

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 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край) УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2660)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Лукьянов Дмитрий Алексеевич		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.06.2021

Томск – 2021 г.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ 18.03.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) Дата (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврская работа

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Лукьянову Дмитрию Алексеевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общая и геологическая часть 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения 1.3. Зоны возможных осложнений 2. Технологическая часть 2.1. Обоснование и расчет профиля скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска
2.2.4. Выбор интервалов цементирования
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн
2.3. Проектирование процессов углубления
2.3.1. Выбор способа бурения
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото
2.3.4. Расчет частоты вращения долота
2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя
2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов
2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин
2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине
2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн
2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины
2.4.3.1. Обоснование способа цементирования
2.4.3.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости
2.4.3.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора
2.4.3.4. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины
2.4.4.1. Выбор жидкости глушения
2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов
2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя
2.4.4.4. Выбор способа и технические средства вызова притока.

	2.4.4.5.Выбор типа фонтанной арматуры 2.5.Выбор буровой установки
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Грубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть проекта	
3. Сетки вибрационных сит	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Лукиянов Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

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

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

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Работа по восстановлению герметичности обсадных колонн и межколонного пространства	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	-		18.03.2021

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Лукьянов Дмитрий Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Примерный бюджет строительства скважины 150 млн руб; В реализации проекта участвуют четыре буровых бригады по 28 человек.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Районный коэффициент 50%; Начисление премии 70%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.; ОЗЦ кондуктора -11 ч, технической колонны 20 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.; Работы ГИС 24 ч.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 % Налог на добавленную стоимость 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Обзор предприятия ООО «СГКБурение»	Основные направления деятельности и организационная структура предприятия ООО «СГКБурение»
2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	Нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, 316,61 часов или 13,19 суток.
3. Расчет сметной стоимости строительства скважины	Сметная стоимость строительства скважины, на выполнение данного проекта составит 182 593 396,60 рублей.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Лукьянов Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Лукьянов Дмитрий Алексеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: разведочная вертикальная скважина глубиной 2660м на нефтяном месторождении Красноярского края</p> <p>Область применения: Разведка и изучение месторождения.</p> <p>Рабочая зона: зона стола ротора, зона работы верхового, блок приготовление БР, блок очистки БР, насосный блок, блок ПВО.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>ТК РФ Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Глава 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностях»</p> <p>ТК РФ Статья 301 «Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом»</p> <p>ТК РФ Статья 96 «Работа в ночное время»</p> <p>ТК РФ Статья 109 «Специальные перерывы для обогрева и отдыха»</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарногигиенические требования к воздуху рабочей зоны»</p> <p>СП 52.13330.2016 «Естественное и искусственное освещение»</p> <p>ГОСТ ISO 9612-2016 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека»</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»</p>

	<p>СП 60.13330.2016 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.038-82 «Электробезопасность» ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы, и их классификация» ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»</p>
<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; - работы на высоте.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> - техногенного характера (пожары и взрывы

	в зданиях); - природного характера (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать применимые меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б72Т	Лукьянов Дмитрий Алексеевич		18.03.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, скважина, перфорация, нефть, обсадная колонна, интенсификация притока, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда, рассмотрены виды и особенности конструкции сеток вибрационных сит.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2660 м.

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ЗУМППФ - зона успокоения механических примесей
пластового флюида;

ПВО - противовыбросовое оборудование;

ВЗД - винтовой забойный двигатель;

ОТТМ - муфтовое резьбовое соединение обсадной
трубы, трапецеидальная;

КНБК - компоновка низа бурильной колонны;

УБТ - утяжеленные бурильные трубы;

СНС - статическое напряжение сдвига;

ОЗЦ - ожидания затвердения цемента;

СПО - спуско-подъемные операции;

УВ - условная вязкость;

ПВ - пластическая вязкость;

БКП - башмак колонный;

ЦКОД - центральный клапан обратного действия;

ЦЦ - центратор цементирувочный;

ГЦУ - головка цементирувочная универсальная;

ПРП-Ц - пробка разделительная продавочная цементирувочная;

МПС - морские стационарные платформы;

ЭК - эксплуатационная колонна;

ГТН - геолого-технический наряд

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. – внутренний и др.

Содержание

Введение	14
1. Общая и геологическая часть	16
1.1. Геологические условия бурения	16
1.2. Зоны возможных осложнений	16
1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения	17
2. Технологическая часть	18
2.1. Обоснование и расчет профиля скважины	18
2.2. Обоснование конструкции скважины	18
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	18
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	20
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3. Проектирование процессов углубления	22
2.3.1. Выбор способа бурения	22
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	22
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4. Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора	25
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	27
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	36
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность	37
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений	38
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	42
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	47
2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	48
2.4.3.1. Обоснование способа цементирования	48
2.4.3.2. Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	49
2.4.3.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	50
2.4.3.4. Выбор типа и расчет количества цементировочного оборудования	52
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины	53
2.4.4.1. Выбор жидкости глушения	54
2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	54
2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя	56
2.4.4.4. Выбор способа и технические средства вызова притока	57
2.4.4.5. Выбор типа фонтанной арматуры	58
2.5. Выбор буровой установки	59
3. Специальный вопрос на тему: «Сетки вибрационных сит»	60
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	67
4.1. Основные направления деятельности	67
4.2. Организационная структура управления предприятием	67
4.3. Расчет нормативного времени	68
4.3.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	68

4.3.2. Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	69
4.3.3. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	70
4.3.4. Расчет нормативного времени на установку центрирующей фонарей	72
4.3.5. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	72
4.3.6. Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	73
4.3.7. Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	75
4.3.8. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы.....	75
4.3.9. Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	75
4.3.10. Линейный календарный график выполнения работ.....	76
4.3.11. Расчёт заработной платы и отчислений	77
4.4. Сметная стоимость строительства скважины.....	80
4.4.1. Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	80
4.4.2. Расчет технико-экономических показателей.....	81
4.4.3. Сметная стоимость строительства скважины	82
5. Социальная ответственность	86
5.1. Характеристика объекта исследования и область его применения	86
5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	86
5.2.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства	86
5.2.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	87
5.3. Производственная безопасность	87
5.3.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов	88
5.3.1.1. Отклонение показателей микроклимата	88
5.3.1.2. Превышение уровней шума	88
5.3.1.3. Превышение уровней вибрации	89
5.3.1.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.....	89
5.3.1.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	89
5.3.1.6. Повреждения в результате контакта с насекомыми	90
5.3.2. Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов.....	90
5.3.2.1. Безопасности при работе с механизмами	90
5.3.2.2. Электробезопасность	91
5.3.2.3. Пожаровзрывобезопасность.....	91
5.3.2.4. Молниезащита	92
5.3.2.5. Обеспечение безопасности работ на высоте	93
5.4. Экологическая безопасность.....	93
5.4.1. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.....	93
5.4.1.1. Защита атмосферы.	93
5.4.1.2. Защита гидросферы.....	94
5.4.1.3. Защита литосферы.....	94
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	95
5.5.1. Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин	95
5.5.2. Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин	96
Заключение	97
Список использованной литературы.....	99
Приложение А	103
Приложение Б.....	106
Приложение В	110
Приложение Г.....	111
Приложение Д.....	112
Приложение Е.....	122
Приложение Ж	124

Введение

Практическая работа с месторождениями начинается с изучения разреза скважины, после чего происходит выбор оборудования, которое будет оптимально подходить под все условия и осложнения разреза. Главными задачами являются высокие скорости выполнения работ и дешевизна.

Особенностью строительства данной скважины является отбор керн в нефтяном пласте.

В данной скважине на интервале 0-1045 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,3.

Данный разрез скважины представлен преимущественно долеритами, доломитами, известняками, аргиллитами и каменной солью. Продуктивный пласт представлен алевролитами, песчаниками и аргиллитами.

Продуктивные пласты характеризуются нормальными/высокими (более 1,12) пластовыми давлениями. Присутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения.

Надо учесть близкое расположение водоносных горизонтов для предупреждения межпластовых перетоков. В разрезе имеются 4 водоносных и 1 нефтеносный горизонт, которые пересекаются в интервале 2622-2635 м.

Максимальная температура достигает 32 °С.

В интервалах продуктивного горизонта ожидаются нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, при бурении аргиллитов возможно осыпание стенок скважины, сальникообразование. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа буровой колонны. При прохождении участков, где имеется каменная соль необходимо добавить соль в раствор, для насыщения, чтобы не происходило размывания.

Целью работы является разработка технического проекта на строительство разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), полностью соответствующего реальному

проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважин.

В специальной части ставится задача рассмотрения видов сеток для вибрационных сит. Применение различных видов сеток являются одним из решений по очистке бурового раствора.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех ключевых областях: технологической, финансовой, охраны труда и окружающей среды.

1. Общая и геологическая часть

1.1. Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины с описанием элементов залегания и коэффициентом кавернозности пластов (усредненным) приведен в приложении А таблице А.1.

Анализируя таблицу, приходим к выводу, что разрез данного месторождения является типичным для Восточной Сибири, а коэффициент кавернозности достигает значения 1,3.

Градиенты пластовых давлений, давлений гидроразрыва пород, горного давления (для текучих пород) и распределение температур приведены в таблице А.2.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины с описанием плотности, пористости, проницаемости, категорий пород приведены в таблице А.3.

Как видно из таблицы, разрез скважины сложен породами от средней до крепкой по твердости с высокой абразивностью.

1.2. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными осложнениями являются кавернообразование, обвалобразования и поглощения.

Осложнения являются типичными для данных горных пород. На борьбу с ними уходит достаточно большое количество времени. Поэтому необходимо соблюдать технологию бурения, контролировать свойства бурового раствора производить мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Нефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблице 1.

Таблица 1– Нефтеводоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
Нефтегеносность							
V vn	2590	2640	Поровый	791	35	0,1-103,9	–
Водоносность							
P-C	50	300	Поровый	1-1,03	До 100	–	Да.
E ₁₋₂ an	650	1045	Каверно-трещинный	–	До 20	–	Нет. Минерализ. – 4,0 г/л.
E ₁₋₂ us (os)	2040	2080	Каверно-трещинный	1,13	–	–	Нет. Минерализ. – 243,58 г/л.
V ₁ vn	2622	2635	Поровый	1,150-1,220	0,36-9,2	–	Нет. Минерализ. – 201-402 г/л.

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля скважины

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

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

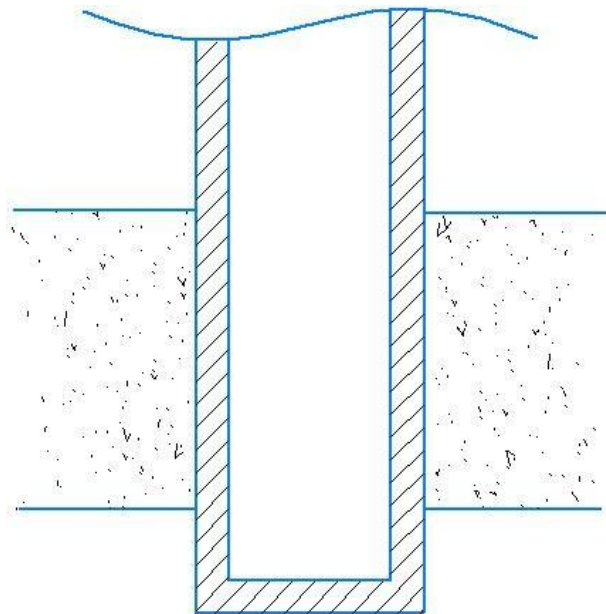


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представленные на рисунке 1, иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. [1]

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта, наблюдаются интервал 1350 – 1600 м несовместимого по условию бурения. Следовательно, проектируется спуск технической колонны на глубину 1200 – 1600 м.

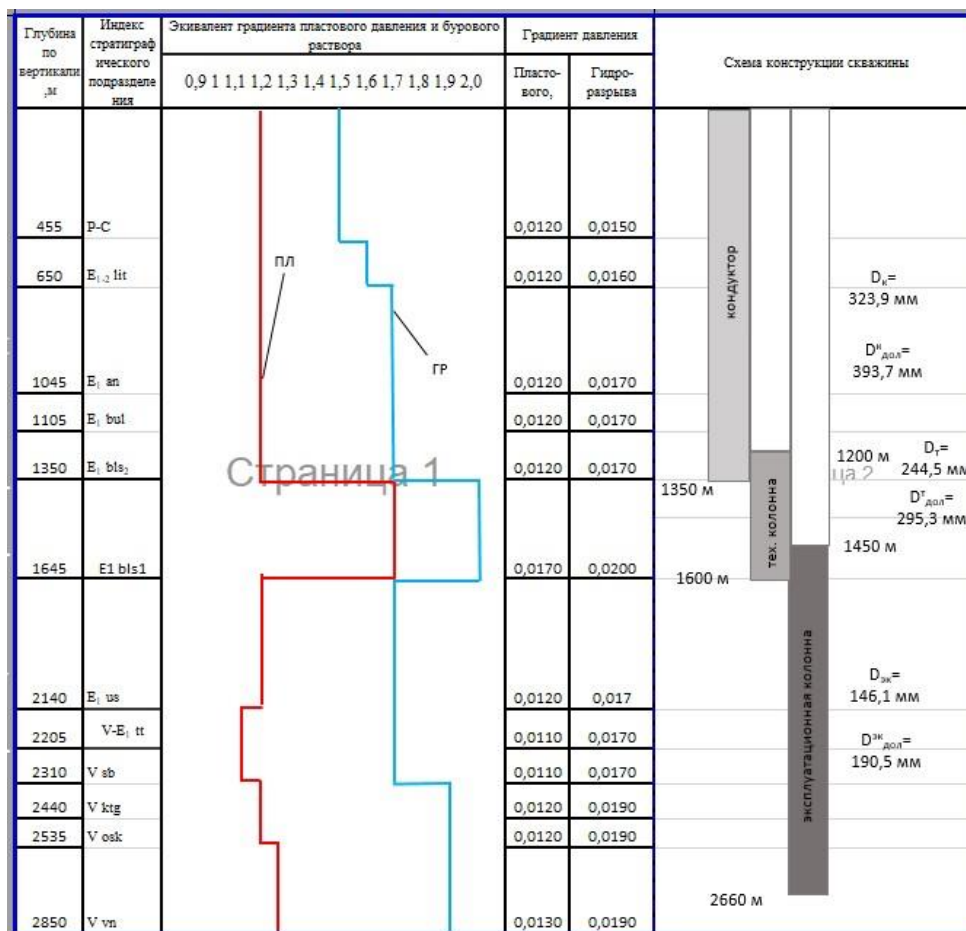


Рисунок 2. График совмещенных давлений и конструкция скважин.

