

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1360 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m1360)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»
Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций
УК(У)-9	Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	

ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП
 _____ Лукин А.А.
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 №40-10/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком 290 м ³ /сутки
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; построение совмещенного графика давлений; определение числа обсадных колонн и глубины их спуска; выбор интервалов цементирования; расчет диаметров скважины и обсадных колонн; разработка схем обвязки устья скважины). - Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента; расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента; выбор и обоснование типа забойного

	<p>двигателя; расчет расхода промывочной жидкости; выбор компоновки и расчет бурильной колонны; обоснование типов и компонентного состава буровых растворов; выбор гидравлической программы промывки скважины; технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p> <p>- Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>(Расчет обсадных колонн на прочность; расчет наружных избыточных давлений; расчет внутренних избыточных давлений; конструирование обсадной колонны по длине; расчет процессов цементирования скважины; выбор способа цементирования обсадных колонн; расчет объемов и компонентного состава буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости; выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования; выбор технологической оснастки обсадных колонн; проектирование процесса испытания и освоения скважины; выбор жидкости глушения; выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов; выбор типа пластоиспытателя).</p> <p>- Выбор буровой установки</p> <p>- Современные тенденции в совершенствовании систем очистки бурового раствора</p>
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2023

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович		

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
 Бурение нефтяных и газовых скважин
 Уровень образования Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний/весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
24.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.05.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2023	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к. т. н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к. г.-м. н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Комоликов Артем Вадимович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 122 страницы, 16 рисунков, 38 таблиц, 47 источников литературы и 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, система очистки, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

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

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины. Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СГУ – ситогогидроциклонная установка
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УБТ – утяжеленная бурильная труба;
- ТБТ – толстостенная бурильная труба;
- СБТ – стальная бурильная труба;
- ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- СКЦ – станция контроля цементирования;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БУ – буровая установка;
- ЦА – цементировочный агрегат;
- ОК – обсадная колонна;

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
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 скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	25
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	29
2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости	30
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 скважины.....	36
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	36
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	40
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	41
2.4.4 Проектирование процессов испытания скважин	44
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	44
2.4.4.2 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	45
2.4.4.3 Выбор типа пластоиспытателя	46
2.4.4.4 Выбор типа фонтанной арматуры	47
2.5 Выбор буровой установки	47
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ СИСТЕМ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА»	
48	
3.1 Состав блока очистки и существующие системы очистки	49
3.2 Модификации оборудования, инновации в области оборудования очистки бурового раствора	54
3.2.1 Система очистки бурового раствора MudCube.....	54
3.2.2 Сито-конвейер Flo-Line Primer	56
3.2.3 Вибрационное сито Derrick Dual Pool	57
3.2.4 Ситовые панели типа PYRAMID и PIRAMID PLUS.....	59
3.2.5 Сепаратор для бурового раствора Screen Pulse.....	60
3.2.6 Рециклинг бурового раствора с применением установок мобильных осушки шлама (УМОШ)	62
3.3 Вывод к разделу «Специальный вопрос»	63

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	67
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	67
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	70
4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли .	71
4.4 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент».....	73
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	76
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	76
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	76
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	77
5.2 Производственная безопасность	78
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	78
5.2.1.1 Повышенный уровень вибрации	78
5.2.1.2 Повышенный уровень шума	79
5.2.1.3 Аномальные микроклиматические параметры окружающей среды ...	80
5.2.1.4 Воздействие химических, газообразных агентов, попадающих в воздушную среду рабочей зоны	81
5.2.1.5 Отсутствие и/или недостаточная освещенность рабочей зоны	81
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
5.2.2.1 Поражение электрическим током.....	83
5.2.2.2 Падение с высоты	84
5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность.....	84

5.2.2.4 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования	85
5.3 Экологическая безопасность	86
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
5.4.1 Газонефтеводопроявления, открытое фонтанирование	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	94
ПРИЛОЖЕНИЕ А	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	103
ПРИЛОЛОЖЕНИЕ В	108
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	113

ВВЕДЕНИЕ

Строительство разведочных скважин является важнейшей стадией на пути разработки нефтяных и газовых месторождений. В процессе проектирования разведочной скважины необходимо оценить и минимизировать риски возможных осложнений и аварийных ситуаций. В проекте предусматриваются меры по предотвращению возможных осложнений, а также мероприятия по отбору керна и испытанию продуктивных горизонтов, необходимых подсчета количества запасов углеводородов, оценивания рентабельности освоения месторождения и определения геологического строения разреза, необходимого для определения технологии бурения эксплуатационных скважин при дальнейшей разработке месторождения.

По результатам оценки горно-геологических условий бурения проектируемой скважины был сделан вывод о том, что разрез сложен в основном глинами, песчаниками и алевролитами. На верхних интервалах разреза ожидаются в основном мягкие породы и породы средней твердости. На большей глубине - твердые. Пласт-коллектор представлен нефтенасыщенным песчаником и алевролитами.

Целью данной работы является разработка технологических решений для строительства вертикальной разведочной нефтяной скважины глубиной 1360 метров, исходя из горно-геологических условий.

Кроме того, в работе проводится исследование современных тенденций в совершенствовании систем очистки бурового раствора в целом. Из-за того, что частицы шлама оказывают вредное воздействие на параметры буровых растворов и в следствии этого ухудшают технико-экономические показатели бурения, к системам очистки проявляется повышенное внимание.

Поставлены задачи для разработки проектных решений по основным направлениям: технологическому, экономическому, охраны труда и окружающей среды.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.1

Проектный литолого-стратиграфический разрез месторождения составлен на основе данных поисковых и разведочных работ и представлен в приложении А таблице А.1. Механические свойства горных пород представлены в приложении А таблице А.2. Градиенты давлений представлены в приложении А таблице А.3.

Таблица 1.1 - Стратиграфический разрез скважины

Интервал Залегания (по вертикали), м		Стратиграфическое подразделение		Угол залегания (падения) пластов по подошве	Крепость пород	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс			
1	2	3	4	5	6	7
0,0	242,0	Четвертичные Отложения	Q	-	I	1,5
242,0	513,0	Марресалинская свита	KRR _{1-2mr}	0 – 0,5	II	1,3
513,0	592,0	Яронгская свита	K _{1jr}	0 – 0,5	II	1,2
592,0	942,0	Танопчинская свита	K _{1tn}	0 – 0,5	II	1,2
942,0	975,0	Ахская свита	K _{1ah}	0 – 0,5	II	1,2
975,0	1000,0	Арктическая				
1000,0	1030,0	Арктическая 3				
1030,0	1102,0	Западная				
1102,0	1292,0	Малышевская свита	J _{2ml}	0 – 0,5	II	1,15
1292,0	1356,0	Вымская свита	J _{2vm}	0 – 0,5	II	1,15
1356,0	1370,0	Надояхская свита	J _{1-2nd}	0 - 0,5	III	1,15
1370,0	1500,0	Палеозой	PZ	0 - 0,5	III	1,0

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 1.2 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
942	1000	Поровый	1,004 – 1,009	-
Нефтеносность				
1000	1030	Поровый	0,74	10
1050	1080	Поровый	0,74	15
1150	1200	Поровый	0,74	10
1300	1340	Поровый	0,74	290
Газоносность				
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют				

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны осложнения представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Условия возникновения
от	до		
1	2	3	4
0	242	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, затяжки, прихваты бурового инструмента	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы,
242	942	Кавернообразования, возможные поглощения промывочной жидкости, прихват бурового инструмента	превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4
942	1370	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования	
1370	1500	Риск возникновения ГНВП	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1–3].

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

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

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. На рисунке 2.1 построен график, совмещенных давлений.

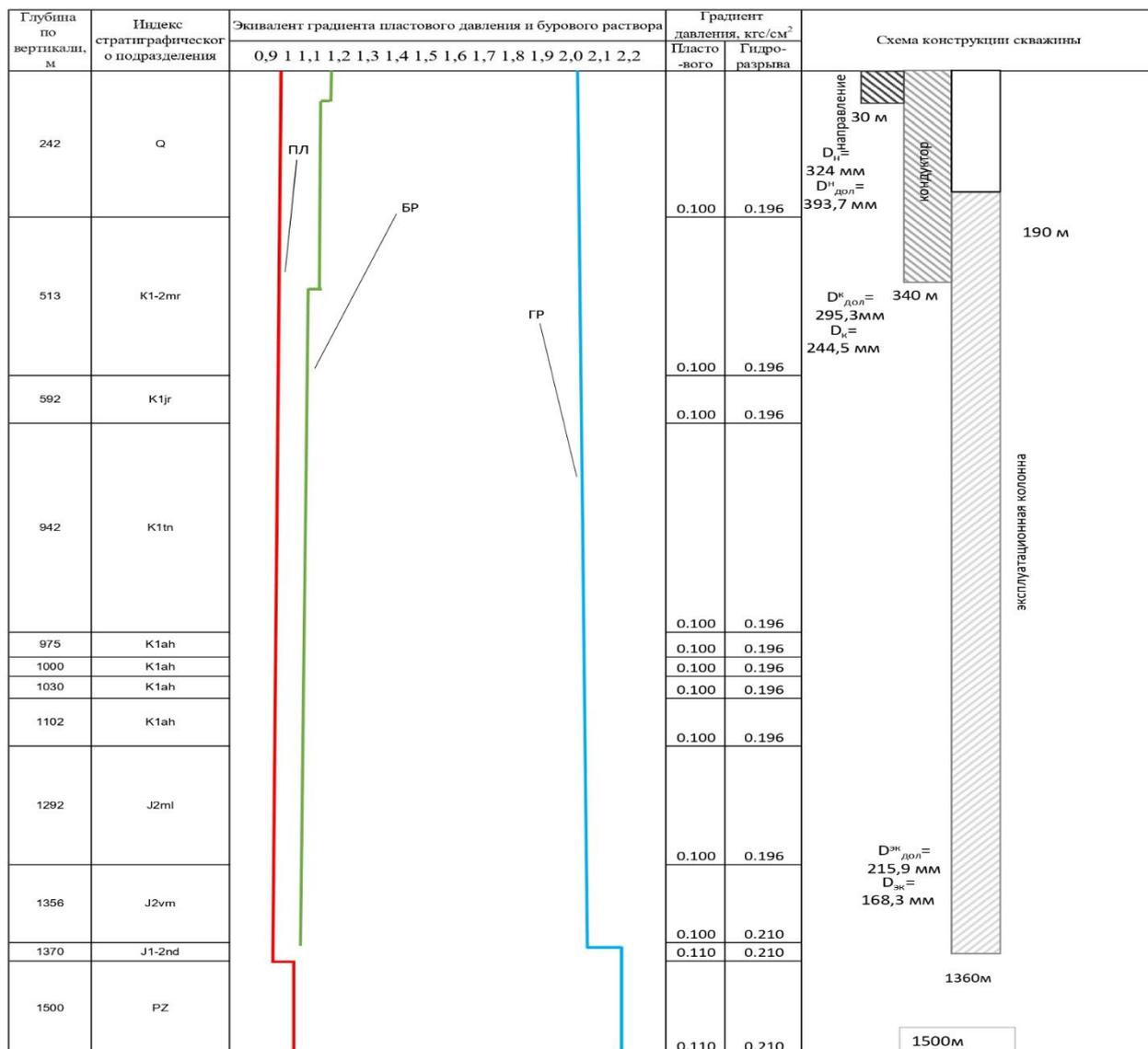


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. По опыту бурения определяем глубину спуска обсадной колонны под направление в 30 метров.

Кондуктор спускается в скважину для сохранения ствола в интервалах неустойчивых, слабосвязанных пород и для предотвращения ожидаемых

осложнений в виде оползней и обвалов стенок скважины при растеплении ММП. Также кондуктор предназначен для монтажа противовыбросового оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Глубина спуска обсадной колонны под кондуктор определяется множеством факторов (в том числе количеством продуктивных пластов, глубиной их залегания, градиентами пластового давления и гидроразрыва пласта, плотности насыщающего их флюида).

В предложенных мне геологических данных имеется пять нефтеносных пластов. Необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	БЯ10	БЯ15	НП7	Ю2-4	Ю7-9
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	942	1000	1050	1150	1300
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	740	740	740	740	740
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	96,084	102	107,1	117,3	132,6
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$) Требуемый запас	250	260	270	300	340
Запас	1,11	1,09	1,08	1,09	1,10
Принимаемая глубина, м	340				

Анализируя результаты расчета, принимаем глубину спуска обсадной колонны под кондуктор 340 метров.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления.

Эксплуатационной колонной, спускаемой до 1360 метров, перекрывается подошва нижнего продуктивного пласта на высоту необходимую для формирования ЗУМППФа (20 метров).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 30 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 340 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 метров для нефтяных скважин и не менее 500 метров - для газовых скважин. Для заданных условий башмак кондуктора установлен на глубине 340 метров, т.е. подъем цементного раствора за эксплуатационной колонной производится до уровня 190 метров или на 1170 метров от башмака эксплуатационной колонны (190 -1360 м).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр эксплуатационной колонны – 168,3 мм, долота – 215,9 мм.

Диаметр кондуктора – 244,5 мм, долота – 295,3 мм.

Диаметр колонны направления – 324 мм, диаметр долота под направление 393,7 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Исходя из результатов проведенных выше исследований выбираем наибольшее значение давления опрессовки: $P_{оп} = 14,67$ МПа

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;

- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-168х245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80х21.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	30	Роторный
30	340	ВЗД
340	1360	ВЗД
1140	1350	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 интервалов бурения под направление и кондуктор, PDC для интервала бурения эксплуатационную колонну, так как долота этого типа позволяют

обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-30	30-340	340-1360
Шифр долота		393,7 GRDP115	V-CLS22-R1392	БИТ 215,9 В 913 Н
Тип долота		Шарошечное	Шарошечное	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	М, С и Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,67	0,52	0,395
Масса, кг		180,6	86	32
G, тс	Рекомендуемая	15-30	15-30	2-10
	Максимальная	30	30	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-300	60-250
	Максимальная	300	300	250

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото марки М, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки М, С и Т (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что большая часть интервала сложена

мягкими и средними горными породами, но в конце интервала встречаются твердые породы. Мягкими породами сложена значительная часть разреза, но согласно каталогу производителя, данный тип пород также входит в диапазон разбуриваемых пород для данного долота.

