



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 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

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА НИЖНЕХЕТСКУЮ СВИТУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Матвеев Егор Андреевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ
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 в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические 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 понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
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

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Специализация –
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б93	Матвеев Егор Андреевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 85 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. - Отход / длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 700 метров 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2500 м 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: 114 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): зацементированный хвостовик 11. Способ освоения скважины (выбрать): перфорация/ГРП/свабирование/струйный насос
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
	2 февраля 2023 года

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ



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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, Специализация –
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела
Период выполнения (весенний семестр 2023 учебного года)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Матвеев Егор Андреевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на нижнехетскую свиту нефтяного месторождения»

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11.02.2023	1. Общая геологическая часть	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальная часть	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.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:
Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
И.о. заведующего кафедрой - руководителя отделения на правах кафедры	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Матвеев Егор Андреевич		

СОКРАЩЕНИЯ

- АВПД – аномально высокое пластовое давление;
- БК – башмак колонный;
- КГ – колонная головка;
- ЦГ – цементирующая головка;
- БУ – буровая установка;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГРП – гидроразрыв пласта
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- МСП – механическая скорость проходки;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ПВ – пластическая вязкость;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- СВП – силовой верхний привод;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спускоподъемные операции;
- СВП – силовой верхний привод;
- ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- УВ – условная вязкость;
- ФА – фонтанная арматура;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 страниц, 14 рисунков, 33 таблицы, 7 приложений.

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

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения.

В ходе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения глубиной 2882 м (по вертикали).

В специальной части был проведён обзор и анализ деструкторов для жидкостей ГРП.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

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

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	28
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	28
2.2 Проектирование конструкции скважины	29
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	29
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	30
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	30
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	30
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	31
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	32
2.3.1 Выбор способа бурения	32
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	33
2.3.3 Выбор типа калибратора	35
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	36
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	37
2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	38
2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	40
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	42
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	43
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины	49

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	50
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	50
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	54
2.4.3 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	56
2.4.4. Проектирование процессов испытания скважин.....	58
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС.....	63
3.1 Понятие ГРП.....	63
3.2 Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта	64
3.3 Жидкости разрыва на водной основе	65
3.3.1 Достоинства и недостатки.....	65
3.3.2 Компонентный состав жидкостей ГРП на водной основе	65
3.3.2.1 Линейные гели.....	69
3.3.2.2 Сшиватель	70
3.3.3 Деструкторы	72
3.3.3.1 Окислители	72
3.3.3.2 Кислоты.....	73
3.3.3.3 Энзимы	74
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	76
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	76
4.1.1 Основные направления деятельности предприятия	76
4.1.2 Организационная структура предприятия.....	76
4.1.3 Расчёт сметной стоимости буровых растворов	78

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	81
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	81
5.2 Производственная безопасность	84
5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	84
5.3 Экологическая безопасность.....	92
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	94
5.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	97
Список используемых источников.....	98
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Результаты проектирования профиля ствола скважины.....	102
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Результаты проектирования КНБК.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Геолого-технический наряд	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 860–3070 м.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Потребное количество химических реагентов	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Гидравлическая программа промывки скважины.....	113
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Эффективность деструкции жидкостей ГРП	115
ПРИЛОЖЕНИЕ З (обязательное) Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора	117

ВВЕДЕНИЕ

Одним из важных аспектов разработки нефтяных и газовых месторождений является сооружение скважин, которые могут выполнять различные функции, такие как разведка запасов, добыча, закачка агентов и т.д. Однако из-за истощения большинства текущих месторождений и необходимости поддержания уровня добычи на требуемом уровне, необходимо открывать новые площади с трудноизвлекаемыми запасами. Это приводит к постановке задач, связанных с проведением бурения в осложненных условиях.

Ситуация, описанная выше, требует разработки новых технологий, которые могут улучшить процесс бурения и повысить его эффективность. Например, системы верхнего привода, роторные управляемые системы и горизонтальные стволы уже широко используются в нефтегазовой отрасли. Однако применение этих новых технологий должно быть экономически обоснованным, поэтому проектирование строительства скважин должно учитывать все возможные факторы. В связи с этим, курсовой проект на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения» был выполнен с учетом перспектив и опыта развития нефтегазовой отрасли, и содержит оптимальные технологические решения.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В таблице 1.1 представлен стратиграфический разрез и литологический состав горных пород.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	75	четвертичная	Q	0	-	1,2
75	505	танамская	K2 tn	2	-	1,2
505	540	салпадаяхинская	K2 sp	2	-	1,2
540	905	насоновская	K2 ns	2	-	1,2
905	1000	дорожковская	K2 dr	2	-	1,3
1000	1350	долганская	K1 dl	2	-	1,2
1350	1895	яковлевская	K1 jak	2	-	1,2
1895	2040	малохетская	K1 mch	2		1,2
2040	2570	суходудинская	K1 cd	2		1,2
2570	2912	нижнехетская	K1 nch	2		1,3

В таблице 1.2 представлена литологическая характеристика разреза скважины.

Таблица 1.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	75	Пески, супеси, суглинки, глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований.
K2 tn	75	505	Алевриты, пески, глины	Алевриты светло-серые, слоистые с прослоями песков серых, желтовато- серых, плотных, мелкозернистых, глинистых и глин темно-серых, зеленовато- серых.
K2 sp	505	540	Глины, алевриты, пески	Глины темно-серые, зеленовато-серые с прослоями алевритов светло-серых, слоистых и песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых.
K2 ns	540	905	Алевриты, пески, глины	Алевриты серые, серо-зеленые плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых.
K2 dr	905	1000	Глины, алевриты	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые, алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые.

Продолжение таблицы 1.2

индекс стратигра- фического разреза	интервал, м		горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
K1 dl	1000	1350	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварцполевошпатовых, косослоистых с алевролитами и аргиллитами зеленовато- серыми, кварцполевошпатовыми реже аркозовыми.
K1 jak	1350	1895	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, угли	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато- серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых тонкослоистых, плитчатых и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослои углей бурых.
K1 mch	1895	2040	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли	Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабосцементированные. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно- серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые. Угли бурые.
K1 cd	2040	2570	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые, темно-серые цвета, мелко-среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, сильно песчанистые.

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K1 nch	2570	2912	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Переслаивание аргиллитов и алевролитов темно-серых, плитчатых, тонкослоистых, слюдистых, слабopесчанистых. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые с глинистым

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Таблица 1.3 Нефтегазоводоносность вскрываемых пластов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K1 jak Як III-VII	165 0	168 0	Поровый	0,815	80	27,9	Давление насыщения 15 МПа
K1 nch Нх I	263 0	264 0	Поровый	0,690	100	139	Давление насыщения 21 МПа
K1 nch Нх III-IV	286 2	288 2	Поровый	0,735	200	128	Давление насыщения 25 МПа



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

Продолжение таблицы 1.3

Индекс стратиг рафичес кого подразд еления	Интервал		Тип коллект ора	Плотность, кг/м ³	Свобод ный дебит, м ³ /сут	Газовы й фактор (для нефтян ых пласто в), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжен ия, краткая характеристи ка химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Водоносность							
K _{2 ns}	850	890	Поровы й	1010	50	—	Не относится, хлорнатриев ый
K _{1 dl}	110 0	120 0	Поровы й	1010	307,2	-	Не относится, хлорнатриев ый
K _{1 jak}	169 0	170 0	Поровы й	1010	15	-	Не относится, хлорнатриев ый
K _{1 cd}	237 5	238 5	Поровы й	1010	15	-	Не относится, хлорнатриев ый
K _{1 nch}	280 0	282 3	Поровы й	1010	15	-	Не относится, хлорнатриев ый

В таблице 1.4 представлены физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Таблица 1.4- Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см ³	По- рис- тост ь %	Про- ни- ца- емость, м.Дарси	Гли- нис- тост ь %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Расслоенн ость породы	Абра- зив- ность	Категори я породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
Q	0	75	супеси суглинки пески глины	1,5	30-	1500	10	0	<10	1	10	мягкая
				1,8	35	10	90	0	<10	2	4	мягкая
				1,5	25-	1500	5	0	<10	1	10	мягкая
				2,0	30- 30- 35 25- 30	0	95	0	<10	2	4	мягкая

Продолжение таблицы 1.4

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см ³	По- рис- тост ь %	Про- ни- ца- емость, м.Дарси	Гли- нис- тост ь %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Расслоенн ость породы	Абра- зив- ность	Категори я породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
K2 tn	75	505	алеvриты	1,9	25-	10	55	0	10	2	4	мягкая мягкая мягкая
			пески	1,8	30		5	0	5	1	10	
			глины	2,0	30- 35 25- 30	1500 0	95	0	10	2	4	
K2 sp	505	540	глины	2,0	15	0	95	0	10	2	4	мягкая
			алеvриты	1,9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1,8	25	10	10	0	5	1	10	мягкая
K2 ns	540	905	алеvриты	1,9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1,8	30-	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2,0	35 15	0	95	0	10	2	4	мягкая

Продолжение таблицы 1.4

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см ³	По- рис- тост ь %	Про- ни- ца- емость, м.Дарси	Гли- нис- тост ь %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Расслоенн ость породы	Абра- зив- ность	Категори я породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
K2 dr	905	1000	глины алевриты	2,2 2,0	10 12	0 0	100 55	0 3	10 10	3 2	4 4	мягкая мягкая
K1 dl	1000	1350	песчаник и алевроли- ты аргиллит ы	1,9 2,1 2,1	25 12 10	100- 1500 20-50 0	5 35 95	до 18 5 3	20 15 20	2 3 3	10 6 4	мягкая мягкая
K1 jak	1350	1895	песчаник и аргиллит ы алевроли- ты угли	1,9 2,2 2,0 1,3	30 10 12 5	200- 1950 0 20-50 0	5 95 25 0	5 3 2 0	30 35 30 15	2 3 3 1	10 4 4 4	средняя средняя средняя мягкая

Продолжение таблицы 1.4

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см ³	Порис- тость %	Прони- ца- емость, м.Дарси	Глинис- тость %	Карбо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Расслоенн- ость породы	Абразив- ность	Категори- я породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
K1 mch	1895	2040	Песчаник и алевроли- ты аргиллит ы угли	2,0 2,2 2,4 1,3	30 12 10 5	200- 1950 20-50 0 0	5 25 95 0	5 2 3 0	30 30 35 15	2 3 3 1	10 4 4 4	средняя средняя средняя мягкая
K1 cd	2040	2570	песчаник и алевроли- ты аргиллит ы	2,3 2,5 2,8	30 12 10	200- 1950 20-50 0	5 25 95	5 2 3	40 35 50	2 3 3	10 4 4	средняя средняя средняя

Продолжение таблицы 1.4

Индекс страти- графиче- ского подразде- ления	Интервал, м		Крат- кое назва- ние горной поро- ды	Плот- ность г/см ³	По- рис- тост ь %	Про- ни- ца- емость, м.Дарси	Гли- нис- тост ь %	Кар- бо- нат- ность %	Твёр- дость, $\frac{\text{кгс}}{\text{мм}^2}$	Расслоенн ость породы	Абра- зив- ность	Категори я породы по промысло- вой классифи- кации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
K1 nch	2570	2912	Аргиллит ы алевроли ты песчаник и	2,8 2,7 2,8	10 12 30	0 20-50 100- 1300	95 25 5	5 10 до 23	80 60 80	3 3 3	4 6 10	средняя средняя средняя