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для данной скважины спуск направления не нужен. Так как четвертичные отложения отсутствуют.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности газа.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 1600 м, но выбирается глубина 1350 м с учетом опыта строительства скважин на данном месторождении, а также с учетом осыпей и обвалов стенок скважины, прихватоопасной зоны и проницаемого горизонта, склонного к поглощениям раствора и для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Глубина спуска технической колонны составляет 1600 м

Глубина спуска эксплуатационной колонны определяется глубиной и мощностью разрабатываемого объекта. Мощность пласта составляет 50 метров, поэтому эксплуатационная колонна спускается на глубину 2660 м с учетом ЗУМППФа.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

- 1) Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 0 - 1350 м.
- 2) Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1200 - 1600м.
- 3) Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1450-2660м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх.

- 1) Диаметр эксплуатационной колонны, принимаем с учетом ожидаемого притока $Q = 100\text{м}^3/\text{сутки}$, следовательно, диаметр выбираем 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.
- 2) Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.
- 3) Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо произвести расчеты, таких параметров, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое

давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье. Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту представлены на рисунке 2.

1. ДЛЯ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ		
Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	16,42
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	14,93
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	13,57
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	0,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	33,67
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	791
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2590
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	-0,13
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	-1749,08

Рисунок 3. Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту.

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки для нефтяной скважины будет $P_{оп} = 16,42$ Мпа.

Выбираем противовыбросовое оборудование ОП6-350/80х21, 350 - условный диаметр проходного превенторного блока, мм; 80 – условный диаметр прохода манифольда, мм; 21 – рабочее давление, МПа.

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК2-21-146х245×324 К1 ХЛ.

2.3. Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1. Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Для бурения тех. колонны выбирается роторный способ бурения, из-за высокой плотности бурового раствора.

Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам.

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	1350	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1350	1600	Роторный
1600	2660	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2580	2650	Роторный (отбор керна)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под кондуктор и тех. колонну и PDC для интервала бурения под эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам.

Интервал		0,1350	1350-1600	2580-2650	1600-2660
Шифр долота		393,7 глубур	295,3 глубур	БИТ 190,5/100 В 913	БИТ 190,5 ВТ 813Н
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5	190,5
Тип горных пород		С3-Т3	С3-Т3	Т3-ТК3	Т3-ТК3
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-161	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	7 11/16	4 1/2
Длина, м		0,40	0,3	0,3	0,2
Масса, кг		163	90	20	25
G, тс	Рекомендуемая	22-34	6-23	2-5	2-10
	Максимальная	34	23	5	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	40-120	60-260
	Максимальная	300	300	120	260

Для бурения интервала под кондуктор и тех. колонну, проектируется шарошечное долото марки С3 (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен породами средней твердости с пропластками твердых пород.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки Т3-К (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен твердыми полуабразивными и абразивными породами.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото. [1]

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
Интервал, м	0–1350	1350–1600	2580–2650	1600–2660
Исходные данные				
Дд, см	39,37	29,53	19,05	19,05
G _{пред} , т	34	23	5	10
Результаты проектирования				
G _{доп} , т	27,2	18,4	8	8
G _{проект} , т	6	6	4	5

где: D_d – диаметр долота, см; $G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. [1] Расчет частоты вращения долота по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал, м	0–1350	1350-1600	2580-2650	1600-2660
Исходные данные				
Вл, м/с	1,5	1,5	1,5	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования				
n1, об/мин	73	97	150	100
nстат, об/мин	40-300	40-300	40-120	60-260
nпроект, об/мин	130	80	40	170

В интервале бурения под тех. колонну запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-100 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были

выбраны средние статистические значения оборотов для крепких пород.

2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. 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 проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расход бурового раствора

Интервал	0-1350	1350-1600	2580-2650	1600-2660
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
K	0,45	0,45	0,3	0,3
K_k	1,3	1,2	1,18	1,18
$V_{кр}$, м/с	0,12	0,12	0,1	0,1
V_m , м/ч	30	30	25	25
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0206	0,0206	0,0103	0,0159
n	3	5	9	5
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,75	1,0	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,34	1,82	1,28	1,28
$\rho_п$, г/см ³	2,5	2,6	2,7	2,7
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	55	31	9	9
Q_2 , л/с	72	29	16	16
Q_3 , л/с	55	42	16	16
Q_4 , л/с	36,38	61	55	47
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	36,38-72	29-61	9-47	9-47
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	65	60	15	40

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну принимается 65 и 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД, очистку ствола скважины, вынос шлама,

минимальный расход на насадках и предотвращение прихватов. и попадает в диапазон среднестатистических значений.

При бурении интервала под тех. колонну выбран максимальный расчетный расход жидкости, который попадает в диапазон среднестатистических значений 60 л/с.

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-1350	1350-1600	1600-2660
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5
G _{ос} , кН		29	59	49
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		314,96	-	152
M _р , Н*м		3065,92	-	1290
M _о , Н*м		196,85	-	95
M _{уд} , Н*м/кН		48,7	-	24

Для интервала бурения под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ- 240РС, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе

обеспечить высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых и крепких горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	0-1350	240	9,7	2362	30-75	90-225	10,5	99-283
ДРУ1-172РС	1600-2660	172	8,7	1112	20-45	100-200	12,2	70-250

2.3.7. Проектирование и расчет компоновок буровой колонны

Компоновки низа буровой колонны выбираются согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

Буровая колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных буровых труб, стальных или легкосплавных буровых труб, ведущей буровой трубы, резьбовых переводников, центраторов и винтового забойного двигателя.

Результаты проектирования компоновки низа буровой колонны по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – КНБК для бурения.

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	1350	393,7 гллубур	163	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-177/171	93	0,517	
			КЛС 390 СТ	115	1,1	
			ДРУ-250рс	2362	9,7	
			Переливной клапан ПК-240 РС	105	0,6	

Продолжение таблицы 9

			Обратный клапан КОБ-240РС	167	0,8	
			УБТС-203	6420	30	
			Переводник П-171/162	90	0,53	
			СБТ 127 9,19 Е	40784,34	1306,35	
Σ				50299,3	1350	
2	1350	1600	295,3 глубур	90	0,3	Бурение вертикального участка под тех.колонну, проработка ствола перед спуском тех.колонны
			КЛС 295 СТ	114	0,9	
			Переливной клапан ПК-240РС	105	0,6	
			Обратный клапан КОБ-203РС	148	0,375	
			Переводник П-152/171	60	0,521	
			УБТС-203	2568	12	
			Переводник П-171/147	60	0,517	
			УБТС-178	3744	24	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			СБТ-127x9,19 Е	48711,32	1560	
Σ				55206,3172	1600	
3	1600	2660	БИТ 190,5 ВТ 813 Н	25	0,2	Бурение вертикального участка под ЭЖ, проработка ствола перед спуском ЭЖ
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			К-190 СТК	58	0,4	
			Переводник М 133-117	30	0,457	
			Д1-172РС	1112	8,7	
			Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84	
			Обратный клапан КОБ 172РС	110	0,93	
			Переводник П-133/147	31	0,51	
			УБТС-146	4660,8	48	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			СБТ-114x9, Е	71134	2599	
Σ				77363	2660	

Продолжение таблицы 9

4	2580	2650	БИТ 190,5/100 В 913	20	0,3	Отбор керна при бурение ЭК
			УКР-172/100	500	15,9	
			Переводник М133-147	30	0,5	
			УБТС-146	4078,2	42	
			Переводник П-147/162	63	0,527	
			СБТ-114х9, Е	71402	2609	
Σ			75769	2650		

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в приложение Б в таблице Б.1.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в приложение Б в таблице Б.2.

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Интервал под кондуктор:

Для бурения интервала 0-1350 под кондуктор рекомендуется использовать соленасыщенный минерализованный глинистый раствор, который применяются при бурении интервалов, сложенных соляными пластами с пропластками глинистых отложений. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса.

Компонентный состав минерализованного глинистого раствора представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Компонентный минерализованного глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м3
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10

Продолжение таблицы 10

Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	В соответствии с проведенным расчетом

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 11.

Таблица 11 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05-1,45
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под тех. колонну:

Для бурения интервала 1350-1600м под тех. колонну рекомендуется использовать так же минерализованный глинистый раствор с повышенной плотностью.

Компонентный состав минерализованного глинистого раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный минерализованного глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10

Продолжение таблицы 12

Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	В соответствии с проведенным расчетом

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,87
Условная вязкость, с	71
Пластическая вязкость, сПз	12,2
ДНС, дПа	83
СНС 10 сек/10 мин, дПа	69/119
Водоотдача, см ³ /30 мин	1
рН	10,45
Содержание песка, %	< 0,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

Для бурения интервала 1600-2660м под эксплуатационную колонну предлагается использовать переведенный объем минерализованного глинистого раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного до необходимой плотности и обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора.

Компонентный состав минерализованного глинистого раствора для бурения интервала 1600-2660м под эксплуатационную колонну представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав минерализованного глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25 и выше
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, кольматация каналов	В соответствии с проведенным расчетом

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические свойства минерализованного глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05-1,45
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
pH	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В таблице 16 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 16 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Тип колонны	Интервал, м	P _{пл} , Па	ρ _{бр} , кг/м ³
Кондуктор	0-1350	12000	1346,3
Тех.колонна	1350-1600	17000	1820,5
ЭК	1600-2660	12000	1285,1

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины». [2]

Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.3. приложения Б.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Б.4. приложения Б.

2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

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 программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 17,18,19.

Таблица 17 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	1350	Бурение	0,44	0,053	Периферийная	4	17	70,5	252,9
Под кондуктор									
1350	1600	Бурение	0,84	0,088	Периферийная	4	17	66,6	288,5
Под эксплуатационную колонну									
1600	2660	Бурение	1,6	0,126	Периферийная	8	15,9	36,3	35,9
Отбор керна									
2580	2650	Отбор керна	1,5	0,126	Периферийная	9	10,3	42,4	46,5

Таблица 18 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	1350	Бурение	254	39,5	97,5	108,2	2	10
1350	1600	Бурение	216,7	47,7	0	160,5	4,5	10
2580	2650	Отбор керна	270,8	70,4	0	78,9	82,2	10
1600	2660	Бурение	144,8	10	38,3	68,8	20,4	10

Таблица 19 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	1350	Бурение	УНБ950	2	0,95	150	266	1	125	32	64
1350	1600	Бурение	УНБ950	2	0,95	160	232,7	1	105	30,24	60,48
2580	2650	Отбор Керна	УНБ950	1	90	140	293,4	1	79	15	15
1600	2660	Бурение	УНБ950	1	0,95	160	232,7	1	125	36	36

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 2590-2640м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемый интервал отбора керна на глубине 2580-2650м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобраного керна. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобраного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Характеристика проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки представлена в таблице 20. Тип проектируемого кернаотборного снаряда представлен в таблице 21. Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 22.

Таблица 20 – Тип проектируемой для бурения интервала отбора керна бурголовки

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
БИТ 190,5/100 В 913	190,5	100	3-161	20

Таблица 21 – Тип проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприемника, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-172/100	172	14 (2)	100	15900	3-133	3-161	1100

Таблица 22 - 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
2580-2650	УКР-172/100	4	40	15

Геолого-технический наряд, со всеми данными представлен в приложении Ж.

КНБК для отбора керна (2580-2650 м) представлена в пункте 2.3.11 проектирование и расчет компоновок бурильной колонны в таблице 11.

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные для расчета действующих нагрузок

Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.
Плотность нефти $\rho_n = 791 \text{ кг/м}^3$.

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

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}=1800\text{кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл} = 1400\text{кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H= 2660\text{м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 1450\text{м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2= 220\text{м}$, рассчитывается из условия его поднятия над кровлей продуктивного пласта на 50 м для нефтяной скважины.

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

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [7].

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая: [7].

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

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рис. 4 и 5.

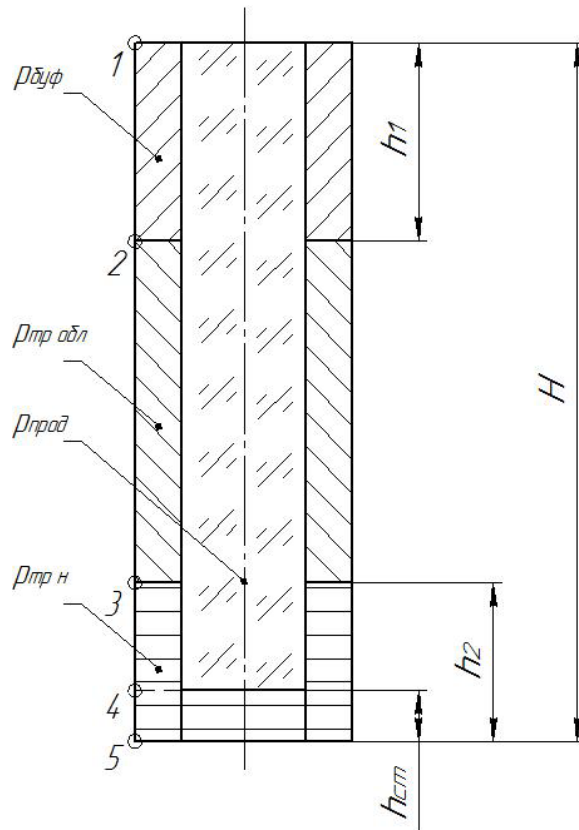


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

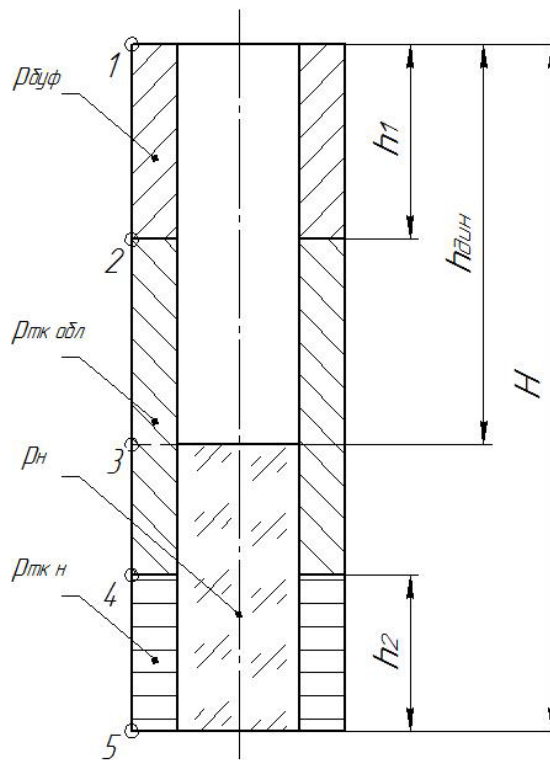


Рисунок 5 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 22, 23, 24 и по этим данным строятся эпюры наружных избыточных давлений для кондуктора, тех. колонны и эксплуатационной колонны, рисунок 6,7, 8.