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя:

- для бурения интервала под направление 0-30 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

- для бурения интервала под кондуктор 30-340 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами;

- для бурения интервала под эксплуатационную колонну 340-1360 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал по большей части сложен мягкими и средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал, м		0-30	30-340	700-2730
Шифр калибратора		КЛС 390,5	КЛС 292,1	КЛС 212
Тип калибратора		С спиральными лопастями	Со спиральными лопастями	Со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	292	212
Тип горных пород		М	М	М, С и Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н177/М177	Н152/М152	Н133/М133
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,75	0,55	0,425
Масса, кг		110	80	65

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-30	30-340	340-1360
Исходные данные			
Порода	М	М,С	М,С и Т
D_d , см	39,37	29,53	21,59
$G_{пред}$, т	30	30	10
Результаты проектирования			
$G_{доп}$, т	24	24	8
$G_{проект}$, т	7	15	7

где D_d – диаметр долота, см;

$G_{пред}$ – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, т;

$G_{доп}$ – допустимая нагрузка на долото, т;

$G_{проект}$ – спроектированная нагрузка на долото, т.

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 7 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-30	30-340	340-1360
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$		3,4	2	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$		165	220	133
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	140	180

где $V_{л}$ – линейная скорость на периферии долота, м/с;

n_1 – расчётное значение частоты вращения долота, об/мин;

$n_{\text{проект}}$ – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-30 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. В интервалах бурения под кондуктор (30-340) и эксплуатационную колонну (340-1360) запроектировано меньшее значение

частоты вращения вращения по сравнению с расчетным в соответствии со статистическими значениями частот вращения для долот выбранных типоразмеров при бурении с ВЗД.

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 2.7.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 47 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 31 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.7 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-30	30-340	340-1360
Исходные данные			
Д _д , м	0,3937	0,2953	0,2159
К	0,65	0,65	0,4

Продолжение таблицы 2.7

Интервал, м	0-30	30-340	340-1360
Исходные данные			
K_k	1,5	1,4	1,22
$V_{кр}, \text{ м/с}$	0,15	0,15	0,12
$V_m, \text{ м/ч}$	40	35	30
$d_{бт}, \text{ м}$	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}, \text{ м}$	0,0222	0,0206	0,0159
n	3	5	6
$V_{кмин}, \text{ м/с}$	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p, \text{ г/см}^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,227	1,206	1,096
$\rho_{п}, \text{ г/см}^3$	2	2,15	2,2
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{ л/с}$	79	44	15
$Q_2, \text{ л/с}$	69	40	20
$Q_3, \text{ л/с}$	55	28	24
$Q_4, \text{ л/с}$	39	61	56
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{ л/с}$	39-79	28-61	15-56
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}, \text{ л/с}$	70	47	31

где K_k – коэффициент кавернозности;

V_m – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нмах}$ – диаметр насадок долота, м;

n – число насадок на долоте;

$V_{кмин}$ – минимальная скорость подъема шлама в кольцевом пространстве, м/с;

ρ_p – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{п}$ – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

$S_{заб}$ – площадь забоя скважины, м²;

$S_{мах}$ – максимальная площадь затрубного пространства, м²;

D_c – диаметр скважины с учетом коэффициента кавернозности, м;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;

Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-30	30-340	340-1360
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		78	147	69
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236	173
M_p , Н*м		-	5583	1990
M_o , Н*м		-	148	108
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	27

Для интервала бурения 30-340 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т Т240.3/4.50, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 340-1360 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172 РС RS172N454, который обеспечивает высокий рабочий момент и высокое количество оборотов на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных

двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – 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
МВР-240Т Т240.3/4. 50	30-340	240	8,49	2355	30-75	86-245	16,87	106-288
ДРУ2-172 РС RS172N4 54	340-1360	172	7,0	1325	19-45	40-210	8,24	35-182

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, центраторов.

Проектирование бурильной колонны осуществляется в соответствии с методическими указаниями

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б в таблицах Б.1 - Б.4. Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.5.

Табличное значение $Q_{тк}$ для труб 127 мм группы прочности «Д» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{тк-300} = 102 \cdot 0,9 = 91,8 \text{ т}$$

$$Q_{тк-400} = 107 \cdot 0,9 = 96,3 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{91,8}{49,45} = 1,86 > 1,15$$

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{96,3}{49,45} = 1,95 > 1,15$$

Геолого-технический наряд для бурения разведочной вертикальной скважины представлен в приложении В. В приложении Г представлено графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

2.3.8 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости

Направление

При бурении интервала под направление 0-30 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	70	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	218,5	Барит

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,227
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор и эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов 30–340 м под кондуктор рекомендуется использовать полимер-глинистый буровой раствор на водной основе.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
NaOH, каустическая сода	1
Глинопорошок ПБМБ	11
Кальцитированная сода	1
РАС HV	0,4
Lube ADD-A	5
РАС LV	0,12
Барит	243,52

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,206
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же будет применяться полимер-глинистый раствор, использовавшийся при бурении интервала под кондуктор. Так как раствор переведен с предыдущего интервала и насыщен такими же хим. реагентами, что и при бурении под эксплуатационную колонну, то в рецептуре будут применены меньшие концентрации используемых реагентов, так как даже при таких долях введения раствор будет стабильный, с хорошими реологическими свойствами, что способствует качественной очистке ствола скважины и как следствие увеличению МСП и сокращению сроков строительства.

Состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлен в таблице 2.15. Технологические свойства раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Компонентный полимер-глинистого раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
NaOH, каустическая сода	1
Глинопорошок ПБМБ	11
Кальцитированная сода	1
РАС HV	0,4
Lube ADD-A	5
РАС LV	0,12
Барит	118,4

Таблица 2.15 – Технологические полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,118±0,03 (экл. колонна),
Условная вязкость, с	45-60
Пластическая вязкость, сПз	13-24
ДНС, фн/100фт ²	≥16
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-20/30-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	4-6
рН	7-9
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектированные колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Б.6 приложения Б.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Б.7 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 программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 2.16, 2.17, 2.18.

Таблица 2.16 – 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, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,304	0,042	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	97,5	356,2
Под кондуктор									
30	340	БУРЕНИЕ	0,667	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	15	68	198,2
Под эксплуатационную колонну									
340	1360	БУРЕНИЕ	1,09	0,104	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	80,8	164,2
Отбор керна									
1140	1350	Отбор керна	0,55	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	50,8	33

Таблица 2.17 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	180	118,7	1	40	26	52
30	340	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	160	156,7	1	62	30	60
340	1360	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	95	150	180,5	1	45	19	38
1140	1350	Отбор керна	УНБ-600	1	95	160	156,7	1	40	19	19

Таблица 2.18 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	83,3	68,9	0	4,3	0,1	10
30	340	БУРЕНИЕ	153,9	33	87	22,8	1,2	10
340	1360	БУРЕНИЕ	155,7	43,1	53,2	34,2	15,2	10
1140	1350	Отбор керна	49,7	17	0	15,5	12,8	4,3

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа двух нефтеносных пластов, расположенных в интервалах 1150-1200 метров, 1300-1340 метров. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 1140 – 1210 м.
- интервал отбора керна 1290 – 1350 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения двух запланированных интервалов.

В таблице 18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 2.19 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Бурголовка, тип кernoотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1150-1200	БИТ 215,9/100 В 913 О, СК-172/100РС	5	40	19
1300-1340				

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

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

– 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.

На рисунках 2.2 и 2.3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

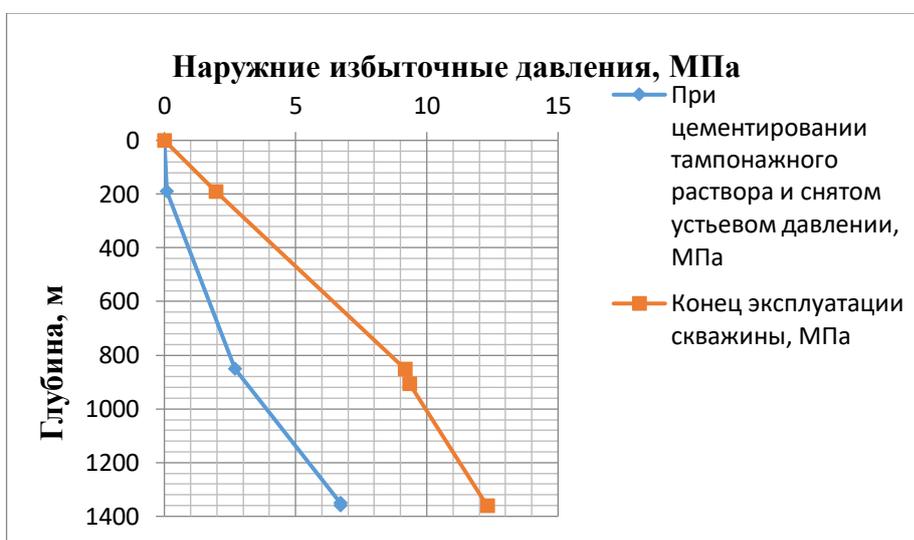


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

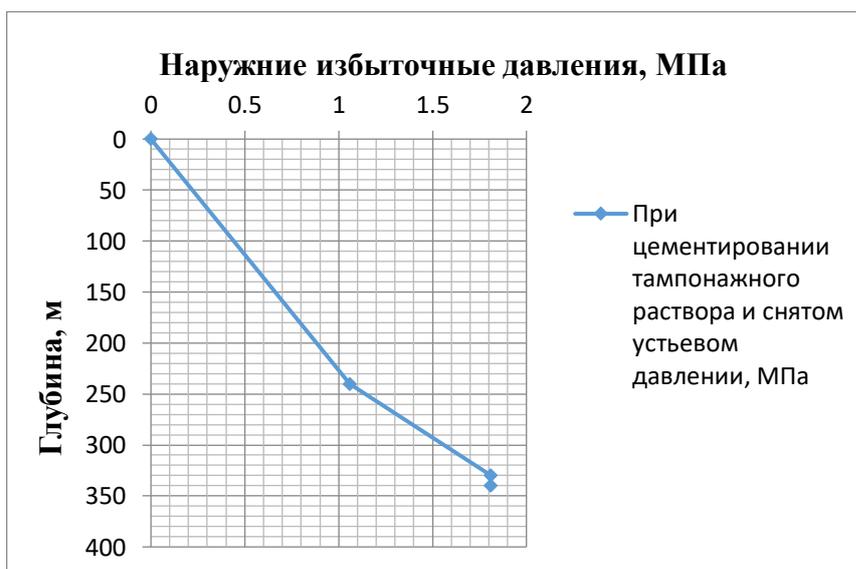


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

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

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения;
- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.4 и 2.5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина - внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

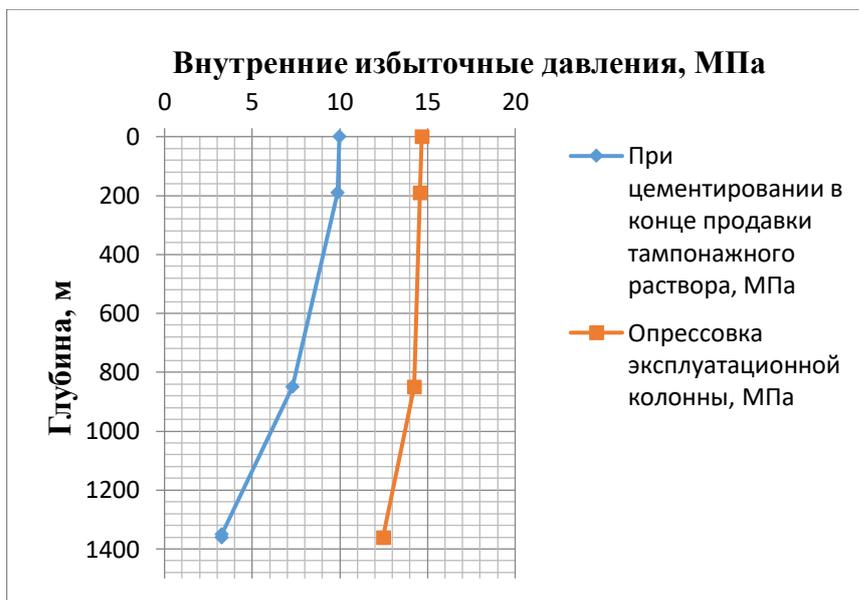


Рисунок 2.4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

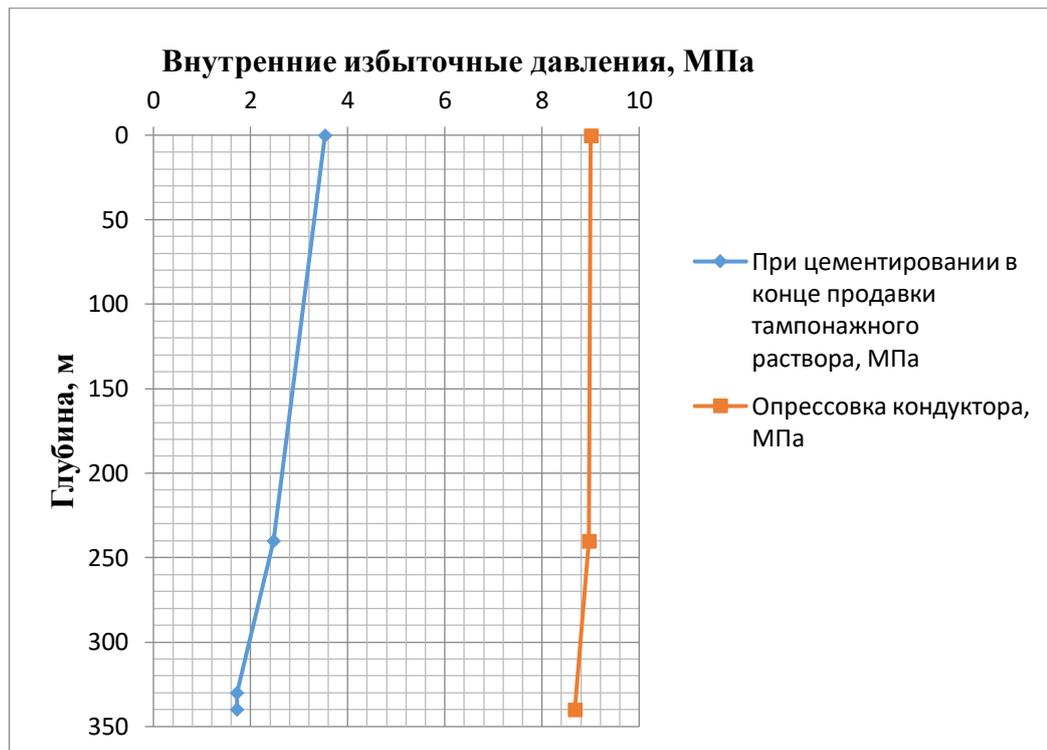


Рисунок 2.5 – Эпюры внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	67,2	2016	2016	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	340	47,2	16048	18064	0-340
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,3	1360	29,4	39984	58048	0-1360

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – 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		
1	2	3	4	6	7
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	1360	1360	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	1350	1350	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	290	6	44
		290	390	10	
		390	940	14	
		940	1340	10	
		1340	1350	1	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	1350	1360	3	32
		930	1090	17	
		1140	1210	8	
		1290	1360	7	
ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	1350	1350	1	1	
ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	1350	1350	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	340	340	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	330	330	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	15
		20	80	6	
		80	330	5	
		330	340	2	
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	330	330	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	30	30	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	15	1	3
		15	30	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.1)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

Поскольку $21,49 \leq 27,13$, условие выполняется, соответственно необходимо производить прямое цементирование в одну ступень.

