757,72	—	—
Биолуп LVL, т	324,74	—	—	—	—	—	—	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	—	—	0,085	1,56	0,06	1,0998	—	—
НТФ, т	916	—	—	—	—	—	—	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	—	—	—	—	—	—	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	—	—	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	—	—	6,39	175,33	63,3	1738,2	—	—
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	—	—
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	—	—	—	2350,2	—	12579,36	—	24600,27	—
Затраты зависящие от объема работ									
Ш 393,7 V-K11T-R970	686,4	—	—	0,1	68,64	—	—	—	—
Бит 295,3 ВТ 610 Н	1379,7	—	—	—	—	0,43	593,271	—	—
PDC ViM613	1028,4	—	—	—	—	—	—	1,18	1213,512

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–	–	–
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0			169,944		747,883		5187,779	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31			2520,14		13327,24		29788,05	
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица К.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма	Количество, шт	Сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,11	0,73	100,88	1,47	203,14
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение). сут	19,9	0,16	3,18	0,73	14,53	1,47	29,25
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,43	0,73	20,20	1,47	40,67
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,21	0,73	5,50	1,47	11,08

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,46	0,73	184,59	1,47	371,70
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,56	0,73	20,81	1,47	41,91
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,16	1,11	0,73	5,07	1,47	10,22
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,16	210,72	0,73	961,41	1,47	1935,99
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,16	205,2	0,73	998,64	1,47	2010,96
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,16	62,91	0,73	306,16	1,47	616,52
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,16	20,8335	0,73	101,39	1,47	204,17
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,16	15,126	0,73	73,61	1,47	148,23
Автомобильный спец. транспорт до 400 км, сут	100,4	0,16	15,06	0,73	73,29	1,47	147,59
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,16	2,76	0,73	13,43	1,47	27,05
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,16	5,088	0,73	24,76	1,47	49,86
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93
Башмак колонный БК-323,9, шт	85,5	1	85,5	—	—	—	—
Башмак колонный БК-244,5, шт	65	—	—	1	65	—	—
Башмак колонный БК-168,3, шт	45,5	—	—	—	—	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295, шт	25,4	—	—	16	406,4	—	—
Центратор ЦЦ-168,3/191-216, шт	18,7	—	—	—	—	50	935
ЦКОДМ-244,5, шт	113,1	—	—	1	113,1	—	—
ЦКОДМ-168,3, шт	105	—	—	—	—	1	105

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5, шт	59,15	—	—	1	59,15	—	—
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3, шт	30,12	—	—	—	—	1	30,12
Головка цементируочная ГЦУ-244,5	3320	—	—	1	3320	—	—
Головка цементируочная ГЦУ-168,3	2880	—	—	—	—	1	2880
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		746,52		7203,26		10706,74	
Затраты зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 323,9х9,5, м	37,21	50	1860,5	—	—	—	—
Обсадные трубы 244,5х8,9 м	28,53	—	—	800	22824	—	—
Обсадные трубы 168,3х8 м	25,41	—	—	—	—	80	2032,8
Обсадные трубы 168,3х8,0 м	23,67	—	—	—	—	10	236,7
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	—	—
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-об(4)-100, т	29,95	—	—	—	—	4,38	131,181
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	32	—	—	—	—	50	1600
Хлористый кальций, т	77,62	0,11	8,5382	1,03	79,9486	0,193	14,98066
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18

Продолжение таблицы К.2

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

Таблица К.3 – Уточненный сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	1124
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
Продолжение таблицы	
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414

Продолжение таблицы К.3

1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	8776
Итого по главе 8:	8776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8)	9422
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	256123
Топографо-геодезические работы Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы Проектные работы	790 3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	113093240
НДС 18%	27194697
ВСЕГО с учетом НДС	140287937

Приложение Л

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 3360 м

Оборудование:
Буровая установка: БУ 3900/225 ЭПК-БМ
Лебедка: ЛБ - 750
Талевая система: 4х5
Ротор: ДЭ-816
Насосы: УНБ-600А

Геологическая часть							Техническая часть												
глубина, м	Стратиграфия			Литолическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры промывочной жидкости	Примечание		
	Система	Сыта						324 мм	254 мм	178 мм									
	Чет.	Сыт.																	
1	палеоген	Чет.	Четвертинная система		14	20	26	32	36	40	63	75	81	87	88	90	104	105	107
100																			
200																			
300																			
400																			
500																			
600																			
700																			
800																			
900																			
1000																			
1100																			
1200																			
1300																			
1400																			
1500																			
1600																			
1700																			
1800																			
1900																			
2000																			
2100																			
2200																			
2300																			
2400																			
2500																			
2600																			
2700																			
2800																			
2900																			
3000																			
3100																			
3200																			
3300																			
3400																			
отбор керна производится на глубине 3290-3330м. Способ бурения: роторный, частота вращения 60-180 об/мин, нагрузка 4-8т, расход 18-24 л/с, бурильная головка РДС У12-215,9/101,6 SCD-3 Т							Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, кавернообразования												
Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, кавернообразования, прихваты бурового инструмента, нефтегазодопрооявления.							Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения бурового раствора, кавернообразования												
							<div><div>Направление</div><div>60 м 324мм</div><div>Кондуктор</div><div>1130м</div><div>1280м 254 мм</div><div>3360м 178мм</div><div>Эксплуатационная колонна</div></div>												
							БИТ 295,3 ВТ 610 Н												
							Д-240,6/7,40												
							6												
							140												
							27,1												
							Плотность=1,17 г/см3, УВ=50 сек, ф=10, СНС1=22 дПа, П=менее 1,1 %, рН = 8												
							Плотность=1,13 г/см3, УВ=30 сек, ф=16, СНС1=20 дПа, рН = 9												
							<div>1. Подъем инструмента производить после промывки скважины в течении не менее двух циклов с постоянным давлением, и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СТО ограничить до 0,5-0,7м/с. за 10Метров до продуктивного горизонта до 0,4м/с. 3. Не допускать нахождения бурльного инструмента без движения в открытом столбе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях: ремонт оборудования и прочее(при нахождении бурльного инструмента в открытом столбе), поднять бурльный инструмент в башках обсадной колонны, наверху обратный клапан, устье загерметизировать. Инструмент оставить на талж. 5. При проведении наработных работ, шаблонировку скважины производить: при глубине до 1500м. - через 18часов, до 2500м. - через 24часа, свыше 2500м. - через 36часов. На забое произвести промывку не менее двух циклов циркуляции. 6. Мехкопленное пространство отпрессовать незамерзающей жидкостью: ф=324х245-5 МПа, ф=245 х 178 - 5,0МПа. 7. Проверку ПВО производить бурлишиму - каждую смену, мастеру - еженедельно. Дофетление всех боковых соединений производить 1 раз в декаду. 8. При бурении в интервалах набора параметров факисны и стабилизации столба скважины, компоновка бурльной колонны определяется ответственным представителем организации ведущей телеметрическое сопровождение, с обязательным согласованием с начальником службы эксплуатации. 9. При бурении под тех. колонну из-к. в случаи возникновения признаков обвалобразования или газодопрооявления, запенировать поставные деление удельного веса с У=1,16-0,02 г/см3 до У=1,22-0,02 г/см3.</div>												