Таблица 22 – Данные расчета наружных избыточных давлений кондуктора

В конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0
2	1250	4,905
3	1340	5,629
4	1350	5,629

Таблица 23 – Данные расчета наружных избыточных давлений тех. колонны

В конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0
2	1500	5,886
3	1590	6,61
4	1600	6,61

Таблица 24 – Данные расчета наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	0,7112	1450	2	14,936	1450
3	4,596	2440	3	18,266	1773,3
4	6,2853	2650	4	19,96	2440
5	6,2853	2660	5	21,199	2660

На рисунке 6, 7, 8 представлены эпюры наружных избыточных давлений

в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

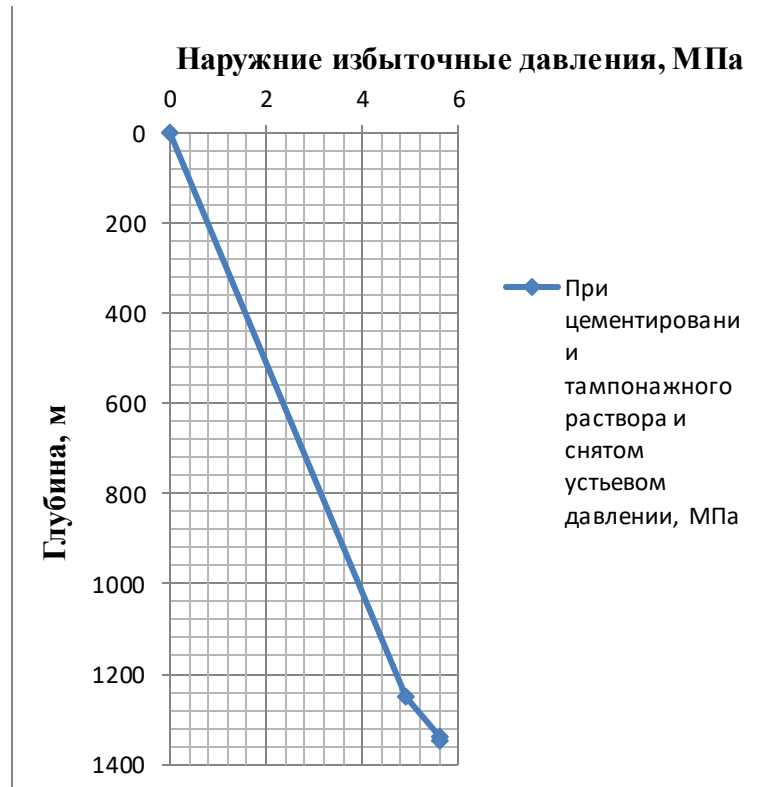


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

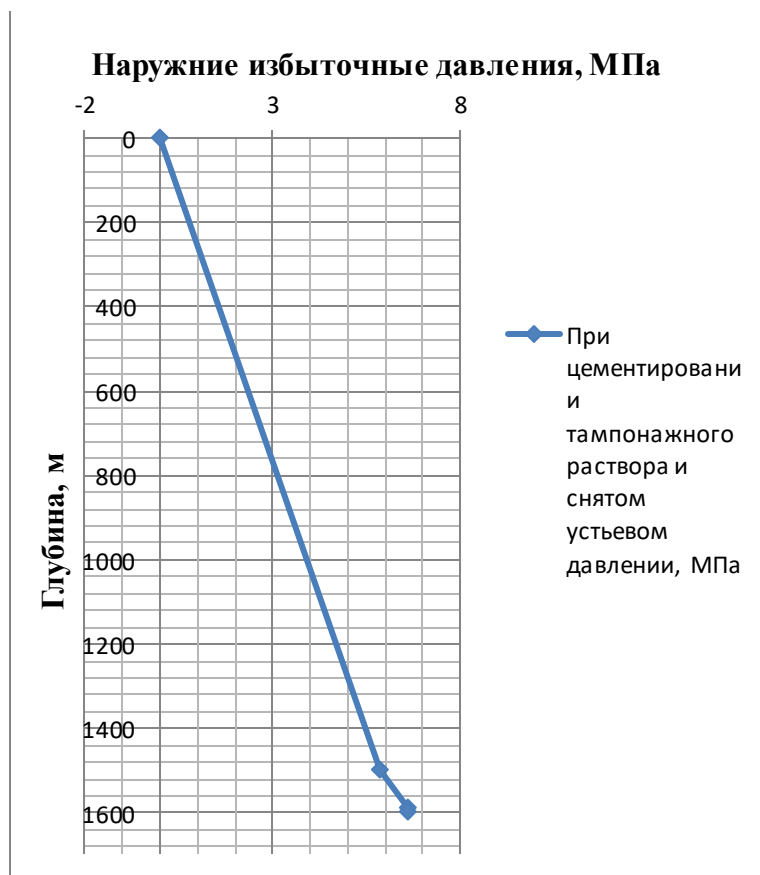


Рисунок 7 – Эпюра наружных избыточных давлений тех. колонны

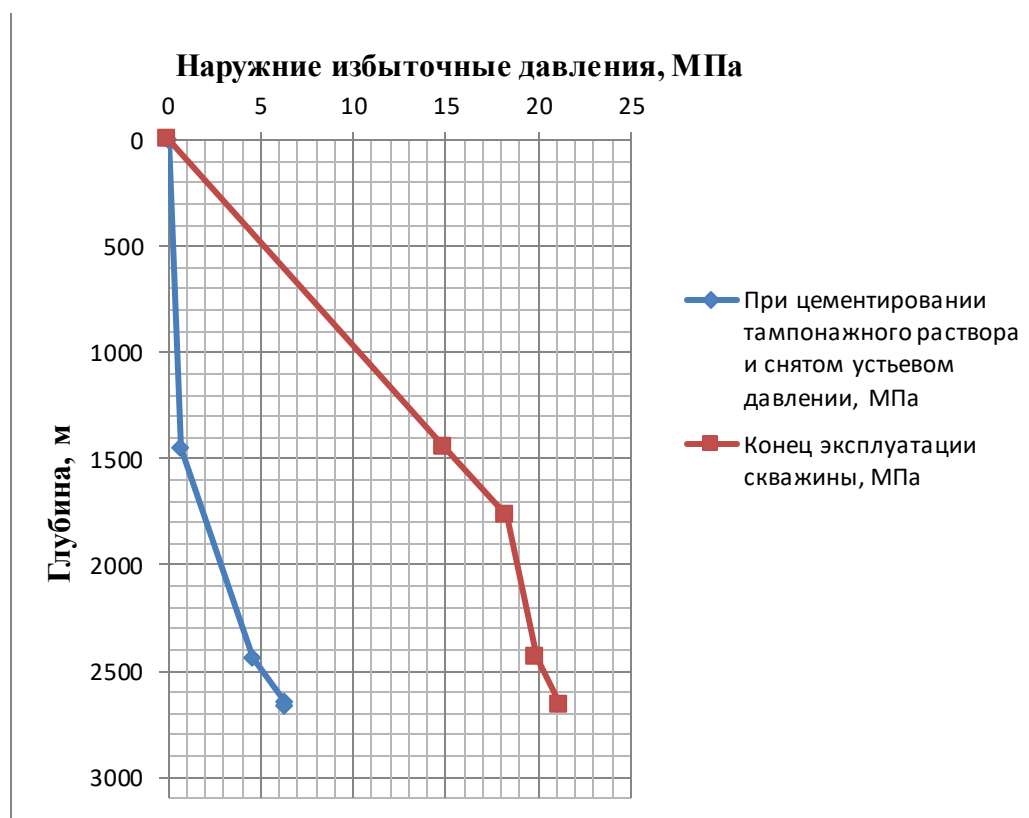


Рисунок 8 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства [7].

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая: [7].

- При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 9.
- При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 10.

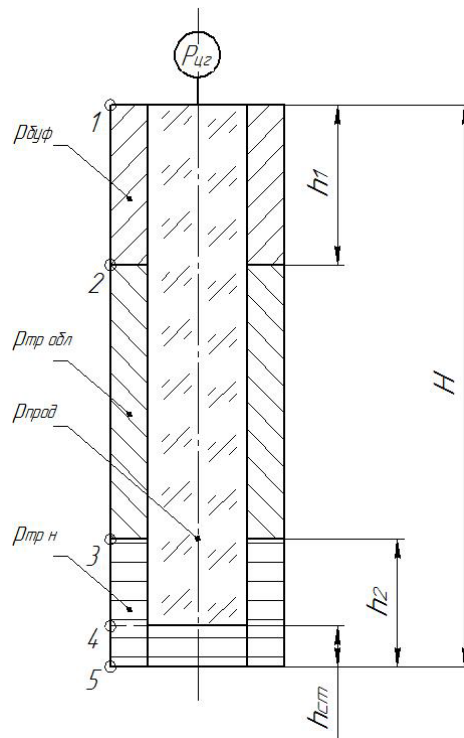


Рисунок 9 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.

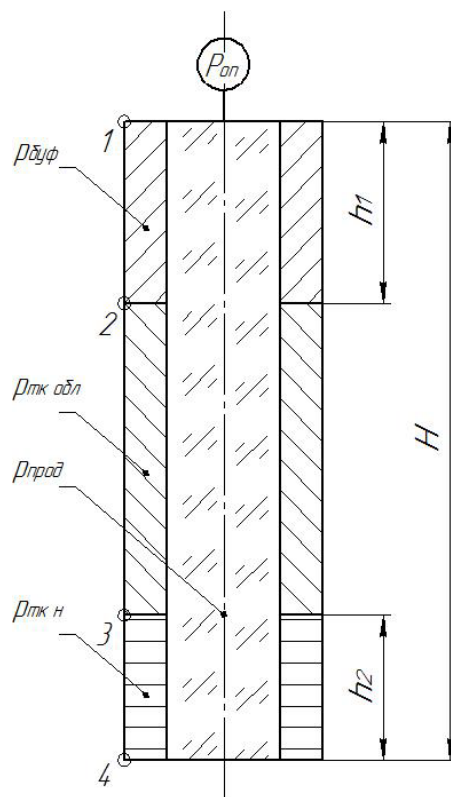


Рисунок 10 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны.

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 24,25,26 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора эксплуатационной колонны, рисунок 11,12,13.

Таблица 24 - Данные расчета внутренних избыточных давлений для кондуктора.

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Опрессовка		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	8,0065	1	0	7,5
2	1250	3,1015	2	1250	8,6036
3	1340	2,3775	3	1350	8,4241
4	1350	2,3775			

Таблица 25 - Данные расчета внутренних избыточных давлений для тех. колонны.

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Опрессовка		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	8,0065	1	0	9
2	1500	3,1015	2	1500	9,2943
3	1590	2,3775	3	1600	9,0255
4	1600	2,3775			

Таблица 26 - Данные расчета внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны.

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Опрессовка		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	11,243	1	0	16,42
2	1450	10,532	2	1450	15,709
3	2440	6,6473	3	2440	15,223
4	2650	4,958	4	2660	14,471
5	2660	4,958			

На рисунке 11,12,13 представлены эпюры внутренних избыточных давлений в координатах «глубина-внутреннее избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно.

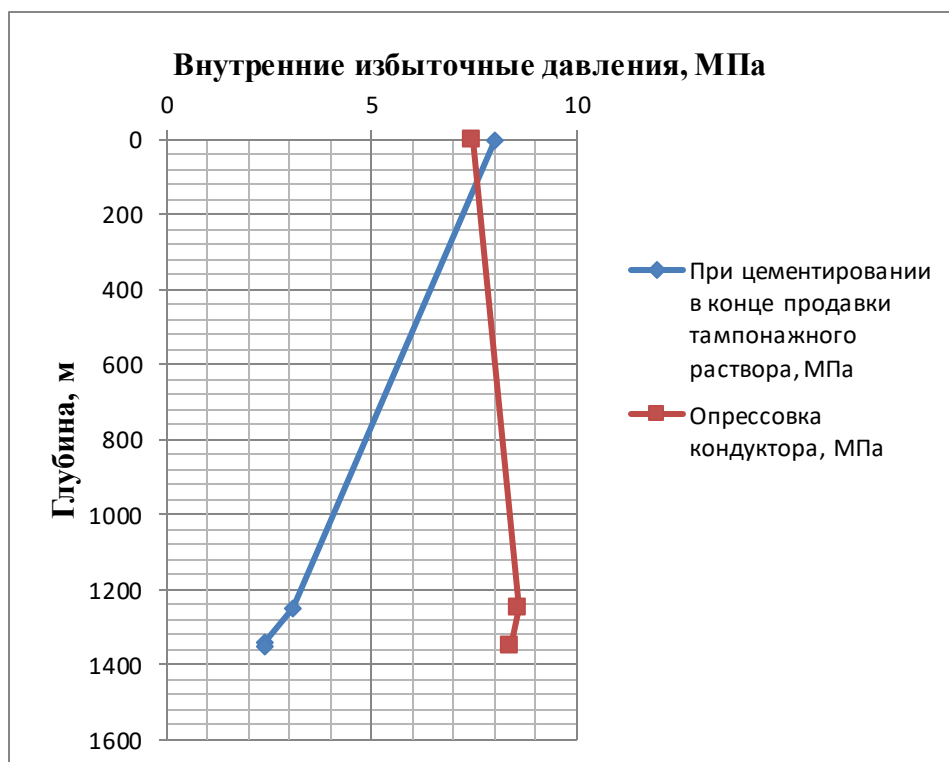


Рисунок 11 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора.