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

$$m_2 = G_{сyx} / G_б, \quad (2.2)$$

где $G_{сyx}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.;

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

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее,

чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.22.

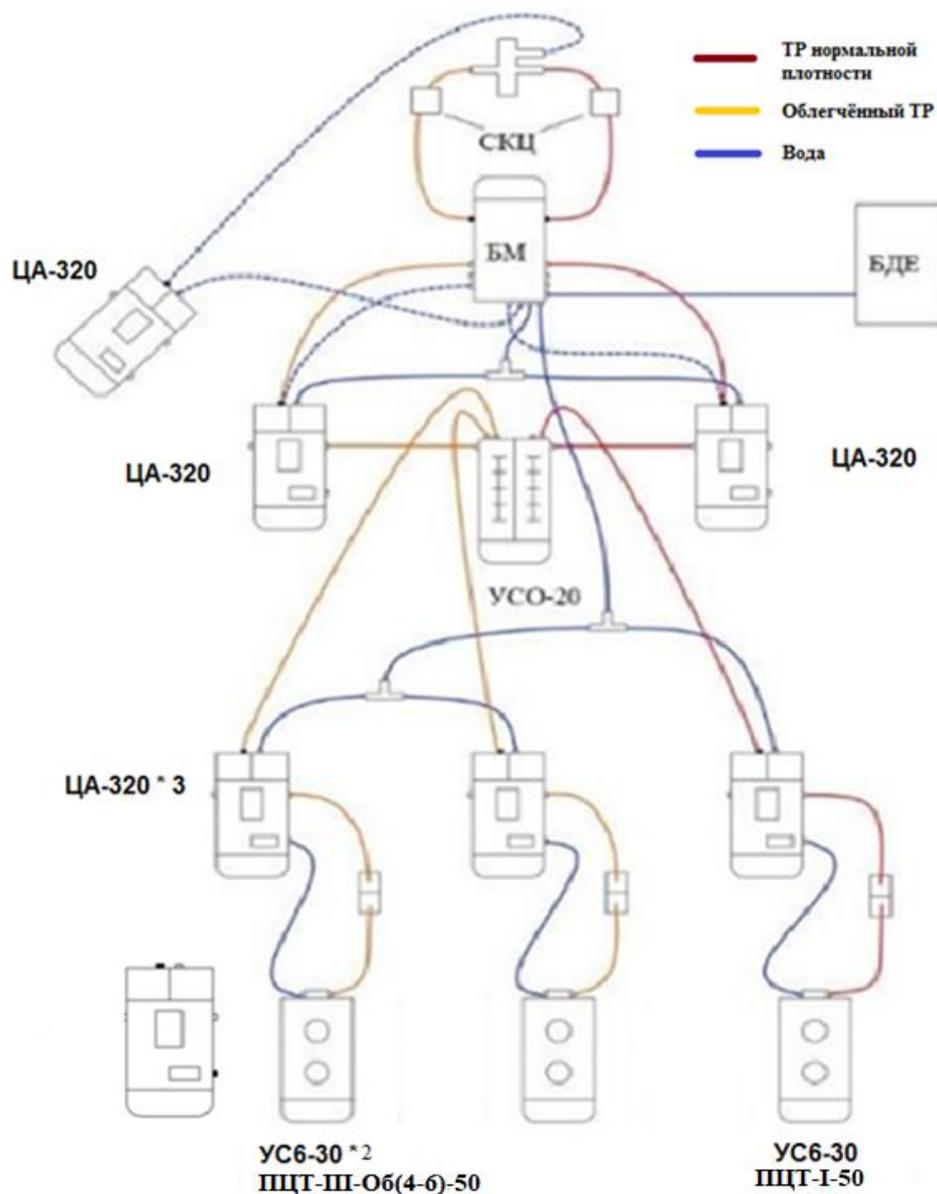
Таблица 2.22 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,16	1,43	1050	1,43	МБП-СМ	100,1
		5,73		5,73	МБП-МВ	86,0
Продавочная жидкость	25,79		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	17,14		1400	14,39	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	11391
					НТФ	5,70
Нормальной плотности тампонажный раствор	10,87		1820	7,13	ПЦТ-I-50	13763
					НТФ	2,92

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 13,763 / 13 = 1,058$ – 1 УС6-30.

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 11,391 / 10 = 1,139$ – 2 УС6-30.

На рисунке 2.6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементируемый агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.6 - Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования

2.4.4 Проектирование процессов испытания скважин

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 2.3.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 13,4}{9,81 \cdot 1340} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (2.3)$$

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 и умножается на 2 по формуле 2.4.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 25,22) = 50,4\text{ м}^3 \quad (2.4)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{внэк.}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

$V_{эк} = (\pi D^2/4) \cdot H$ – объем эксплуатационной колонны, м^3 ,

H – глубина скважины, м ,

D – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м ,

$V_{эк} = 468 \cdot 3,14 \cdot 0,1537^2 / 4 + 892 \cdot 3,14 \cdot 0,1537^2 / 4 = 25,22 \text{ м}^3$.

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 более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

В таблицу 2.23 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
40	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	1

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 КИИМ-65.

2.4.4.4 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 фонтанную АФК1-80/65×21.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.25. МБУ ZJ-20: грузоподъемность на крюке – 150 т, условная глубина бурения – 2000 м.

Таблица 2.24 – Выбор буровой установки

Выбранная буровая установка МБУ ZJ-20			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	49,45	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	90 > 49,45
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	58,05	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	135 > 58,05
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	75,46	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	150/75,46 = 1,98 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	150		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В СОВЕРШЕНСТВОВАНИИ СИСТЕМ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА»

В процессе бурения скважины большое значение имеет приготовление, утяжеление и обработка промывочных жидкостей, которые используются для очистки ствола скважины от выбуренной породы. Для обеспечения плановой проводки ствола скважины чрезвычайно важно, чтобы параметры используемой промывочной жидкости соответствовали заданным стандартам.

Выбуренная порода при попадании в буровой раствор вызывает пагубное воздействие на его основные свойства, а вследствие этого и на технико-экономические показатели бурения - снижается механическая скорость проходки, для поддержания заданной плотности увеличиваются объемы разбавления, возрастают показатели износа бурового оборудования, увеличивается коэффициент трения бурильного инструмента в скважине, а также возникновение таких осложнений как образование сальников, дифференциальных прихватов, потери циркуляции и т.д.

Если недостаточно неочищенный раствор попадает в буровые насосы:

- повышается расход расходных запчастей бурового насоса (например, резиновых уплотнений поршней, клапанов, зарубашечных и лобовых уплотнений);

- происходит ускоренное изнашивание манифольда, шламовых насосов, скважинного оборудования;

- повышается вероятность возникновения осложнений (например, прихвата бурового инструмента).

Все это может привести к приостановкам в работе буровой, уменьшению механической скорости бурения и экономическим убыткам. В современных реалиях значительно возросли требования буровых организаций к техническим возможностям систем очистки бурового раствора. Возросли требования для обеспечения безопасных и более комфортных условий

проведения работ, эксплуатации и проведения ремонтных работ оборудования. Серьезным образом ужесточились требования, связанные с охраной окружающей среды.

Помимо всего прочего каждая буровая компания имеет свои индивидуальные требования к качеству очистки бурового раствора и надежности работы оборудования, входящего в состав системы очистки. Это связано со спецификой применяемых технологий ведения работ на конкретных предприятиях.

В связи с применением дорогостоящих компонентов бурового раствора возникает необходимость большего возврата бурового раствора со шлама в циркуляцию. Поэтому специалистами разрабатывается дополнительное оборудование, не входящее в стандартную четырехступенчатую систему очистки, например вакуумный осушитель шлама, устанавливаемый на вибросита или применение установок по осушке шлама.

Из всего этого следует вывод о том, что для того, чтобы бурить быстрее, качественнее и дешевле при этом минимизировав объемы отходов современным буровикам необходимо находить и применять на практике новые пути совершенствования систем очистки..

3.1 Состав блока очистки и существующие системы очистки

Блок очистки бурового раствора комплектуется различным оборудованием – выбор оборудования, обусловлен условиями работы и специфическими требованиями, предъявляемыми конкретным буровым предприятием.

Главным критерием при подборе очистного оборудования является – пропускная способность – она должна быть не меньше предельной производительности системы промывки. В состав традиционных систем очистки входят вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко-, илоотделители), дегазаторы, центрифуги. Всё перечисленное

оборудование необходимо устанавливать в определенной строгой последовательности, чтобы схема прохождения промывочной жидкости выглядела следующим образом: скважина - блок грубой очистки от шлама (вибросита) - блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители) - дегазаторы - буровые насосы – скважина [11].

При общепринятой технологии бурения на буровых предприятиях используются трех- и четырехступенчатые системы очистки бурового раствора.

При использовании трехступенчатой системы очистки зашламленная выбуренной породой промывочная жидкость, выходящая из скважины, в первую очередь подвергается грубой очистке на вибрационном сите. После этого шламовыми насосами подается в блок гидроциклонов, где из нее отделяются частицы размером 40 – 100 микрон (песок). Далее на третью ступень очистки – илоотделитель, где отделяются частицы размером до 12 микрон, после этого цикла очищенный раствор буровыми насосами снова закачивается в скважину. Отходы бурения, представленные выбуренной породой – шламом и не отделившимся буровым раствором скапливаются в шламовом амбаре. Применение такого метода очистки промывочной жидкости не дает возможности полностью исключить загрязнение окружающей среды, так как из шламовых амбаров из-за отсутствия или выполненной ненадлежащим образом гидроизоляции амбара происходит утечка хранящихся в них веществ в грунтовые воды, а отсутствие качественной гидроизоляции площадок на которых располагаются буровые установки влечет за собой загрязнение почвы.

Данная схема имеет ряд недостатков, так как из-за большого перепада давления в выкидной линии снижается очистная способность гидроциклонов.

В последнее время, исключив эти недостатки, стали применять четырехступенчатую систему очистки, имеющую в своем составе вибросито (1-ая ступень), пескоотделитель (2-ая ступень), илоотделитель (3-я ступень), центрифугу (4-ая ступень) [12].

Четырехступенчатая система очистки раствора имеет множество преимуществ в сравнении с трехступенчатой, так как с ее помощью можно достигнуть таких показателей как:

- увеличение проходки на долото до 10%;
- уменьшение отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства разрабатываемых пластов;
- сокращение расхода химических реагентов, используемых для приготовления бурового раствора на 20%;
- сокращение затрат на оборудование буровых площадок на 15-20% и утилизацию отходов;
- существенное снижение количества отходов бурения;
- сокращение расхода долот на 10-15%.

Несмотря на сложность и дороговизну четырехступенчатой системы очистки в большинстве случаев её использование имеет смысл так как существенно увеличивается скорость бурения, уменьшаются затраты на поддержание заданных параметров бурового раствора, снижается степень осложнённости ствола скважины, удовлетворяются требования, предъявляемые к охране окружающей среды.

Интенсивная работа системы очистки предоставляет возможность использования безамбарного сбора буровых отходов в процессе бурения скважины.

При безамбарном бурении достигается максимальное извлечение даже самых мелких частиц выбуренной породы при минимальных потерях промывочной жидкости. Обеспечиваются такие результаты путем возврата в циркуляционную систему максимально возможного объема жидкой фазы и сброса как можно большего объема сухого шлама. Этой цели следуют при выборе оборудования, входящего в состав системы очистки [13].

Таблица 3.1 – Количество отходов бурения

Вид отходов	Количество отходов, м ³	
	3-х ступенчатая система очистки	4-х ступенчатая система очистки
Буровые сточные воды	900	400
Отработанный буровой раствор	600	100
Буровой шлам	160	180

Таблица 3.2 – Размер частиц твердой фазы после очистки бурового раствора

Степень очистки	Размер частиц, мкм	
	3-х ступенчатая	4-х ступенчатая
1-ая ступень (вибросито)	150	150
2-ая ступень (пескоотделитель)	70	50-74
3-я ступень (илоотделитель)	24	10-25
4-ая ступень (центрифуга)	-	2-5

Исходя из данных, изложенных в приведенных выше таблицах мы можем сделать вывод о том, что 4-х ступенчатая система очистки более эффективна в сравнении с 3-х ступенчатой – введение в работу четвертой ступени очистки в виде центрифуги позволяет удалять из бурового раствора частицы выбуренной породы размером до 2-5 мкм. Вследствие этого сокращается объем отходов бурения в виде буровых сточных вод и отработанного бурового раствора – больше раствора возвращается в циркуляционную систему.

В настоящее время в практике бурения нефтяных и газовых скважин широкое применяются 4-х ступенчатые системы очистки различных производителей, имеющие в своем составе вибросита, сито-гидроциклонные установки и центрифуги. В приложении В таблице Д.1 приведено сравнение технических характеристик аналогичного оборудования, входящего в систему очистки различных производителей: «Derrick», «Mi SWACO», «НПО «Центротех», нефтесервисной компании «Акрос».

Ознакомившись с техническими характеристиками систем очистки различных производителей, приведенными в таблице выше можно сделать

вывод: при одинаковом количестве сеточных панелей существенно большие показатели производительности в сравнении с другими моделями у которых производительность варьируется в пределах 37-38 литров в секунду, демонстрирует вибросито производства «Derrick» «FLC 504» - 50 литров в секунду, это обусловлено большей площадью рабочей поверхности.

Ситоциклоны у всех представленных производителей в своем составе имеют пескоотделители – представленные 2 или 3 циклонами (конусами), и илоотделители, представленные образцами, состоящими из 10-20 циклонов. Наибольшая производительность у СГУ «Mud cleaner FLC 504» производства «Derrick» и «Falcon 4 -3S16N», предлагаемой нефтесервисной компанией «Акрос». При одинаковой заявленной производительности илоотделителей – 100,1 литров в секунду, пескоотделители данных производителей имеют небольшое отличие в производительности - «Falcon 4 -3S16N» на 5,6 литров производительнее. При почти одинаковых технических характеристиках к преимуществам СГУ производства «Derrick» можно отнести то, что у данной модели имеется возможность изменения количества гидроциклонов (пескоотделитель – 2-3, илоотделитель 10-20) и их диаметра в соответствии с требуемой заказчиком производительностью.