Таблица 1.5- Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного		
	кгс/см2 на м				источ- ник полу- чения	кгс/см2 на м		источ- ник полу- чения	кгс/см2 на м		источ- ник полу- чения	кгс/см2 на м		источ- ник полу- чения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	75	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,165	ПАЗ	0	0,18	РФЗ	-1	РФЗ
K2 tn	75	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	-1	РФЗ
K2 sp	505	540	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	0	РФЗ
K2 ns	540	905	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
K2 dr	905	1000	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	8	РФЗ
K1 dl	1000	1350	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	15	РФЗ
K1 jak	1350	1895	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	37	РФЗ
K1 mch	1895	2040	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,23	0,23	РФЗ	42	РФЗ
K1 cd	2040	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,194	0,194	ПАЗ	0,27	0,27	РФЗ	47	РФЗ
K1 nch	2570	2912	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,199	0,199	ПАЗ	0,28	0,28	РФЗ	60	РФЗ
Расчет градиента гидроразрыва пород проведен по аналитическим зависимостям, учитывающим: пластовое давление, горное давление, максимальную пористость пород (Π=35 %), коэффициент Пуассона песчанистых пород (m=0.28)																

1.3 Зоны возможных осложнений

В таблице 1.6 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика

Таблица 1.6 - Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q- K2 tn	0	535	Обвал стенок скважины, прихват инструмент а, кавернообра зование	За счет растепления ММП
K1 dr	945	1050	Кавернообр азование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K1 jak	1375	1875	Кавернообр азование	
K1 cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K1 nch	2560	2912	Кавернообр азование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
Q- K2 tn- K2 sp	0	0	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K2 ns	580	580		
K1 dl	580	580		
K1 mch	945	945		
K1 cd	1050	1050		

Продолжение таблицы 1.6

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
K2 ns	892	892	Газонефтево - допроявлен ия	Несоблюдение параметров бурового раствора с скорости спуско-подъемных операций, снижение противодействия на пласт
K1 dl	942	942		
K1 jak Як III-VII	1650	1680		
K1 nch Hx I	2630	2640		
K1 nch Hx III-IV	2862	2882		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю:

Угол входа в пласт не менее 85 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход / длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 700 метров

Руководствуясь этим, выбираем тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком с двумя забоями.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице А.1. Проектный профиль ствола скважины представлен на рисунке А.1

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Построим график совмещенных давлений (Рисунок 1):

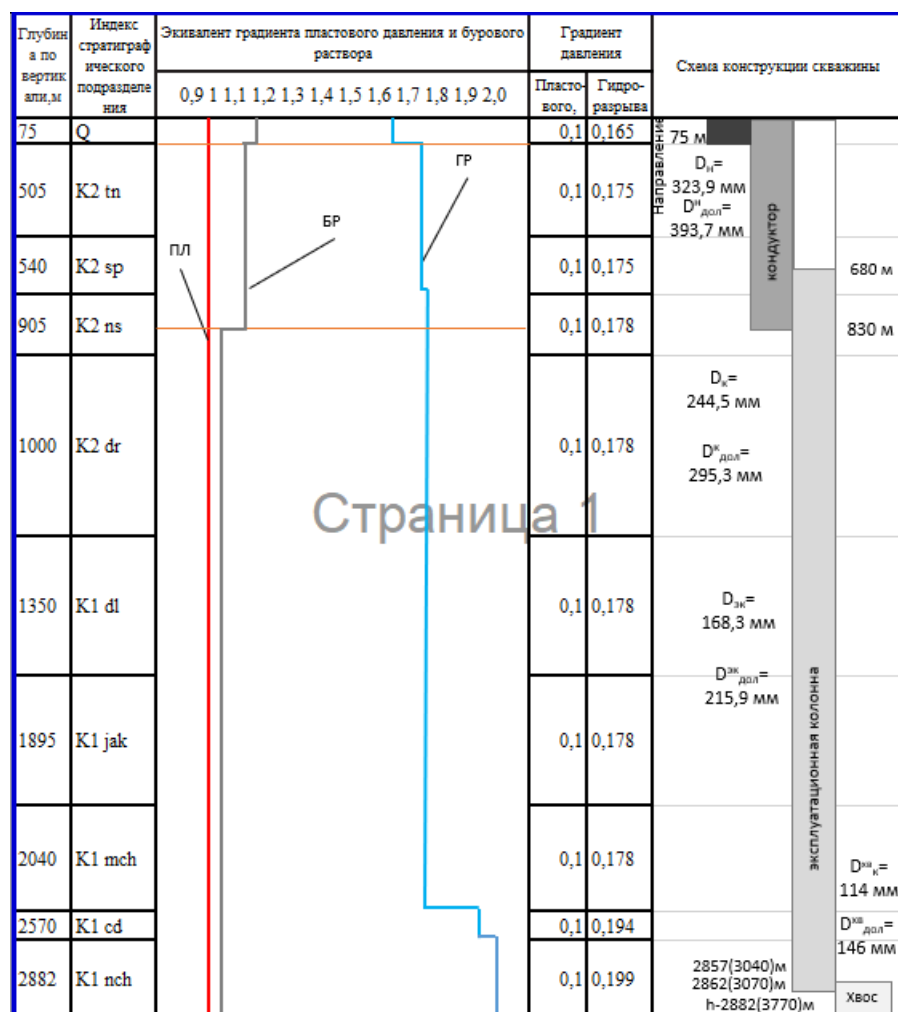


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и конструкция скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Таблица 2.2. Расчет глубины спуска кондуктора

Имя объекта	K1 jak Як III-VII	K1 nch Hx I	K1 nch Hx III-IV
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	1650	2630	2862
Градиент пластового давления $\Gamma_{пл}$, атм/м	0,1	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва $\Gamma_{грп}$, атм/м	0,178	0,178	0,178
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	815	690	735
Расчетные значения			
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд\ min}$, м	365	830	815
Коэффициент запаса	1,08	1,08	1,08
Принимаемая глубина	830		

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

- Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 75 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 860 м.
- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования будет составлять 2390 м.
- Хвостовик цементируется на 775 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Хвостовик

Диаметр хвостовика составляет 114 мм, а диаметр долота 146 мм.

Эксплуатационная колонна

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 215,9 мм.

Кондуктор

Диаметр кондуктора составляет 244,5 мм, и диаметр долота 295,3 мм.

Направление

Диаметр колонны составляет 323,9 мм, а диаметр долота 393,7 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонный, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Таблица 2.3. Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	16,25	22,05	25,27
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,1	1,1	1,1
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	14,77	20,05	22,98
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	2,98	7,97	7,71
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	13,43	18,22	20,89
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	16,17	25,77	28,05
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	815	690	735

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что давление опрессовки необходимо выбрать равное: $P_{оп} = 25,27$ 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: **ОКК1-35-168x245 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5-280/80x35**.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается способ бурения с использованием СВП, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей совместно с СВП, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
от	до	
0	75	СВП
75	860	СВП+ВЗД
860	3070	СВП+ВЗД
3070	3770	СВП+ВЗД

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0-75	75-860	860-3070	3070-3770
Шифр долота		393,7 GRDP115	295,3 FD613M H	215,9 FD813M H	146,0 FD713 M
Тип долота		Шарошечно е	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	146
Тип горных пород		M	MC+C	C	C
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	6 5/8	8 1/2	5 3/4
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35
Масса, кг		180	86	50	48
G, тс	Рекомендуемая	2–28	2–13	2–10	2–8
	Максимальная	28	13	10	8
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	60-250	60-250	60-250
	Максимальная	300	250	250	250

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки M (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 долото PDC марки MC (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик проектируется долото PDC марки MC+C (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

2.3.3 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 0–75 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 75–860 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 860–3070 м с PDC 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 средними горными породами.

Для бурения интервала под хвостовик 3070–3770 м с PDC 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 средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал, м		0-75	75-860	860-3070,1	3070,1-3770,1
Шифр калибратора		2-КА 393,7 СТК	2-КА 295,3 СТК	2-КА 215,9 СТК	1-КАС 142,9 СТК
Тип калибратора		С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	С прямыми лопостями	Со спиральным и лопостями
Диаметр калибратора, мм		390,5	294	220	155
Тип горных пород		М	МС+С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M17 1	H152/M15 2	M133/M13 3	H88/M88
	API	-	-	-	-
Длина, м		0,8	0,7	0,5	0,433
Масса, кг		261	158	55	28,8

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчетов приведены в таблице 2.7.

Таблица – 2.7 Результаты осевой нагрузки на долото

Порода	М	МС+С	С	С
D_d , см	39,37	29,53	21,59	14,6
$G_{пред}$, тс	28	13	10	8
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, тс	22,4	10,4	8	6,4
$G_{проект}$, тс	8	8	8	6,4

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.

2.3.5 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 6.

Таблица – 2.8 Результаты частоты вращения долота

V_d , м/с		3	1,8	1,5	1,2
Порода		М	МС+С	С	С
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,146
	мм	393,7	295,3	215,9	146
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		146	116	133	157
$n_{стат}$, об/мин		40-60	40-60	140-200	120-220
$n_{проект}$, об/мин		60	60	140	120

где V_d – 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.

2.3.6 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 2.9.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 2.9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-75	75-860	860-3070	3070-3770
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,146
K	0,6	0,5	0,4	0,3
K_k	1,45	1,36	1,16	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,11	0,1
V_m , м/ч	15	28	25	18
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0119	0,0119	0,0119	0,0119
n	3	6	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,220	1,170	1,155	1,130
$\rho_{п}$, г/см ³	2,21	2,38	2,56	2,75
S заб	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,11	0,06	0,02	0,00
Dc	0,76	0,63	0,50	0,44
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	73	34	15	5
Q_2 , л/с	41	39	20	7
Q_3 , л/с	55	28	24	4
Q_4 , л/с	21	42	42	42
Области допустимого расхода бурового раствора				

ΔQ , л/с	20-45	55-70	55-70	12-16
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{\text{проект}}$, л/с	70	70	32	15,36

где K_k – коэффициент кавернозности;

V_m – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{\text{бт}}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{\text{нmax}}$ – диаметр насадок долота, м;

n – число насадок на долоте;

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

ρ_r – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

ρ_n – среднее значение плотности пород по геологическому разрезу для интервала;

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

S_{max} – 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;

2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-75	75-860	860-3070	3070-3770
Исходные данные					
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,146
	мм	393,7	295,3	215,9	146

G_{oc} , кН	78	78	78	63
Q , Н*М/кН	1,5	1,5	1,5	1,5

Продолжение таблицы 2.10

Интервал	0-75	75-860	860-3070	3070-3770
Результаты расчётов				
$D_{зд}$, мм	-	236	173	117
M_p , Н*М	-	3046	2259	1267
M_o , Н*М	-	148	108	73
$M_{уд}$, Н*М/кН	-	37	27	19

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель МВР-176Т, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – 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-176Т	860-3070	176	9,7	1400	19-45	70-170	15,5	65-225
МВР-121Т	3070-3770	121	6,5	450	окт.20	90-260	2,47	2468

2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции. Запроектированные КНБК приведены в приложении Б в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, Б.4.

Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.5.

Геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием представлен в приложении В. В приложении Г представлено графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора [26].

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бentonитовый 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. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка DRILL OIL, марки В.

Эксплуатационная колонна и хвостовик

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата

бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы решаются с использованием КСІ-полимерного (биополимерный) бурового раствора.

