

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 НА ЧОРСКУЮ СВИТУ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.279

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Данилов Александр Андреевич		16.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		20.06.2023

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Бондарчук Игорь Борисович			16.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		15.06.2023

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			15.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		20.06.2023

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 общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен 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

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 (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП

 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Данилов Александр Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№40-8/с от 09.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный J-образный 5. Данные по профилю: длина вертикального участка – определить, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта T1=1500 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 55 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 9. Конструкция забоя: зацементированная колонна 10. Способ освоения скважины (выбрать): перфорация/компрессирование/струйный насос
---	--

<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Освоение скважины 2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС
<p>Перечень графического материала</p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2023</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Данилов Александр Андреевич		10.02.2023

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 (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Данилов Александр Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальный вопрос	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		10.02.2023

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Бондарчук Игорь Борисович			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Данилов Александр Андреевич		10.02.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 98 страниц, 24 рисунка, 36 таблиц, 30 литературный источник, 10 приложений.

Ключевые слова: породоразрушающий инструмент, бурение, конструкция скважины, буровой раствор, цементирование, заканчивание скважин, буровая установка, резка бокового ствола, клиновый отклонитель.

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения.

В ходе работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения глубиной 3337 м (по вертикали).

В специальной части был проведён обзор и анализ резки боковых стволов с помощью клиновых отклонителей.

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.

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	12
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади)	19
1.3 Зоны возможных осложнений	21
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	22
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	22
2.2 Проектирование конструкции скважины	22
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	23
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	24
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	26
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	26
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	27
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	28
2.3.1 Выбор способа бурения.....	28
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	28
2.3.3 Выбор типа калибратора	29
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	30
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	31
2.3.6 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	31
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	33
2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	34
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов ..	35

2.3.10	Разработка гидравлической программы промывки скважины	40
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважины	41
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность	41
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	41
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	43
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	46
2.4.2	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	47
2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	48
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	50
2.4.4.1	Выбор жидкости глушения	50
2.4.4.2	Освоение скважины	52
2.4.4.3	Выбор типы фонтанной арматуры	52
2.5	Выбор буровой установки	53
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Зарезка боковых стволов с помощью клиновых отклонителей»	53
3.1	Роль клиновых отклонителей в операциях зарезки боковых стволов....	55
3.2	Обзор клиновых отклонителей	58
3.4	Классификация клиновых отклонителей	75
3.5	Выводы к разделу «специальный вопрос»	75
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	77
4.1	Основные направления деятельности предприятия	77
4.2	Организационная структура предприятия	77
4.3	Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов	78
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	81

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	81
5.2 Производственная безопасность	83
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.....	90
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	92
Список используемых источников.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Результаты проектирования профиля ствола скважины.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Результаты проектирования КНБК.....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ В (обязательное) Геолого-технический наряд	109
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (обязательное) КНБК для бурения интервала под хвостовик 3662 – 3791,4 м.....	110
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Потребное количество химических реагентов	111
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (обязательное) Гидравлическая программа промывки скважины.....	112
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (обязательное) Технологическая схема обвязки цементирующего оборудования.....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ И (справочное) Патентная документация.....	118
ПРИЛОЖЕНИЕ К (обязательное) Классификация клиновых отклонителей.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ Л (обязательное) Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора.....	121

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтегазовая отрасль все больше сосредотачивается на добыче трудноизвлекаемых запасов, что требует строительства скважин со сложным профилем и применения комплекса технологических решений для поддержки добычи углеводородов на требуемом уровне. Бурение скважин, независимо от их назначения, в настоящее время практически невозможно без применения технологий наклонно-направленного бурения, а также различных методов интенсификации притока и повышения нефтеотдачи.

Из этого следуют повышенные требования к процессу проектирования, поскольку он является одним из наиболее важных этапов, определяющих успешность последующих работ по строительству и эксплуатации скважин. Проектирование должно не только учитывать многообразие существующих технологических решений в отрасли, но и основываться на факторах экономической целесообразности. Следовательно, вопросы, рассматриваемые в данной выпускной квалификационной работе на тему "Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения", остаются актуальными.

Список используемых сокращений

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

НТФ – нитрилотриметилфосфовая кислота;

БДЕ – блок дополнительных емкостей;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ГНО – глубинное насосное оборудование;

ОП – оборудование противовыбросовое;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

СВП – силовой верхний привод;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

НПВ – непроизводительное время;

ЦКОДУ – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ЦПЦ – центратор пружинный цельный;

ПРП-Ц – пробка продажная цементируемая;

ПХГМЦЗ – подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая защищенная.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважин

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов на подошве		Коэффициент каверности
От (верх)	До (низ)	Название свиты	Индекс	Угол	Азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные отложения	Q	0	-	1,5
10	254	Устькутская	Ө1 uk	0	-	1,35
254	1030	Верхоленская	Є2-3 vl	0-5	-	1,3
1030	1323	Литвинцевская	Є1-2 lt	0-5	-	1,3
1323	1827	Ангарская	Є1 an	0-5	-	1,3
1827	1951	Булайская	Є1 bl	0-5	-	1,25
1951	2404	Бельская	Є1 bs	0-5	-	1,21
2404	2969	Усольская	Є1 us	0-5	-	1,2
2969	3049	Тэтэрская	V-Є1 tt	0-5	-	1,2
3049	3129	Собинская	V sb	0-5	-	1,2
3129	3226	Катангская	V ktg	0-5	-	1,15
3226	3350	Чорская	V ch	0-5	-	1,11

Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс страти- графичес- кого подразде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твердость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	10	Супеси Суглинки Галечник	-	-	-	-	-	-	1-2	-	IV-VI	M
Ө ₁ uk	10	254	Песчаник Алевриты Известняк Доломит	-	-	-	-	-	-	4-7	-	VII- VIII	СТК
Є ₂₋₃ vl	254	1030	Мергель Аргиллит Песчаник Гипс Доломит	2,5	-	-	-	-	-	5-6	-	VI- VIII	ТВ
Є ₁₋₂ lt	1030	1323	Каменная соль Доломит Ангидрит Известняк Гипс	2,6-2,8	6-12	-	-	-	-	8-9	-	VII- VIII	К, ОК

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Є ₁ an	1323	1827	Каменная соль Доломит Ангидрит Известняк Гипс	2,6-2,8	1-10	-	-	-	-	8-9	-	VII- VIII	К, ОК
Є ₁ bl	1827	1951	Доломит	2,7-2,8	-	-	-	-	-	9	-	VIII	ОК
Є ₁ bs	1951	2404	Каменная соль Доломит Ангидрит Известняк	2,6-2,8	-	-	-	-	-	7-9	-	VIII	К, ОК
Є ₁ us	2404	2969	Каменная соль Доломит Ангидрит Известняк	2,6-2,8	-	-	-	-	-	7	-	VIII	ОК
V-Є ₁ tt	2969	3049	Доломит Ангидрито - доломит	2,83	-	-	-	-	-	8-9	-	IX	К, ОК
V sb	3049	3129	Доломит глинистый Доломит окремненн ый Ангидрито - доломит	2,83	-	-	-	-	-	9	-	VIII	ОК