При рассмотрении характеристик центрифуг необходимо обращать внимание не столько на максимальную скорость прохождения потока, сколько на максимальную центробежную силу развиваемую ей в работе, потому что максимальная скорость прохождения потока высчитывалась испытаниями водой, в работе же будет использоваться буровые растворы, имеющие различные свойства от которых и будет зависеть реальная производительность. Из представленных образцов наибольшую центробежную силу – 3164 G развивает центрифуга «DE-1000 GBD» производства «Derrick»

Основываясь на данных проведенного сравнительного анализа технических характеристик можно сделать вывод о том, что наиболее

эффективной из представленных является система очистки производства «Derrick».

3.2 Модификации оборудования, инновации в области оборудования очистки бурового раствора

3.2.1 Система очистки бурового раствора MudCube

Оборудование для очистки бурового раствора от шлама MudCube основано на новой технологии, разработанной компанией Cubility AS. На рисунке 3.1 представлена схема системы «Mudcube».

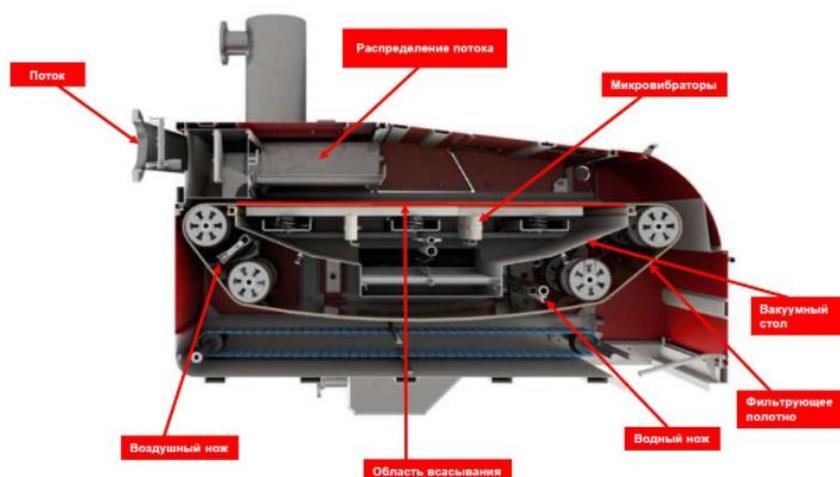


Рисунок 3.1 – Схема Mudcube

Система «MudCube» использует сочетание высокого расхода воздуха и вакуума, обеспечиваемое через вращающийся ленточный фильтр, а не высокие динамические нагрузки и вибрацию, используемые стандартными ситами для отделения бурового раствора от шлама. Подтверждено, что данная технология имеет более высокую эффективность удаления твёрдой фазы, которая в свою очередь снижает объём потерь промывочной жидкости, уменьшает объёмы производимых отходов и повышает производительность промывочной жидкости, что в целом способствует общему снижению затрат.

Сравнительный анализ параметров традиционных вибросит и системы «Mudcube» представлен в таблице Д.2 приложения Д.

Принцип работы следующий: неочищенный буровой раствор из распределителя потока поступает в систему «Mudcube» в верхней части. Вращающаяся фильтрующая лента подает буровой раствор и частицы выбуренной породы вперед, в то время как воздух подается в объеме 20000 литров минуту через данную ленту, захватывая за собой жидкую фазу. Затем очищенная промывочная жидкость возвращается в циркуляционную систему, а частицы выбуренной породы, представляющие собой твердую фазу, подаются ленточным фильтром дальше для выгрузки к месту дальнейшей переработки и утилизации.

Система MudCube имеет один воздушный нож, установленный внутри вертикальной части ленточного фильтра для удаления всей выбуренной породы, которая может «налипнуть» на ленту. В дополнение к данному воздушному ножу система MudCube оснащается водяными ножами, предусмотренными для очистки ленточного фильтра и улучшения фильтрации во время бурения образований из очень вязкой глины с использованием бурового раствора на водной основе. Система MudCube имеет пневматические микрорезонаторы, установленные под ленточным фильтром. Данные резонаторы создают резонанс на ленточном фильтре для улучшения проводимости и предотвращения засорения отверстий в ленточном фильтре частицами соответствующего размера [14]. На рисунке 3.2 представлен принцип работы системы «Mudcube».

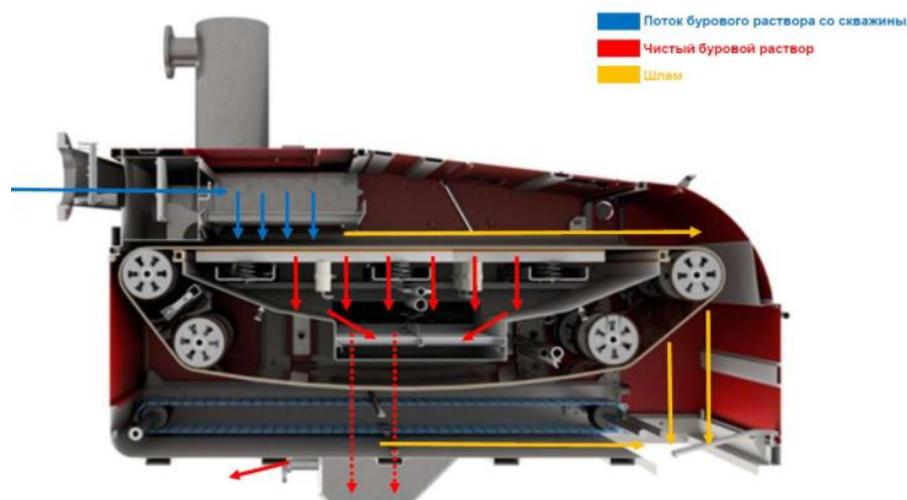


Рисунок 3.2 – Принцип работы Mudcube

3.2.2 Сито-конвейер Flo-Line Primer

Предназначено для удаления вязкой глины без применения вибрационных нагрузок на выбуренную породу. При применении сито-конвейера крупные фракции породы получают минимальное разрушение и удаляются до вибросит. Как следствие повышается ресурс мелких сеток вибросит и отсутствуют предпосылки к наработке коллоидной фазы в процессе циркуляции. Совместное использование Flo-Line Primer и вибрационного сита способствует продлению ресурса сеточных панелей и позволяет значительно улучшить качество очистки бурового раствора, путем установки на вибросито ситовых панелей с более мелкой точкой отсечки. Двухъярусное исполнение выглядит следующим образом:

Flo-Line Primer – верхний ярус (установлен над вибрационным ситом) удаляет гидратированные глины (ГУМБО), крупный буровой шлам и гравий. Вибрационное сито – нижний ярус, где удаляются более мелкие частицы бурового шлама [15]. На рисунке 3.3 изображен общий вид сито-конвейера Flo-Line Primer.



Рисунок 3.3 – Сито-конвейер Flo-Line Primer

3.2.3 Вибрационное сито Derrick Dual Pool

Производительность данного вибросита почти вдвое выше, чем у традиционных моделей. Конструкцией предусмотрено два уровня фильтрации. Верхний уровень представлен скальпирующей декой – полиуретановой панелью для отделения глин и крупных фракций. Применение которой позволяет значительно увеличить срок использования основных ситовых панелей.

Нижний уровень состоит из основных ситовых панелей, которые благодаря своей вогнутой конструкции в сочетании с более мелкой точкой отсечки эффективно удаляют мелкие частицы шлама из бурового раствора при этом обрабатывая его большее количество [16]. На рисунке 3.4 изображен общий вид вибрационного сита Derrick Dual Pool.



Рисунок 3.4 – Вибрационное сито Derrick Dual Pool

Сравнительный анализ технических характеристик вибрационного сита Derrick Dual Pool и традиционного вибросита этого же производителя на примере модели FLC 503 приведен в таблице 3.3.

Конструкция вибрационного сита Dual Pool предусматривает 8 ситовых панелей в отличие от трёх в вибрационном сите традиционного исполнения FLC 503, соответственно площадь рабочей поверхности больше, что в сочетании с новой вогнутой конструкцией и двумя уровнями фильтрации, почти вдвое повышает его производительность. Вибрационное сито Dual Pool оснащено современной пневматической системой крепления ситовых панелей. Также увеличен диапазон изменения угла наклона рамы и регулируется он автоматизированной гидравлической системой, пришедшей на смену механическим домкратам, применяемым в предыдущих моделях вибросит, требующих дополнительного физического воздействия со стороны персонала. Применение гидравлической системы регулирования позволяет быстрее и точнее настраивать угол наклона вибросита в соответствии с изменяющимися условиями бурения и выхода бурового раствора на ситах. В конструкции вибрационных сит Dual Pool предусмотрена крышка Vapor Extraction (VE) служащая защитой от испарений (отвод газов) и имеющая 2

системы подключения: подключение к центральной линии вентиляции и подключение индивидуальной линии вентиляции.

Таблица 3.3 – Технические характеристики Derrick Dual Pool и FLC 503

Параметр	FLC 503	Derrick Dual Pool
Габариты (ш/д/в)	1746/2591/1864	1903/3460/1911
Масса	1542	2903
Количество ситовых панелей	3	8
Площадь рабочей поверхности (API), м ²	PWP: 1.13 PMD: 2.31 PMD+: 3.21	PMD: 3.04 PMD+: 4.04
Система крепления ситовых панелей	QUICK-LOK одностороннее натяжение	SCS пневматическая компрессия
Тип регулировки угла рамы	Механический (домкрат)	гидравлический
Угол регулировки	-1+5°	+1+7°
Система удаления испарений	Не предусмотрена	предусмотрена
Тип мотора	SGS 2.5 лс, 380/400В – 50 Гц (2 ед.)	super 3G 2.54 л.с, 380/400В – 50 Гц (2 ед.)
Базовая пропускная способность, л/с	более 60	более 113,5

Система не является герметичной, но позволяет удалять до 90 % испарений, что позволяет минимизировать их вредное воздействие на персонал. Анализируя перечисленные выше данные можно сделать вывод о том, что современное вибрационное сито Dual Pool по всем параметрам – начиная с производительности и заканчивая степенью вредного воздействия на персонал превосходит традиционные вибросита этого же производителя.

3.2.4 Ситовые панели типа PYRAMID и PIRAMID PLUS

Запатентованные ситовые панели фирмы Derrick, имеющие сертифицированную площадь просеивания со стандарту API RP 13-C. Имеют повышенную на 25-50 % пропускную способность по сравнению с ситовыми

панелями плоской формы за счет увеличения эффективной рабочей поверхности. На рисунке 3.5 изображен профиль ситовой панели Derrick типа Pyramid.

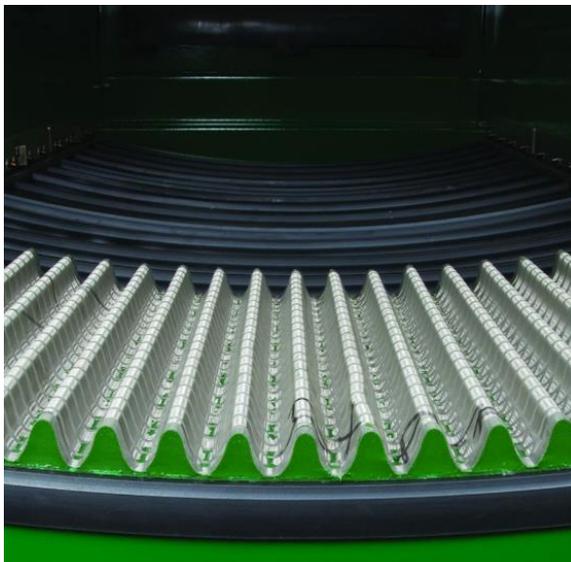


Рисунок 3.5 – Ситовая панель Derrick типа Pyramid

3.2.5 Сепаратор для бурового раствора Screen Pulse

Представляет из себя пневматическую систему, которая создает пульсирующее всасывание под сеточной панелью вибросита для наиболее эффективной очистки бурового раствора.

Установка Screen Pulse для осушки выбуренной породы монтируется под последней ситовой панелью со стороны разгрузки. В своем составе имеет пульсирующую панель, поддон и компрессор для подачи воздуха. При помощи сжатого воздуха под поверхностью последней ситовой панели создается всасывающий эффект - вследствие этого из увлажненной выбуренной породы отделяется раствор пригодный для дальнейшего использования, сокращаются отходы бурения. Использование сепаратора для бурового раствора и шлама SCREEN PULSE позволит оптимизировать обработку и регулирование параметров бурового раствора, позволит снизить

потери раствора на выбросите и минимизировать остатки жидкости в сбрасываемом буровом шламе. В результате значительно сокращаются расходы на перемещение и утилизацию отходов бурения [17]. На рисунках 3.6, 3.7, 3.8 изображен общий вид сепаратора бурового раствора Screen Pulse, его устройство и принципиальная схема осушки соответственно.



Рисунок 3.6 – Сепаратор бурового раствора Screen Pulse



Рисунок 3.7 – Устройство сепаратора бурового раствора Screen Pulse

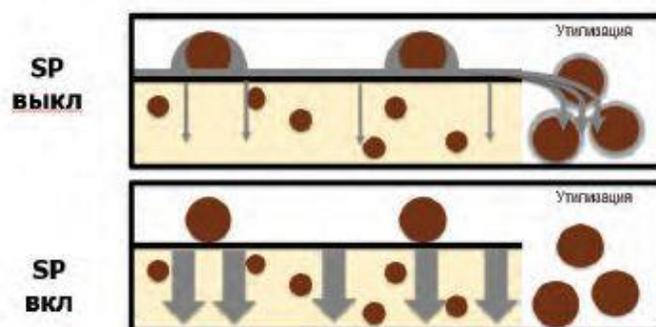


Рисунок 3.8 – Принципиальная схема осушки шлама при включении и выключении вакуумного осушителя шлама

3.2.6 Рециклинг бурового раствора с применением установок мобильных осушки шлама (УМОШ)

В настоящее время стали широко применяться буровые растворы на углеводородной основе (РУО), позволяющие снизить отрицательное воздействие на продуктивный пласт при его вскрытии, сократить сроки строительства сложных скважин, уменьшить количество жидких отходов и используемых хим.реагентов. Рециклинг бурового раствора с использованием мобильных установок осушки шлама позволяет сохранить и повторно использовать дорогостоящее масло, входящее в его состав [19].