В данном буровом растворе в качестве утяжелителя и кальматанта используется мел, для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль рН), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 2.13, 2.15, 2.17.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в таблице 2.18.

Таблица 2.12 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурение под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м3
Глинопорошок	50-80
Каустическая сода	0,7-1,2
Барит	220-230
Кальцинированная сода	0,8-1,2

Таблица 2.13 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ / 30 мин	< 12

Таблица 2.14 – Компонентный состав полимер-глинистого ингибирующего раствора для бурения под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Глинопорошок	30-40
Каустическая сода	1
Кальцинированная сода	0,8-1,2
PAC HV	2
DRILL OIL, марки В	3-5
PAC LV	0,1-0,15
КМК	8
KCl	50
HBEN-5	0,2

Таблица 2.15 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90

Продолжение таблицы 2.15

Регламентируемые свойства	Значение
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.16 – Компонентный состав КСI/полимерный (биополимерный) раствор для бурения под эксплуатационную колонну и горизонт

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Ксантан	3,4-3,6
Каустическая сода	0,4-0,5
Мел	100-150
Кальцинированная сода	0,8-1,2
Крахмал КМК	16-18
DRILL OIL, марки В	18-22
КСI	60-100

Таблица 2.17 –Технологические свойства КСI/полимерного (биополимерный) раствора для бурения под эксплуатационную колонну и горизонт

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-10

Продолжение таблицы 2.17

Регламентируемые свойства	Значение
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 2.18 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-3770 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
0	75	75	393,7	-	1,2	11
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,15$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=6,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=56$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=62,5$
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, м³.
От	до					
75	860	785	295,9	323,9	1,2	70,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=1,28$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=38,2$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=115,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=157,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=182,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м³.
От	до					
860	3070	2210	215,3	244,5	1,23	135
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,25$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=62$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=10,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=275$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=275$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=347,5$

Продолжение таблицы 2.18

Хвостовик интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренни й Ø предыдуще й обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м3.
От	до					
3070	3770	700	146	168	1,23	66,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,71
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =9,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =8,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =138
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =157,1
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =89,6

Результаты расчета необходимого количества химических реагентов представлены в виде сводной таблицы Д.1 в приложении Д по всем проектируемым интервалам.

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчетов представлены в приложении Е таблицах Е.1, Е.2, Е.3.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 2, 3 и 4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.

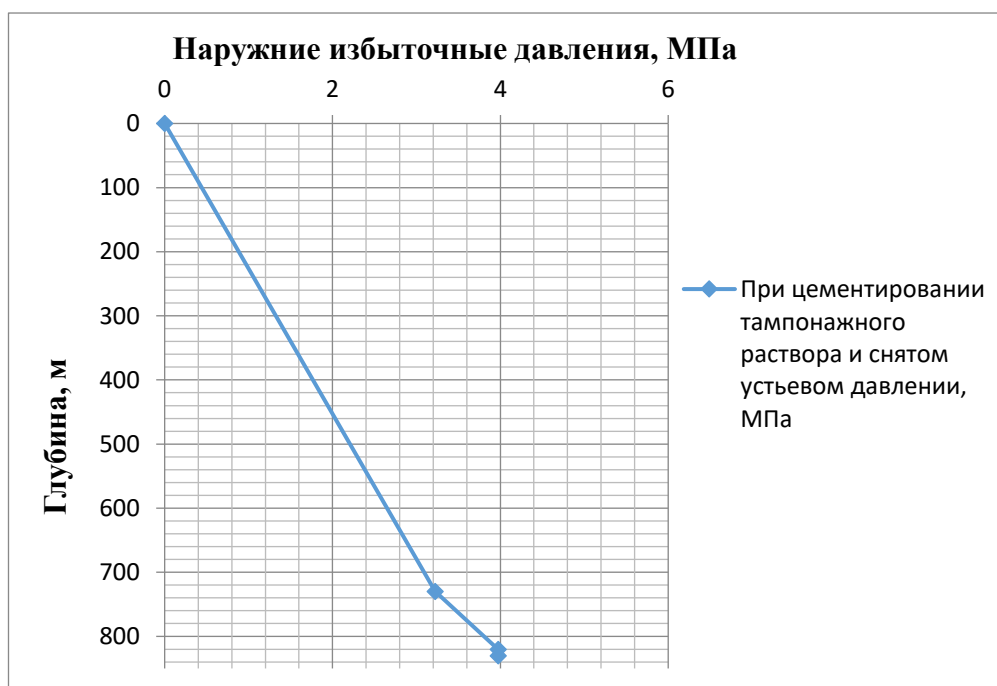


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

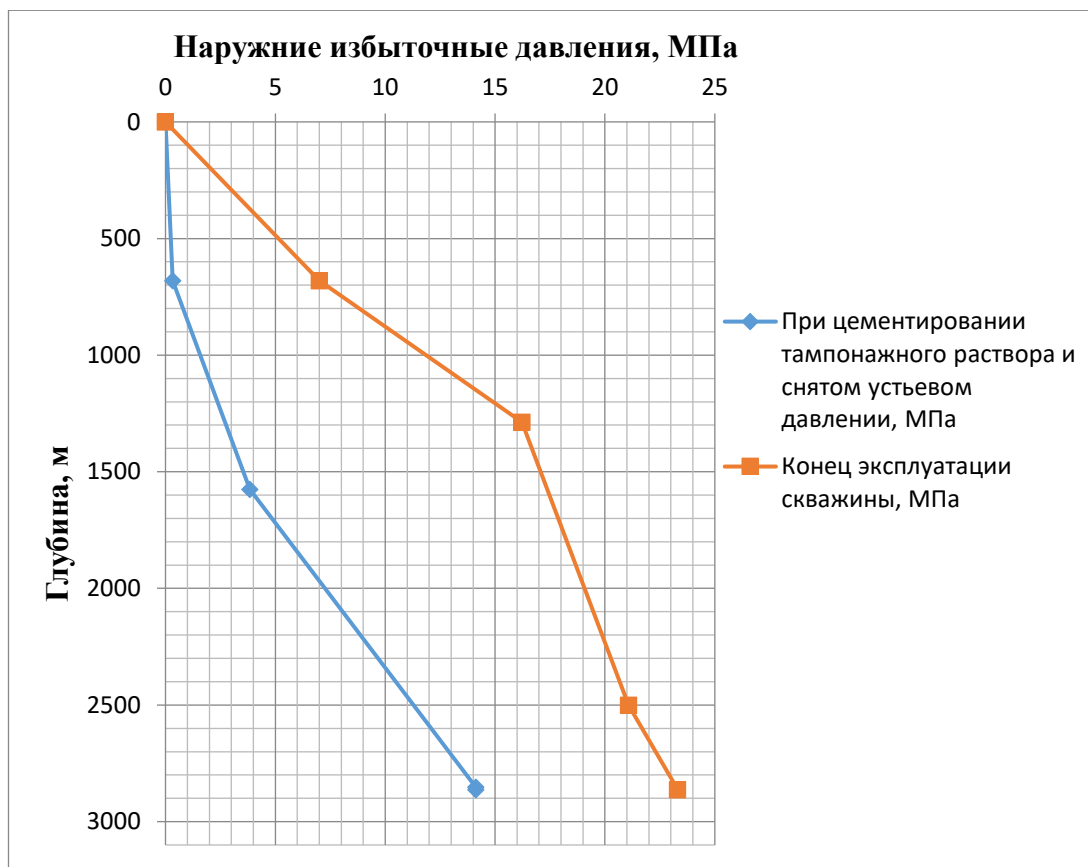


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

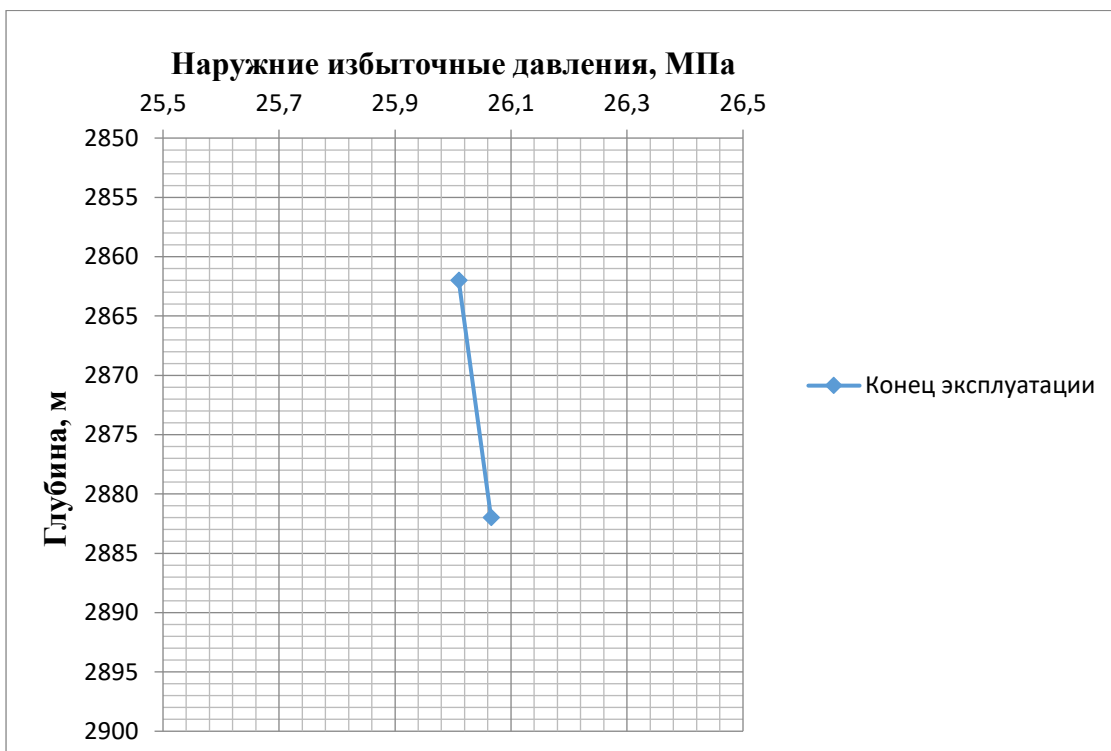


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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