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
V ktg	3129	3226	Доломит Доломито- ангидрит Алевролит Ангидрит	2,83	-	-	-	-	-	9	-	VIII	OK
V ch	3226	3350	Песчаник Аргиллит Алевролит	2,4-2,5	6,2-9,7	0,0059- 0,0179	-	2,8-5,8	-	7-9	-	XI	K,OK

Таблица 3 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Коэффициент аномальности пластового давления	Градиент, Мпа/м			Температура в конце интервала, град. °С
от (верх)	до (низ)		пластового давления	гидроразрыва пород	горного давления	
0	10	0,48	0,0221	0,0142	0,0221	4,0
10	254	0,52	0,0221	0,0142	0,0221	5,9
254	1030	0,66	0,0228	0,0158	0,0228	21,0
1030	1323	0,81	0,0233	0,0155	0,0233	23,7
1323	1827	0,93	0,0235	0,0174	0,0235	28,6
1827	1951	0,99	0,0238	0,0178	0,0238	31,7
1951	2111	1,02	0,0237	0,0174	0,0237	33,4
2111	2404	1,04	0,0241	0,0168	0,0241	40,8
2404	2969	1,06	0,0241	0,0172	0,0241	49,2
2969	3049	1,06	0,0241	0,0172	0,0241	50,5
3049	3129	0,98	0,0239	0,0167	0,0239	52,7
3129	3226	0,98	0,0240	0,0172	0,0240	54,6
3226	3350	0,78	0,0240	0,0172	0,0240	56,8

1.2 Характеристика газоводоносности месторождения (площади)

Таблица 4 – Газоносность

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа -относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
Келорский	1218	1323	вода, газ	0,627	-	-
Бильчирский	1556	1771	вода, газ	0,627	-	-
Биркинский	1881	1951	вода, газ	0,627	-	-
Атовский	2111	2126	вода, газ	0,627	-	-
Христофоровский	2374	2404	вода, газ	0,627	-	-
Балыхтинский	2404	2454	вода, газ	0,627	-	-
Осинский	2847	2907	вода, газ	0,627	-	-
П1	3236	3263	газ, конденсат	0,627	133,8	-
П2	3265	3304	газ, конденсат	0,627	340	-

Таблица 5 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут.	Минерализация, г/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатнатр., ГКН- гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро- кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	8	9	10
Q – C ₂₋₃ vl	0	254	Порово- трещинный	1000	8-1296	0,183-0,25	ХК	нет
C ₁ an – C ₁ bl	1323	1951	Каверно- трещинный	1216-1395	43,2-110	506,7-577	ХК	нет
C ₁ bs – C ₁ us	1951	2969	Каверно- трещинный	1387-1406	192-4500	539,8-595,2	ХК	нет
V-C ₁ tt – V ktg	2969	3226	Каверно- трещинный	1270-1380	10-15	349,08	ХК	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 6 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q	0	10	Обвалы
Ө ₁ uk	10	254	Поглощение бурового раствора
Є ₂₋₃ vl	254	1030	
Є ₁₋₂ lt	1030	1323	
Є ₁ an – Є ₁ us	1323	2969	
V-Є ₁ t – V ch	2969	3350	Газопроявление

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю:

Данные по профилю: длина вертикального участка – определить, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 градус/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта $T_1=1500$ м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 55 градусов, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 градус/10 м.

Тип профиля: наклонно-направленный J-образный.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в приложении А 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 скважины

Согласно техническому заданию на проектирование, проектируется зацементированный хвостовик с последующей перфорацией.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 представлен график совмещенных давлений.

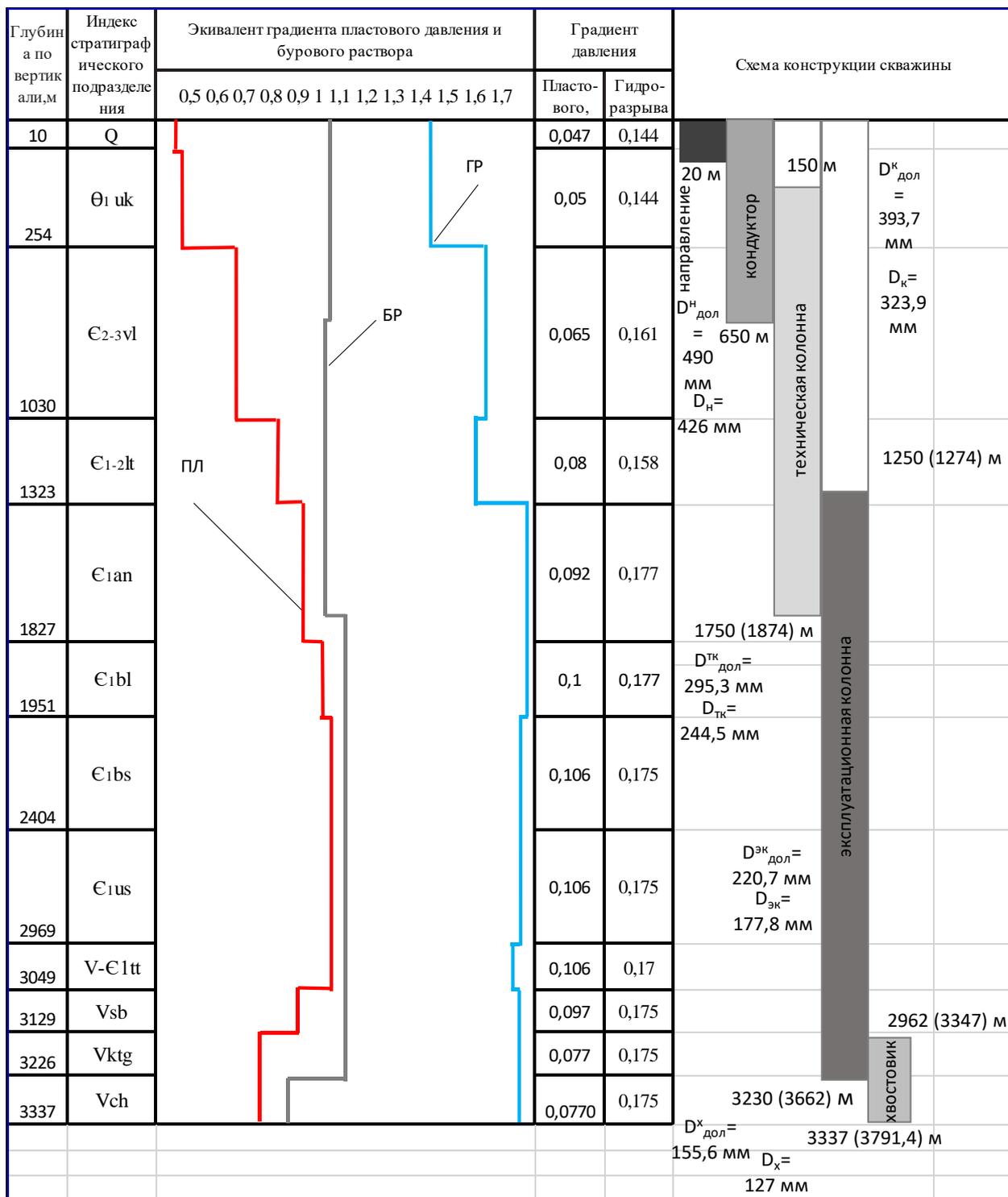


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в данном разрезе четвертичные отложения составляют 10 метров, то будем считать глубину спуска направления равной 20 м (20 м по стволу).