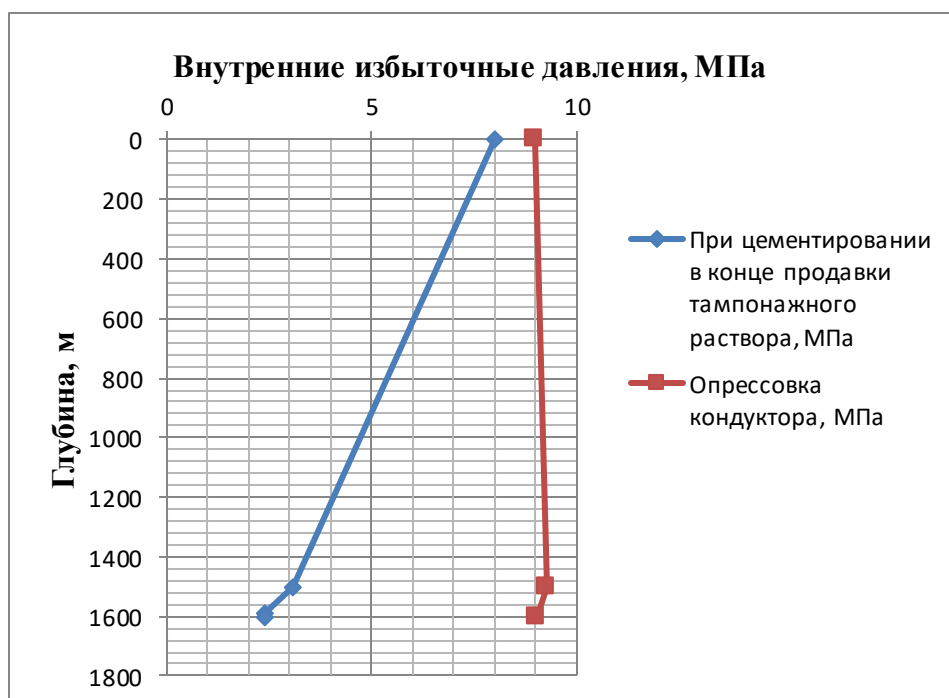


Рисунок 12 – Эпюра внутренних избыточных давлений тех. колонны

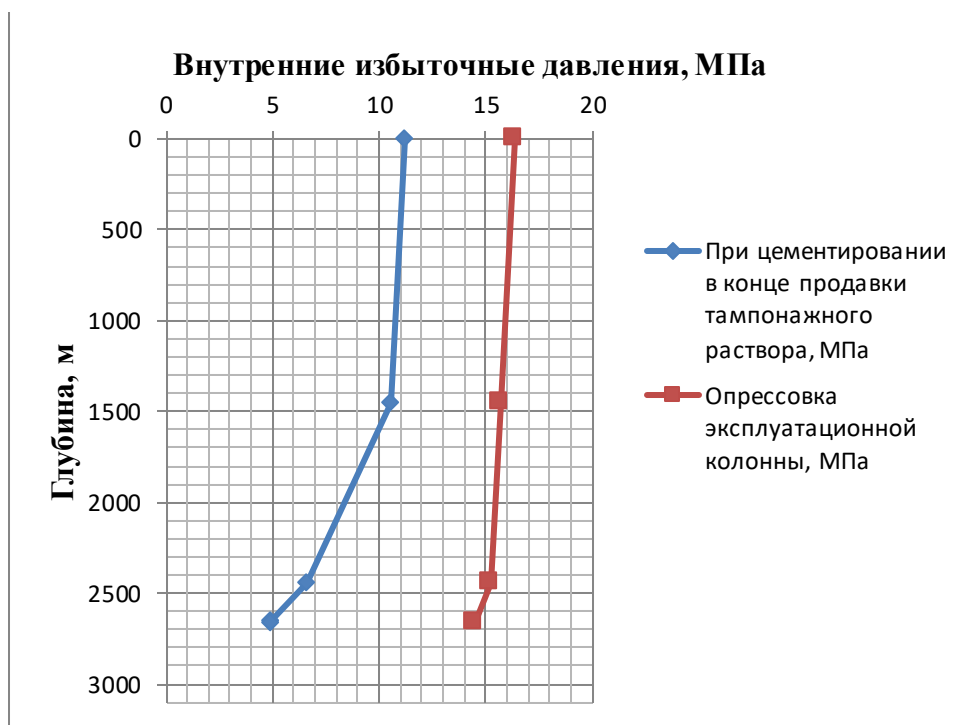


Рисунок 13 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны.

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [8].

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

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика секций обсадных колонн.

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	9,5	1350	77,4	104490	104490	0-1350
Тех. колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1600	47	75200	75200	0-1600
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	120	29	3480	70790	2540-2660
2	ОТТМ	Д	7,7	2540	26,5	67310		0-2540

2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;
- турбулизаторы;

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 28.

Таблица 28 Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2660	2660	1	1
	ЦКОД-146	2650	2650	1	1
	ЦПЦ-146/190	1450	2660	41	41
	ЦТ-146/190	1450	2590	57	59
		2590	2660	12	
	ПРП-Ц-Н-146	2650	2650	1	1
ПРП-Ц-В-146	2640	2640	1	1	
Тех.колонна, 245 мм	БКМ-245	1600	1600	1	1
	ЦКОД-245	1590	1590	1	1
	ЦПЦ-245/295	1200	1600	13	13
	ПРП-Ц-В-245	1590	1590	1	1
Кондуктор 324 мм	БКМ-324	1350	1350	1	1
	ЦКОД-245	1340	1340	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	1350	45	45
	ПРП-Ц-В-324	1340	1340	1	1

2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле: [4]

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 46,95$ МПа

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L = 3,458 \quad (2)$$

где L – длина скважины по стволу, м; λ – коэффициент гидравлических

сопротивлений, МПа/м

В случае подъема буферной жидкости на устье скважины гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\text{кп}}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\text{кп}} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\text{тр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\text{тр}} \cdot h_2), \quad (3)$$

$$\rho_{буф} = 1050 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{н\text{тр}} = 1820 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho_{обл\text{тр}} = 1400 \text{ кг/м}^3$$

$$h_1 = 1450 \text{ м}; \quad h_2 = 220 \text{ м}$$

$$P_{гс\text{кп}} = 9,81 \cdot (1050 \cdot 1450 + 1400 \cdot (2660 - 1450 - 220) + 1820 \cdot 220) \\ = 32,46 \text{ МПа}$$

Проверка условий:

$$3,458 + 32,46 \leq 0,95 \cdot 46,95$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.3.2. Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле: [11]

$$V_{б.ж} = S_{кп.ос} \cdot V_{в.п} \cdot t \quad (4)$$

где $S_{кп.ос} = 0,0279 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

$V_{кп} = 2 \text{ м/с}$ – скорость восходящего потока (0,5-0,8 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 480÷600 с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 0,0279 \cdot 0,5 \cdot 600 = 8,39 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м^3) определяется как сумма

объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{ЭК Д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{ЭК Н}}^2) \cdot (L - L_{\text{к}}) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{ЭК Н}}^2) \cdot (L_{\text{к}} - L_1) + d_{\text{ЭК вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4 = 25,7 \text{ м}^3 \quad (5)$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр.норм.}} = 3,8 \text{ м}^3$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{\text{тр.обл}} = 21,8 \text{ м}^3.$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3)

выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{ЭК вн}}^2 \cdot L - d_{\text{ЭК вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}] / 4 = 37,2 \text{ м}^3 \quad (6)$$

2.4.3.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

1. Цемент для приготовления облегченного тампонажного раствора:

- Диапазон температур в интервале закачки облегченного тампонажного раствора 23-30С. - Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{ТРобл}} = 1400 \text{ кг/м}^3$.

- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - Ш - Об (4-6) – 50.

- -Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 1,2$.

- Плотность сухого цемента, кг/м^3 : 2700-2900.

Определяем массу сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема облегченного тампонажного раствора по формуле:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = 15,3 \text{ т.} \quad (7)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m = 19,8 \text{ м}^3 \quad (8)$$

2. Цемент для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности:

- Диапазон температур в интервале закачки тампонажного раствора нормальной плотности: 28-30С.
- Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{ТРнорм}} = 1800 \text{ кг/м}^3$.
- Согласно данным регламентирующих выбор тампонажного цемента: тип цемента: ПЦТ - П - 150.
- Рекомендуемое водоцементное отношение: $m = 0.45$.
- Плотность сухого цемента, кг/м³: 2880.

Масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора нормальной плотности:

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) = 5,3 \text{ т.} \quad (7)$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³):

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m = 2,6 \text{ м}^3 \quad (8)$$

Количество составных компонентов тампонажной смеси представлены в таблице 29.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфовую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет 0,41 кг/м³. [6]

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный

смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³ [6].

Таблица 29 – 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	8,39	1050		МБП-МВ	0,5
				МБП-СМ	0,119
Продавочная жидкость	37,2	1000	37,2		
Облегченный тампонажный раствор	21,8	1400	19,8	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	15180,4
				НТФ	52,6
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,8	1820	2,6	ПЦТ - II - 150	5306,3
				НТФ	9,26

2.4.3.4. Выбор типа и расчёт количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата (в МПа):

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0.8, \quad (9)$$

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

$$P_{цг} = 16.5 \text{ МПа};$$

$$23 \text{ МПа} \geq 20.62 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементирующим агрегатом ЦА-320.

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

$$m = G_{сух} / G_{б}, \quad (10)$$

где, G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

- Для цемента нормальной плотности

$$m = 5,3 / 13 = 0,4 \quad (10)$$

- Для облегченного

$$m = 15,1 / 10 = 1,51 \quad (10)$$

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

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

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

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

2.4.4. 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.

Задачами испытания пластов являются:

- Оценка продуктивности пласта.
- Отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования.
- Оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП).
- Оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.4.4.1. Выбор жидкости глушения

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1378,13 \text{ кг/м}^3, \quad (11)$$

где, k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

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

$$V_{ж.г.} = \frac{\pi}{4} * d_{вн}^2 * H = \frac{3,14}{4} * 0,1307 * 2660 = 35,6 \text{ м}^3 \quad (12)$$

где, $d_{вн}^2$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м,

H – глубина скважины, м.

2.4.4.2. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную 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.

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 50м (глубина 2590-2640м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения ORION 89КЛ предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 150°С.

Перфорационные системы ORION 89КЛ

- позволяет создать эффективную дренажную систему в прискважинной области продуктивного пласта;
- повышенная надежность и безаварийность
- повышенная пробивная способность;
- возможно осуществление пропусков при вскрытии нескольких пропластков за один спуск перфоратора;
- возможна сборка отдельных секций перфоратора в зарядной мастерской, транспортирование их на скважину [12];

В таблицу 30 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины

перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
50	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	Ограничивается тех. характеристиками НКТ

2.4.4.3. Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-3-95

Комплекс пластоиспытательный КИИ 3-95 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор

герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 161мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 187мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Комплекс позволяет:

- производить селективное испытание как с упором на забой, так и на стенки скважин;
- производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб;
- устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах;
- осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины;
- отбирать герметизированные пробы пластовой жидкости в контейнеры, совместимые со стандартной исследовательской аппаратурой.

2.4.4.4. Выбор способа и технические средства вызова притока.

Вызов притока путём замещения жидкости в эксплуатационной колонне. На устье установлена фонтанная арматура с трубной головкой. В скважину спущены НКТ до уровня перфорационных отверстий. Затрубное пространство обвязано с насосным агрегатом. В затрубное пространство закачивают жидкость меньшей плотности, которая создаёт гидростатическое давление меньше пластового. Жидкость из НКТ сливается в сборную ёмкость. Когда жидкость меньшей плотности достигнет забоя, начинают снижать подачу насосного агрегата, снижая гидродинамическую составляющую давления на пласт. При возникновении депрессии на пласт, пластовый флюид начинает поступая в скважину изливаясь через НКТ в сборную ёмкость. Величину депрессии регулируют плотностью лёгкой жидкости, а противодействие на пласт подачей насосного агрегата и диаметром НКТ.

2.4.4.5. Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ5-80/65х35.

2.5. Выбор буровой установки

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

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки МБУ3200/200 ДЭР. Результаты расчета выбора буровой установки предствалены в таблице 31.

Таблица 31 – Расчет выбора буровой установки.

МБУ3200/200 ДЭР			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	77,36	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 77,36
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	104,49	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 104,49
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	100,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/100,6 = 1,99 > 1

3. Специальный вопрос на тему: «Сетки вибрационных сит»

Сетки вибросит

Кассеты (сеточные панели) для вибрационных сит используются в виброситах с целью очистки бурового раствора, выходящего из скважины, от крупных фракций горной породы, при бурении всех видов скважин, эффективно удаляют шлам из бурового раствора.

Понятие сетка включает в себя сортировочные и опорные сеточные полотна, опорные металлические решетки, каркасы и т.д. Сетки для вибросит отличаются в качестве исполнения и имеют большую разницу в цене, все из-за изготовления их из разных материалов.

От размера ячеек и вида сетки зависит качество работы вибросита целиком. Зачастую при выборе сеток для вибросит руководствуются опытом эксплуатации сеток в прошлом, который необходимо сочетать с хорошим знанием технических параметров различных типов сеток, их конструктивными различиями.

Сетки по виду поверхности

Сетки для вибрационных сит бывают: плоские и пирамидальные, представлены на рисунке 14.



Рисунок 14 - Сетки для вибрационных сит

Плоская сетка отличается невысокой ценой и повышенной прочностью. Плоские сетки являются наиболее распространёнными. Кассеты могут быть изготовлены из двух или трех слоев сетки из нержавеющей стали, соединенных со стальной планкой. Сегодня плоские кассеты доступны с размером ячеек от 12 до 325 меш.



РWP кассета, вид сверху

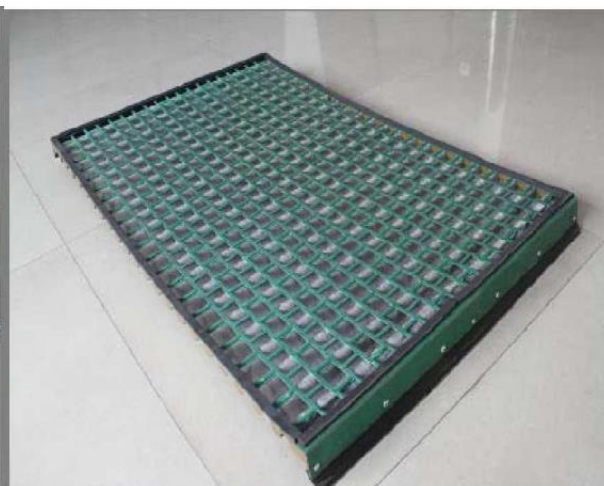
РWP кассета, вид снизу

Рисунок 15 – Плоские кассеты

Пирамидальные сетки представляют собой панель с волнообразным (пирамидальным) профилем. В нем используется новая технология разделения, которая позволяет пропускать больший объем раствора и, таким образом, улучшить процесс разделения. Кроме того, полезная площадь изделия на 20-40% больше, чем у плоских сеток. Пирамидальные кассеты взаимозаменяемы с плоскими кассетами некоторых моделей вибросит. Использование пирамидальных кассет может улучшить качество бурового раствора и увеличить производительность. Сегодня кассеты с пирамидальными ячейками доступны с размером ячеек от 60 до 325 меш.



РМД кассета, вид сверху



РМД кассета, вид снизу

Рисунок 16 - Пирамидальные кассеты

Сетки по способу установки

Каркасные и натяжные ситовые панели. Натяжные более популярные, т.к. их особенностью является то, что их края с каждой стороны имеют замки, и потребитель может самостоятельно регулировать необходимое натяжение сетки. Но каркасные наиболее прочные и надежные.