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

На рисунках 5, 6 и 7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

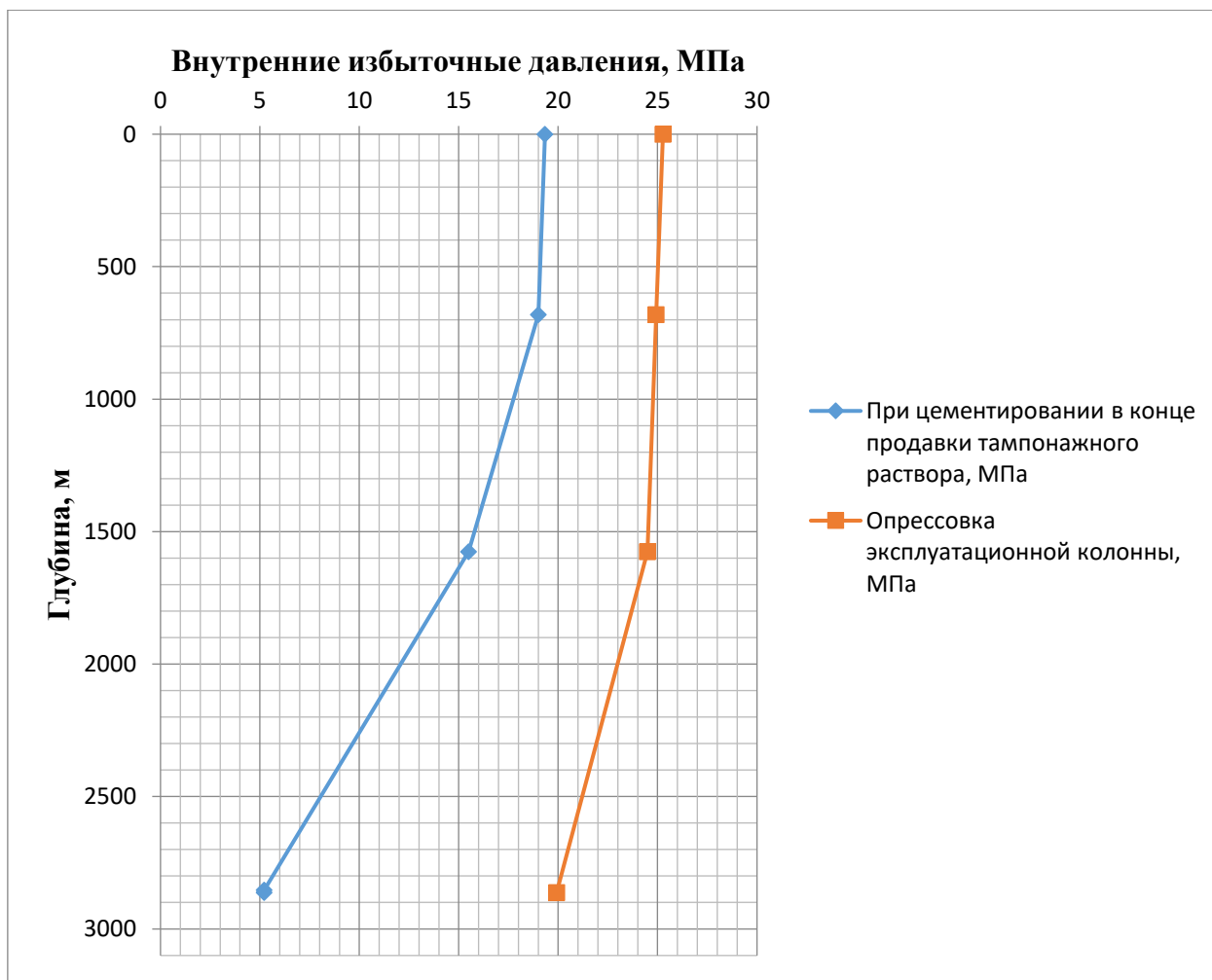


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Таблица 2.19 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м труб	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	75	68,5 2	2680	2680	0-75
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	860	47,9	40420	40420	0-860
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	10,5	1432	42,3	59428	117577	0-1432
2	ОТТМ	Д	8,9	1638	36,2	58149		1432-3070
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	8,6	775	22,6 4	17205	17205	2995-3770

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20. Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	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	5	6
Хвостовик 114 мм	БКМ-114 («Уралнефтемаш»)	3770	3770	1	1
	ЦКОД-114 («Уралнефтемаш»)	3760	3760	1	1
	ЦПЦ-114/146 («НефтьКам»)	3070	3760	71	71
	ПХЦЗВ 114/168 («ЗЭРС»)	2995	2995	1	1
	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	3070	3070	1	1
	ПРП-Ц-В-114 («Уралнефтемаш»)	3060	3060	1	1
Эксплуатационная, 168 мм	БКМ-168 («Уралнефтемаш»)	3070	3070	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	3060	3060	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	860	3030	223	226
		3030	3040	1	
		3040	3060	2	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	2760	3060	15	15
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3070	3070	1	1
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	3060	3060	1	1

Продолжение таблицы 2.20

Название колонны, D _{усл}	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	5	6
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	860	860	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	850	850	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	75	5	28
		75	850	21	
		850	860	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	880	880	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	75	75	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	65	65	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	40	3	6
		40	75	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	75	75	1	1

2.4.3 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для цементирования каждой колонны представлены в таблицах 2.21, 2.22.

Таблица 2.21 – 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	6,82	1,36	1050	1,36	МБП-СМ	95,54
		5,46	1050	5,46	МБП-МВ	81,89
Продавочная жидкость	54,78		1000	54,78	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	20,47		1400	20,47	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	16203,7
					НТФ	10
Нормальной плотности тампонажный раствор	19,33		1820	19,33	ПЦТ - II - 100	37297,4
					НТФ	12,07

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	3,47	0,69	1050	0,69	МБП-СМ	48,51
		2,77	1050	2,77	МБП-МВ	41,58
Продавочная жидкость	34,345		1000	34,345	Тех. вода	-
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,82		1820	5,82	ПЦТ - II - 100	10996
					НТФ	3,58

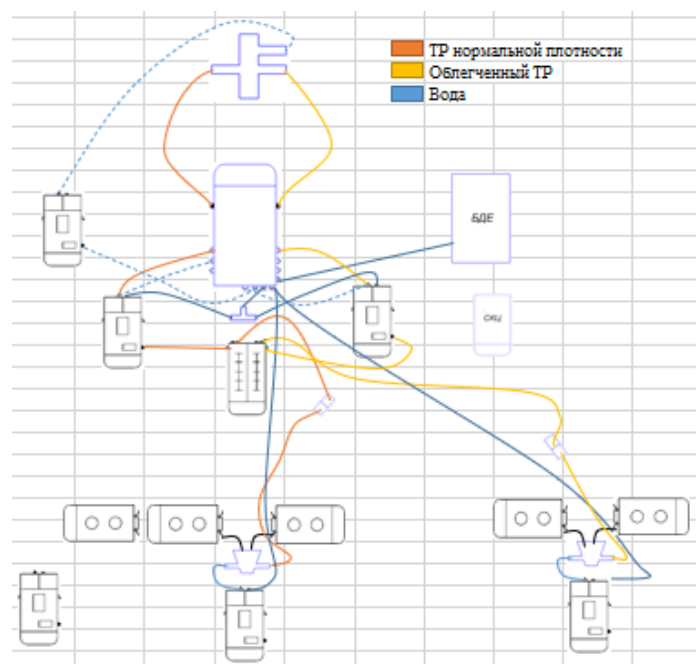


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора и эксплуатационной колонны

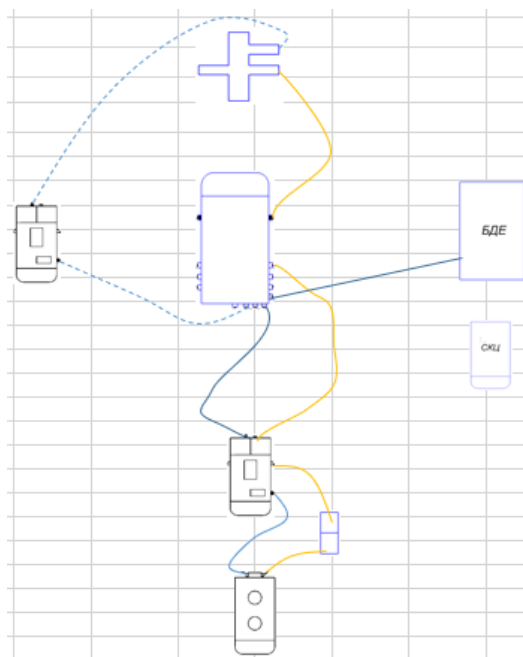


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для хвостовика

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 1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1065,15 \text{ кг/м}^3, \quad (1)$$

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.

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внЭК.} = 2 * 75,2 = 150,4 \text{ м}^3 \quad (2)$$

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная **АФ3-80/65х35**.

Фонтанная арматура с фонтанной елкой по типовой схеме 3, с условным проходом ствола 80 мм и боковыми дублирующими отводами 65 мм, на рабочее давление 35 МПа.

2.4.4.3 Освоение скважины

Согласно техническому заданию, освоение скважины производится с применением струйного насоса.

В соответствии с типоразмером подбирается струйный насос УЭОС-5, предназначенный для освоения, исследований скважин и интенсификации притока нефти из скважин.

УЭОС-5 Устройство позволяет проводить работы по освоению скважин, интенсифицировать (повышать) приток нефти из пласта и проводить гидродинамические исследования продуктивных горизонтов путём записи кривой восстановления давления (КВД) в любое технологически необходимое время, так же может использоваться и как устройство для добычи нефти. В

этом случае (при использовании устройства для добычи нефти) рабочая жидкость к вставному насосу подаётся по затрубному пространству.

Устройство приводится в действие нагнетанием рабочей жидкости насосными агрегатами, расположенными на поверхности, и позволяет создавать депрессии на пласты без применения компрессорных установок.

Принцип действия устройства исключает возможность возникновения в скважине взрывоопасных газовоздушных смесей и неконтролируемых нефтегазоводопроявлений. Струйный насос снижает забойное давление только в подпакерном интервале. По остальному стволу скважины сохраняется нормальное гидростатическое давление.

В качестве рабочей жидкости используется жидкость, применяемая для глушения скважины (вода, солевой раствор).

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС ПО ТЕМЕ «ДЕСТРУКТОРЫ ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ ГРП »

3.1 Понятие ГРП

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – это способ повышения производительности нефтегазовых скважин, который широко применяется компаниями этой отрасли из-за его высокой прибыльности.

Суть метода заключается в создании трещин в продуктивном пласте на больших глубинах для облегчения процесса закачки воды в нагнетательные скважины или увеличения дебита нефти из эксплуатационных скважин. При этом используется высокое давление рабочей жидкости, которое может создать вертикальную или горизонтальную трещину, в зависимости от соотношения с горным давлением [1].

Создание сети трещин улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и расширяет зону дренирования скважины, что приводит к повышению производительности и конечной нефтеотдачи.

Гидравлический разрыв пласта применяется в следующих областях:

- 1) Нефтяные месторождения с усложненными условиями разработки, такими как неоднородность пластов или низкая проницаемость.
- 2) Добывающие и нагнетательные скважины с низкой производительностью по сравнению с их потенциалом.
- 3) Нагнетательные скважины, где требуется изменение фильтрационных потоков.
- 4) ГРП может быть применен при широком диапазоне изменения состава коллектора и геологического строения пласта.
- 5) Метод может быть использован для комплексного воздействия на целую залежь или участок месторождения [2].

В результате применения метода ГРП возможно значительное повышение дебита добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины. Кроме того, метод способствует увеличению конечной нефтеотдачи путем приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

3.2 Оборудование для проведения гидравлического разрыва пласта

Для осуществления гидроразрыва пласта требуется использование целого комплекса оборудования, как наземного, так и подземного. К наземному оборудованию относятся насосные и пескосмесительные агрегаты для приготовления и закачки рабочих жидкостей, автоцистерны для транспортировки жидкостей и специальное оборудование для устья скважины. Для гидроразрыва используются также подъемные агрегаты, лебедки и другое специализированное оборудование, которое может применяться не только в процессе гидравлического разрыва пласта, но и в других методах повышения дебита и закачки.

Подземное оборудование включает в себя два устройства: пакер для разделения фильтрующего объекта (пласта) и оставшейся части эксплуатационной колонны, а также якорь для приема высоких давлений и предотвращения подъема подземного оборудования при воздействии на пакер. Пакер может быть установлен вместе с якорем на колонне НКТ и опускается в скважину. Все это оборудование используется для гидроразрыва пласта и может быть также применено в других методах повышения дебита и закачки, а также при освоении, завершении и закреплении скважин [3].