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Результаты расчетов представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов глубины спуска кондуктора

Имя объекта	П1	П2	Келорский	Бильчирский	Биркинский	Аговский	Христофороский	Балыхтинский	Осинский
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	3236	3265	1218	1556	1881	2111	2374	2404	2847
Градиент пластового давления $\Gamma_{пл}$, атм/м	0,077	0,077	0,080	0,092	0,100	0,106	0,106	0,106	0,106
Градиент давления гидроразрыва $\Gamma_{грп}$, атм/м	0,175	0,175	0,158	0,177	0,177	0,175	0,175	0,175	0,175
Относительная плотность по воздуху, кг/м ³	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627
Расчетные значения									
Пластовое давление $R_{пл}$, атм	249,1	251,4	97,44	143,152	188,1	223,766	251,644	254,824	301,782
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд}$, м	1390	1400	650	850	1100	1340	1460	1500	1750
Коэффициент запаса	1,10	1,10	1,09	1,10	1,09	1,10	1,08	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	650								

Анализируя результаты расчета, целесообразно спустить до глубины 650 м (650 м по стволу).

Техническую колонну спускают до глубины 1750 м (1874 м по стволу), так как геологический разрез представлен солями.

Эксплуатационную колонну спускают до глубины 3230 м (3662 м по стволу)

Хвостовик спускается до проектного забоя – 3337 м (3791,4 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектом предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление цементируется на всю длину – 20 м;
2. Кондуктор цементируется на всю длину – 650 м;
3. Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака колонны на 500 м для газовой скважины. Интервал цементирования будет составлять от 150-1750 метров.

4. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 500 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования ЭК: 1250 – 3230 м (1274 – 3662 м по стволу).

5. Хвостовик цементируется с учётом перекрытия башмака эксплуатационной колонны на 250 м. Интервал цементирования хвостовика: 2962 – 3337 м (3347 – 3791,4 м по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В таблице 8 представлены результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн.

Таблица 8 – Результаты расчетов диаметров скважин и обсадных колонн

Обсадная колонна	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной колонны, мм
Направление	490	426
Кондуктор	393,7	323,9
Техническая	295,3	244,5
Эксплуатационная	220,7	177,8
Хвостовик	155,6	127,0

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В таблице 9 представлен результат давления опрессовки колонн по газоконденсатным пластам.

Таблица 9 – Результат расчета давления опрессовки колонн по газоконденсатным пластам

Название объекта		Келорский	Бильчирский	Биркинский	Аговский	Христофоровский	Балыгинский	Осинский	III	II
		Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	9,6	15,1	18,2	21,1	24,2	25	29,6
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1218	1556	1881	2111	2374	2404	2847	3236	3265
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	8,92	13,70	16,23	18,5	20,8	21,5	24,8	20,1	20,2
Относительная плотность по воздуху, кг/м ³	$\gamma_{отн}$	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627	0,627
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,1								
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	9,81	15,07	17,85	20,36	22,98	23,68	27,28	22,12	22,27
Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	10,79	16,58	19,64	22,40	25,27	26,05	30,01	24,33	24,50

Исходя из проведенных выше расчетов, нужно выбрать наибольшее значение: $P_{оп} = 30$ 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: ОКК2-35-178х245х К2 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОПЗ-540/80х35.

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, техническую, эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается совмещенный способ бурения, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. В таблице 10 представлены способы бурения для каждого интервала.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	20	СВП
20	650	Совмещенный (СВП + ВЗД)
650	1750	Совмещенный (СВП + ВЗД)
1750	3230	Совмещенный (СВП + ВЗД)
3230	3337	Совмещенный (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, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–20	20–650	650-1750	1750–3230	3230–3337
Шифр долота		490,0 GRD131	БИТ 393,7 B419TSP	БИТ 295,3 B913H	БИТ 220,7 B713УМ	БИТ 155,6 B813УМ
Тип долота		Шаро- шечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М	Т	ОК	ОК	ОК
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117	3 117	3 88
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,63	0,42	0,4	0,38	0,29
Масса, кг		300	200	90	50	20
Нагрузка G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-10	2-10	2-10	2-10
	Максимальная	40	10	10	10	10
Частота вращения n, об/мин	Рекомендуемая	40	60	60	60	60
	Максимальная	600	400	250	400	400

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, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор, эксплуатационную, техническую колонну и хвостовик с PDC долотом планируется использование калибратора со спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу

долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен твердыми, крепкими и очень крепкими горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-20	20-650	650-1750	1750-3230	3230-3337
Шифр калибратора		К 490 М	КЛС 393 СТК	КЛС 295 СТК	КЛС 220 СТК	КЛС 155 СТК
Тип калибратора		прямой	спиральный	спиральный	спиральный	спи- ральный
Диаметр калибратора, мм		490	393	295	220	155
Тип горных пород		М	Т	К	К	К
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3-171/ 3-171	3-171/ 3-171	3-171/ 3-171	3-171/ 3-171	3-88/ 3-88
	API	6 5/8 FH/6 5/8 FH	6 5/8 FH/6 5/8 FH	6 5/8 FH/6 5/8 FH	4 1/2 Reg/4 1/2 Reg	3 1/2 Reg/3 1/2 Reg
Длина, м		1,2	1,1	1,1	0,44	0,41
Масса, кг		450	390	320	60	50

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 13.

Таблица 13 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал, м		0-20	20-650	650-1750	1750-3230	3230-3337
Исходные данные						
Диаметр долота, см	D_d	49,0	39,37	29,53	22,07	15,56
Предельная нагрузка на долото, т	$G_{пред}$	40	10	10	10	10
Результаты проектирования						
Допустимая нагрузка на долото, т	$G_{доп}$	34	8	8	8	8
Спроектированная нагрузка на долото, т	$G_{проект}$	8	5	5	5	5

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. Результаты проектирования представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов частоты вращения долота

Интервал, м		0-20	20-650	650-1750	1750-3230	3230-3337
Исходные данные						
Линейная скорость на периферии долота, м/с	V_l	3,4	2	1,5	1,5	1,5
Диаметр долота, мм	D_d	490,0	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования						
Расчетное значение частоты вращения, об/мин	n_1	133	97	97	130	184
Статистическая частота вращения, об/мин	$n_{стат}$	40-60	100-140	100-140	100-140	120-220
Спроектированная частота вращения, об/мин	$n_{проект}$	60	100	100	130	180

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 15.