Каркасные сетки, которые обычно изготавливаются из металлического каркаса и жестко прикрепленной с двумя или тремя слоями сеток к этому каркасу, применяются к виброситам с клиновым креплением. Каркасные кассеты поставляются размерами ячейки в пределах 20-325 меш. Такая конструкция кассеты имеет существенные преимущества: увеличивается пропускная способность, повышается качество сепарации, увеличивается срок службы. Крепление каркасных кассет осуществляется клиньями, что обеспечивает быструю замену неисправной кассеты и исключает возможность повреждения вновь устанавливаемой.



Рисунок 17 – Каркасные кассеты

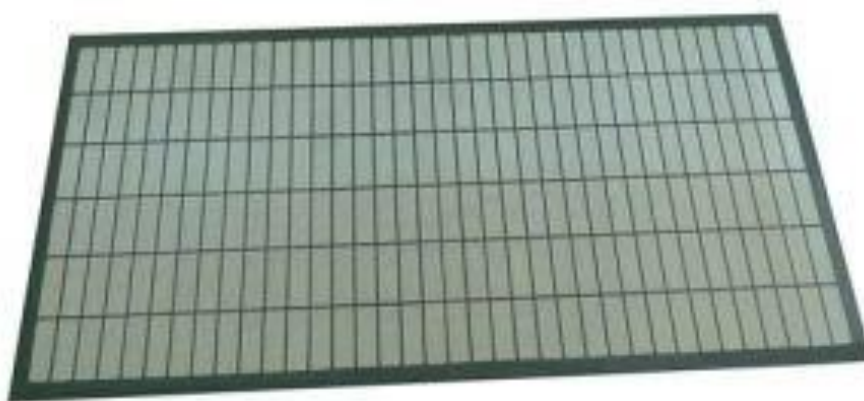


Рисунок 18– Натяжная сетка

Типы плетения

Квадратные ячейки в основном используются для восстановления раствора.

Прямоугольные сетки лучше подходят для предотвращения закупоривания вибросита. При этом увеличивается площадь ячейки (по сравнению с квадратными аналогами).

Если размер частиц соответствует размеру ячеек холста, то будет легче просеивать через прямоугольные ячейки.

Типоразмер сетки

Размер отдельной ячейки сетки имеет решающее значение для процесса сепарации. Размер ячейки обычно указывает количество ячеек на линейный дюйм (25,4 мм) и называется количеством «меш». Поскольку доступны как квадратные, так и прямоугольные ячейки, количество ячеек обычно указывается

в направлениях x и y. Например, вы можете использовать количество «меш», чтобы определить, о каком типе сетчатой панели идет речь.

- Сетка 30x30 - сетка с квадратными отверстиями. 30 отверстий на дюйм в горизонтальном и вертикальном направлениях;

- Сетка 70x30 - сетка с прямоугольными отверстиями. 70 отверстий на дюйм по горизонтали и 30 отверстий на дюйм по вертикали.

Не используйте размер сетки в «меш» при сравнении различных типов сеток. Помимо количества «меш», на размер ячеек и скорость пропускания через себя, влияют диаметр проволоки и тип переплетения. Квадратные и прямоугольные, многослойные и однослойные сетки с одинаковым размером 100 меш удаляют частицы разных размеров.

Сетки с мелким размером ячеек или растворы с высокой вязкостью приводят к засорению сеток. В результате на ячейках образуется жидкая пленка, которая препятствует свободному прохождению бурового раствора, что приводит к ухудшению процесса сепарации. Для уменьшения засорения ячеек предпочтительно использовать многослойные сетки.

Эффективность сепарации или точка отсечки

Недостаточно просто знать точку отсечки D50, поскольку многие современные типы вибросит не имеют 100% предела очистки. Точка разделения D50 означает, что 50% частиц определенного размера удаляется из системы очистки. Цифры в нижнем индексе после буквы «D» указывают процент частиц, удаленных из системы. Таким образом, D16 указывает, что 16% заявленного размера частиц удаляется системой очистки, а D84 - микрометрический размер частиц, из которых 84% удаляется системой очистки. Такие значения D определяются размером частиц в растворе, поступающем на вибрасито, и в выходящем из него шламе. Комбинация D50 и соотношения D84 / D16 дает более четкое представление о степени очистки. Отношение D84 / D16 показывает точность и «ясность» качества разделения - когда все твердые частицы до определенного размера удаляются из раствора, а более мелкие

частицы остаются там. Однослойная квадратная сетка обеспечивает четкое, почти 100% разделение частиц определенного размера, и точки отсечения D50, D84 и D16 в микрометрах соответствуют размеру отверстия сетки. Следовательно, отношение D84 / D16 для квадратных однослойных сеток равно 1,0. Желательно иметь сетки с отношением D84 / D16 около единицы; Не рекомендуется использовать сетки с отношением D84 / D16 больше 1,5.

Площадь пропускания

Это область отверстий в проволочной сетке без проволоки. сетка с 46% пропускания и с ячейкой 80 меш может пропускать больший объем бурового раствора, чем сетка 33% с ячейкой 80 меш. При определении площади пропускания необходимо определить, является ли сетка плоской или объемной (например, пирамидальные сетки) и через какую часть поверхности сетки фактически проходит раствор. Пирамидальная (объемная) структура сетки, большая часть которой постоянно находится над раствором, не увеличивает очищающий эффект раствора.

Проводимость

Проводимость характеризует способность сетчатого полотна пропускать жидкость через себя.

Относительная пропускная способность или проницаемость на единицу толщины сетки (согласно API RP13E). Проводимость моделируется законом Дарси. Производители сеток используют различные единицы проводимости: килодарси/см (кД/см), или кД/мм, но наиболее практичной единицей измерения является галлонов / мин на квадратный фут сетки. Такая единица измерения оказывается особенно полезной при выборе сетки в зависимости от ее пропускной способности на единицу площади. Например, в данной системе очистки, если многослойные сетки 50 ячеек с проводимостью 6,1 покрыты только 33% растворами, а желаемая площадь покрытия сетки составляет 66%, то лучше выбрать более мелкую многослойную сетку 110 меш проводимостью 2,94 ($66\% \sim 33\% \times (6,1/2,94)$).

Правильный выбор подходящей сетки возможен только в том случае, если 3/4 сетки покрыто буровым раствором, а остальная часть заполнена шламом. Если образуется жидкая пленка, можно оценить следующее: либо сетки слишком малы по размеру ячеек, либо раствор, который нужно очистить, имеет слишком высокую степень вязкости. Чтобы убрать засорение сетки, нужно использовать только многослойные сетки.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основные направления деятельности

ООО «СГКБурение» - негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное и наклонно-направленное бурение.

Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению недр Красноярского края.

Компания основана в июле 2001 года. В настоящее время операционная деятельность Компании осуществляется тремя экспедициями, базирующимися в Западной Сибири – в Нефтеюганске, Урале и Стрежевом. Головной офис ООО «СГК-Бурение» находится в г. Москва

4.2. Организационная структура управления предприятием

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ. Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии строительства скважин. Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с

геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Организационная структура управления ООО «СГК-Бурение»

Представлена на рисунке Г.1 в приложении Г.

4.3. Расчет нормативного времени

4.3.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Целью раздела является определение сметной стоимости строительства скважины, а также расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2660
Способ бурения:	
Под техническую колонну	Роторный
Под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
кондуктор	d 323,9 мм на глубину 1350 м
Тех. колонна	d 295,3 мм на глубину 1600 м

Продолжение таблицы 32

эксплуатационная	d 190,5 мм на глубину 2660 м
Буровая установка	МБУ 3200/200 ДЭР
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
тип и количество, шт.	УНБТ-950 – 2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-1350 м	65
в интервале 1350-1600 м	60
в интервале 1600-2660 м	40
Утяжелённые бурильные трубы (УБТ):	
в интервале 0-1350 м	УБТ-203
в интервале 1350-1600 м	УБТ-203
в интервале 1600-2660 м	УБТ-146
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 0-1350 м	ДРУ-240РС
в интервале 1600-2660 м	ДРУ1-172РС
Отбор керна	Ротор
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.3.2. 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 представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении.

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	1350	1350	0,028	1400
2	1350	1600	250	0,038	1000
3	1600	2660	1060	0,078	1300

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». [8]

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 13:

$$N = T * H \quad (13)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Результаты представлены в таблице 34.

Таблица 34 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
1350	0,028	37,8
250	0,038	9,5
1060	0,078	82,68
Итого		129,98

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 14:

$$n = H/\Pi \quad (14)$$

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

Результаты расчета сводятся в таблицу 35.

Таблица 35 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
1350	1400	0,96
250	1000	0,25
1060	1300	0,81
Итого		2,02

4.3.3. Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- смена долота;

- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ($T_{СПО}$, с) составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото. Расчет производится по формуле 15.

$$T_{СПО} = П * n_{СПО} \quad (15)$$

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

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долот, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервалы бурения, м	Норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор	0-1350	393,7	1400	11	24	0-100	0,0119	1,19
						100-200	0,012	1,2
						200-300	0,0131	1,31
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0144	1,44
						600-700	0,0153	1,53
						700-800	0,0156	1,54
						800-900	0,0157	1,57
						900-1000	0,0157	1,57
						1000-1100	0,0158	1,58
						1100-1200	0,0164	1,64
1200-1350	0,0175	1,75						
Итого								19,22

Продолжение таблицы 36

Тех. колонна	1350-1600	295,3	1000	12	32	1350-1400 1400-1500 1500-1600	0,0186 0,0188 0,0191 0,01197	1,86 1,88 1,91 1,97
Итого								3,74
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна	1600-2660	190,5	1300	12	32	1600-1700	0,0208	2,08
						1700-1800	0,0228	2,28
						1800-1900	0,0231	2,31
						1900-2000	0,0238	2,38
						2000-2100	0,0244	2,44
						2100-2200	0,0247	2,47
						2200-2300	0,0250	2,50
						2300-2400	0,0253	2,53
						2400-2500	0,0254	2,54
						2500-2600	0,0256	2,56
2600-2660	0,0264	2,64						
Итого								30,61
Итого								53,57

4.3.4. 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:

$$\text{кондуктор: } 45 * 1 = 45 \text{ мин;} \quad (16)$$

$$\text{тех. колонна: } 18 * 1 = 18 \text{ мин;} \quad (16)$$

$$\text{эксплуатационная колонна: } 59 * 1 = 59 \text{ мин.}$$

4.3.5. Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ кондуктора - 11 ч, технической колонны 20 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

4.3.6. Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

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

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

Отворачивание долота - 7 минут;

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 17:

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

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для кондуктора:

$$L_c = 1350 - 10 = 1340 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n ,

м по формуле 18 (ведущая труба 14 м, переводника с долотом 1м):

$$L_n = 0 \quad (18)$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 19:

$$L_T = L_c - L_n \quad (19)$$

Для кондуктора:

$$L_T = 1350 - 0 = 1350 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 20:

$$N = L_T / l_c \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м

Для кондуктора:

$$N = \frac{1350}{24} = 56 \text{ шт}$$

по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 56 * 2 + 5 = 177 \text{ мин}$$

Для тех. колонны

$$L_c = 1600 - 10 = 1590 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 1600 - 15 = 1585 \text{ м}$$

$$N = \frac{1585}{24} = 66,04 \approx 66 \text{ шт}$$

$$T = 66 * 2 + 5 = 137 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2660 - 10 = 2650 \text{ м}$$

$$L_n = 0 \text{ м}$$

$$L_T = 2660 - 0 = 2660 \text{ м}$$

$$N = \frac{2660}{24} = 110,8 \approx 111 \text{ шт}$$

$$T = 111 * 2 + 5 = 227 \text{ мин}$$

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:

$$\Sigma = 177 + 137 + 227 + 3 * (7 + 17 + 42) = 739 \text{ мин} = 12,31 \text{ ч} \quad (21)$$

4.3.7. Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [10]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.3.8. Расчет затрат на прочие вспомогательные работы

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

4.3.9. 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). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [9]. Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 273,56 часов или 11,39 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$273,56 * 0,066 = 18,05 \text{ ч.} \quad (22)$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 273,56 + 18,05 + 25 = 316,61 \text{ ч} = 13,19 \text{ суток} \quad (23)$$

4.3.10. Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 37.

Таблица 37 – 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

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1707,9 часов или 71 сутки.

Календарное время бурения 316,61 часов или 13,19 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 255,5 часов или 10,6 суток. Линейный календарный график проведения работ по строительству вертикально разведочной скважины с пилотным стволом приведен в таблице 38.

Таблица 38 - Линейно-календарный график работ

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Вышкомонтажные работы	71												
2. Бурение	13,19												
3. Испытание	10,6												

4.3.11. Расчёт заработной платы и отчислений

Оплата труда - система отношений, связанных с обеспечением установления и осуществления работодателем выплат работникам за их труд в соответствии с законами, иными нормативными правовыми актами, коллективными договорами, соглашениями, локальными нормативными актами и трудовыми договорами.

$$\text{ЗП} = \text{тариф} \backslash \text{час} * \text{число отработанных дней}$$

$$\text{число отработанных дней} = 28 \text{ дней} * 12 \text{ часов} = 336 \text{ часов}$$

Таблица 39 – Тариф бригады

Работник, разряд	Тариф, руб/час	Заработная плата по тарифу, руб
Буровой мастер	-	60000
Помощник бурового мастера	-	50000
Инженер по бурению	-	52000
Инженер по растворам	-	52000
Бурильщик 6 разряда	140,53	47218,08
Помощник бурильщика 6 разряда	125,41	42137,76
Электромонтёр 5 разряда	95,36	32040,96
Слесарь 5 разряда	100,58	33794,88
Лаборант	60,83	20438,88

Расчёт премии

Размер премии оставляет 30% от заработной платы по тарифу. Расчет премии производится по формуле:

$$П = \text{зп} \times 30\% \quad (24)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу.

Таблица 40 – Расчет премии

Работник	Заработная плата по тарифу, руб	Премия, руб
Буровой мастер	60000	18000
Помощник бурового мастера	50000	15000
Инженер по бурению	52000	15600
Инженер по растворам	52000	15600
Бурильщик 6 разряда	47218,08	14165,424
Помощник бурильщика 6 разряда	42137,76	12641,328
Электромонтёр 5 разряда	32040,96	9612,288
Слесарь 5 разряда	33794,88	10138,464
Лаборант	20438,88	6131,664

Расчёт северной надбавки

Для Красноярского края в районах, приравненных к крайнему северу надбавка составляет 50%. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{над}} = \text{зп} \times 50\% \quad (25)$$

где, $C_{\text{над}}$ – северная надбавка;

зп – заработная плата по тарифу.