3.3 Жидкости разрыва на водной основе

3.3.1 Достоинства и недостатки

На сегодняшний день жидкости ГРП на водной основе являются универсальным применением и занимают около 90% работ по ГРП во всех скважинах в мире. Жидкости ГРП на водной основе обладают следующими достоинствами и недостатками, которые представлены на таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Достоинства и недостатки жидкостей ГРП на водной основе

Достоинства	Недостатки
- Компоненты гидроразрывного состава легко доступны и гибкие в применении; - Широкий спектр применения; - Эффективное разрушение пласта при любых температурах; - Относительная легкость в смешивании и закачке; - Большая вязкость, способность к удержанию песка при низкой концентрации гелирующего агента; - Пожаробезопасность [2,4]	- Потенциальная опасность для некоторых горных пород в пласте; - Ограничение на использование в удаленных местностях с ограниченным доступом к воде [4].

3.3.2 Компонентный состав жидкостей ГРП на водной основе

Таблица 3.2 - Компоненты, входящие в состав жидкостей разрыва на водной основе

Компонент	Действие
Вода	В процессе гидроразрыва пласта вода играет критическую роль. Качество используемой воды должно быть тщательно проверено и фильтровано

	до 50 мкм для обработки расклинивающего пласта и до 2 мкм при проведении гидроразрыва и пакетной обработки.
--	---

Продолжение таблицы 3.2

Компонент	Действие
Гелеобразователи	Для правильного распределения проппанта в трещинах при гидроразрыве используются полимерные гелеобразователи, которые повышают вязкость жидкости и удерживают расклинивающий наполнитель в трещинах [5].
Сшиватели	Предназначен для сшивки полисахаридного геля на водной основе.
Деструкторы	После окончания операции гидроразрыва необходимо удалить жидкость ГРП из скважины, чтобы очистить расклинивающие трещины. Для этого вязкость полимерной системы жидкости снижается до минимума, достаточного для образования свободного истечения под действием пластового давления, сохраняя при этом проппанты в трещинах [5].
Стабилизаторы вязкости	Стабилизаторы, добавленные в состав жидкости ГРП, предотвращают разложение сшитого геля под высокими температурами и другими неблагоприятными условиями пласта [5].

Продолжение таблицы 3.2

Компонент	Действие
Буферы	Буферы контролируют pH базовой жидкости, чтобы обеспечить стабильность геля и снизить дисперсию, гидратацию и сшивание полимерной системы жидкости ГРП [7].
Ингибиторы глин	Замедляют набухание глин
ПАВ / Взаимные растворители	Добавление в состав жидкости ГРП поверхностно-активных веществ или взаимных растворителей уменьшает ее поверхностное натяжение, предотвращая образование эмульсий или пены, улучшая извлечение жидкости и совместимость между жидкостью разрыва и другими пластовыми жидкостями.
Биоциды / бактерициды	Для минимизации ферментативного воздействия добавляются ингибиторы, которые также предотвращают биодеструкцию полимеров аэробными бактериями.
Понизители трения	Понизители трения добавляются для производства «скользкой воды» и снижения трения при прокачке жидкости по трубопроводу скважины.

3.3.2.1 Линейные гели

Линейный гель – это жидкость для гидроразрыва пласта (ГРП), состоящая из смеси различных полимеров на водной основе. Среди используемых полимеров наиболее распространены гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), карбоксиметил ГПГ (КМГПГ) и гидроксиэтилцеллюлоза (ГОЭЦ). При смешении этих полимеров с водой они образуют вязкий гель за счет набухания и увеличения объема сухих порошков. Чаще всего для проведения ГРП в терригенных коллекторах используют сшитые гели на основе гуара или гидроксипропилгуара (ГПГ) [3,12]. На рисунках 10 и 11 представлено химическое строение гуара и гидроксипропилгуара соответственно.

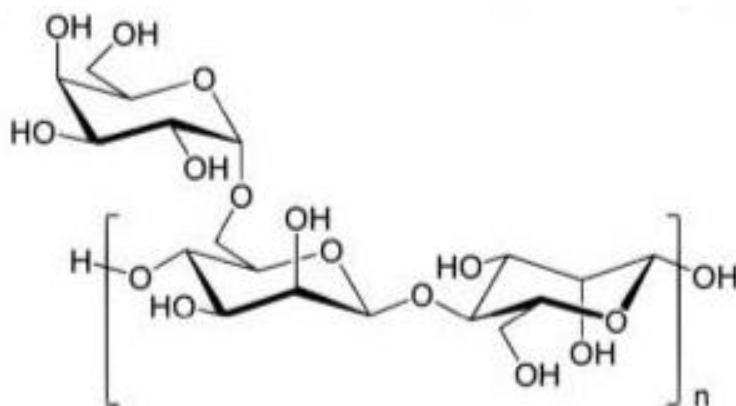


Рисунок 10 – Структурная формула гуара

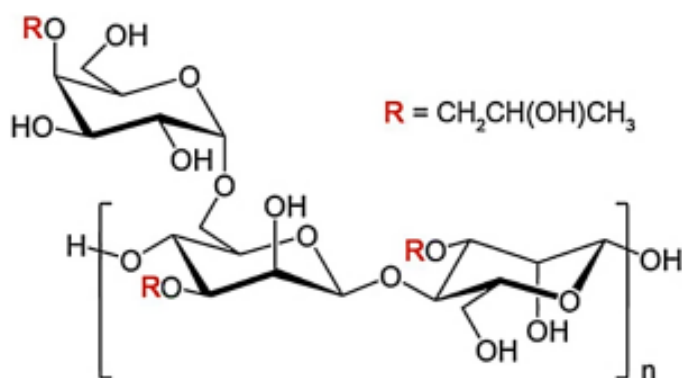


Рисунок 11 – Структурная формула гидроксипропилгуара

Гуар - это природный полимер, а гидроксипропилгуар получается путем взаимодействия пропиленоксида с гидроксильной группой

макромолекулы гуара. Этот процесс улучшает термостабильность и вязкость геля. Гель на основе гидроксипропилгуара содержит меньше негидратирующегося остатка (1-4%), чем гель на основе гуара (8-12%), что позволяет создавать более проводящие трещины [12].

ГОЭЦ и КМГОЭЦ (изображенные на рисунке 12) – это производные целлюлозы, которая является наиболее распространенным органическим соединением на Земле. Целлюлоза - это полисахарид, состоящий из линейной цепи связанных единиц глюкозы [9]. Для получения ГОЭЦ или КМГОЭЦ целлюлозу можно обработать оксидом пропилена или монохлорной уксусной кислотой. Оба продукта являются нетоксичными и гипоаллергенными.

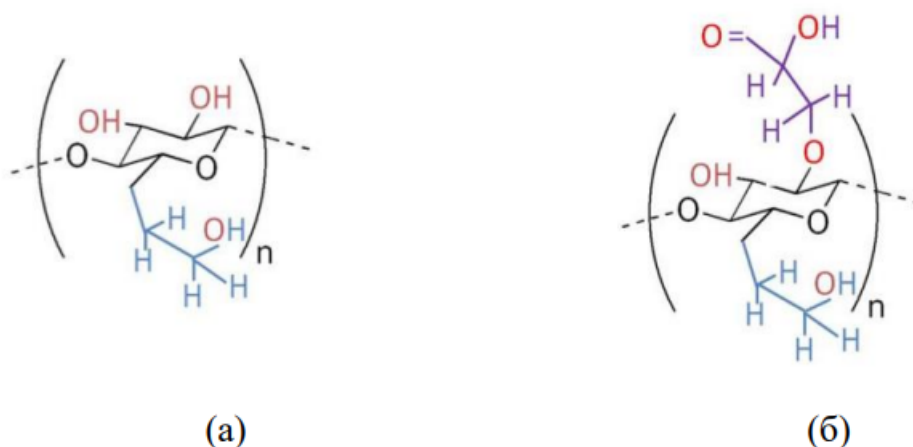


Рисунок 12 – Структурные формулы гидроксиэтил целлюлозы (ГОЭЦ) (а) и карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлоз (КМГОЭЦ) (б)

3.3.2.2 Сшиватель

На данный момент часто используются соединения бора в качестве сшивающих агентов. Жидкости разрыва, например борная кислота $B(OH)_3$, растворимые соли комплексов кальция и магния, а также органические бораты, которые связываются с полимерами, применяются при обработке в различных условиях и устойчивы к сдвигу.

Борная кислота взаимодействует с гидроксильными группами на цепях полимера через две стадии:

- объединение двух цепей полимера;
- создание бис-диольных комплексов [12].

Сама борная кислота, вероятно, не связывается с полимером, поэтому связанные ионы бора заряжены отрицательно. Основной формой связи в их структуре является ионная связь между анионными боратными комплексами и адсорбированными катионами на другой полимерной цепи.

pH или концентрация ионов водорода - это важный фактор, который напрямую влияет на процесс сшивания жидкости. Жидкости, сшитые боратом, производятся в условиях месторождений путем смешения основного полимера в воде при pH выше 7 и добавлении сшивающего агента на основе бората. В процессе перемешивания в смеситель добавляют буфер, обычно едкий натр, чтобы повысить pH до значения выше 8 и образуется сшивка. Разрушение сшивки достигается путем снижения pH до нужного уровня (например, ниже 8) с помощью кислоты [12].

Скорость сшивки также можно регулировать типом и концентрацией сшивающего агента, а также добавками лигандов, которые замедляют сшивание при высоких температурах.

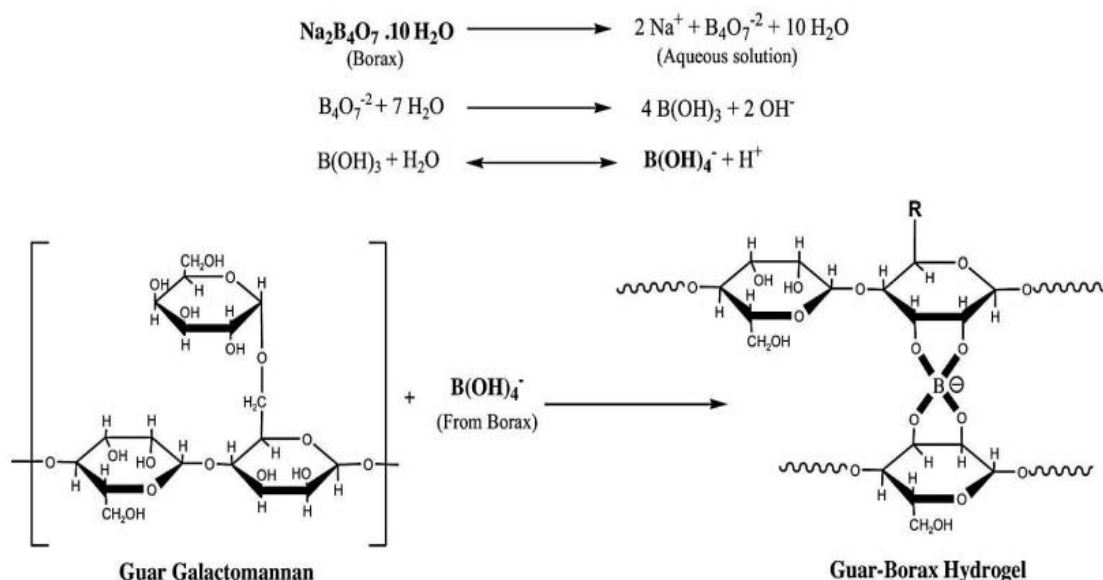


Рисунок 13 – Механизм сшивания бората на гуар

3.3.3 Деструкторы

После завершения гидроразрыва пласта, чтобы очистить расклинивающие трещины, необходимо удалить жидкость ГРП с забоя скважины. Для этого вязкость полимерной системы должна быть снижена до минимального уровня, достаточного для образования свободного истечения под действием пластового давления, а также сохранения расклинивающих материалов в трещинах [6]. Этот процесс достигается добавлением реагентов-деструкторов в состав ГРП, которые разрушают структуры геля и создают жидкость с меньшей вязкостью, пригодной для откачки.