Таблица 15 – Расход бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора					
Интервал	0-20	20-650	650-1750	1750-3230	3230-3337
Исходные данные					
$D_{д}, м$	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
K	0,65	0,3	0,3	0,3	0,3
K_k	1,5	1,35	1,3	1,2	1,11
$V_{кр}, м/с$	0,15	0,11	0,1	0,1	0,1
$V_m, м/ч$	30	25	20	20	15
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127	0,127	0,0889
$d_{нmax}, м$	0,0129	0,0119	0,0095	0,0079	0,0064
n	4	6	6	7	9
$V_{кмин}, м/с$	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,08	1,08	1,05	1,13	0,840
$\rho_n, г/см^3$	2,2	2,35	2,6	2,7	2,65
$S_{заб}$	0,19	0,12	0,07	0,04	0,02
S_{max}	0,18	0,11	0,06	0,03	0,01
D_c	0,86	0,73	0,62	0,51	0,42
Результаты проектирования					
$Q_1, л/с$	123	37	21	11	6
$Q_2, л/с$	114	67	35	19	8
$Q_3, л/с$	88	55	42	26	13
$Q_4, л/с$	30	42	34	33	34
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q, л/с$	30-123	37-67	21-42	11-33	6-34
Запроектированные значения расхода БР					
$Q_{проект}, л/с$	45	67	42	33	16

где K_k – коэффициент кавернозности;

V_m – механическая скорость бурения, м/ч;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

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

n – число насадок на долоте;

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

ρ_p – расчетная плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{п}}$ – 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;

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

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя						
Интервал		0-20	20-650	650-1750	1750-3230	3230-3337
Исходные данные						
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
$G_{oc}, \text{кН}$		314	78	78	78	78
$Q, \text{Н*М/кН}$		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}, \text{мм}$		-	315	236	177	124
$M_p, \text{Н*М}$		-	4022	3046	2307	1661
$M_o, \text{Н*М}$		-	197	148	110	78
$M_{уд}, \text{Н*М/кН}$		-	49	37	28	20

где G_{oc} – осевая нагрузка, т;

Q – расчётный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН;

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

M_p – момент силы, необходимый для вращения нагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН.

Для интервала бурения под кондуктор (20-650 м), техническую (650-1750 м), эксплуатационную колонну (1750-3230 м) и хвостовик (3230-3337 м) выбираются винтовые забойные двигатели ДР-286.3.60, ДГР-210.4/5.62, ДР-176.6.29 и ДР-120.7.33 соответственно, которые позволяют бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированных ВЗД представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных гидравлических 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
ДР-286.3.60	20-650	286	8,2	1801	47-95	228	13,8	290
ДГР-210.4/5.62	650-1750	216	9,5	1732	19-57	9,5	11,5	150
ДР-176.6.29	1750-3230	176	7,8	1280	25-35	180	7,4	128
ДР-120.7.33	3230-3337	120	6,63	905	24	216	4,1	96

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок 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, Б.5.

Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.6.

Геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной наклонно-направленной скважины представлен в приложении В. В приложении Г представлено графическое изображение КНБК для бурения интервала под хвостовик.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При выборе типа промывочной жидкости необходимо учитывать, что каждый буровой раствор имеет границы применения. Выбор типа бурового раствора ставит целью:

- достижение такого соответствия свойств бурового раствора геолого-техническим условиям, при котором исключаются или сводятся к минимуму нарушение устойчивости пород и другие осложнения в процессе бурения;
- ограничение возможности возникновения необратимых процессов при вскрытии продуктивных пластов.

Направление и кондуктор

Для бурения интервала под направление и кондуктор используем бентонитовый буровой раствор, так как данный разрез представлен супесями, суглинками, галечником. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку, что предотвратит возможные осложнения в виде осыпей и обвалов. Также стоит отметить, что минимальная плотность выбранного раствора составляет 1030 кг/см^3 , что больше расчетного значения, следовательно, эта плотность и будет минимальной на данных интервалах, однако предусматривается добавление в раствор утяжелителей для борьбы с

поглощениями принимаемая плотность на 50 кг/см³ увеличится. Компонентный состав бентонитового бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco приведены в таблице 18. Технологические свойства, которые обеспечивает бентонитовый раствор, приведены в таблице 19.

Таблица 18 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1,2
Структурообразователь	M-I GEL Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Регулятор жесткости	SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	Связывание ионов кальция и магния	1,2
Понижитель вязкости	TANNATHIN Молотый лигнит	Снижение вязкости раствора при попадании глины и диспергируемой твердой фазы	1,5
Утяжелитель	M-I WATE Барит (BaSO ₄)	Регулирование плотности	66

Таблица 19 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Техническая и эксплуатационная колонна

Для бурения интервала под техническую и эксплуатационную колонну целесообразно использовать облегченный минерализованный буровой раствор, так как разрез состоит из каменной соли и большая вероятность того, что образуются каверны в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса. Плотность берем расчетные, утяжеление производим баритом. Компонентный состав облегченный минерализованный буровой раствор и торговые марки производителя Mi-Swaco и 3M приведены в таблице 20.

Технологические свойства, которые обеспечивает облегченный минерализованный буровой раствор, приведены в таблице 21.

Таблица 20 – Компонентный состав облегченного минерализованного раствора

Класс	Название	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
Регулятор жесткости	SODA ASH Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)	Связывание ионов кальция и магния	0,02
Структурообразователь	M-I GEL Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	4
Высоковязкий понизитель фильтрации	REATROL	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
NaCl	Хлорид натрия	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	20
KCl	Хлорид калия		7
Понизитель плотности	3M Glass Bubbles	Регулятор плотности	6
Утяжелители	M-I WATE Барит (BaSO ₄)	Кольматация каналов, регулирование плотности	156
Разжижитель	SPERSENE	Дефлокулянт, контроль фильтрации	1

Таблица 21 – Технологические свойства облегченного минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,05; 1,13
Условная вязкость, с	26-72
СНС 10 мин, дПа	27-51
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-8,5
pH	9

Хвостовик

Для бурения интервала под хвостовик используем облегченный биополимерный буровой раствор. Предназначенный для пластов с аномально

низкими пластовыми давлениями. Данный раствор формирует малопроницаемую фильтрационную корку, что делает устойчивыми стенки скважины и предотвращает проникновение фильтрата в породу. Реологические свойства биополимерного раствора позволяют полностью выносить выбуренную породу из ствола скважины. Плотность выбираем минимальную, соответствующую облегченному минерализованному раствору. Компонентный состав облегченного биополимерного бурового раствора и торговые марки производителя Mi-Swaco и 3M приведены в таблице 22. Технологические свойства, которые обеспечивает облегченного биополимерный раствор, приведены в таблице 23.