Система помогает снизить потери РУО, а также уменьшить объемы шлама при строительстве скважин с использованием РУО. На рисунке 3.9 изображена установка мобильной осушки шлама в общем виде.

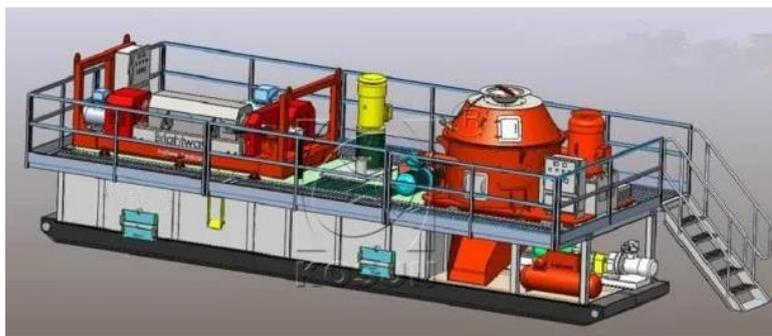


Рисунок 3.9 – Установка мобильная осушки шлама (УМОШ)

В состав системы входит: осушитель шлама (вертикальная центрифуга) горизонтальная центрифуга, приемная емкость, шнековый конвейер, винтовые насосы и др. Принцип работы установки мобильной осушки шлама заключается в следующем: выбуренная порода смоченная буровым раствором с вибросит подается шнековым конвейером на осушитель шлама (вертикальную центрифугу). Далее осушенный шлам сбрасывается для дальнейшей утилизации, а извлеченный раствор (Фугат) попадает в приемную емкость, откуда винтовым насосом подается на горизонтальную шнековую осадительную центрифугу, где подвергается дополнительной осушке.

Извлеченный при помощи горизонтальной центрифуги раствор насосом возвращается в циркуляционную систему, а осушенный шлам (с остаточным содержанием углеводородов до 5 %) утилизируется. На рисунке 3.10 представлена принципиальная схема обвязки оборудования установки мобильной осушки шлама.

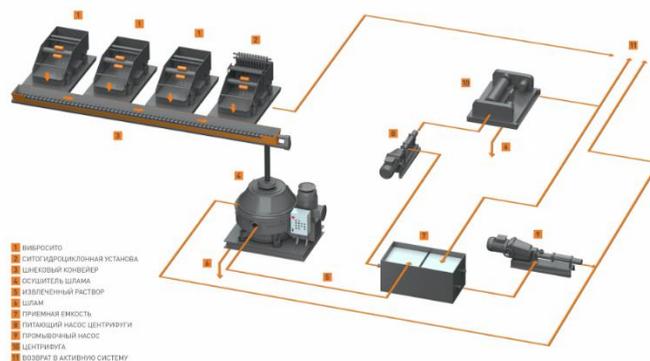


Рисунок 3.10 – Принципиальная схема обвязки оборудования УМОШ

3.3 Вывод к разделу «Специальный вопрос»

Во время выполнения данной работы было изучено назначение блока очистки бурового раствора. Рассмотрены существующие и повсеместно применяемые на практике схемы очистки бурового раствора. Был проведен сравнительный анализ 3-х и 4-хступенчатой систем очистки, по результатам которого был сделан вывод, что несмотря на сложность и дороговизну четырехступенчатой системы очистки ее применение рентабельно вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложнённости ствола, удовлетворения требований защиты окружающей среды. Также проведен сравнительный анализ технических характеристик оборудования (вибросит, сито-гидроциклонных установок, центрифуг) аналогичных систем очистки крупнейших производителей оборудования – «Derrick», «Mi SWACO», «НПО «Центротех», нефтесервисной компании «Акрос». По результатам сравнительного анализа был сделан вывод о том, что

при прочих равных условиях среди вибросит представленных производителей большей площадью рабочей поверхности и существенно большей производительностью обладают вибросита производства «Derrick». Ситогидроциклонные установки всех перечисленных производителей имеют схожую конструкцию и имеют в своем составе песко- и илоотделители, представленные циклонами – различного диаметра и пропускной способности. Наибольшей производительностью среди представленных ситогидроциклонных установок обладает «Mud cleaner FLC 504» производства «Derrick» и «Falcon 4 -3S16N», предлагаемой нефтесервисной компанией «Акрос». При почти одинаковых заявленных показателях производительности к преимуществам СГУ производства «Derrick» можно отнести то, что у данной модели имеется возможность изменения количества гидроциклонов (пескоотделитель – 2-3, илоотделитель 10-20) и их диаметра в соответствии с требуемой заказчиком производительностью.

В работе рассмотрена совершенно новая технология очистки бурового раствора «MudCube», использующая сочетание высокого расхода воздуха и вакуума, обеспечиваемое через вращающийся ленточный фильтр, а не высокие динамические нагрузки и вибрацию, используемые стандартными ситами для отделения бурового раствора от выбуренной породы. Рассмотрено сито-конвейер Flo-Line Primer, позволяющее с минимальным разрушением без применения вибрационных нагрузок удалять из промывочной жидкости вязкую глину и крупные фракции породы. Также рассмотрено двухуровневое вибрационное сито Derrick Dual Pool, имеющее в своей конструкции скальпирующую деку для эффективного удаления грубых частиц для снижения нагрузки на основные ситовые панели, тем самым увеличивая срок их службы. Был проведен сравнительный анализ вибрационного сита Derrick Dual Pool и вибросита традиционной конструкции этого же производителя FLC 503 по результатам которого был сделан вывод о том, что современное вибрационное сито Dual Pool по всем параметрам – начиная с

производительности и заканчивая степенью вредного воздействия на персонал превосходит традиционные вибростаты этого же производителя.

В качестве оборудования для сокращения объема отходов бурения путем осушки и рециклинга бурового раствора рассмотрено устройство сепаратора бурового раствора «Screen Pulse» - принцип действия которого основывается на создании при помощи сжатого воздуха всасывания на последней сетке вибрационного сита; блок коагуляции и флокуляции, позволяющий при помощи введения в очищаемый буровой раствор специальных химических реагентов – коагулянтов и флокулянтов укрупнять частицы наработанной коллоидной фазы путем их слияния до размеров удаляемых центрифугой. Рассмотрен состав оборудования и принцип работы установки мобильной осушки шлама (УМОШ), позволяющей возвращать в активную систему большее количество промывочной жидкости благодаря интенсивной осушке шлама (остаточное содержание углеводородов до 5%).

Исходя из всего вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что несмотря на сложность и дороговизну совершенствования систем очистки, модернизация рентабельна вследствие значительного увеличения скоростей бурения, сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора, уменьшения степени осложненности ствола и удовлетворения требований охраны окружающей среды.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович

Школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация 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.	1. Литературные источники; 2. Методические указания по разработке раздела; 3. Сборник сметных норм на бурение скважин; 4. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов.	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования.	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности бурения разведочной скважины с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	1. Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины.
2. Планирование и формирование бюджета строительства скважины.	2. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности строительства скважины.	3. Общий расчет сметной стоимости строительства скважины.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Исходные данные к расчету представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	1360
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	Совмещенный (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
- направление	∅ 323,9 мм на глубину 30 м
- кондуктор	∅ 244,5 мм на глубину 340 м
- эксплуатационная колонна	∅ 168,3 мм на глубину 1360 м
Буровая установка	МБУ ZJ-20
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
- тип, количество, шт.	УНБ-600 – 2 шт.
производительность, л/с:	

Продолжение таблицы 4.1

- в интервале 0-30 м	52
- в интервале 30-340 м	60
- в интервале 340-1360 м	38
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	∅ 178 мм, 42 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-340 м	ВЗД МВР – 240Т
- в интервале 340-1360 м	ВЗД RS172N454
Бурголовка при отборе керна	БИТ 215,9/100 В 913 О
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

Производственные работы по сооружению скважин состоят из нескольких этапов, нормативная продолжительность определяется, как сумма нормативной продолжительности всех этапов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы;
- бурение и крепление скважины.

При расчете принимаются во внимание:

- данные геологические, технические и технологические согласно проекту;
- нормы проходки 1 метра, нормы проходки на долото;
- нормирование спускоподъемных операций, вспомогательных работ, связанных с креплением и цементированием скважины.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [21].

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Расчет нормативного времени бурения представлен в таблице 4.2. Нормы времени приняты в соответствии с опытом бурения скважин в настоящее время.

Таблица 4.2 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,025	0,8
310	0,029	8,9
930	0,033	31,0
90	0,2	18,0
Итого		58,6

Результаты расчета нормативного количества долото сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале h, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	800	0,04
310	5000	0,06
930	4000	0,23
90	400	0,23
Итого на скважину		0,56

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [21, 23].

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток:

$$\sum T_{\text{мон}} = 64 + 153,1 + 305,5 + 219,8 + 258 + 79,6 = 1080 \text{ ч.}$$

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [22]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [23].

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении Е таблице Е.1.

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и обслуживающего персонала, приведенного в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Персонал, занятый при бурении скважины

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 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 277,2 часов или 11,6 суток, с учетом поправочного коэффициента 1,1 – 304,9 часов или 12,7 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 177,6 часов или 7,4 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Бригады	Сутки	Месяцы									
		1			2			3			
Вышкомонтажная	45										
Буровая	12,7										
Испытания	7,4										

4.3 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I

представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [25], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [26].

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [27] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены в приложении Е таблицах Е.2 и Е.3.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,4 – скважина на нефть) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (61,09), произведение которых на первый квартал 2023 года составляет 85,52 [28, 29].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Г таблице Е.4.

Результаты расчета технико-экономических показателей сведены в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1360
Продолжительность бурения, сут.	11,55
Механическая скорость, м/ч	23,2
Рейсовая скорость, м/ч	11,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	3532,4
Проходка на долото, м	340
Стоимость одного метра, руб.	76751,1

4.4 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент»

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 106 852 427,85 руб.

Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на подготовку площадки, монтаж буровой установки, бурение и крепление скважины. Это вызвано целью бурения одиночной разведочной скважины, а также необходимостью отбора керна. Чтобы обеспечить максимальную безопасность работ была спроектирована конструкция скважины с направлением, кондуктором и эксплуатационной колонной. Глубина спуска подобрана согласно расчетам, таким образом, такое решение позволяет проводить испытания в продуктивном пласте без опасности гидроразрыва вышележащих горизонтов при газонефтеводопроявлении. После испытания такая скважина может быть переведена из разведочной в эксплуатационную. Сокращение затрат при бурении скважин может быть достигнуто применением кустового бурения для сокращения затрат на подготовку площадок и монтаж буровой установки

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8В		ФИО Комоликов Артем Вадимович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении (Красноярский край)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: нефтяное месторождение в Красноярском крае.</p> <p>Область применения: строительство разведочной нефтяной скважины.</p> <p>Рабочая зона: буровая установка, полевые условия.</p> <p>Количество и наименования оборудования рабочей зоны: буровые насосы, система очистки бурового раствора, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление ствола скважины.</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте:</p> <ul style="list-style-type: none"> – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ; – Федеральные законы и постановления правительства; – Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 №534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>2.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повышенные уровни шума и вибрации; – Неблагоприятные климатические условия; – Воздействие химических, газообразных агентов; – Отсутствие, либо недостаточная освещенность рабочей зоны.

	<p>2.2 Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве разведочной вертикальной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Поражение электрическим током; – Падение с высоты; – Пожаровзрывоопасность; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования. <p>Требуемые средства индивидуальной и коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Специальная одежда, специальная обувь; – Рукавицы, перчатки; – Предохранительные пояса; – Противошумные наушники и вкладыши; – Респираторы; – Вентиляция; – Ограждения, защитные кожухи; – Защитная каска, защитные очки.
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: не оказывается в связи с географией выполняемых работ.</p> <p>Воздействие на литосферу: загрязнение почвы отходами бурения, нефтепродуктами, химическими реагентами.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение водоёмов и подземных вод нефтепродуктами, химическими реагентами.</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение атмосферы, газами выделяемыми при работе двигателей внутреннего сгорания, котельных установок.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: техногенного характера – пожары и взрывы в производственных сооружениях, внезапное обрушение зданий и сооружений, аварии с выбросом химически опасных веществ. Природного характера – лесные пожары, опасные метеорологические условия, геологические и геофизические опасные явления.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявления (ГНВП)</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Комоликов Артем Вадимович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины, а также непосредственное бурение и крепление скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении в Красноярском крае.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [30].

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы правовых и организационных мероприятий по обеспечению безопасности, производственной безопасности и экологической безопасности.

Основной целью работы является выявление возможных вредных и опасных факторов на производстве и анализ мер для минимизации их воздействия, анализ воздействия предполагаемых источников загрязнения на окружающую среду, возникающих в результате реализации проекта на строительство скважины, а также проведение анализа возможных чрезвычайных ситуаций на производственном объекте.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты – ст. 219 ТК РФ.

К выполнению буровых работ допускаются лица, достигшие возраста 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке в соответствии с приказом Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н, не имеющие противопоказаний к выполнению работ данного вида, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе (ст. 264; 298 ТК РФ).

На рабочих местах и в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты – 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск) [30].

Работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [31].

5.2 Производственная безопасность

Во время сооружения нефтяной скважины при всех технологических процессах действуют вредные и опасные производственные факторы. Наиболее вероятные из них будут рассмотрены в рамках данного раздела.

Результаты анализа вредных и опасных производственных факторов представлены в таблице 5.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003–2015.

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при сооружении скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Монтаж БУ	Бурение	Испытание	
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	ГОСТ 31192.2–2005 ГОСТ 12.1.012–2004
Повышенный уровень шума	+	+	+	ГОСТ 31319–2006
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.2.032–78 ССБТ ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 СНиП 23–05–95 ГОСТ 12.4.011–89 ГОСТ 12.4.026–2001
Неблагоприятные климатические условия	+	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ГОСТ 12.1.003–2014
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.2.062–81
Работы на высоте	+	+	+	ПОТ Р М-012-2000

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.2.1.1 Повышенный уровень вибрации

Вибрация, как вредный фактор – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Основными источниками вибрации при сооружении горной выработки являются различные механизмы

бурового оборудования, а также вибрации, возникающие от нагрузок при взаимодействии породоразрушающего инструмента с горной породой (наибольшее проявление на начале строительства скважины). Регламентирует уровень вибрации на рабочем месте ГОСТ 12.1.012–2004.