Однако выбор деструкторов является сложной задачей, так как они должны быть безопасными для окружающей среды, эффективно разрушать гель и не воздействовать на свойства породы коллекторов пласта.

3.3.3.1 Окислители

Деструкторы, такие как персульфаты, перкарбонаты, гипохлориты, пероксиды, перманганаты и перекись водорода, являются наиболее распространенными и эффективными. Они работают путем расщепления ацетильных связей в основной цепи полимера в температурном диапазоне от 25 до 95 градусов.

При температурах ниже 50 градусов цельсия. Процесс разрушения сшитых гелей для окислителей замедлен. Следовательно, при повышении температуры химическая активность окислителей увеличивается. Органические пероксиды и гидропероксиды обладают высокой энергией активации и сохраняют высокую стабильность при хранении, что обеспечивает возможность использования их в диапазоне рабочих температур от 60 до 120 градусов [1].

Для улучшения процесса деструкции и достижения необходимых свойств сшитого геля можно добавлять в состав жидкости разрыва активаторы, являющиеся гидролизированными эфирами органической кислоты,

в комбинации с окислителями. В пластовых условиях с повышенной температурой скорость гидролиза эфира увеличивается незначительно, что приводит к образованию органической кислоты и повышению кислотности жидкости ГРП. После окислительной деструкции свободные кислоты воздействуют на остаточные структуры сшитого геля, сохраняя свойства состава жидкости разрыва в течение продолжительного времени, достаточного для выполнения задачи.

Недостатки окислительных деструкторов связаны с их коррозионной активностью, возможностью взаимодействия с глинами и образованием эмульсий. Как хорошо и быстро они работают, зависит от количества добавленного химического вещества. Тем не менее, возможность формирования эмульсий может быть использована для более эффективного разрушения жидкостей разрыва.

3.3.3.2 Кислоты

Кислоты могут быть неорганическими (например, серная) или органическими (например, уксусная), а также могут представляться в виде эфиров (например, этилпропионат, бутилацетат, бутиллактат и другие), которые в пластовых условиях превращаются в кислоту для снижения вязкости гелей. Оптимальный диапазон температур для использования данного типа деструктора находится в пределах от 45 до 120 градусов [6]. Как и окислительные разрушители, кислоты оказывают воздействие на жидкости разрыва.

Неорганические кислоты обычно используются на стадии завершения работ по ГРП, когда главной проблемой становится разрушение геля. В этот момент для очистки трещин от недостаточно деструктированных гелей или не полностью разрушенных гелей в скважину будут закачиваться неорганические кислоты [12].

3.3.3.3 Энзимы

Энзимы или ферменты представляют собой сложные молекулы белка с определенными структурами. Они действуют как органические катализаторы биохимических процессов, состоящих из аминокислотных цепей. В этих процессах энзимы присоединяются и переваривают полимеры в определенных местах вдоль основной цепи полимера, уменьшая его молекулярный размер.

Как деструктор, энзимы отличаются от других способов деструкции тем, что они являются катализаторами и специфичны для определенных групп полимеров. Это значит, что процесс активации деструкции происходит только при наличии в реакционной среде определенного биополимера и только на этом конкретном полимере [12].

Данный тип деструкторов может быть легко разложен термически и денатурирован при изменении pH концентрации водорода. Обычно эти энзимы работают при температуре ниже 150 F (66 C) и при pH от 4 до 9. В настоящее время существует несколько более качественных видов энзимов, таких как GLSE (Guar Linkage Specific Enzymes), выпускаемый компанией BJ Services Company из США, который имеет рабочую температуру выше 300 F.

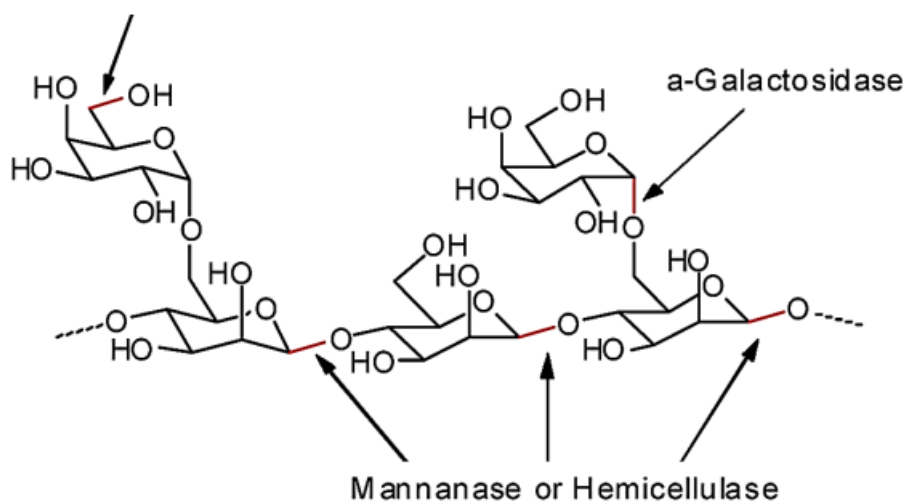


Рисунок 14 – Структура гуара и связи чувствительные к энзимам

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б93	Матвеев Егор Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	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	Стоимость компонентов бурового раствора
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Основные направления деятельности предприятия
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Организационная структура управления предприятием
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет сметной стоимости буровых растворов

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Матвеев Егор Андреевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Нафтагаз-Бурение» – буровое предприятие компании «НафтаГаз», выполняющее полный спектр работ по бурению нефтяных и газовых скважин глубиной до 6 500 м всех назначений и любой сложности. Основные регионы присутствия – ЯНАО, ХМАО, Тюменская и Томская области. В 2017 году пробурен первый миллион метров с начала деятельности и более 600 000 метров за календарный год. «НГ-Бурение» имеет развитые производственные мощности и современную технологическую базу в городах Ноябрьске и Муравленко Ямало-Ненецкого автономного округа.

4.1.2 Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора:

- подразделение первого заместителя генерального директора по производству
- главного инженера;
- подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
- подразделение главного геолога;
- подразделение заместителя генерального директора по развитию производства;

- подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- подразделение заместителя генерального директора по МТО;
- подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок сформирован по процессному принципу и состоит из четырех управлений:

- Главное управление добычи нефти и газа;
- Управление по подготовке нефти и газа;
- Управление поддержания пластового давления (ППД);
- Управление эксплуатации трубопроводов.

Основные работы осуществляются силами буровых бригад которые работают вахтами. Одна вахта работает по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха от 15 до 45 дней, затем столько же выходных. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 2 чел.;
- помощник бурового мастера – 2 чел.;
- бурильщик 6 разряда;
- 4 чел. – бурильщик 5 разряда;
- 4 чел. – помощник бурильщика 5 разряда;
- 4 чел. – помощник бурильщика 4 разряда;
- 4 чел. – электромонтёр 5 разряда;
- 4 чел. – слесарь 5 разряда;
- лаборант – 2 чел.

4.1.3 Расчёт сметной стоимости буровых растворов

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления.

На основе этого в п. 2.3.8 представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, \quad (5)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, \quad (6)$$

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx$ 0,2 $\rho_{\text{ж}}$ кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в приложении 3.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Матвеев Егор Андреевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Ванаварскую свиту нефтяного месторождения <i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом; 2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; 3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты; 4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом; 5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная запыленность и загазованность; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током;

	– Пожаровзрывоопасность. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: – Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок. Воздействие на литосферу: – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Вырубка деревьев; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами. Воздействие на гидросферу: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – Нарушение температурного режима вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.). Наиболее типичная ЧС: – Газонефтеводопроявления (ГНВП).

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	
--	--

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

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

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Матвеев Егор Андреевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Цель данной работы заключается в разработке плана строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения. В рамках проекта предусмотрено выбор и обоснование технологических решений, учитывая экономические факторы, с целью обеспечить качественное строительство скважины. Также определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного строительства скважины, такие как профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, состав компоновки низа бурильной колонны и другие. При строительстве скважины выполняются различные виды работ, связанные с этапами строительства.

Разработанные в данной работе технологические решения могут быть использованы сервисными компаниями, занимающимися выполнением конкретных работ в процессе строительства или завершения скважин, а также организациями, занимающимися разработкой технических решений для строительства скважин. Особое внимание уделяется безопасности труда и предотвращению любых возможных аварийных ситуаций, которые могут причинить вред здоровью рабочих или окружающей среде, учитывая опасный характер работ, связанных со строительством скважин.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Строительство скважин — это высокоспециализированный вид деятельности, который характеризуется вахтовым методом и определенными ограничениями на список лиц, допущенных к работе, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [15].

В соответствии со ст. 297 гл. 47 ТК РФ работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период работы на объекте обязаны проживать в вахтовых поселках, созданных работодателем. Эти поселки предназначены для обеспечения работников жильем, бытовыми удобствами и подходящими

условиями проживания во время работы и отдыха между сменами. Поселки представляют собой комплекс зданий и сооружений или общежитий, которые предоставляются и оплачиваются работодателем.

В Ст. 298 гл. 47 Трудового кодекса РФ говорится, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением.

В соответствии с ТК РФ гл. 47 ст. 299, продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий, согласно ТК РФ гл. 47 ст. 302:

- Надбавка за вахтовый метод работы, устанавливаемая коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором;
- Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в

местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

Работа на буровых установках в основном выполняется стоя, поэтому необходимо оборудовать рабочее место в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя» [16]:

- Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

- Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

- Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15 градусов;

- Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Потенциально опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное».
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе может негативно сказаться на общем самочувствии рабочего. Хотя параметры микроклимата на открытом воздухе не стандартизированы, можно принять определенные меры для минимизации их негативного влияния на здоровье работника. При отклонениях климатических параметров на открытом воздухе

рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые соответствуют отраслевым стандартам и подходят для текущих погодных условий. В холодное время года работа должна быть приостановлена, если температура воздуха и скорость ветра превышают определенные показатели.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, указанным в таблице 5.2 СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений" [17].

Таблица 5.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Повышенный уровень вибрации. Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования [18].

Повышенный уровень шума. Различная техника (буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты, производить своевременный ремонт и балансировку, устанавливать амортизаторы, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, лебедка, система очистки бурового раствора и др.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА [19]. Для уменьшения негативного воздействия шума используются наушники, вкладыши и коллективные средства защиты.

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на нехватку естественной освещенности в ночное время суток. Кроме того, конструкция буровой меняется в зависимости от погодных условий, при сильном ветре и сильно низких температурах буровая установка имеет корпус закрытого типа, что приводит к недостатку естественного освещения и в дневное время.

В результате этого фактора у работников может ухудшиться зрительное функционирование, что негативно сказывается на их психику и эмоциональное состоянии и приводит к переутомлению центральной нервной системы.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Освещенность в люксах на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [20].