Таблица 22 – Компонентный состав облегченного биополимерного раствора

Класс	Название	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,1
Структурообразователь	DUO-VIS Ксантановая смола	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель плотности	3M Glass Bubbles	Регулятор плотности	3
Нейтрализатор сероводорода	SULF-X	Нейтрализовать H ₂ S	2
Высоковязкий понизитель фильтрации	REATROL	Регулятор фильтрации, реологических свойств	4

Таблица 23 – Технологические свойства облегченного биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	0,870
Условная вязкость, с	50-113
Пластическая вязкость, сПз	13-30
ДНС, дПа	62,4-152
СНС 10 сек/10 мин, дПа	19,2-50/38,4-67,2

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице 24.

Таблица 24 – Результаты расчетов объемов бурового раствора под все интервалы

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины V _{СКВ} в конце интервала, м ³
от	до					
1	2	3	4	5	6	7
0	20	20	490	-	1,5	5,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						0,64
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						4,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						0,1
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						53,7
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						58,7
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						58,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						26,8
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины V _{СКВ} в конце интервала, м ³
от	до					
20	650	630	393,7	406	1,35	106,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						3,59
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						89
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						2,6
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						152
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						247,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						26,8
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						291,5
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						0
Техническая колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины V _{СКВ} в конце интервала, м ³
от	до					
650	1750(1874)	1224	295,3	306,9	1,3	157,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						0,58
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						95,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						6,2
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						217,6
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						320,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала V _{перев}						-
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						402,7
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						68,5

Продолжение таблицы 24

1		2		3	4	5	6	7	
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, м ³			
от	до								
1750 (1874)	3230 (3662)	1788	220,7	228,7	1,15	155,6			
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$							2,71		
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$							66,2		
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$							10,9		
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$							316,2		
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$							396,1		
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{перев}$							68,5		
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$							338,9		
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$							-		
Хвостовик Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, м ³			
до									
3230 (3662)	3337 (3791,4)	90	155,6	154,8	1,11	73,5			
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$							0		
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$							1,9		
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$							7,7		
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$							150		
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$							159,6		
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{перев}$							-		
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$							94		
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$							-		

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, 4 и 5 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора, технической, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.