Согласно ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ, наиболее опасная частота вибрации: 16–250 Гц. У человека при постоянном воздействии развивается вибрационная болезнь, характеризующаяся признаками поражения сосудистой, нервной систем и опорно-двигательного аппарата.

Надежное средство обеспечения вибрационной безопасности: следование правилам, предусмотренным регламентом ведения работ, использование средств защиты, а также периодический контроль оборудования, являющегося источником вибрации.

Различают локальную и общую вибрацию. Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2–2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319–2006 [32].

5.2.1.2 Повышенный уровень шума

Производственный шум – беспорядочное сочетание звуков разной частоты и тональности, вызывающее неблагоприятные ощущения и последствия у работающих. Это один из наиболее распространенных неблагоприятных физических факторов окружающей среды, приобретающих важное социально-гигиеническое значение, в связи с урбанизацией, а также механизацией и автоматизацией технологических процессов.

Последствия воздействия шума на организм человека:

- головокружение
- повышение кровяного и внутричерепного давления
- нарушение нормальной работы сердца
- повреждения центральной нервной системы

– повреждения органов слухового аппарата

Источниками шума является работающее буровое оборудование; стук в результате неисправности отдельных узлов различных механизмов; выброс воздуха из пневмоагрегатов, сопровождаемый громким свистом и т. д.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [33] постоянный, эквивалентный производственный шум не должен превышать уровень звука в 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по предотвращению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [34] и коллективных средств защиты (звукоизолирующие кожухи, малозумные машины и звукопоглощающие облицовки) согласно ГОСТ 12.1.029-80 [35].

5.2.1.3 Аномальные микроклиматические параметры окружающей среды

Микроклимат определяется воздействием на организм человека совокупностью температуры, влажности и скорости движения воздуха, а также температурой окружающих поверхностей согласно ГОСТ 12.1.005-88 [36].

Строительство скважин выполняется круглый год на открытом воздухе в том числе в холодный период года.

В зимний период применяют следующие средства коллективной защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для обогрева и отдыха, чередование труда и отдыха (обогрева), приостановка работ при неблагоприятных условиях. Для индивидуальной защиты от неблагоприятных климатических условий в холодный период используется зимняя форма спецодежды.

В теплые времена года принимаются следующие меры: проветривание и кондиционирование рабочих помещений, обеспечение работников чистой

питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков.

5.2.1.4 Воздействие химических, газообразных агентов, попадающих в воздушную среду рабочей зоны

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в ГОСТ 12.1.007-76 [37].

К применяемым средствам индивидуальной защиты относят: применение специальной одежды, защитных очков и респираторов; к средствам коллективной защиты относят: установку и применение вентиляционных систем, обеспечивающих постоянный отток загрязненного воздуха.

5.2.1.5 Отсутствие и/или недостаточная освещенность рабочей зоны

В дневное время достигается нормальная освещенность за счет естественного света, который проникает через окна, а в утреннее и вечернее время нормальная освещенность достигается за счет искусственного освещения – лампами.

Освещение должно обеспечиваться непрерывное и равномерное, а также иметь правильное направление светового потока, необходимо исключать ослепляющее воздействие света.

Освещенность измеряется в люксах (лк). Освещенность на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [38]. Средняя освещенность на рабочих местах с постоянным

пребыванием людей должна быть не менее 200 лк. Измерение освещенности и определение ее равномерности проводят по ГОСТ Р 54944, используя сетку. Значение освещенности в зоне периферии должно быть не более 1/3 освещенности зоны непосредственного окружения. Значения освещенности в зоне непосредственного окружения в зависимости от освещенности в зоне зрительной работы. Основные требования:

- соответствие уровня освещенности рабочих мест характеру выполняемой зрительной работы;
- достаточно равномерное распределение яркости на рабочих поверхностях и в окружающем пространстве;
- отсутствие резких теней, прямой и отраженной блескости (повышенной яркости светящихся поверхностей, вызывающей ослепленность);
- постоянство освещенности во времени;
- оптимальная направленность излучаемого осветительными приборами светового потока;
- долговечность, экономичность, электро- и пожаробезопасность, эстетичность, удобство и простота в эксплуатации. Нормы освещенности буровой установки приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Нормы освещенности буровой установки

Рабочее место	Норма освещенности, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
Помещения вышечного и насосного блоков	75
Превенторная площадка	75
Маршевые и вертикальные лестницы, приемные мостки, порталы	10

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

5.2.2.1 Поражение электрическим током

Наибольшую опасность для жизни и здоровья человека оказывают повышенные значения напряжения в электрической цепи, замыкание которых может произойти через тело человека при приближении на расстояние менее допустимого к не изолированным токоведущим частям и элементам оборудования, находящимся под напряжением, а также при перемещении и работе в зонах растекания тока замыкания на землю, влияния электрического поля и наведенного напряжения.

При поражении электрическим током у человека возникают ожоги, расслоение тканей. При длительном воздействии может наступить инфаркт, инсульт или летальный исход.

Предупреждение поражений электрическим током на объектах включает в себя: применение блокировочных устройств; применение защитного заземления буровой установки, зануления; применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок; проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок в соответствии с требованиями ПУЭ [39] и приказа от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [40]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением (изоляция, ограждения) знаки и площади безопасности.

5.2.2.2 Падение с высоты

К работам на высоте относятся работы: где существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты 1,8 м и более; при осуществлении работником подъема на высоту более 5 м, или спуска с высоты более 5 м по лестнице, угол наклона которой к горизонтальной поверхности составляет более 75 градусов; при проведении работ на площадках на расстоянии ближе 2 м от не ограждённых перепадов по высоте более 1,8 м, а также, если высота защитного ограждения этих площадок менее 1,1 м; существуют риски, связанные с возможным падением работника с высоты менее 1,8 м, если работа проводится над машинами или механизмами, выступающими предметами.

Согласно ПОТ Р М-012-2000 [41] обеспечиваются следующие меры безопасности: производить работы в опасной зоне без страховочных ограждений, только с использованием предохранительных поясов или страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности (исключается использование самодельных средств); запрещается выполнять работу в одиночку; работник обязан находиться в зоне видимости других работников; для перехода рабочего с одного места на другое необходимо применять переходные мостики, имеющие ограждение не менее 1,1 м; весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования ППБО-85 [42]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;

– установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

– перед взрывоопасными объектами должны быть вывешены таблички с указанием местонахождения средств пожаротушения, которое обязаны знать все работающие.

5.2.2.4 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части оборудования

На всех этапах ведения работ на буровой установке существует риск получить физический вред движущейся частью машин и механизмов, вплоть до летальных последствий. Потому настолько важно соблюдать регламенты и нормы на опасном производстве.

Из регламента работы с движущимися механизмами ГОСТ 12.2.003–91 [43]: материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм; конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения; конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих; производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным; движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование; элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

Согласно ГОСТ 12.4.011–89 [44], все рабочие, во избежание травм, снабжаются спецодеждой: защитная каска, защитные очки, защитные перчатки, сапоги.

ГОСТ 12.2.062–81 [45] регламентирует нормы установки защитных ограждений производственного оборудования, предназначенных для защиты работающих от опасности, создаваемой движущимися частями производственного оборудования, изделиями, заготовками и материалами, отлетающими частицами обрабатываемого материала и брызгами смазочно-охлаждающих жидкостей.

Согласно ГОСТ 12.4.026–2015 [46] инструкции и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, вывешиваются на рабочих местах, а также используются сигнальные цвета.

5.3 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

На стадии разработки предпроектной документации необходимо проанализировать информацию об уровне потенциальной природной геологической, геодинамической опасности состояния недр, формах ее возможной реализации в процессе бурения, опробования, ликвидации, консервации скважин на всех стадиях их строительства; токсичности компонентов пластовых смесей и загрязняющих веществ, используемых и/или образующихся в технологическом цикле, путях распространения их во всех

компонентах экосистем, включая природно-технические системы недр, образующиеся при строительстве подземных сооружений.

Оценка степени риска при строительстве скважин проводится на основе нормативно-методических документов, существующей в регионе базы данных, экспертных оценок специалистов, научных разработок специализированных учреждений.

Загрязняющие вещества содержатся: в пластовых флюидах, в горючесмазочных материалах, топливе для котельной и продуктах сгорания топлива при работе ДВС, котельной, автотранспорта, спецтехники; в газах и продуктах их сгорания при разгрузке подземных емкостей, больших и малых хранилищ нефтепродуктов; в материалах для приготовления и утяжеления буровых и цементных технических суспензий; нейтрализации сероводорода и обработки ствола скважины кислотными, силикатными, эмульсионными и другими средами; в технических жидкостях - буровых и тампонажных, буферных; буровых сточных водах и шламе; суспензиях для консервации скважин и вызова притока.

Воздействие процесса производственной деятельности в сочетании с активизацией опасных природных экзогенных и эндогенных геодинамических явлений на объекты окружающей среды (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почву, микробиоту, растительный, животный мир и человека) происходит при несанкционированном (сверхнормативном) допуске поступления загрязняющих веществ от источников выбросов вредных веществ в природные объекты и/или неадекватности заложенных в проекте технических и технологических решений уровню приемлемого риска (техноёмкости, устойчивости природной среды).

Таким образом, рекомендуется следовать плану ведения работ и осуществлять контроль за исправностью компонентов циркуляционной, очистной систем буровой установки, а также элементов противовыбросового оборудования и складов ГСМ во избежание течи и выброса загрязняющих, вредящих экологии веществ. По окончании буровых работ оборудование и

железобетонные покрытия демонтировать и вывезти, остатки дизельного топлива и моторного масла и буровой раствор вывезти, нарушенный растительно-почвенный покров закрыть дерном и почвенным слоем. Провести биологическую рекультивацию – озеленение

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Во время ведения работ по строительству скважин возможно возникновение различных ЧС как техногенного, так и природного характера: пожары, ГНВП, открытое фонтанирование, взрывы, нападение диких животных.

Рабочий персонал должен быть подготовлен к проведению работ таким образом, чтобы возникновение чрезвычайных ситуаций не вызвало замешательства и трагических последствий.

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Красноярский край) вероятность наступления чрезвычайных ситуаций природного или военного характера крайне мала. Наиболее опасная ЧС – ГНВП, так как может привести к открытому фонтанированию.

5.4.1 Газонефтеводопроявления, открытое фонтанирование

Фонтаны из нефтяных и газовых скважин являются крупнейшими авариями, и их часто относят к стихийному бедствию, парализующему

нормальную работу предприятия, а чаще компании и даже отрасли. Нередко открытое фонтанирование (ОФ) скважин приводит к гибели людей, уничтожению самих скважин, бурового оборудования и бурильного инструмента, пропадает огромное количество продукции, выбрасываемой фонтанирующей струей. Открытые фонтаны представляют большую угрозу не только нефтепромысловым сооружениям, но и населенным пунктам и промышленным комплексам, расположенным в районе аварийного объекта.

Таким образом, очень важно принять все меры по предупреждению ГНВП:

- не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

- долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока бурового раствора или использовать дозаторы.

- цемент за кондуктором поднимать до устья скважины, чтобы обеспечить надежную герметизацию устья при борьбе с газо-, нефте- и водопроявлениями.

- при снижении плотности глинистого раствора более чем на 20 кг/м³ (0,02 г/см³) необходимо принимать немедленные меры по его восстановлению.

- необходимо иметь запас раствора. На скважинах, в которых предполагается вскрывать зоны с возможными газонефтепроявлениями, а также продуктивные горизонты на вновь разведываемых площадях и объектах; на месторождениях с АВПД буровая установка до начала бурения должна быть обеспечена емкостями с запасным буровым раствором.

- так как колебания давления при спускоподъемных операциях зависят от зазора между бурильной колонной и стенками скважины, следует избегать

применения компоновок нижней части бурильной колонны с малыми зазорами.

– колонну бурильных труб необходимо поднимать только после тщательной промывки скважины при параметрах раствора, соответствующих установленным ГТН. Промывать скважину следует при условии создания максимально возможной подачи насосов и при вращении бурильной колонны.

– если при подъеме бурильных труб уровень раствора в затрубном пространстве не снижается, то это указывает на возникновение эффекта поршневания. В подобном случае бурильную колонну необходимо спустить ниже интервала проявления, промыть скважину и только после этого приступить к подъему инструмента.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» [47].

Существует несколько способов ликвидации ГНВП. Метод уравновешенного пластового давления – забойное давление поддерживается несколько выше пластового на протяжении всего процесса (непрерывное глушение скважины; двухстадийное глушение скважины; двухстадийное растянутое глушение скважины; ожидание утяжеления). Метод ступенчатого глушения скважины – применяется, если при использовании вышеописанных способов возникают давления, превышающие допустимые давления на устье.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе на основании исходных геологических данных и требований безопасности в нефтяной и газовой промышленности произведено проектирование технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1360 метров на нефтяном месторождении в Красноярском крае с ожидаемым дебитом 290 м³/сутки.

Исходя из данных об ожидаемом дебите проектируемой скважины определен диаметр обсадных колонн и необходимый диаметр долот для каждого интервала бурения. По опыту строительства скважин в данном регионе и данным о твердости, абразивности горных пород под направление и кондуктор выбраны шарошечные долота, а для бурения интервала под эксплуатационную колонну PDC долото. Также свойства горных пород повлияли на подбор КНБК и оптимальных режимов бурения, обеспечивающих максимальные показатели механической скорости проходки. Для обеспечения качественной очистки ствола скважины от выбуренной породы, а также очистки долота на забое и обеспечения необходимой подачи бурового раствора выбраны буровые насосы УНБ-600. При помощи программного обеспечения «Бурсофтпроект» была разработана гидравлическая программа промывки включающая в себя режимы работы буровых насосов для каждого интервала бурения – количество насосов в работе, диаметр применяемых цилиндрических втулок и частоту двойных ходов насоса.

Также в программном обеспечении «Бурсофтпроект» был произведен расчет суммарных напряжений воздействующих на бурильные колонны, подобраны бурильные трубы с группой прочности, обеспечивающей безопасное и безаварийное бурение.

Для каждого интервала бурения скважины, исходя из данных о горно-геологических условиях подобран тип бурового раствора: бентонитовый для интервала под направление и полимер-глинистый для интервалов для под

кондуктор и эксплуатационную колонну, произведен расчет требуемого количества реагентов с учетом запаса на случай возможных осложнений при бурении.

При расчете обсадных колонн на прочность для каждого интервала были подобраны обсадные трубы с оптимальными характеристиками. Подобранные трубы соответствуют требованиям к коэффициентам запаса на внутреннее и наружное избыточные давления, а также на срагивание в резьбовом соединении. Для улучшения качества крепления скважины цементированием заколонного пространства была спроектирована технологическая оснастка обсадных колонн.