Таблица 41 – Расчет северной надбавки

Работник	Зарботная плата по тарифу, руб	Надбавка, руб
Буровой мастер	60000	30000
Помощник бурового мастера	50000	25000
Инженер по бурению	52000	26000
Инженер по растворам	52000	26000
Бурильщик 6 разряда	47218,08	23609,04
Помощник бурильщика 6 разряда	42137,76	21068,88
Электромонтёр 5 разряда	32040,96	16020,48
Слесарь 5 разряда	33794,88	16897,44
Лаборант	20438,88	10219,44

Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Расчет производится по формуле:

$$\text{ЗП}_{\text{над+прем}} = C_{\text{над}} + \text{П} + \text{зп} \quad (26)$$

где, $\text{ЗП}_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой;

$C_{\text{над}}$ – северная надбавка;

П – премия;

зп – заработная плата по тарифу.

Таблица 42 - Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Работник	Зарботная плата, руб
Буровой мастер	108000
Помощник бурового мастера	90000
Инженер по бурению	93600
Инженер по растворам	93600
Бурильщик 6 разряда	84992,54
Помощник бурильщика 6 разряда	75847,97
Электромонтёр 5 разряда	57673,73
Слесарь 5 разряда	60830,78
Лаборант	36789,98

Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата составляет 11% от заработной платы с премией и северной надбавкой, и находится по формуле:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{над+прем}} \times 11\% \quad (27)$$

где, $ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Таблица 43 – Дополнительная заработная плата

Работник	Заработная плата, руб	Дополнительная, руб
Буровой мастер	108000	11880
Помощник бурового мастера	90000	9900
Инженер по бурению	93600	10296
Инженер по растворам	93600	10296
Бурильщик 6 разряда	84992,54	9349,18
Помощник бурильщика 6 разряда	75847,97	8343,276
Электромонтёр 5 разряда	57673,73	6344,11
Слесарь 5 разряда	60830,78	6691,386
Лаборант	36789,98	4046,898

Общая сумма заработной платы

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

$$ЗП_{\text{общ}} = ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{над+прем}} \quad (28)$$

где, $ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы;

$ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Таблица 44 – Общая сумма заработной платы

Работник	Общая сумма заработной платы, руб
Буровой мастер	119880
Помощник бурового мастера	99900
Инженер по бурению	103896
Инженер по растворам	103896
Бурильщик 6 разряда	94341,72
Помощник бурильщика 6 разряда	84191,24
Электромонтёр 5 разряда	64017,84
Слесарь 5 разряда	67522,17
Лаборант	40836,88

Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$CC = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (29)$$

где, CC – отчисление для социального страхования;

$ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы.

Таблица 45 – Отчисления на социальное страхование

Работник	Общая сумма заработной платы, руб	Отчисления для социального страхования, руб
Буровой мастер	119880	35964
Помощник бурового мастера	99900	29970
Инженер по бурению	103896	31168,8
Инженер по растворам	103896	31168,8
Бурильщик 6 разряда	94341,72	28302,52
Помощник бурильщика 6 разряда	84191,24	25257,37
Электромонтёр 5 разряда	64017,84	19205,35
Слесарь 5 разряда	67522,17	20256,65
Лаборант	40836,88	12251,06

Общая сумма отчислений заработной платы буровой бригады

$$\sum З_{\text{общ.}} = 1\,012\,026,5 \text{ руб.} \quad (30)$$

4.4. Сметная стоимость строительства скважины

4.4.1. Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{\text{пр}}$, ч определяется по формуле 31:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k \quad (31)$$

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

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{пр}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{р}}} \quad (32)$$

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведен в приложении Д.

4.4.2. Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (33)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{спо}) \quad (34)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (35)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p \quad (36)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_H)/H \quad (37)$$

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

$П_H$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 4б.

Таблица 46 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2660
Продолжительность бурения, сут.	8,99
Механическая скорость, м/ч	19,5
Рейсовая скорость, м/ч	14
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10077
Проходка на долото, м	1350
Стоимость одного метра	77958

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

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 2018 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 8,21 [11].

4.4.3. Сметная стоимость строительства скважины

Таблица 47 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12568951
Разработка трубопроводов линий передач и др.	49688,3
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	220780,3
Итого по главе 1	12839420

Продолжение таблицы 47

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	3245852,2
Разборка и демонтаж	250070
Монтаж установки для освоения скважины	92602,2
Демонтаж установки для освоения скважины	34500,8
Итого по главе 2	3623025,2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	21337021,43
Крепление скважины	39244010,73
Итого по главе 3	60581032,16
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2589340
Итого по главе 4	2589340
Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	6443377,96
Итого по главе 5	6443377,96
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	232598,22
Эксплуатация котельной	563592
Итого по главе 6	796190,22
Итого по главам 1-6	86872385,14
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	14247071,16
Итого по главе 7	14247071,16
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	8089556,50
Итого по главе 8	8089556,50

Продолжение таблицы 47

Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	5023614,59
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	3167061,37
Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	1965762,23
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	94755,56
Топографо-геодезические работы	27220,3
Скважины на воду	994430,5
Итого по главе 9	11272844,55
Итого по главам 1-9	120481857,35
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	240963,71
Итого по главе 10	240963,71
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	182045
Проектные работы	824065
Итого по главе 11	1006110
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	60864465,53
Итого по главе 12	60864465,53
Итого по сводному сметному расчету	182 593 396,60
НДС 20%	32 866 811,39

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

1. При расчете нормативной продолжительности строительства скважины с учетом всех видов работ, было рассчитано что на реализацию данного проекта необходимо 316,61 часов или 13,19 суток.

2. Был представлен-линейный календарный график выполнения работ. В нём отображены состав и количество работников буровой бригады, а также определён график работы данной бригады.

3. Также была рассчитана заработная плата сотрудников и управляющих буровой и их общая сумма составляет 1 012 026,5 рублей за 28 дней.

4. В ходе проведения планирования и подсчета сметной стоимости строительства проектируемой скважины общая величина затрат на крепление и строительства скважины и прочих работ, которые указаны в таблице 9, на выполнение данного проекта составит 182 593 396,60 рублей.

5. Данный проект на строительство скважины глубиной 2660 метров является финансово целесообразным, даже с такой высокой сметной стоимостью, добывающая скважина окупит и принесет прибыль при добыче нефти.

5. Социальная ответственность

5.1. Характеристика объекта исследования и область его применения

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства эксплуатационной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Красноярского края. При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины. Также необходимо тщательно прорабатывать экономическую сторону вопроса и выбирать те технологии, которые обеспечат требуемую рентабельность. Сооружение скважины является последовательным процессом и вид работ, осуществляемый на данный момент, определяется каждым конкретным этапом строительства. Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости.

При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабирование скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

Разрабатываемые в данной работе решения могут быть использованы сервисными буровыми компаниями, чья сфера деятельности связана со строительством и заканчиванием скважин и прочим сервисом в сфере бурения скважин.

5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.2.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

Строительство скважин является достаточно специфичным видом деятельности и имеет такие особенности как исключительно вахтовый метод работы и определенные ограничения на список лиц, допущенных к его осуществлению.

Так глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности

регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [20] определяет множество аспектов, касающихся бурения скважин. В статье 298: «Ограничения на работы вахтовым методом» говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до 18 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. Также эта глава регулирует продолжительность вахты, учет рабочего времени, режим труда и отдыха, гарантии и компенсации.

Согласно постановлению правительства Российской Федерации от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин» [21] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

5.2.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады по большей части выполняется стоя, однако на сегодняшний день в связи с широким обновлением парка буровых установок все большая часть элементов управления концентрируется в одном месте, что позволяет выполнять работу сидя. Тем не менее, эти изменения касаются только места работы бурильщика. Таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [22]. На буровых установках нового поколения рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [23].

5.3. Производственная безопасность

В нефтяной и газовой промышленности при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке и сооружении

скважин возможно возникновение множества вредных и опасных факторов. Для выбора факторов был использован ГОСТ 12.0.003-74 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [24]. Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице Е.1 в Приложении Е.

5.3.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.3.1.1. Отклонение показателей микроклимата

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках, для которых на данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которого должны соответствовать климатическому региону. Также в зависимости от температуры воздуха, скорости ветра и вида выполняемых работ определяется допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытой территории. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2 общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2. При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться МР 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях» [32].

5.3.1.2. Превышение уровней шума

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования, он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [25]. Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [28] и ГОСТ 12.1.029-80 [33] соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок, применение малошумных машин.

5.3.1.3. Превышение уровней вибрации

Возникает при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования» [34].

5.3.1.4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [35]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются СИЗ и коллективные средства защиты. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [31]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [26]. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК.

5.3.1.5. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011

«Естественное и искусственное освещение» [30]. 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. Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [44].

5.3.1.6. Повреждения в результате контакта с насекомыми

Работа на открытых площадках всегда сопряжена с возможностью контакта человека с различными насекомыми, такими как клещи, комары и другими. Насекомые являются переносчиками возбудителей различных заболеваний. Ответственность за обеспечение безопасных и здоровых условий труда при проведении работ в природных очагах клещевого энцефалита возлагается на непосредственных руководителей работ и на каждого сотрудника. Для отпугивания или уничтожения клещей и других насекомых применяют препараты для дезинсекции.

5.3.2. Мероприятия по снижению воздействия опасных и вредных производственных факторов

5.3.2.1. Безопасности при работе с механизмами

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности. Могут стать причиной возникновения механических травм, например, переломов.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [44].

Кроме того, необходимо: проводить своевременно инструктажи по технике безопасности; при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ; весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ согласно нормам «Типовые нормы бесплатной выдачи

специальной одежды», утвержденных приказом Минтруда России, №1110н, 22.12.2015 г [44].

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства [29].

5.3.2.2. Электробезопасность

Проявление фактора возможно при прикосновении к незаизолированным токоведущим частям, отсутствию защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [40], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [41]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки; применение изолирующих, СИЗ при обслуживании электроустановок; допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV [42].

5.3.2.3. Пожаровзрывобезопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, поступающими из скважины, разлитыми легковоспламеняющимися технологическими жидкостями; в результате газонефтеводопроявления, или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать

электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом; хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям, представленным в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ «Работы электросварочные. Общие требования безопасности» [37].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением, они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций. Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо: исключить наличие источников возгорания; исключить достижение нижнего предела взрываемости (НПВ) веществами, способными образовывать такие пределы. В зависимости от окружающих условий и различий в компонентном составе вещества, НПВ может сильно отличаться. Поэтому допускается применять расчетные величины. НПВ может измеряться как в объемных долях, так и в мг/м³. Согласно расчетным данным НПВ попутного нефтяного газа в зависимости от его состава и условий может варьироваться от 2,26 до 4,56 об. % согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [44] все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторократное давление.

5.3.2.4. Молниезащита

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления. Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

5.3.2.5. Обеспечение безопасности работ на высоте

Расположение рабочего места на значительной высоте. Возникает в процессе вышко-монтажных работ и спуско-подъемных операций. Может стать причиной возникновения механических травм, например, переломов, в результате падения. Предупреждение падений верхового рабочего достигается использованием страховочного троса и оборудованием рабочего места перильным ограждением высотой не менее 1 м. Маршевые лестницы должны иметь уклон не более 60 градусов, ширина лестниц должна быть не менее 0,65 м [44].

5.4. Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в таблице Е.2 в Приложении Е.

5.4.1. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

5.4.1.1. Защита атмосферы.

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте, атак же выбросы с факелов. Для нормирования загрязнителей согласно ГН 2.2.5.3532-18 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.03 – 87 [46] .

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках

электропривод. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

5.4.1.2. Защита гидросферы.

Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами.

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.

5.4.1.3. Защита литосферы.

На этапе строительного-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров. Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться

следующие мероприятия:

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [47]. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия: удаление обустройств скважин, строительного мусора, нефтепродуктов и материалов, применяемых при бурении, в установленном порядке; засыпка резервуаров и планировка поверхности; выполнение необходимых мелиоративных и противоэрозионных работ; покрытие поверхности плодородным слоем почвы.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.5.1. Анализ вероятных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин: лесные пожары; газонефтеводопроявления; взрывы ГСМ; разрушение буровой установки. Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин является газонефтеводопроявление (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются: недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой; недолив скважины при спуско-подъемных операциях; поглощение жидкости, находящейся в скважине; уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта; 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.

5.5.2. Обоснование мероприятий по предотвращению и ликвидации ЧС при строительстве скважин

Основное устьевое оборудование для ликвидации ГНВП – превенторная установка, которая может включать от одного до четырех превенторов в зависимости от горно-геологических условий и проводимых работ на скважине [48].

При вскрытии и прохождении интервалов возможных ГНВП и дальнейшем бурении до их перекрытия очередной колонной 1 раз в сутки производится проверка исправности противовыбросового оборудования с регистрацией. В случае устранения неисправностей, включающих замены деталей или смену плашек на устье, превенторы должны подвергаться опрессовке. Ликвидация ГНВП проходит в два этапа: вымыв флюида и глушение скважины. В случае, если предотвратить ГНВП невозможно и оно переходит в открытое фонтанирование, работы по ликвидации открытых фонтанов осуществляются противofонтанной службой [48].

Заключение

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство вертикальной разведочной скважины, с глубиной 2660 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край).

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать двухколонную конструкцию скважины. Направление не проектируется из условия того, что четвертичные породы отсутствуют. В связи с несовместимостью по условию бурения проектируется спуск промежуточной колонны на глубину 1600 м, кондуктор спускается на глубину 1350 м, позволяющую перекрыть интервал интенсивного поглощения бурового раствора.

В силу, того что, скважина разведочная и для крепления неоднородных коллекторов с целью изолировать близко расположенные пласты, выбран закрытый тип забоя.

Эксплуатационная колонна дополнительно подвергается проверке на герметичность методом снижения уровня жидкости. Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем спроектирована с учетом экономической эффективности, которая достигается за счет уменьшение толщины обсадной колонны, не теряя своих требуемых характеристик на определенном интервале, также обеспечивается прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна. Спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. В силу требуемой герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Особая роль отводится керноотборным снарядам и бурильным головкам,

так как от них будет зависеть качество и объем выноса керна. При проектировании скважины проектируются бурильная головка БИТ 190,5/100 В 913 и двухсекционный керноотборный снаряд, способные отбирать керн в один рейс, что экономит время на СПО.

Так как продуктивный пласт имеет низкую проницаемость менее 0,1 мкм² и твердые породы, в техническом задании было принято решение использовать кумулятивную перфорацию, для этого был запроектирован перфоратор ORION 89КЛ. Так как протяжённость интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Для проведения работ выбрана буровая установка МБУ3200/200 ДЭР

В специальной части было проведено сравнение, характеристики, устройство, виды и принцип действия сеток вибрационных сит. Почти все виды сеток имеют широкое применение при бурении в условиях Восточной Сибири.

В главе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение представлена структура предприятия ООО «сгкБурение, приведены расчеты, материальных затрат, затрат на оплату труда, страховых отчислений, амортизационных отчислений, а также представлена сметная стоимость работ по строительству скважины.