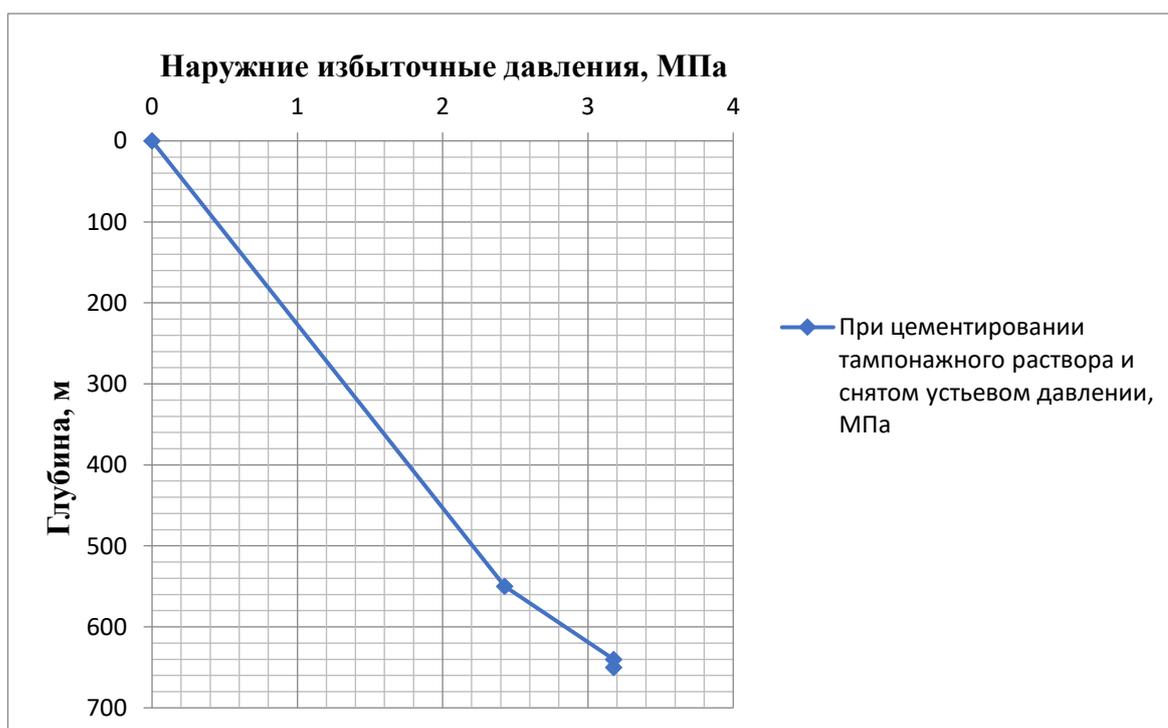


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора



Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

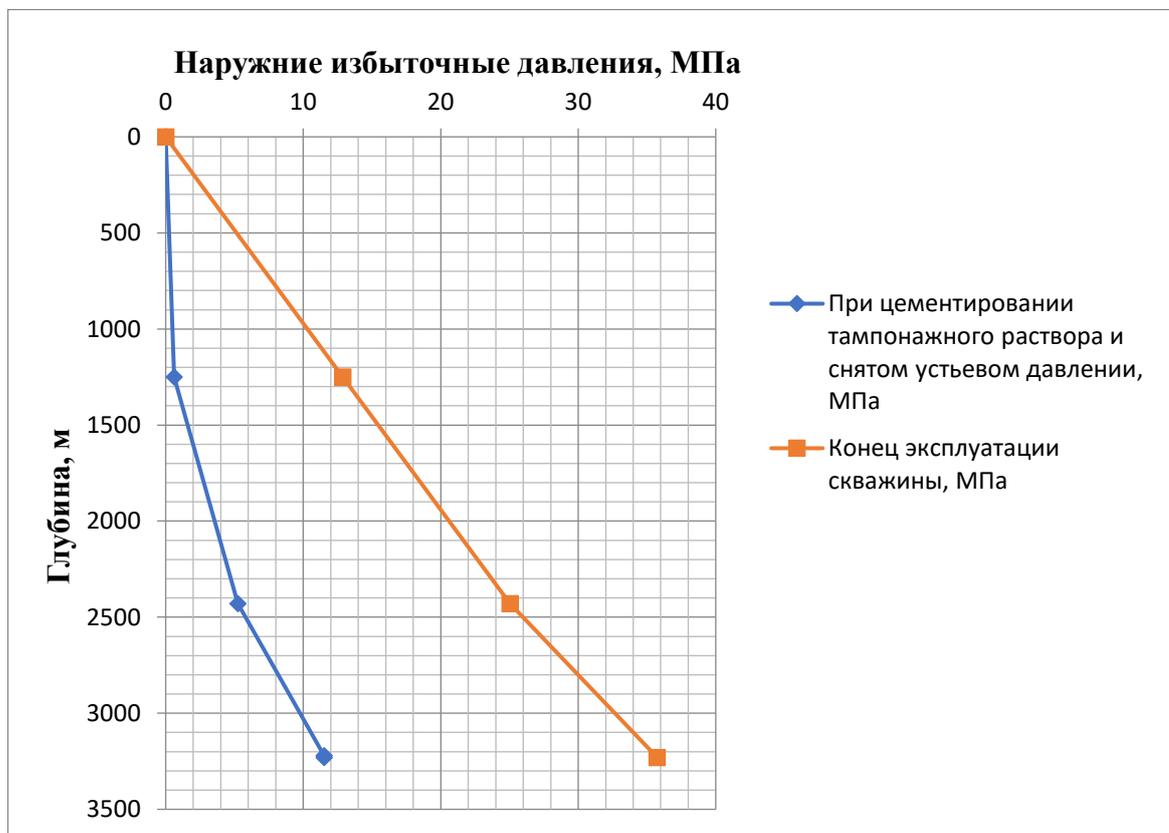


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

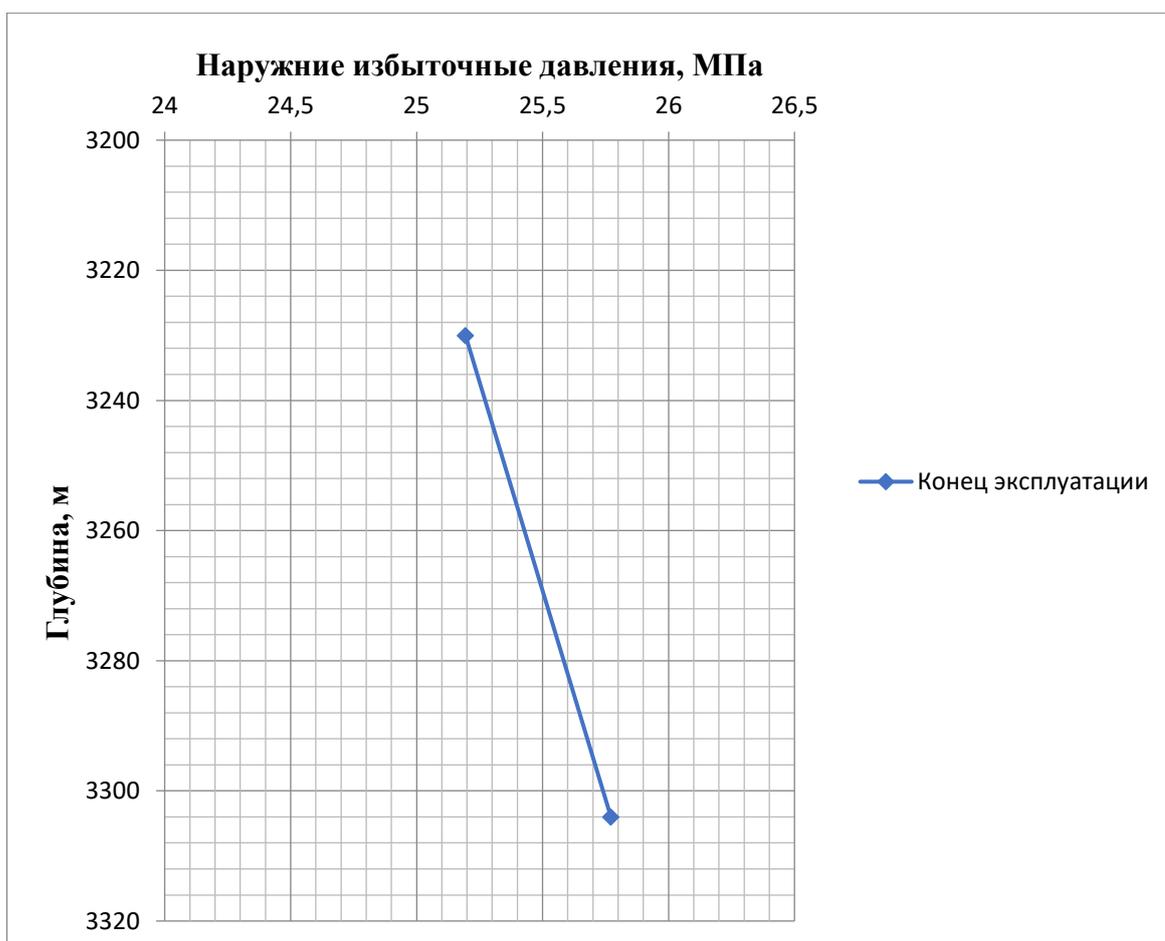


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

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 цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 6, 7, 8 и 9 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина- внутреннее

избыточное давление» для кондуктора, технической, эксплуатационной колонны и хвостовика соответственно.