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Буровое и вспомогательное оборудование, поступления пластовых флюидов из скважины и использование химических реагентов при приготовлении буровых растворов приводят к запыленности и загазованности рабочей зоны буровой площадки. Загазованность может привести к возникновению заболеваний дыхательных путей, раздражению и других заболеваний.

Согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны", концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должна превышать предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [21].

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Движущиеся части и механизмы. На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами, согласно ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное» [23]: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001 «Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная» [24]. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств;
- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории [25]. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.

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;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;

К первичным средствам пожаротушения, которые должны присутствовать на буровой установке, относятся:

- ящик с сухим песком;
- лопаты;
- технический войлок, брезент или асбестовое полотно;
- углекислотный огнетушитель.

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [26]:

- природный газ – не более 4% по объему;

- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.3 Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу

Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией

предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

Воздействие на гидросферу

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать [27]. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сбора в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

Воздействие на литосферу

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, уничтожение или повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими

реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины и аварийных разливах.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке [28]. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94 [29]. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов [30].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ (ГНВП)	Метеорологические опасные
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Газонефтеводопроявления (ГНВП) являются наиболее распространенными и опасными видами аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вызванная ошибками в составлении плана работ или несоблюдением буровой бригадой рекомендуемых параметров промывочной жидкости;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости в скважине;

- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважин без промывки.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. 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 [31].

5.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»

Важно отметить, что социальная ответственность является неотъемлемой частью буровой промышленности и требует особого внимания и управления. Буровые работы могут оказывать серьезное воздействие на окружающую среду и здоровье работников, поэтому компаниям необходимо придерживаться строгих стандартов безопасности и производить надлежащий мониторинг и отчетность. Соблюдение нормативных актов и отраслевых стандартов также является важным элементом в создании устойчивой и безопасной деятельности компаний.

Особое внимание к технике безопасности поможет буровым компаниям не только снизить риски и избежать потенциальных юридических и финансовых обязательств, но и укрепить свою репутацию, завоевав доверие

заинтересованных сторон. Такая политика также будет способствовать устойчивому развитию отрасли и общества в целом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую свиту нефтяного месторождения», на основании систематизации исходных геологических данных был спроектирован ряд технологических решений, включающих проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и освоения.

В рамках раздела специального вопроса был произведен обзор и анализ деструкторов для жидкостей ГРП.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия и представлены сведения о нём, рассчитана сметная стоимость компонентов, входящих в рецептуру бурового раствора.

В разделе социальная ответственность рассмотрен ряд факторов, оказывающих своё воздействие на сотрудников, непосредственно задействованных в процессе строительства скважины. Рассмотрена степень влияния данного процесса на экологию, а также приведены нормы регулирования этого воздействия.

Список используемых источников

1. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта: учеб. пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.
2. He Q, Suorineni FT, Oh J (2016) Review of hydraulic fracturing for preconditioning in cave mining. Rock Mech Rock Eng 49(12):4893–4910.
3. Жидкость для гидроразрыва пласта (ГРП) [электронный ресурс].– URL: <http://www.neftepro.ru/publ/4-1-0-7>
4. Рябоконь С.А. Жидкости-песконосители для гидроразрыва пласта / С.А. Рябоконь, А.С. Нечаев, Е.В. Чагай. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987.
5. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта [Текст]: дис. ... докт. техн. наук: 02.00.11 / РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – М., 2007
6. Состав для деструкции сшитого геля на основе гуаровой смолы: патент РФ №2487157 / П.Г. Русинов, С.С. Жаров, Е.В. Ганенкова; Заявл. 10.08.2011; Опубл. 10.07.2013; Бюл. №19
7. Жидкость ГРП на водной основе [электронный курс].– URL: <http://www.neftepro.ru/publ/4-1-0-8>.
8. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) [электронный курс].– URL: <https://studfiles.net/preview/2038938/>.
9. Guar gum [электронный курс].– URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Guar_gum
10. New fluid technology allows fracturing without internal breakers / J. Weaver, E. Schmelzl, M. Jamieson, G. Schiffner // SPE Gas Technology Symposium. – 2002
11. Fracturing Fluid Components [электронный курс]. – URL: <https://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulicfracturing/fracturing-fluid-components>.

12. Нгуен Тхань Хиеу. Исследование влияния биоразлагаемых брейкеров на реологические характеристики жидкостей гидроразрыва пласта. Магистерская работа, 2020.

13. Авторское свидетельство № 1452908 СССР, МПК E21B 7/08. Долото для формирования желоба : № 4135065/22-03 : заявл. 10.06.1976 : опубл. 23.01.1989 / Тержберг Ю.М., Вовчановский Р.Д. ; Ухтинский индустриальный институт.

14. Авторское свидетельство № 1756530 СССР, МПК E21B 10/62. Долото для направленного бурения : № 4843568 : заявл. 06.07.1990 : опубл. 23.08.1992 / Нескромных В.В., Костин Ю.С. ; Производственное геологическое объединение «Сосновгеология».

15. Российская Федерация . Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022. – 424 с.

16. ГОСТ 12.2.033-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования: дата введения 1979-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200005187> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

17. СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: дата введения 1996-10-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901704046/titles> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

18. ГОСТ 12.1.012-90. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 1991-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

19. ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Акустика. Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах: дата

введения 2014-12-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107818> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

20. РД 08-200-98. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1998-09-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001611> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

22. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

23. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/901702428> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

24. ГОСТ Р 12.4.026-2001. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний: дата введения 2003-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200026571> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

25. СП 12.13130.2009. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности: дата введения 2009-05-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200071156> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

26. ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и

методы их определения: дата введения 1991-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004802> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

27. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

28. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

29. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

30. ГОСТ 22263-76. Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия: дата введения 1978-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

31. РД 08-254-98. инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности: дата введения 1999-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000457> (дата обращения: 15.04.2023). – Текст : электронный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Результаты проектирования профиля ствола скважины

Таблица А.1 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля		наклонно-направленный с горизонтальным участком									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2882		Максимальеый зенитный угол в интервале ГНО не более, градус				60	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				2862		Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО, град/10м				1,5	
Отход на кровлю Т1, м				950		Максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО, град/10м				3	
Длина горизонтального участка, м				700		Максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО, град/10м.				0,18	
Угол входа в пласт не менее, градус				85							
Расчётные данные											
№ интер-вала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	95,00	95	0,00	0,00	0	0,000	0,000	0,00	95	95
2	95,00	206,23	111,23	0,00	16,55	16,55	0,000	16,929	95	207,86	112,86
3	206,23	2727,36	2521,13	16,55	783,94	767,39	16,929	16,929	207,86	2843,19	2635,33
4	2727,36	2862,00	134,64	783,94	950,00	166,06	16,929	85	2843,19	3070,09	226,9
5	2862,00	2882,00	20,00	950,00	1408,08	458,08	85	90	3070,09	3528,75	458,66
6	2882,00	2882,00	0,00	1408,08	1650	241,92	90	90	3528,75	3770,09	241,34

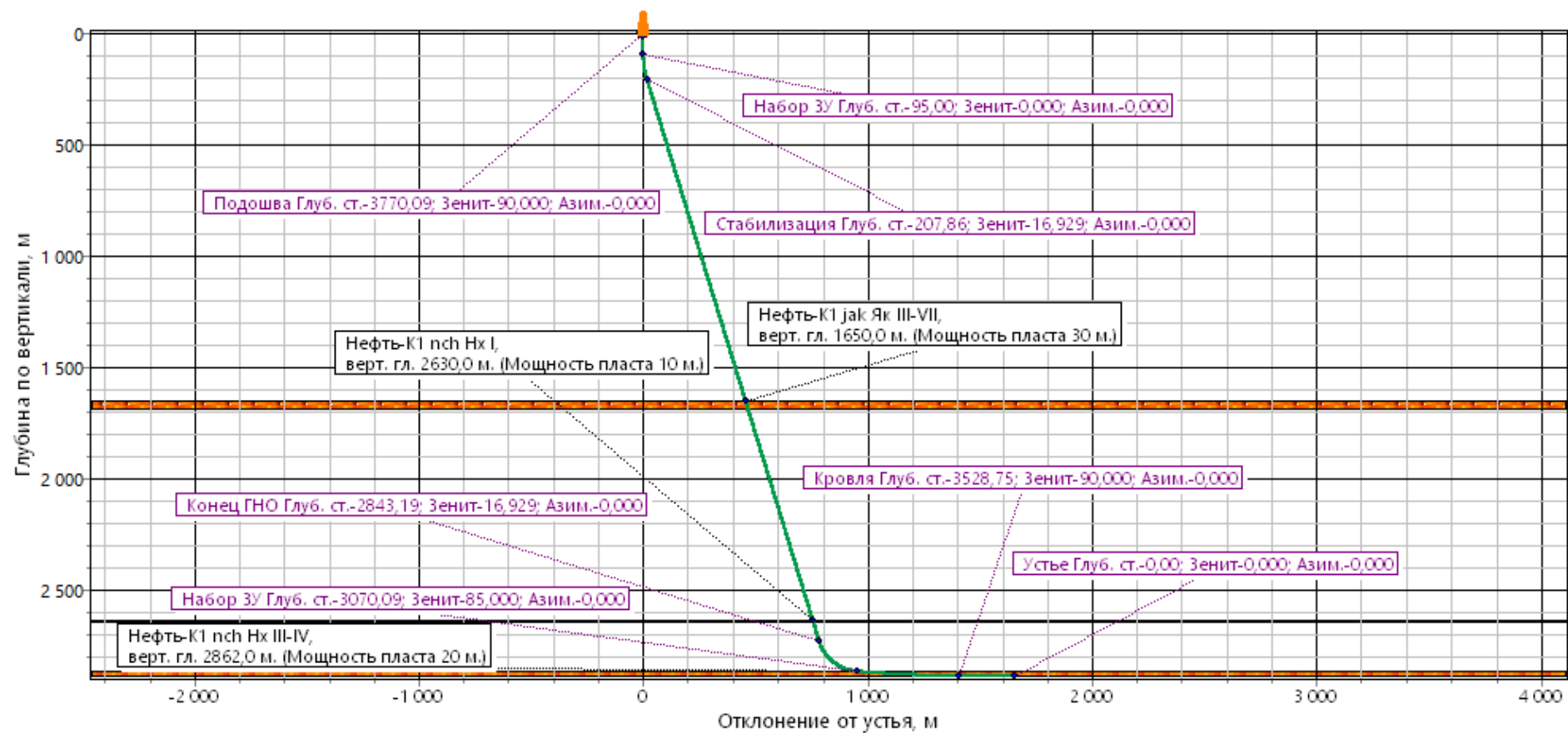


Рисунок А.1 – Проектный профиль ствола скважины

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения интервала под направление (0 – 75 м)

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
393,7 GRDP115	180	0,50		
			н	3-177
М-171/177	73	0,40	м	3-177
			м	3-171
2-КА 393,7 СТК	261	0,80	н	3-171
			м	3-171
М-161/Н-171	61	0,54	н	3-171
			м	3-161
УБТС2-203	5150	24,00	н	3-161
			м	3-161
П-147/161	63	0,52	н	3-161
			м	3-147
УБТ-178	2496	16,00	н	3-147
			м	3-147
П-133/147	46	0,52	н	3-147
			м	3-133
СБТ-127х9,19 S-135 (ост.)	563	26,21	н	3-133
			м	3-133

Таблица Б.2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор (75 – 860 м)

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
295,3 FD613МН	86	0,45		
			н	3-152
2-КА 295,3 СТК	158	0,70	н	3-152
			м	3-152
П-152/152	261	0,80	н	3-152
			м	3-152
МВР-240Т	2295	9,49	н	3-152
			м	3-171