В главе социальная ответственность были рассмотрены и проанализированы вредные и возможные опасные факторы при строительстве скважины, а также провели анализ влияния процесса строительства скважины на атмосферу, гидросферу и литосферу, также провели анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин;
4. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. - 632с.
5. Буровой инструмент [Электронный ресурс] / Компания «ВНИИБТ - Буровой инструмент»; Электрон.дан. – Пермь: ВНИИБТ, 2018. URL: <http://www.vniibt-bi.ru>, свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 02.04.2018 г.
6. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.
7. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14-16с.
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 08.06.2017).
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 16.05.2017).
10. Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс]:

<https://docs.cntd.ru/document/9037329>

11. Региональные индексы изменения сметной стоимости строительства [Электронный ресурс]: <http://depstroy.tomsk.ru/construction-complex/regional-indexes/>

12. Булатов А. И. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учебник для ВУЗов/ Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. – Москва: Недра-Бизнесцентр, 2003 – 1007 стр.;

13. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра". – 1982. – 142-145с.

14. Ананьев А.Н., Пенькова А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – Волгоград, 2000. – 139 с.

15. Лукьянов В.Т., Вевода Р. Б. Заканчивание скважин: - М: "Недра", 1989. - 205 стр.

16. Беляев В.М., Калинин А.Г., Копылов А.С. Компоновки нижней части бурильной колонны// ВНИИОЭНГ. -1972. -139с.

17. Мищенко В.И., Картунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. Краснодар: Арт Пресс, 2008. 336 с.

18. Drilling Fluids Processing Handbook. Burlington, MA: Elsevier Inc., 2005. 666 p.

19. Recommended Practice on Drilling Fluids Processing Systems Evaluation. API RP13C, 4rd Edition, 2004.

20. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200;

21. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 г. №162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин»;

22. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

23. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

24. ГОСТ 12.0.003-74 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

25. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

26. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

27. ГОСТ 12.4.125-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов. Классификация

28. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

29. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

30. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование

31. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях

32. ГОСТ Р 12.4.213-99 (ИСО 4869-3-89) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества

33. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация

34. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

35. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

36. ГОСТ 12.3.003-86 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности.

37. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

38. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

39. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

40. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

41. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты

42. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

43. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности".

44. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

45. Охрана природы. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200006389>

46. Постановление правительства Российской Федерации, о проведении рекультивации и консервации земель [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/550609080?marker=6520im>

47. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности [Электронный ресурс]: <https://docs.cntd.ru/document/1200005950>

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение	Индекс	Элементы залегания, падения пластов на подошве		Коэффициент кавернозности
				Угол	Азимут	
0	455	Пермо-карбон	Р-С	0°00'		1,30
		Кембрий	Е			
		Нижний-средний	Е ₁₋₂			
455	650	Литвинцевская свита	Е ₁₋₂ 1:t	0°30'		1,30
650	1045	Ангарская	Е ₁₋₂ an	0°30'		1,30
1045	1105	Бугайская	Е ₁ bul	1°30'		1,25
1105	1305	Верхнебельская п/св.	Е ₁ bls ₂	1°30'		1,25
1350	1645	Нижнебельская	Е ₁ bls ₁	1°30'		1,20
1645	2140	Усальская	Е ₁ us	1°30'		1,20
2040	2080	Осинский горизонт	Е ₁ us (os)			
		Венд	V			
2140	2205	Тэтэрская	V-ttr	1°30'		1,15
2205	2310	Собинское	Vsb	1°30'		1,15
2310	2440	Катаганская	Vktq	1°30'		1,15
2440	2535	Оснобинская	Vos	1°30'		1,15
2535	2850	Ванаварская	Vvn	1°30'		1,20

Таблица А.2 – Градиенты давлений по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты			
от	до	пластового давления, МПа/м	гидроразрыва пород, МПа/м	горного давления, МПа/м	Температура по разрезу, оС
0	100	0,011	0,014	0,027	3
100	200	0,012	0,014	0,025	3-5
200	540	0,012	0,015	0,034	10
540	750	0,012	0,016	0,027	12
750	1400	0,012	0,017	0,034	16
1400	1600	0,017	0,020	0,025	18-22
1600	2100	0,012	0,017	0,034	22-23
2100	2300	0,011	0,017	0,025	24
2300	2500	0,012	0,019	0,027	25-28
2500	2850	0,013	0,019	0,025	30-32

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород

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

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
P-C	0	80	Обвал стенок скважины	Прихват инструментов в результате осыпания слабосцементированных пород.
P-C	80	455	Кавернообразование	Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты при бурении слабосцементированных терригенных пород, контактной зоны интрузии долеритов.
E1 an	850	1045	Кавернообразование в интервалах залегания соли	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Поглощение промывочной жидкости при прохождении проницаемых горизонтов в кровельной части свиты, контактной зоны интрузии долеритов.
E1 bls2	1105	1350	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения.
E1 us	1645	2140	Кавернообразование	Разрыв пластов каменной соли при несоблюдении технологии бурения. Увеличение объема и изменение параметров промывочной жидкости при прохождении трещиновато-кавернозных водонасыщенных пород осинского горизонта.
V vn	2535	2650	Кавернообразование, обвалообразование	Прихват при бурении аргиллитов, склонных к выкрашиванию и осыпанию. Разгазирование, перелив, выбросы промывочной жидкости, пленка нефти, фонтанирование при создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины (катастрофическое поглощение, нарушение технологии бурения).

Приложение Б

Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Таблица Б.1. - Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захват.

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400мм)
бурение	0	1350	СБТ 127х9,18	127	Е	9,19	3-161	1306	40,7	50,2	2,65	2,78
бурение	1350	1600	СБТ 127х9,19	127	Е	9,19	3-162	1560	48,71	55,21	2,41	2,53
бурение	1600	2660	СБТ 114х9	114	Е	9	3-118	2599	71,13	77,36	1,56	1,63

Таблица Б.2 - Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Кондуктор													
0-1350 Бурение КНБК №1	Долото	393,7					0,4		0,163	0,163			
	Переводник	240,0	101,0				0,52		0,093	0,256			
	Калибратор	203,0	80,0				1,1		0,115	0,371			
	Двигатель	240,0					9,7		2,362	2,733			
	Клапан обратный переливной	203,0	100,0				0,8		0,167	2,900			
	УБТ БТ	203,0 127,0	100,0 108,6	9,2	Е		30 1307	0,2140 0,0295	6,420 38,57	9,320 47,89		5,32	2,93
Промежуточная													
1350-1600 Бурение КНБК №2	Долото	295,3					0,4		0,090	0,090			
	Калибратор	295,3	78,0				0,9		0,114	0,204			
	Обратный клапан	203,0	78,0				0,6		0,105	0,309			
	Обратный клапан	203,0	78,0				0,38		0,148	0,457			
	Переводник	203,0	101,0				0,52		0,060	0,517			
	УБТ	203,0	100,0				12	0,2140	2,568	3,085			
	Переводник	203,0	101,0				0,53		0,063	3,148			
	УБТ	178,0	90,0				24	0,1560	3,744	6,892			
Переводник БТ	178,0 127,0	101,0 108,6	9,2	Е		0,53 1560		0,060 48,83	6,952 55,78	1,90	4,56	3,17	

Продолжение таблицы Б.2

Эксплуатационная													
1600-2660	Долото	190,5					0,2		0,025	0,025			
Бурение	Переводник	172,0	58,0				0,47		0,037	0,062			
КНБК №3	Калибратор	190,5	58,0				0,4		0,058	0,120			
	Двигатель	172,0					8,7		1,112	1,232			
	Клапан обратный переливной	172,0	58,0				0,84		0,103	1,335			
	Клапан обратный переливной	172,0	58,0				0,93		0,110	1,445			
	Переводник	172,0	58,0				0,51		0,031	1,476			
	УБТ	178,0	80,0				30	0,1560	4,680	6,156			
	Переводник	172,0	58,0				0,53		0,063	6,219			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е		2617	0,0313	81,93	88,14		2,89	1,91

Таблица Б.3. – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Кондуктор		Тех. колонна		Экспл. колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Карбонат натрия	Регулятор pH	25	320,47	12,82	113,7	4,5	72	2,9	506,2	21
Палыгорскитовая глина	Структураобразователь	1000	57684,8	57,7	20474,1	20,5	12959,1	13	91118	92
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	640,9	25,6	227,5	9,1	144	5,8	1012,4	41
Сивушное масло	Пеногаситель	25	128,2	5,1	45,5	1,8	28,8	1,2	202,5	9
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	6409,4	256,4	6409,4	256,4	6409,4	2564	19228,3	770
Reolab	Смазывающая добавка	170	3204,7	18,9	1134,4	6,7	720	4,2	5062,1	30
Барит	Утяжелитель	1000	194558,7	194,6	69054,6	69,1	43708,5	43,7	307321,8	308
Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ)	Понизитель фильтрации	25	2563,8	102,6	910	36,4	576	23	4049,7	162

Таблица Б.4. – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал 0-2660

м.

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	1350	1350	393,7	-	1,3	213,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 126,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 5,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 258,6
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 392,1
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 116,4
Тех.колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1350	1600	250	295,3	306,9	1,25	109,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,5
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 3,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 224,5
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 233
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} = 116,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 116,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 100,7
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1600	2660	1060	190,5	169	1,15	66,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,8
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 21,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ = 138,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 169,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} = 100,7
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} = 69

Приложение В

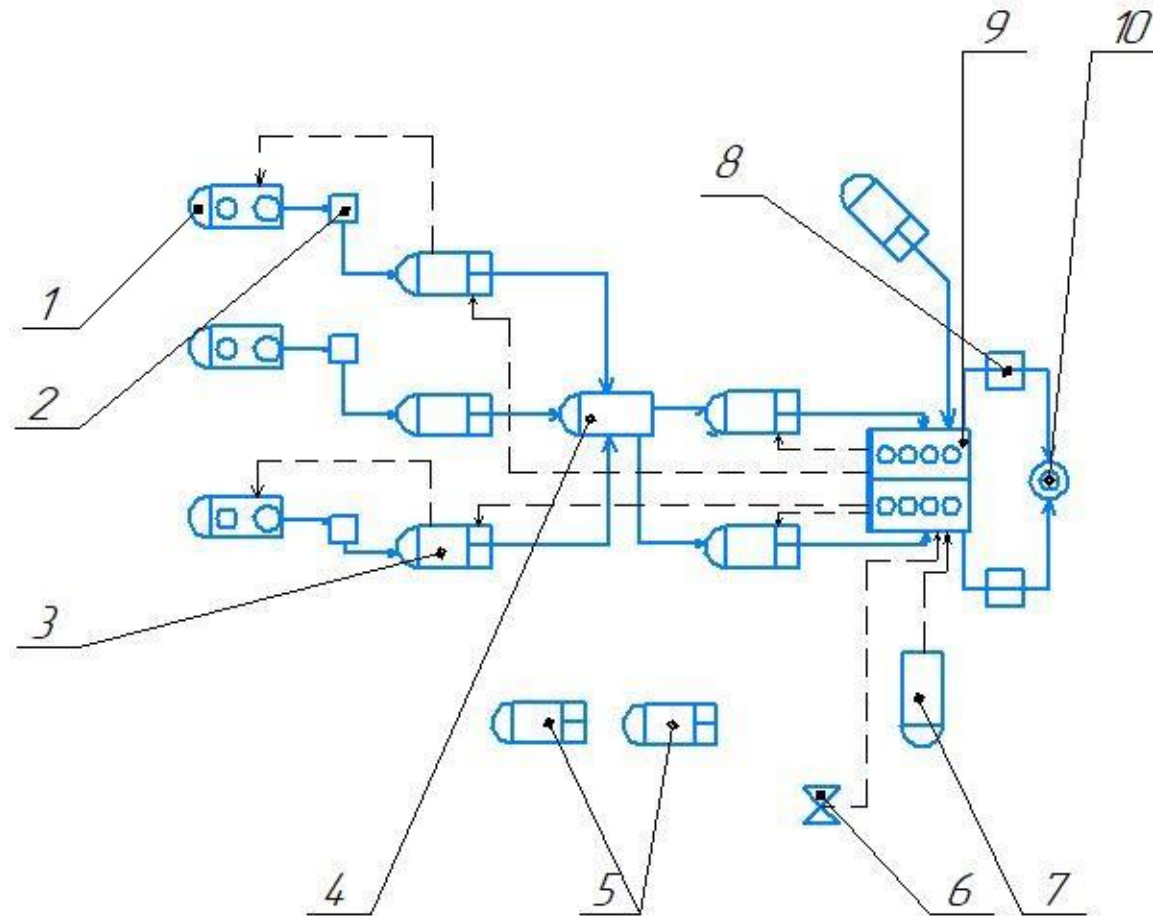


Рисунок В.1 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементировочный агрегат ЦА-320; 4 – осреднительная емкость УО-20; 5 – цементировочный агрегат ЦА-320(резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция СКЦ; 9 – блок манифольдов; 10 – устье скважины