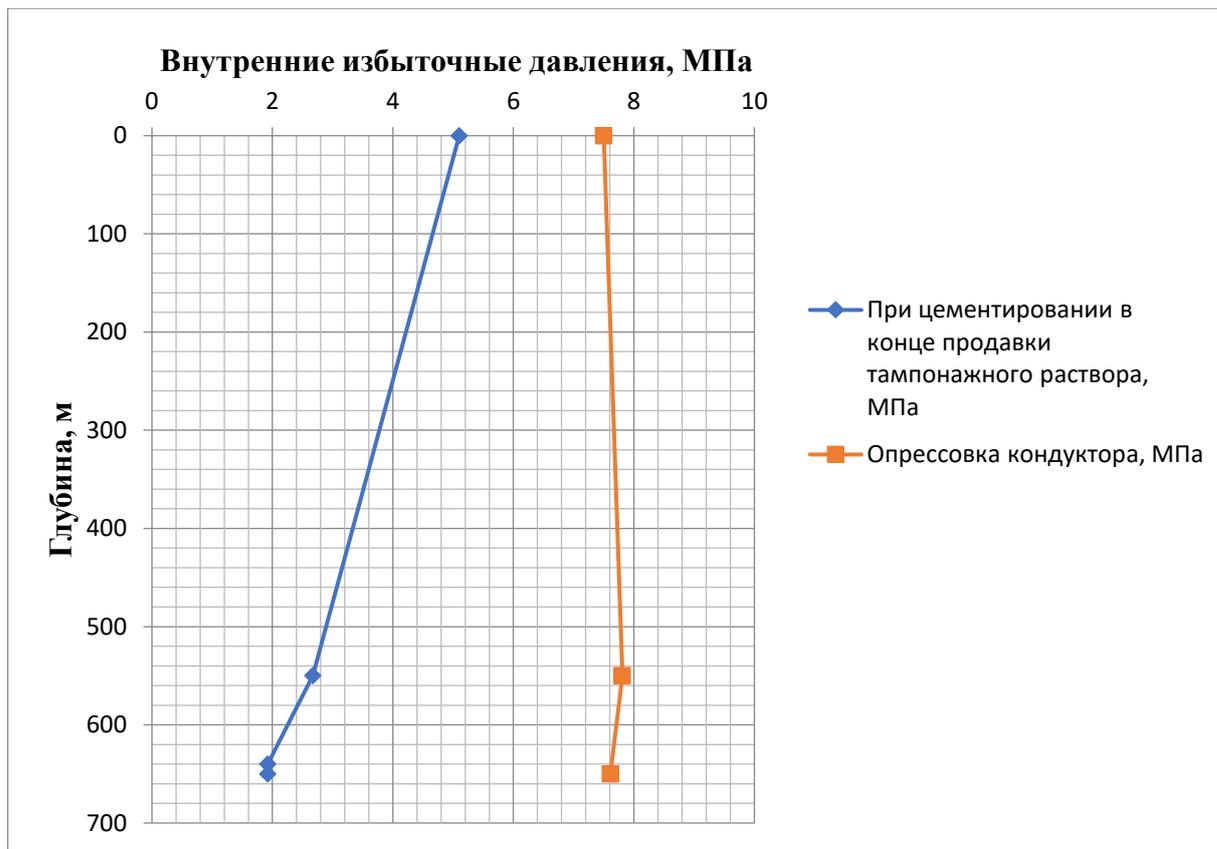


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

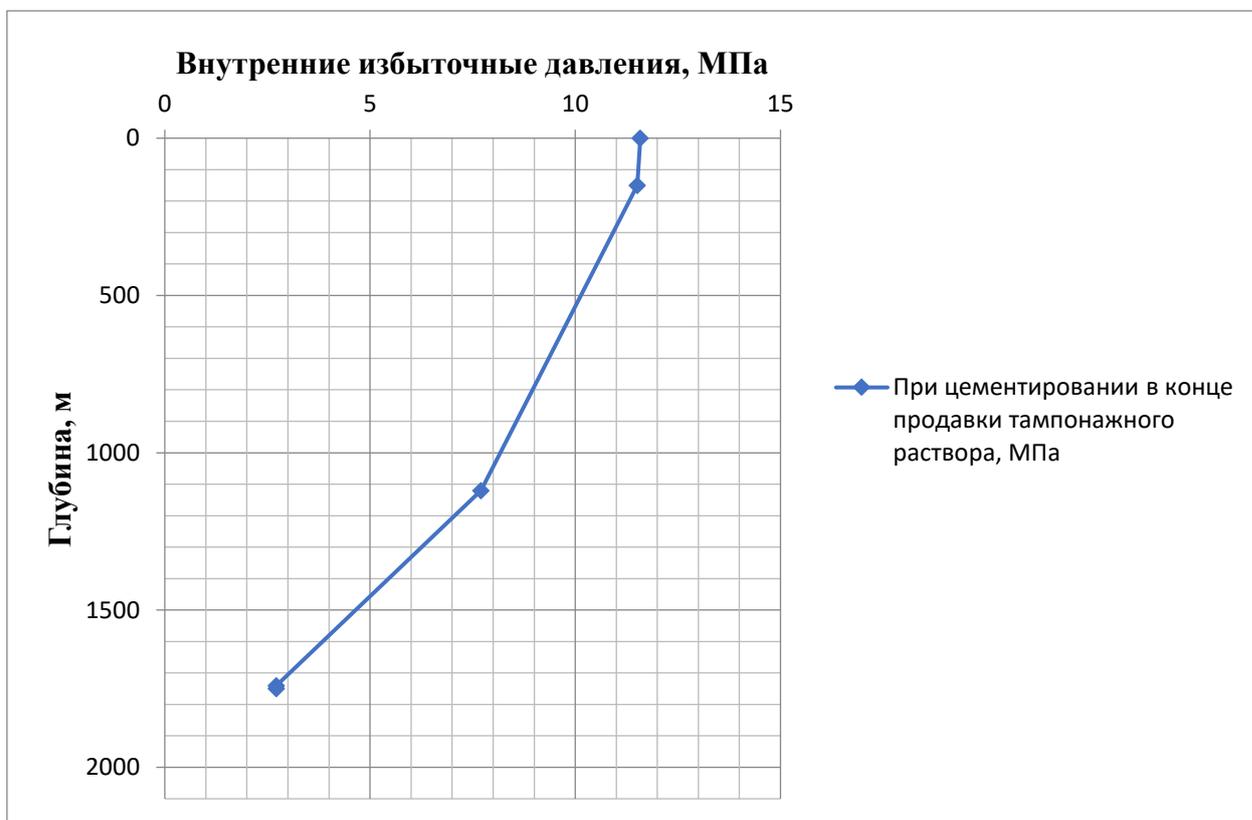


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

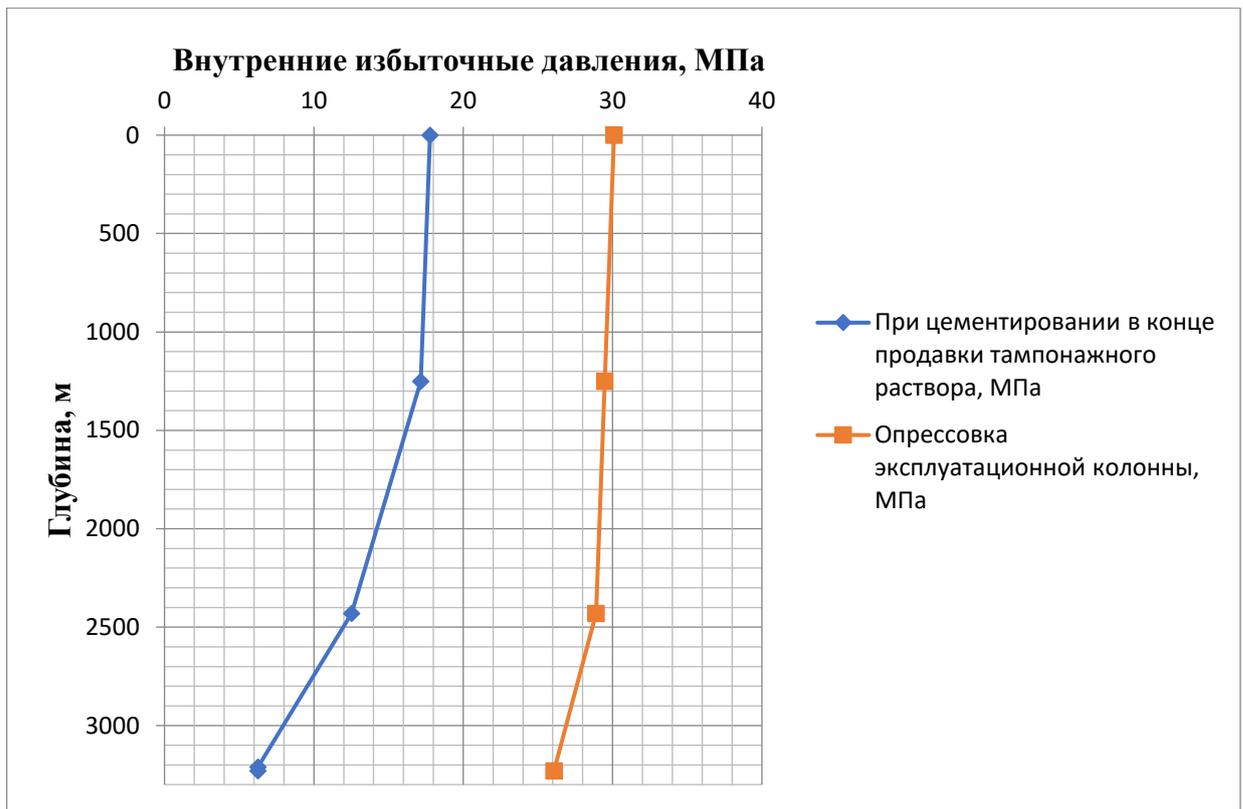


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	10	20	104,4	2088	2088	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	650	67,2	43680	43680	0-650
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1874	47,2	88452	88452,8	0-1874
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Е	11,5	2475	47,3	117067,5	162767	3662-1187
2	ОТТГ	Е	9,2	1187	38,5	45699,5		1187-0
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	9,2	380	26,8	10184	9916	3412-3792

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 26.

Таблица 26 – 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, 127 мм	БКМ-127	3792	3792	1	1	
	ЦКОД-127	3782	3782	1	1	
	ПРП-Ц-Н-127	3384	3384	1	1	
	ПРП-Ц-В-127	3782	3782	1	1	
	ЦТ 127/156	3669	3751	8	8	
	ЦПЦ-127/156		3372	3669	30	42
			3669	3702	3	
			3704	3752	5	
			3752	3782	2	
			3782	3792	2	
Пакер ПГМЦ 127	3417	3422	1	1		
Подвеска ПХЦЗ1. 127/178	3412	3416	1	1		
Эксплуатационная колонна, 177,8 мм	БКМ-178	3662	3662	1	1	
	ЦКОД-178	3652	3652	1	1	
	ЦТ 178/220		1874	1967	5	32
			1967	2117	8	
			2310	2328	2	
			2628	2664	4	
			2664	2724	6	
			3200	3272	7	
	ЦПЦ-178/220		0	1771	177	335
			1771	1881	11	
			1881	1951	7	
			1951	2111	16	
			2111	2126	2	
			2126	2374	25	
			2374	2404	3	
			2404	2454	5	
			2454	2847	42	
			2847	2907	6	
		3272	3662	41		
ПРП-Ц-В-178	3642	3642	1	1		
ПРП-Ц-Н-178	3652	3652	1	1		

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
Техническая колонн, 244,5 мм	БКМ-245	1874	1874	1	1
	ЦКОД-245	1864	1864	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	600	20	147
		600	650	5	
		650	1237	59	
		1237	1359	12	
		1359	1640	28	
	1640	1874	23		
ПРП-Ц-В-245	1864	1864	1	1	
Кондуктор, 323,9 мм	БКМ-324	650	650	1	1
	ЦКОД-324	640	640	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	20	2	25
		20	620	20	
		620	650	3	
ПРП-Ц-В-324	640	640	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426	20	20	1	1
	ЦКОД-426	10	10	1	1
	ЦПЦ-426/490	0	20	2	2
	ПРП-Ц-В-426	10	10	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для цементирования каждой колонны представлены в таблицах 27, 28, 29, 30.

Таблица 27 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	23,5 4	4,71	1040	4,71	МБП-СМ	329,62
		18,8 4		18,84	МБП-МВ	282,53
Продавочная жидкость	48,739		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	42,79		1450	37,21	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	29 451
					НТФ	17,54
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,32		1850	5,55	ПЦТ-II -50	10 714
					НТФ	3,41

Таблица 28 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для технической колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	12,6	2,52	1050	2,52	МБП-СМ	176,66