Для цементирования эксплуатационной колонны была выбрана одноступенчатая схема, разработана схема обвязки цементировочной техники, рассчитано количество цементосмесительных машин, подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

При проектировании процессов испытания скважины была выбрана жидкость глушения для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления – водный раствор соли NaCl плотностью 1070 кг/м³, в объеме 50,4 м³. Вторичное вскрытие производится при помощи кумулятивного перфоратора ORION 73 КЛ, спускаемого в скважину на колонне НКТ. Для проведения испытаний скважины выбран пластоиспытатель КИИМ-65, спускаемый в скважину на колонне НКТ.

Для обвязки устья скважины выбрана клиньевая колонная головка ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ в которой обвязываются кондуктор и эксплуатационная колонна. Во время бурения бурения для предупреждения выбросов и фонтанов на колонную головку устанавливается противовыбросовое оборудование по схеме ОП5-230/80x21, применяемое на скважинах с нормальным пластовым давлением. После завершения процесса бурения противовыбросовое оборудование демонтируется и на его место устанавливается фонтанная арматура по схеме АФК1-80/65x21.

Для осуществления работ была выбрана мобильная буровая установка ZJ-20. Ее технические характеристики: грузоподъемность на крюке – 150 тонн, условная глубина бурения – 2000 метров, полностью удовлетворяют потребностям по грузоподъемности установки при бурении и креплении скважины.

При разработке специального вопроса был проведен сравнительный анализ технических характеристик аналогичного оборудования входящего в системы очистки бурового раствора различных производителей – Mi SWACO, НПО «Центротех», нефтесервисной компании «Акрос», Derrick. Также были проанализированы современные тенденции в совершенствовании систем очистки бурового раствора: модификации существующего оборудования – такие как сито-конвейер Flo-Line Primer, вибрационное сито Derrick Dual Pool, ситовые панели типа Pyramid и Pyramid plus, блок коагуляции и флокуляции и инновации в области очистки бурового раствора представленные системами очистки бурового раствора Mud Cube, сепаратором для бурового раствора Screen Pulse, установками мобильными осушки шлама, применяемыми для рециклинга бурового раствора.

Оборудование любого из представленных производителей имеет свои преимущества и недостатки, а также различную стоимость. Таким образом для экономической целесообразности использования того или иного оборудования его выбор необходимо осуществлять в соответствии с индивидуальными запросами заказчика.

Произведен анализ организационно-экономической части проекта – рассчитано нормативное время на бурение и крепление скважины, а также произведен сводный сметный расчет стоимости скважины.

По результатам формирования раздела «Социальная ответственность» можно отметить, что результаты выполнения выпускной квалификационной работы соответствуют требованиям производственной и экологической безопасности.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание 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. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. 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.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.: ил.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 679 с.: ил.
6. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчёты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. - 440с.
7. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Сердюк Н. И. Расчёты в бурении: справочное пособие. – М: РГГРУ, 2007. - 668с.;
8. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;
9. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017 г.

10. Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов // Нефть, Газ и Энергетика URL: https://www.tehnik.top/2018/01/blog-post_122.html (дата обращения: 06.05.2023).
11. Щукин А.А. Строительство скважин: Учебное пособие. – Томск: Издательство СГТУ, 2005. – 588 с.
12. Зеленцов А.М., Кугатов В.А., Рыбальченко Ю.М. Эффективная система глубокой очистки бурового раствора. - Булатовские чтения. 2020. Т. 3. С. 97-99.
13. Жуков В. В., Симанов В. И., ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет». Сравнительный анализ систем очистки буровых технологических жидкостей применяемые в процессе бурения газонефтяных скважин // Наука и образование: сохраняя прошлое, создаём будущее, Т. 3, 2018. С. 69-71 (дата обращения 06.05.2023)
14. Система очистки бурового раствора MudCube // Каталог промышленного оборудования "Кронштадт" URL: <https://www.kron.spb.ru/products/prom/ochistka-br/mudcube/> (дата обращения: 06.05.2023).
15. Сито-конвейеры // ООО "СТЕП Ойлтулз" URL: <https://stepoiltools.ru/equipment/flo-line/> (дата обращения: 06.05.2023).
16. Вибрационные сита // ООО «СТЕП Ойлтулз» URL: <https://stepoiltools.ru/equipment/vibratingscreen/#block689> (дата обращения: 06.05.2023).
17. Сепаратор для бурового раствора и шлама // Компания "Шлюмберже" URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/9ff/screen_pulse_bro.pdf (дата обращения: 06.05.2023).
18. Блок коагуляции и флокуляции (БКФ) // ООО "Химбурсервис" URL: <https://himburservis.ru/produksiya/proizvodstvo/blok-koagulyatsii-i-flokulyatsii-bkf?ysclid=liai89d3ek594300967> (дата обращения: 06.05.2023).

19. Установка мобильная осушки шлама // Продукция "Добурз" URL: <https://doburz.ru/products/umosh/umosh/?ysclid=lhs48kx5q238647792> (дата обращения: 07.05.2023).

20. Контроль твердой фазы, утилизация бурового шлама и очистка буровых растворов // "GreenDrill" Профессиональный сервис буровых работ URL: http://www.greendrill.ru/pick/pdf/miswaco%20es_catalog_14_11web.pdf (дата обращения: 07.05.2023).

21. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/ussr_13204.htm (дата обращения: 13.05.2023).

22. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburenyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 13.05.2023).

23. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

24. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

25. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

26. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

27. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

28. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа:

http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 13.05.2023).

29. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 13.05.2023).

30. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001).

31. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии

32. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах.

33. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».

34. ГОСТ 12.4.275-2014 «Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования. Методы испытаний».

35. ГОСТ 12.1.029-80 «Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация».

36. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».

37. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности»

38. ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий»

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

40. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»».

41. ПОТ Р М-012-2000 «Межотраслевые правила по охране труда при работе на высоте»

42. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности от 25.11 .1986 года.

43. ГОСТ 12.2.003-91 "Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности»

44. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»

45. ГОСТ 12.2.062–81 «Система стандартов безопасности труда.Оборудование производственное. Ограждения защитные»

46. ГОСТ 12.4.026-2015 Система стандартов безопасности труда.Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная.

47. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Литологическая характеристика разреза

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	242	Пески Суглинки Глины Супеси Алевролиты	30 20 45 5 20	Аллювиальные и озерно-аллювиальные, супесчано-суглинистые породы, содержащие подчиненные прослои и пачки песчано-гравийно-галечникового материала, и растительные остатки.
K _{1-2mr}	242	513	Глины Алевролиты Песчаники Пески	30 20 40 10	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
K _{1jr}	513	592	Глины Алевролиты Песчаники Алевриты	60 15 20 5	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
K _{1tn}	592	942	Песчаники Алевролиты Глины алевритистые Песчаники	50 15 15 20	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
K _{1ah}	942	1102	Песчаники Алевриты Глины алевритистые Песчаники	50 15 15 20	Алевриты, уплотненные пески и песчаники сероцветные с прослоями и линзами буровато-серых алевритовых глин. Характерен растительный детрит, остатки листовой флоры.
J _{2ml}	1102	1292	Песчаники Глины алевритистые Алевролиты	25 45 30	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевритистые, слюдяные, иногда спрослойками алевритового материала, часто карбонатизированные.

Продолжение таблицы А.1 – Литологическая характеристика разреза

1	2	3	4	5	6
J _{2vm}	1292	1356	Песчаники Алевролиты Глины алевритистые	20 30 50	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевритистые, слюdistые, иногда спростлойками алевритового материала, часто карбонатизированные.
J _{1-2nd}	1356	1370	Песчаники Алевролиты Глины алевритистые	40 30 30	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевритистые, слюdistые, иногда спростлойками алевритового материала, часто карбонатизированные.
PZ	1370	1500	Глины аргиллитоподобные Алевриты Песчаники	40 35 25	В верхней части: глины аргиллитоподобные темно-серые, тонкоотмученные до алевритовых, со стяжениями пирита.

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинис-тость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	242	Пески, суглинки, глины, супеси	2000	25-30	-	10-90	0	1	4-10	М
K _{1-2mr}	242	513	Глины, алевролиты, песчаники, пески	2000-2300	16-30	-	10-95	2-3	2	4-10	М
K _{1jr}	513	592	Глины, алевролиты, песчаники, алевриты	2000-2400	14-22	-	15-95	5-10	2	4-10	М
K _{1tn}	592	942	Песчаники, алевролиты, глины алевритистые	2200-2400	15-22	-	90-100	0-10	2	6-10	М
K _{1ah}	942	1102	Песчаники, алевриты, глины алевритистые,	2200-2400	15-22	-	20-100	0-10	2	6-10	М
J _{2ml}	1102	1292	Песчаники, глины алевритистые, алевролиты	2200-2400	15-22	-	20-100	0-10	2	6-10	С

Продолжение таблицы А.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
J _{2vm}	1292	1356	Песчаники, алевролиты, глины алевролитистые		2200-2400	15-22	-	20-100	0-10	2	6-10	С
J _{1-2nd}	1356	1370	Песчаники, алевролиты, глины алевролитистые		2200-2400	15-22	-	20-100	0-10	3	6-10	Т
PZ	1370	1500	Глины аргиллитоподобные, алевролиты, песчаники		2300-2980	15-45	-	10-100	5-100	3	6-10	Т

Таблица А.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс страти графич еского подраз деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			Пластового			порового			гидро разрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	МПа/м		Источ -ник полу чения	МПа/м		Источ -ник полу чения	МПа/м		Исто ч-ник полу чения	МПа/м		Источ -ник полу чения	градус	Источ -ник полу чения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	242	0	0,0100	Прог ноз	0	0,0100	Прогноз	-	0,0196	Прог ноз	-	0,020	Прог ноз	0,02	Прог ноз
K _{1-2mr}	242	513	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0196	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз
K _{1jr}	513	592	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0196	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз
K _{1tn}	592	942	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0196	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз
K _{1ah}	942	1102	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0196	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз
J _{2ml}	1102	1292	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0196	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз
J _{2vm}	1292	1356	0,0100	0,0100	Прог ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0196	0,0210	Прог ноз	0,023	0,023	Прог ноз	2,7	Прог ноз

Продолжение таблицы А.3 – Градиенты давлений по интервалам

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
J _{1-2nd}	1356	1370	0,0100	0,0100	Прог- ноз	0,0100	0,0100	Прогноз	0,0210	0,0210	Прог- ноз	0,023	0,023	Прог- ноз	2,7	Прог- ноз
PZ	1370	1500	0,0110	0,0110	Прог- ноз	0,0110	0,0110	Прогноз	0,0210	0,0210	Прог- ноз	0,023	0,023	Прог- ноз	2,7	Прог- ноз

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(Обязательное)

Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	30	393,7 GRDP115	180,6	0,67
		Переводник М-177/177	93	0,517
		КЛС 390,5	110	0,75
		Переводник М-171/171	90	0,5
		УБТ 229	3504	12
		Переводник П-161/171	90	0,53
		УБТ 203	2616	12
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-133/161	87	0,521
		ПК-127х9,19 Д	67	2,137
		КШЗ-133х35	40	0,47
		ВБТ 140	1521	14
Σ			6880,3171	30

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-340 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
30	340	V-CLS22-R1392	86	0,52
		Переводник М-152/152	93	0,517
		КЛС 292,1	80	0,55
		Переводник М – 152/152	60	0,517
		МВР – 240Т	2355	8,49
		Обратный клапан КОБ-240РС	105	0,48
		Переливной клапан ПК-240РС	43	0,375
		Переводник М-171/161	87	0,521
		КЛС 292,1	80	0,55
		УБТ 203	9156	42
		Переводник П-147/161	87	0,521
		УБТ 178	5904	36
		Переводник П- 133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 Д	7756,05	248
		КШЗ-133х35	40	0,47
ВБТ 140	1521	14		
Σ			23133,047	340

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (340-1360 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
340	1360	БИТ 215,9 В 913 Н	32	0,395
		Переводник М-133/117	42	0,47
		КЛС 212	65	0,425
		Переводник Н-117/133	30	0,457
		ДРУ 2 172-РС RS172N454	1325	7
		Обратный клапан КОБ 172РС	103	0,84
		Переливной клапан ПК-172РС	98	0,93
		УБТ 178	6888	42
		Переводник П-133/147	63	0,527
		ПК-127х9,19 Д	40803	1307
		КШЗ-133х35	40	0,47
		ВБТ 140	1521	14
Σ			49449	1360

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна при бурении секции под эксплуатационную колонну (1150-1200, 1300 - 1340 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1140 1300	1200 1350	БИТ 215,9/100 В 913 О	40	0,45
		СК-172/100РС	700	7,8
		Переводник М147/161	60	0,5
		УБТ 178	5904	36
		Переводник П-133/147	60	0,527
		ПК-127х9,19 Д	40733	1305
		КШЗ-133х35	40	0,47
ВБТ 140			1521	14
Σ			47480	1350

Таблица Б.5 – Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате

Вид технологической операции	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=400 мм)
бурение	0	30	БТ ПК-127х9,2	127	Д	9,2	ЗП-162-92	4,33	0,135	6,617	13,87	14,55
бурение	30	340	БТ ПК-127х9,2	127	Д	9,2	ЗП-162-92	250,26	7,813	25,09	3,66	3,84
бурение	340	1360	БТ ПК-127х9,2	127	Д	9,2	ЗП-162-92	1302	40,63	51,31	1,79	1,88
Бурение (с отбором керна)	1140	1350	БТ ПК 127х9,2	127	Д	9,2	ЗП-162-92	1304	40,72	61,5	1,49	1,57

Таблица Б.6 – Потребное количество бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	393,3	-	1,5	5,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,06$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 3,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 50,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 53,9$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 0$
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					
30	340	310	295,3	304	1,2	29,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,45$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 16,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 1,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 74,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 93,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 93,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 25,2$
Экс. 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					
340	1360	1020	215,9	225	1,15	56,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,15$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 27,9$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 117,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 150,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 144$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 0$

Таблица Б.7 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	25	53,94	2,16	68,22	2,73	135,6	5,4	257,71	11
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	1000	3236,44	3,24	750,4	0,75	1491,1	1,5	5477,94	6
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	53,9	2,2	68,2	2,7	135,6	5,4	257,71	11
PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	27,3	1,1	54,2	2,2	81,5	4
Lube ADD-A	Смазочная добавка	185	-	-	341,1	1,8	677,8	3,7	1018,86	6
PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	8,2	0,3	16,3	0,7	24,45	1
Барит	Регулирование плотности	1000	11785,7	11,8	16612,3	16,6	16049,6	16	44477,62	45