Приложение Г

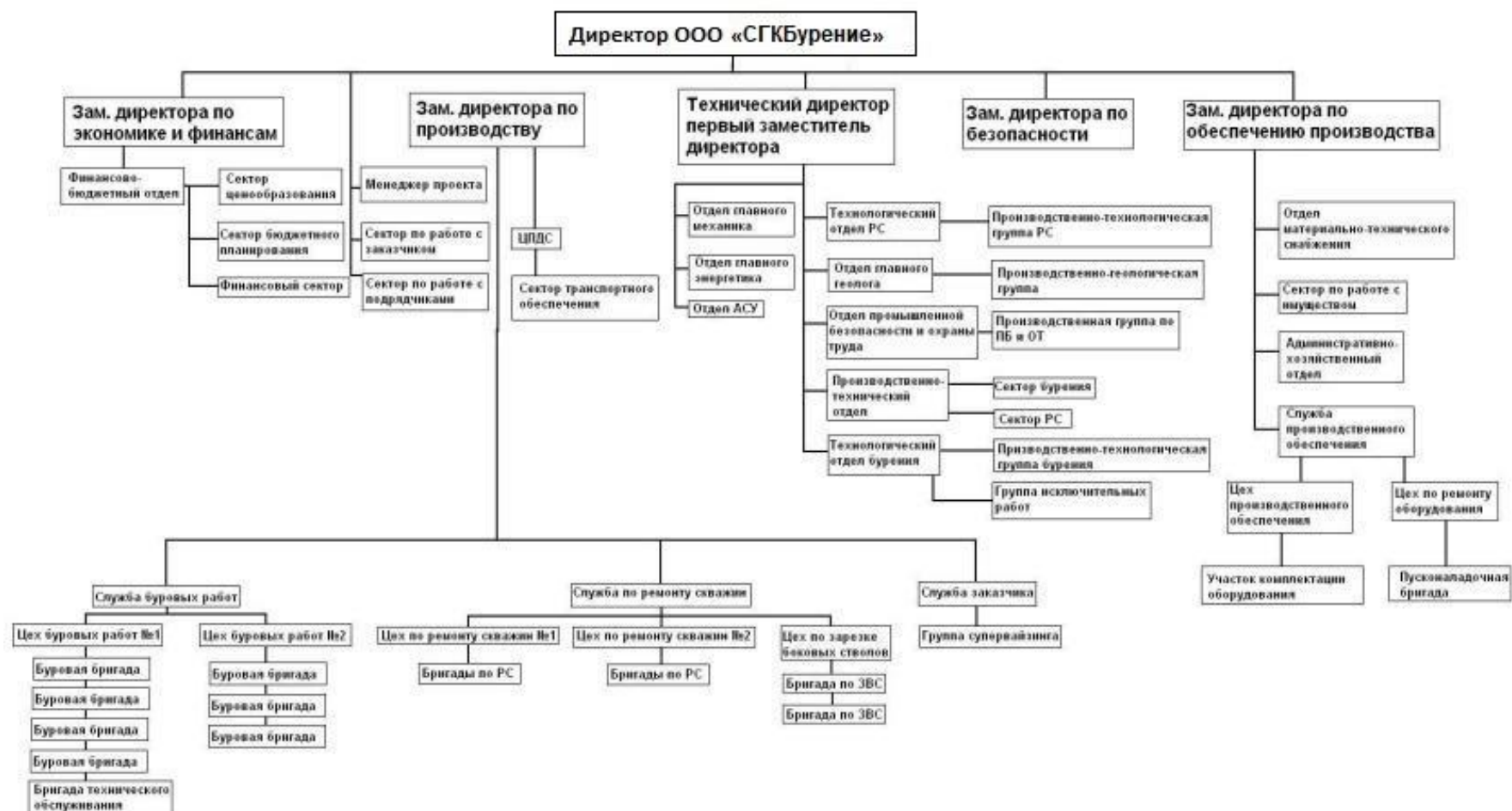


Рисунок Г.1 - Организационная структура управления ООО «СГК-Бурение»

Приложение Д

Таблица Д.2 – Сметный расчет на бурение и крепление

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	29002,5	-		2,45	71056,19	0,41	11891,04	5,52	210569,65
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4329,0	3,00	10250,30	2,45	10606,15	0,41	1774,91	5,52	30587,58
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	5901,4	-		2,45	14458,38	0,41	2419,57	5,52	42369,50
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1899,1	-		2,45	4652,70	0,41	778,61	5,52	10482,81
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	52111,8	3,00	125362,00	2,45	127674,1	0,41	21365,85	5,52	390587,30

Продолжение таблицы Д.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Износ бурового инструмента к-т,сут	6146,4	3,00	15895,30	2,45	15058,73	0,41	2520,03	5,52	45369,20
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1603,0	-		2,45	3927,28	0,41	657,22	5,52	8848,39
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	275670,0	1,20	295636,20	2,45	675391,2	0,41	113024,70	5,52	2152650,40
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	179696,0	-			0,00	-		5,52	1365744,20
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3497,9	-		2,45	8569,97	-		-	

Продолжение таблицы Д.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	77722,6	3,00	233167,8	-		0,41	31866,27	5,52	429028,77
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	5194,8	-		2,45	12727,38	0,41	2129,89	5,52	35685,60
Плата за подключенную мощность, сут	29057,7	3,00	78650,00	2,45	71191,27	0,41	11913,64	5,52	205603,50
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8988,9	3,00	132,06	-		-			
Эксплуатация ДВС, сут	1980,7	-		2,45	4852,81	0,41	812,10	5,52	10933,68
Эксплуатация трактора, сут	7334,9	3,00	19800,30	2,45	17970,42	0,41	3007,29	5,52	40488,45

Продолжение таблицы Д.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	22931,7	3,00	57690,00	2,45	56182,57	0,41	9401,98	5,52	126582,76
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	3185,5	147,00	380690,60	-		-		-	
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	35257,2	3,00	102883,00	2,45	86380,07	0,41	14455,44	5,52	254362,30
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3430,6	-		2,45	8404,87	0,41	1406,53	5,52	22698,90
Порошок бентонитовый марки А, т	17438,7	-		14,20	247629,26	25,40	442942,47	-	
Затраты зависящие от времени									
КМЦ-700 высший сорт, т	410503,3	-		0,17	69785,55	0,38	155991,24	-	
Биолуп LVL, т	69468,8	-		-		-		0,74	51406,94
NaCl, т	46996,6	-		-		-			

Продолжение таблицы Д.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени									
Сода кальцинированная марки А, т	4104,4	-		0,09	348,88	0,06	246,27	-	
НТФ, т	194112,5	-		-		-		0,42	81527,26
POLY KEM D, т	69468,8	-		-		-		0,63	43765,37
Барит, т	67447,3	-		-		-		-	
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6881,5	0,35	2405,00	14,51	99851,15	40,32	277463,69	1,40	9634,16
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	5472,6	-		0,80	4378,05	3,50	19153,96	1,03	5636,74
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5962,6	-		6,39	38101,27	63,30	377435,11		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	6003,5	0,82	4740,00	0,34	2041,18	0,86	5162,99		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			1410205,73		1706396,59		1517051,16		5727196,27

Продолжение таблицы Д.2

Итого затраты зависящие от времени	10360849,74								
Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол- во	сумма	кол- во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от объема работ									
295,3 глубур	140162,88	-	-	0,96	134556,3	-	-	-	-
БИТ 190,5 ВТ 813Н	281734,74	-	-	-	-	0,15	42260,21	-	-
393,7 глубур	209999,28	-	-	-	-	-	-	0,93	195299,33
Износ шурфа на 10 %, м	318,55	-	-	9,00	2866,97	110,00	35040,72	280,00	3758,04
Транспортировка труб, т	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб	172957,40								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб				0	142182,0096	100908,9014	199273,64		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				1410205,73	1848578,595	1617960,057	5926469,91		
Всего по сметному расчету, руб				21337021,43					
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады, сут	30813,78	0,66	20337,09	0,84	25883,58	1,46	44988,12		
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	5186,68	0,66	3423,21	0,84	4356,81	1,46	7572,55		

Продолжение таблицы Д.2

Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5942,22	0,66	3921,87	0,84	4991,46	1,46	8675,64
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,67	0,66	1016,18	0,84	1293,32	1,46	2247,92
Содержание бурового оборудования), сут	53153,26	0,66	35081,15	0,84	44648,74	1,46	77603,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	6168,88	0,66	4071,46	0,84	5181,86	1,46	9006,57
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1776,54	0,66	1172,52	0,84	1492,29	1,46	2593,75
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	273656,59	0,66	180613,35	0,84	229871,53	1,46	399538,62
Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени							
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	281796,00	0,66	185985,36	0,84	236708,64	1,46	411422,16
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	87806,00	0,66	57951,96	0,84	73757,04	1,46	128196,76
Плата за подключенную мощность,сут	28996,40	0,66	19137,62	0,84	24356,98	1,46	42334,74
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	22502,84	0,66	14851,87	0,84	18902,39	1,46	32854,15

Продолжение таблицы Д.2

Эксплуатация ДВС, сут	2082,84	0,66	1374,67	0,84	1749,59	1,46	3040,95
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	21502,26	0,66	14191,49	0,84	18061,90	1,46	31393,30
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34795,68	0,66	22965,15	0,84	29228,37	1,46	50801,69
Эксплуатация бульдозера, сут	4175,89	0,66	2756,09	0,84	3507,75	1,46	6096,80
Эксплуатация трактора, сут	7416,54	0,66	4894,92	0,84	6229,90	1,46	10828,15
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1939,90	1,70	3297,83	25,00	48497,50	1,21	2347,28
Башмак колонный БКМ-324 ОТТМ, ОТТГ, шт	18459,68	1,00	18459,68	-		-	
Башмак колонный БКМ-245 ОТТМ,ОТТГ,БТС, шт	14702,40	-		1,00	14702,40	-	
Башмак колонный БКМ-146 ОТТМ, ОТТГ,БТС, шт	10822,60	-		-		1,00	10822,60
Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затраты зависящие от времени							
Центратор ЦЦ-324/394, шт	5125,42	26,00	133260,92				
Центратор ЦЦ-245/295, шт	4533,24	-		29,00	131463,96	-	
Центратор ЦЦ-146/190, шт	3593,92	-		-		53,00	190477,76
ЦКОДМ -324 ОТТМ, ОТТГ, шт	23544,26	1,00	23544,26			-	
ЦКОДМ -245 ОТТМ, ОТТГ,шт	22543,68	-		1,00	22543,68		
ЦКОДМ -146 ОТТМ, ОТТГ, шт	21134,70					1,00	21134,70
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	17704,14	1,00	17704,14	-		-	
Продавочная пробка ПРП-Ц 245, шт	13334,26	-		1,00	13334,26	-	

Продолжение таблицы Д.2

Продавочная пробка ПРП-Ц 146, шт	8045,48	-		-		1,00	8045,48
Головка цементирующая ГЦУ- 324 А	857640,00	1,00	857640,00	-		-	
Головка цементирующая ГЦУ- 245 А	745330,00	-		1,00	745330,00	-	
Головка цементирующая ГЦУ- 146 А	610558,00	-		-		1,00	610558,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			1627652,80		1706093,94		2112581,44
Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 322,9x9,5, м	7598,28	1300,00	9877766,60	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x7,9, м	5825,83	-	-	1450,00	8447447,70	-	-
Обсадные трубы 146,1x8,5, м	4075,83	-	-	-	-	2600,00	10597163,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	6146,4	-		-		1,10	6761,06
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-Об(4)-50, т	6820,3	-		-		12,10	82525,39
Хлористый кальций, т	15850	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	1,00	29811,16	2,00	59622,32	6,00	178866,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	13,20	16199,59
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,50	11149,32	4,00	29731,52

Продолжение таблицы Д.2

Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-		-		1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8596,82	-		-		1,00	8596,82
Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Кондуктор		Техническая		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Затрат зависящие от объема работ							
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3655,18	-		16,00	58482,88	24,00	87724,32
Транспортировка обсадных труб, т	4126,88	28,60	118028,83	27,55	3251694,13	44,95	185503,35
Транспортировка обсадных труб запаса, т	8065,90	0,86	6920,54	0,83	5719,83	1,35	10876,87
Транспортировка вахт, руб	172957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	10093071,63		12162553,48		11369100,03		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	39071053,33						
Всего по сметному расчету, руб	39244010,73						

Приложение Е

Таблица Е.1 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [6]	Этапы работ			Нормативные документы
	бурение	заканчивание	эксплуатация	
1. Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [7] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [8] ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [9] ГОСТ 12.1005-88 ССБТ [10] СП 60.13330.2016 [11] ГОСТ 12.4.034-2017 ССБТ [12] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [13] Р 3.5.2.2487—09 [14] РД 10-525-03 [15] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [16] СО 153-34.21.122-2003 [17] ПП РФ №316 [18] ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ [19]
2. Превышение уровня шума и вибрации	+	+	+	
3. Повышенная запыленность и загазованность	+	+	-	
4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	-	-	
5. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	+	+	+	
6. Поражение электрическим током	+	+	+	
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	

Таблица Е.2 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; 2. Соблюдение нормативов отвода земель; 3. Рекультивация земель.

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности	Вывоз и захоронение Засыпка выемок, горных выработок
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно-геологический мониторинг в скважинах
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия

Приложение Ж

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2660 м

Предприятие: ООО «СГКБурение»
 Оборудование:
 Буровая установка: МБУ3200/200 ДЭР
 Лебедка: ЛБУ22-670
 Талевая система: 4х5
 Ротор: Р-700
 Насосы: УНБ-950

Геологическая часть							Техническая часть									
Глубина, м. По вертикали	Стратиграфия		Лито-геологическое описание пород	Температура	Опорю керна	Интервалы возмозных осложнений	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры проработочной жидкости	Примечание
	Система	Свита					394 мм	295 мм	146 мм							
1	2	3	4	5	6	7	324 мм	245 мм	190 мм	9	10	11	12	13	14	15
100	Пермо-карбон			3	Отбор керна производится на интервале 2580-2650 м. Способ бурения: роторный, частота вращения 40-60 об/мин, нагрузка 4-т, расход 15-23 л/с, бурильная головка РДС БИТ 190,5/100 В 913 (4х12,5 м)	Осыпи и обвалы стенок скважины. Поглощение промывочной жидкости. Разрыв пластов каменной соли, Кавернообразование. Прихваты, Водопроявления	Кондуктор	Техническая колонна	1350 м	393,7 глубур	ДРУ-240РС	6	130	65	Плотность=1,87 г/см ³ , УВ=71 сек, ПВ=12,2 сПз, ДНС=33ДПа, СНС=59/119 дПа, Ф=1, песок<0,5 %, pH = 10,45	1. Подъем инструмента проводить после промывки скважины в течение менее двух циклов с полным объемом и записью в буровом журнале объема доливаемого раствора. 2. Скорость СПО ограничить до 0,507/м.с, за 100метров до продольного горюста до 0,4м.с. 3. Не допускать нахождения бурового инструмента без движения в открытом стволе более 5 минут. 4. При длительных вынужденных простоях ремонт оборудования и проветривания скважины проводить при глубине до 1500м, - через 18 часов до 2500м, - через 24 часа, свыше 2500м, - через 36 часов. На забое провести промывку не менее двух циклов циркуляции. 5. При проведении нагнетательных работ, из абразивную скважины проводить, при глубине до 1500м, - через 18 часов до 2500м, - через 24 часа, свыше 2500м, - через 36 часов. На забое провести промывку не менее двух циклов циркуляции. 6. Максимальное пространство спускаться навалозащитной гидратос, ф=24245-5 дПа, ф=245 х 188-5 дПа. 7. Поверх ГБО проводить бурение - каждую секцию, клапан - ежедневно. Допустиме все боковые скважины скважины, за исключением боковых скважин скважины. 8. При бурении под эскт: колонну в случае возникновения признаков обваловывания или газодостоя, применять погашение увеличение удельного веса с 1-1150,02 г/см.с до 1-1225,02 г/см.с.
200	Кембрий			5												
300				10												
400				12												
500			Лигинцевская свита	16												
600			Ангарская	20												
700			Вернебельская свита	22												
800			Бугайская	24												
900			Нижнебельская	27												
1000			Усальская	32												
1100			Татарская													
1200			Собинская													
1300			Катаганская													
1400			Ослобинская													
1500			Ванаарская													
1600																
1700																
1800																
1900																
2000																
2100																
2200																
2300																
2400																
2500																
2600																
2700																
2800																
2850																