Продолжение таблицы Б.2

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
ПК-240РС	102	0,46	н	3-171
			м	3-171
КОБ-240РС	167	0,80	н	3-171
			м	3-171
М-161/Н-171	61	0,54	н	3-171
			м	3-161
УБТС2-203	3863	18,00	н	3-161
			м	3-161
П-147/161	63	0,52	н	3-161
			м	3-147
УБТ-178	3744	24,00	н	3-147
			м	3-147
П-133/147	46	0,52	н	3-147
			м	3-133
СБТ-127х9,19 S-135 (ост.)	27061	803,78	н	3-133
			м	3-133

Таблица Б.3 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (860 – 3070 м)

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
215,9 FD813МН	50	0,40		
			н	3-117
П-117/117	35	0,50	м	3-117
			м	3-117
МВР-176Т	2295	9,49	н	3-117
			м	3-133
П-133/133	40	0,52	н	3-133
			н	3-133
2-КА 215,9 СТК	93	0,30	м	3-133
			м	3-133
ПК-172РС	103	0,48	н	3-133
			м	3-133
КОБ-172РС	98	0,80	н	3-133
			м	3-133

Продолжение таблицы Б.3

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
НУБТ-178	1501	9,15	н	3-133
			м	3-133
ГКС-178	2120	5,40	н	3-133
			м	3-133
НУБТ-178	1501	9,15	н	3-133
			м	3-133
СБТ-127х9,19 S-135 (20 св.)	21154	792,00	н	3-133
			м	3-133
ТБТ-168 (3 шт.)	1559	18,90	н	3-133
			м	3-133
4ГУМ-162М	780	4,58	н	3-133
			м	3-133
ТБТ-168 (2 шт.)	1559	18,90	н	3-133
			м	3-133
СБТ-127х9,19 S-135 (ост.)	58765	2199,43	н	3-133
			м	3-133

Таблица Б.4 – КНБК для бурения интервала под хвостовик (3070 – 3770 м)

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
146,0 FD713М	45	0,35		
			н	3-88
1-КСА 142,9 СТК	29	0,33	н	3-88
			м	3-88
П-88/88	35	0,50	м	3-88
			м	3-88
МВР-121Т	2295	9,49	н	3-88
			м	3-102
П-102/102	40	0,52	н	3-102
			н	3-102

Продолжение таблицы Б.4

Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
	кг	м		низ/верх
ПК-127РС	30	0,48	Н	3-102
			М	3-102
КОБ-127РС	49	0,55	Н	3-102
			М	3-102
П-102/102	37	0,48	Н	3-102
			М	3-86
НУБТ-105	439	9,15	Н	3-86
			М	3-86
МАК-01	1700	8,00	Н	3-86
			М	3-86
НУБТ-105	439	9,15	Н	3-86
			М	3-86
П-102/133	37	0,48	Н	3-86
			М	3-86
СБТ-89х8 S-135 (22 св.)	8438	528,00	Н	3-86
			М	3-86
ТБТ-108 (3 шт.)	1018	28,35	Н	3-86
			М	3-86
ГУМ-127	240	2,90	Н	3-86
			М	3-86
ТБТ-108 (8 шт.)	2714	75,60	Н	3-86
			М	3-86
СБТ-89х8 S-135 (ост.)	49472	3095,66	Н	3-86
			М	3-86

Таблица Б.5 - Результаты расчетов бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	860	3070	СБТ-127х9,19 S-137	127	S-135	9,19	3-133	2210,00	99,143	103,524	1,75	1,83
бурение	3070	3770	СБТ-89х8 S-137	89	S-135	8	3-86	700,00	119,120	70,936	1,47	1,52

ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Геолого-технический наряд

Предприятие: ООО "Нафгаз-бурение"

Месторождение:-

Оборудование:

Буровая установка: БУ 5000/320 ЭК-БМЧ

Лебедка: ЛБ - 1100 ЭТ

Талевая система: 5х6

Ротор: Р - 700

Силовой верхний привод: СВП 320ЭЧР-М

Насосы: УНБТ - 950

Характеристика бурильных труб для бурения интервала под хвостовик			
Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м
НУБТ 105	27	M	18,3
СБТ 89	8	S	3626
ТБТ 108	14	M	104

Геологическая часть								Техническая часть										
Глубина, м	Стратиграфия				Лито-логическое описание скважины	Температура, °C	Относ. влажность	Конструкция скважины				Тип и размер долота	Тип забойного долота	Состояние долота, %	Частота вращения, об/мин	Производительность насосов, л/с	Параметры бурения на промысле	Примечание
	Система	Сила	Плотность	Лито-логическое описание скважины				393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм	148 мм							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
100	Чет.	Чет.	танемская	салида-динская	-1			75 м (75 м)	393,7 GRD11	295,3 FD613MH	MBP-240T	8	60	34,77/170/2	p=1,19 г/см³, УВ=30-40 сек, П<2 %, pH=8			
200																		
300																		
400																		
500																		
600					0													
700																		
800					5													
900								830 м (860 м)										
1000																		
1100					8													
1200																		
1300					15													
1400																		
1500																		
1600																		
1700																		
1800					37													
1900																		
2000																		
2100					42													
2200																		
2300																		
2400																		
2500																		
2600																		
2700																		
2800																		
2912					60			2841 м (2995 м)										
								2860 м (3070 м)										

- песок	- алевролиты	- нефтеносность	- суглинок
- глина	- аргиллиты	- песчаники	- сугель
- алевроиты	- угли		

Рисунок В.1 – Геолого-технический наряд

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 860–3070 м



ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(обязательное)
Потребное количество химических реагентов

Таблица Д.1 – Результаты расчетов потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		эксплуатационная колонна		Хвостовик		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода NaOH	Регулятор pH	25	62,5	2,5	182,2	7,3	156,4	6,3	40,3	1,6	441,34	18
Глина ПБМБ	Структурообразователь	1000	3747,7	3,7	6377,9	6,4		0,0		0,0	10125,56	11
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	62,5	2,5	182,2	7,3	347,5	13,9	89,6	3,6	681,70	8
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25		0,0	364,5	14,6		0,0		0,0	364,45	15
DRILL OIL, марки В	Смазочная добавка	206		0,0	728,9	3,5	6949,2	33,7	1791,1	8,7	9469,22	46

Продолжение таблицы Д.1

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		эксплуатационная колонна		Хвостовик		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25		0,0	22,8	0,9		0,0		0,0	22,78	1
Барит	Утяжелитель	1000	14849,8	14,8	0,0	0,0		0,0		0,0	14849,82	15
Мел	Утяжелитель и кальматант	1000		0,0		0,0	42416,7	42,4	10932,3	10,9	53349,04	54
Ксантан	Структурообразователь	25		0,0		0,0	1216,1	48,6	313,4	12,5	1529,56	62
Крахмал КМК	Понизитель фильтрации	30		0,0	1457,8	48,6	5906,9	196,9	1522,4	50,7	8887,07	297
KCl	Ингибитор	1000		0,0	9111,3	9,1	27797,0	27,8	7164,3	7,2	44072,52	45
HBEN-5	Пеногаситель	25		0,0	182,2	7,3		0,0		0,0	182,23	8

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)
Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,521	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	18	91,1	406,6
Под кондуктор									
60	860	БУРЕНИЕ	0,919	0,102	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	13	88,1	377,8
Под эксплуатационную колонну									
860	3070	БУРЕНИЕ	0,916	0.087	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	83,8	153,3
Отбор керна									
3070	3770	Отбор керна	0,987	0.092	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	90,5	85,8

Таблица Е.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	75	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	203,3	1	106	34,77	69,54
75	860	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	203,3	1	107	35,1	70,19
860	3070	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	150	266	1	125	32	32
3070	3770	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	90	150	266	1	60	15,36	15,36

Таблица Е.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	75	БУРЕНИЕ	76,3	58,5	0	7,7	0,2	10
75	860	БУРЕНИЕ	139,8	53,8	0	74	1,9	10
860	3070	БУРЕНИЕ	200,2	47,9	71,8	58,7	11,9	10
3070	3770	БУРЕНИЕ	252,8	55,9	34,4	124,3	35,4	2,8

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(обязательное)

Эффективность деструкции жидкостей ГРП

Таблица Ж.1 – Сравнение эффективности различных видов химической деструкции

Параметр сравнения	Весовой коэффициент	Виды химической деструкции			
		Кислотная		Окислительная	Энзимная
		Неорганическое	Органические	Окислители	Энзимы
Доступность	0,12	8	8	7	1
Стоимость	0,12	8	8	9	1
Простота осуществления в полевых условиях	0,08	7	8	7	6
Рабочие температуры: < 40 °С 40-95 °С > 95 °С	0,08	8	8	5	8
		9	9	8	5
		8	8	8	2
рН жидкости разрыва: < 7 7 > 7	0,08	9	9	6	9
		9	9	6	8
		8	8	5	3
Низкий расход деструктора в процессе реакции	0,09	1	1	1	9
Скорость разрушения полимера	0,12	8	8	8	8
Минимальное количество осадка	0,12	1	5	5	8
Низкая коррозионная активность	0,07	1	6	5	9
Экологическая безопасность	0,12	1	6	5	9
Итоговая оценка	1	5,2	6,7	6,1	6,1

Таблица Ж.2 – Сравнение эффективных видов физической и химической деструкции

Параметр сравнения	Весовой коэффициент	Виды деструкции			
		Физическая		Химическая	
		Термическая	Механическая	Кислотная	Окислительная
Доступность	0,12	6	5	8	7
Стоимость	0,12	5	5	8	9
Простота осуществления в пластовых условиях	0,08	8	3	8	7
Рабочие температуры: < 40 °С 40-95 °С > 95 °С	0,08	4	7	8	5
		8	8	9	8
		8	9	8	8
рН жидкости разрыва: < 7 7 > 7	0,08	10	10	9	6
		10	10	9	6
		10	10	8	5
Низкий расход деструктора в процессе реакции	0,09	8	8	1	1
Скорость разрушения полимера	0,12	4	4	8	8
Минимальное количество осадка	0,12	1	1	5	5
Низкая коррозионная активность	0,07	9	9	6	5
Экологическая безопасность	0,12	9	9	6	5
Итоговая оценка	1	6,4	5,9	6,7	6,1

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

(обязательное)

Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора

Таблица 3.1 – Результаты расчетов стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

Наименование реагента	Стоимость упаковки,	Упаковка, кг	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик	Итого	Сумма, тыс.руб
	тыс. руб.		Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.	количество уп.	
Каустическая сода NaOH	1,774	25	2,49	7,28	6,25	1,61	18	31,932
Глина ПБМБ	15	1000	3,74	6,37	0	0	11	165
Кальцинированная сода	0,95	25	2,49	7,28	13,89	3,58	28	26,6
PAC HV	10	25	0	14,57	0	0	15	150
DRILL OIL, марки B	20	206	0	3,53	33,73	8,69	46	920
PAC LV	7	25	0	0,91	0	0	1	7
Барит	20	1000	14,84	0	0	0	15	300
Мел	5	1000	0	0	42,41	0	43	215
Ксантан	20	25	0	0	48,64		49	980
Крахмал КМК	34	30	0	48,59	196,89	50,75	297	10098
KCl	30	1000	0	9,11	27,79	7,16	45	1350
HBEN-5	14	25	0	7,28	0	0	8	112
Итого:								14355,5