ПРИЛОЖЕНИЕ В (ОБЯЗАТЕЛЬНОЕ) ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на бурение разведочной скважины глубиной 1360 м

Предприятие: ООО "РН-Бурение"
Месторождение: Красноярский край
Оборудование:

Буровая установка: МБУ ZJ-20
Лебедка: JC-21
Талевая система: 4x5
Ротор: ZP205
Насосы: УНБ-600

Характеристика бурильных труб				
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции
УБТ	229	69.5	Д	12
УБТ	203	61.5	Д	42
УБТ	178	44	Д	42
СБТ	127	9.2	Д	1302

глубина, м	Геологическая часть							Техническая часть																																																																																																																																																				
	по вертикали	Система	Свита	Плост	Лито-геологическое описание пород	Температура	Относительная влажность	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Осевая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Проводимость	Плотность, г/см ³	Удельная вязкость, мПа·с	Динамическая вязкость, мПа·с	Коэффициент трения	Плотность, г/см ³	Удельная вязкость, мПа·с	Динамическая вязкость, мПа·с	Коэффициент трения	Плотность, г/см ³	Удельная вязкость, мПа·с	Динамическая вязкость, мПа·с	Коэффициент трения																																																																																																																																	
								393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм																																																																																																																																																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30																																																																																																																															
100	Чет.	Чет.				1,5	Отложения и области стенок скважины при различных режимах бурения: ММП, затека, прихваты бурового инструмента.	30 м 324 мм	39	3,7	G	RD	P1	15	-	7	60	52/1	80/2	60/160/2	Плюс	1,22	7	Плотность = 1,206 г/см ³ , УВ=45-70 сек/кварт, ПВ=12-35 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 4-5/6-60, Ф<6 см ³ /30м; рН=8-19; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																																																
200	Меловая	Яронгская	Танопчинская	Ахская	Арктическая	Арктическая 3																							Западная	Малышевская	Вымская	Надорская	340 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																																
300																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																
400																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																
500																																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																
600																																																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																
700																																																																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																
800																																																																																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																
900																																																																																																																																													Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание
1000																																																																																																																																																												
1100							Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																																																						
1200	Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7																	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																																												
1300																																	Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																																												
1360																																																	Юрская	Малышевская	Вымская	Надорская	324 м 245 мм	7	180	38/150/2	7	180	38/150/2	Плотность = 1,118 г/см ³ , УВ=45-60 сек/кварт, ПВ=13-24 сП, ДНС=50-90 дПа, СНС10с/10м = 10-20/30-60, Ф<4-6 см ³ /30м; рН=7-9; П<0,5 %	Ф<1	2	П<3	Примечание																																																																																												

	- песок		- алевролиты		- глины алевролиты		- слюсы		- алевроиты
	- глина		- аргиллиты		- песчаники		- суглинок		

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(Обязательное)

Специальный вопрос на тему «Совершенствование систем очистки бурового раствора»

Таблица Д.1 – Сравнение технических характеристик оборудования систем очистки различных производителей

Название параметра	Величина			
	Название модели			
	Derrick	Mi SWACO	НПО «Центротех»	Нефтесервисная компания «Акрос»
Вибросито	FLC 504	Mongoose Pro	BC-135	Falcon 4
Производительность, л/с	50	37,85	37,5	38,8
Количество сеточных панелей, шт	4	4	4	4
Площадь рабочей поверхности, м ²	3,10	2,73	2,73	2,73
Вибрационный двигатель, кВт	2 x 1,84	2 x 1,86	2 x 1,9	2 x 1,72
Сила вибрации, G	7-7,3	7,5	>6	7,5
Угол наклона рамы	-1 ⁰ +7 ⁰	-3 ⁰ +3 ⁰	-2 ⁰ +5 ⁰	-1 ⁰ +5 ⁰
Ситогидроциклонная установка	Mud cleaner FLC 504	СГУ на базе вибросита Mongoose Pro	СГУ-135	FALCON 4 -3S16N
Количество циклонов пескоотделителя	2;3	2	2	3
Производительность пескоотделителя, л/с	94,5	63,8	63	100,1
Количество циклонов илоотделителя	10;12;16;20	12	12	16
Производительность илоотделителя, л/с	100,1	56,78	57	100,1

Продолжение таблицы Д.1

Название параметра	Величина			
	Название модели			
	Mud cleaner FLC 504	СГУ на базе вибросита Mongoose Pro	СГУ-135	FALCON 4 -3S16N
Производительность вибросита, л/с	50	37,85	37,5	38,8
Центрифуга	DE-1000 GBD	518 HV	Ц-57(-01)	AKR - 363
Макс. скорость вращения, об/мин	4000	3200	3200	3900
Макс центробежная сила, G	3164	2100	2100	3063
Максимальная скорость прохождения потока, м ³ /час	47,7	50	57	45

Таблица Д.2 - Сравнительный анализ применения вибросит и технологии MudCube

Параметр	Вибросито	MudCube
Технология операции	Вибрация (гравитация)	Поток воздуха (вакуум) + микровибрация
Эффективность	Требуется искать компромисс между качеством р-ра и сухостью шлама	Высокое качество раствора и сухость шлама
Вентиляция	Ограниченная/Внешняя, Открыто в воздух	Внутренняя и полностью закрытая. 100% удаление взвеси и испарений.
Мониторинг операций	Необходимо открывать с негативным HSE влиянием	Можно проводить в закрытом виде с использованием видеокамер или открыть без негативного HSE влияния (При открытой последней крышке весь воздух уходит внутрь системы)
Шум	>95 dB	<70 dB
Вибрация	Тяжелая – большие нагрузки на строительные конструкции	Нет структурной вибрации
Замена фильтров	>10 мин	<3 мин (Только вращающееся полотно)
Фильтры	Раствор со шламом всё время подается на один и тот же фильтр, повреждения которого автоматически не детектируются. Требуется промывка фильтров.	Раствор со шламом выгружается на всё полотно из-за вращения. Износ распределяется. Вторичный фильтр автоматически идентифицирует дыры в основном фильтре. Интегрированный воздушный нож очищает фильтр.
HVAC	Для улучшения HSE нужны отдельные воздуховоды	Интегрировано в систему. Требуется только стандартная вентиляция помещений.
Удаленные операции	Углы должны устанавливаться вручную локально на каждом устройстве	Скорость вращения фильтровального полотна может регулироваться как удалено, так и локально
Время воздействия на персонал	Высокое	Низкое
Управление	Ручное	Удаленное/Автоматика

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(Обязательное)

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Е.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Бурение под направление	393,7 GRDP115	0	30	800	0,025	30	0,04	0,8	0,15	0,90
Промывка (ЕНВ)										0,05
Нарращивание (ЕНВ)										0,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,50
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,38
Крепление (ЕНВ)										10,92
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,20
Итого:										14,46
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,64
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										15,20
Бурение под кондуктор	V-CLS22-R1392	30	340	5000	0,029	310	0,06	8,9	1,45	10,31
Промывка (ЕНВ)										0,22
Нарращивание (ЕНВ)										3,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										3,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										1,23
Крепление (ЕНВ)										31,65

Продолжение таблицы Е.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка долота, м	на время бурения 1м, час					
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,40
Итого:										50,95
Ремонтные работы (ЕНВ)										2,24
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										53,69
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	340	1150	4000	0,033	810	0,20	27,0	4,12	31,12
Привязочный каротаж										1,24
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 913 О	1150	1200	400	0,2	50	0,13	10	17,04	27,04
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	1200	1300	4000	0,033	100	0,03	3,3	9,73	13,06
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 913 О	1300	1340	400	0,2	40	0,10	8	13,23	21,23
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 В 913 Н	1340	1360	4000	0,033	20	0,01	0,7	4,55	5,22
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,59
Нарращивание (ЕНВ)										10,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,28
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,70
Крепление (ЕНВ)										40,94
ГТИ (ЕНВ)										4,40
Шаблонировка после ГТИ										1,12
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,75
Выброс инструмента (ЕНВ)										8,31

Продолжение таблицы Е.1

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										196,48
Ремонтные работы (ЕНВ)										8,64
Смена вахт (ЕНВ)										3,20
Итого:										208,32
Итого по колоннам:										277,20

Таблица Е.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30%				155,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	24,6	0,9	126,9	7,0	963,7
Социальные отчисления, 30%						7,4		38,1		289,1
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30%				13,9						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,6	0,9	13,2	7,0	100,4
Социальные отчисления, 30%						0,8		4,0		30,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	45,0	0,9	232,2	7,0	1763,5
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	255,0	0,9	1315,9	7,0	9993,8
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6					0,9	206,2	5,6	1264,5
Прокат ВЗД	сут	103,6					0,9	95,1	5,6	583,3
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	0,9	8,2	7,0	62,1
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептов приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	0,9	6,9	7,0	52,6
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	0,9	137,3	7,0	1042,5
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,0	0,9	31,1	7,0	236,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	17,9	0,9	92,2	7,0	700,2

Продолжение таблицы Е.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	0,9	5,1	7,0	38,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	30,1	0,9	155,5	7,0	1180,6
NaOH каустическая сода	т	140,3			0,1	19,2	0,3	35,4	0,1	13,8
Глинопорошок ПБМБ	т	284,6			8,2	2338,6	2,8	789,5	1,1	307,2
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	17,1	0,3	31,5	0,1	12,2
РАС HV	т	738,7				0,0	0,1	74,5	0,0	29,0
Lube ADD-A	т	681,6				0,0	1,3	859,4	0,5	334,5
РАС LV	т	472,9				0,0	0,0	14,3	0,0	5,6
Барит	т	76,1			29,9	2277,2	61,4	4673,3	11,6	884,2
Итого затрат зависящих от времени, руб			8747,5		5087,7		8945,8		19888,2	
Затраты, зависящие от объема работ										
393,7 GRDP115	шт	1985,7			0,0	74,5				
V-CLS22-R1392	шт	1522,0					0,1	94,4		
БИТ 215,9 В 913 Н	шт	5254,6							0,2	1221,7
БИТ 215,9/100 В 913 О	шт	4463,0							0,2	1004,2
Калибратор КЛС 390,5	шт	890,5			0,0	33,4				
Калибратор КЛС 292,1	шт	565,4					0,1	35,1		
Калибратор КЛС 212	шт	315,6							0,2	73,4
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		107,8		129,4		2299,2	
Итого по колоннам, руб			8747,5		5195,5		9075,2		22187,4	
Всего по сметному расчету, руб			45205,7							

Таблица Е.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	58,8	1,3	170,3	1,7	220,3
Социальные отчисления, 30%				17,6		51,1		66,1
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	5,3	1,3	15,3	1,7	19,8
Социальные отчисления, 30%				1,6		4,6		5,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,4	1,3	9,9	1,7	12,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	115,1	1,3	333,4	1,7	431,4
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	652,3	1,3	1889,6	1,7	2444,7
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	63,2	1,3	183,1	1,7	236,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,1	1,3	11,7	1,7	15,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	77,1	1,3	223,2	1,7	288,8
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	8,4	1,3	24,3	1,7	31,4
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	15,4	1,3	44,7	1,7	57,9
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	20,0	164,2
БKM-324 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6				
БKM-245 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8		
БKM-168 («Уралнефтемаш»)	шт	78,61					1,0	78,6
ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	шт	45,1	3,0	135,3				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	34,6			15,0	519,0		
ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	шт	18,9					76,0	1436,4
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	301,4			1,0	301,4		
ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	шт	259,6					1,0	259,6
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4				
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2		
ПРП-Ц-В/Н-168 («Уралнефтемаш»)	шт	22,3					2,0	44,6

Продолжение таблицы Е.3

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	2845	1,0	2845,0				
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	2550			1,0	2550,0		
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	1944					1,0	1944,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			4736,2		6613,5		7758,7	
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324x8,5 Д	м	28,53	30,0	855,9				
Обсадные трубы 245x7,9 Д	м	24,43			340,0	8306,2		
Обсадные трубы 168x7,3 Д	м	20,14					1360,0	27390,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	12,6	955,1	6,5		13,8	1043,0
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	48,1			10,4	500,2	11,4	547,9
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			2390,9		10198,56		31326,41	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб					43915,9			
Всего по сметному расчету, руб					63024,3			

Таблица Е.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	101 592	8 688 754,52
	Итого по главе 1	101 592	8 688 754,52
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	157 330	13 455 797,03
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	970 805,63
	Итого по главе 2	168 681	14 426 602,65
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	45 206	3 866 259,88
3.2	Крепление скважины	63 024	5 390 213,51
	Итого по главе 3	108 230	9 256 473,39
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	21 361	1 826 936,97
	Итого по главе 4	21 361	1 826 936,97
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	14 255	1 219 175,14
	Итого по главе 5	14 255	1 219 175,14
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	14 595	1 248 229,29
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	1 081	92 461,43
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 777 029,22
	Итого по главе 6	48 146	4 117 719,94
	ИТОГО прямых затрат	462 265	39 535 662,61

Продолжение таблицы Е.4

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	115 566	9 883 915,65
	Итого по главе 7	115 566	9 883 915,65
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 5% на итог прямых затрат и накладных расходов	28 892	2 470 978,91
	Итого по главе 8	28 892	2 470 978,91
	ИТОГО по главам 1-8	606 723	51 890 557,17
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	148 647	12 713 186,51
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	26 696	2 283 184,52
9.3	Северные надбавки 2,98%	18 080	1 546 338,60
9.4	Лабораторные работы 0,15%	910	77 835,84
9.5	Промыслово-геофизические работы	-	4 000 000,00
9.6	Услуги по отбору керна	-	3 700 000,00
9.7	Транспортировка керна	-	105 000,00
9.8	Изготовление керновых ящиков	-	41 000,00
9.9	Авиатранспорт	-	3 000 000,00
9.10	Транспортировка вахт автотранспортом	-	450 000,00
9.11	Бурение скважины на воду	-	150 000,00
9.12	Перевозка вахт	-	8 400 000,00
9.13	Услуги связи на период строительства скважины	-	40 000,00
	Итого прочих работ и затрат	193 423	36 506 545,46
	ИТОГО по гл 1-9	800 146	88 397 102,63
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 213	103 781,11
	Итого по главе 10	1 213	103 781,11

Продолжение таблицы Е.4

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 2,4% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	19 233	2 052 021,21
	Итого по главе 12	19 233	2 052 021,21
	ИТОГО	820 592	90 552 904,96
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		90 552 904,96
	НДС, 20%		18 110 580,99
	ВСЕГО с учетом НДС		108 663 485,95