		10,09		10,09	МБП-МВ	151,42
Продавочная жидкость	73,585		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	33,274		1400	27,94	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	22111
					НТФ	13,64
Нормальной плотности тампонажный раствор	26,91		1820	17,67	ПЦТ-II -50	34084
					НТФ	11,03

Таблица 29 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	6,36	1,27	1050	1,27	МБП-СМ	89,03
		5,09		5,09	МБП-МВ	76,31
Продавочная жидкость	64,321		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	24,43		1400	20,52	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	16237
					НТФ	10,02
Нормальной плотности тампонажный раствор	15,51		1820	10,19	ПЦТ-II-100	19648
					НТФ	6,36

Таблица 30 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для хвостовика

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
1	2		3	4	5	6
Буферная жидкость	2,53	0,51	1050	0,51	МБП-СМ	35,43
		2,02		2,02	МБП-МВ	30,37
Продавочная жидкость	14,802		1000	-	Тех.вода	-

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6
Облегченный тампонажный раствор	1,027	1400	0,87	ПЦТ-III-Об(4-6)- 100	673,2
				НТФ	0,42
Нормальной плотности тампонажный раствор	1,598	1820	1,05	ПЦТ-II-100	2024
				НТФ	0,66

В приложении Ж на рисунках Ж.1, Ж.2, Ж.3, Ж.4 представлены технологические схемы обвязки цементировочного оборудования для каждой колонны.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

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

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot \text{grad}P_{\text{пл}}}{g}, \quad (1)$$

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

$\text{grad}P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления испытываемого пласта, Па/м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,0076 \cdot 10^6}{9,81} = 813 \text{ кг/м}^3.$$

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:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot (V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (2)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³.

Внутренний объем колонны равен:

$$V_{\text{вн}} = \frac{\pi}{4} \cdot (D - 2 \cdot \delta)^2 \cdot L, \quad (3)$$

где D – наружный диаметр колонны, м;

δ – толщина стенки колонны, м;

L – глубина спуска колонны.

$$V_{\text{внэк.}} = 2 \cdot 0,785 \cdot 10^{-6} \cdot (2225 \cdot (177,8 - 2 \cdot 11,5)^2 + 1187 \cdot (177,8 - 2 \cdot 9,2)^2) = 131,05 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ВНХВ}} = 2 \cdot 0,785 \cdot 10^{-6} \cdot (380 \cdot (127 - 2 \cdot 9,2)^2) = 7,03 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{ж.г.}} = V_{\text{ВНХВ}} + V_{\text{ВНЭК.}} = 131,05 + 7,03 = 138,08 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Освоение скважины

Согласное техническому заданию на выбор были представлены способы освоения – выбрана перфорация.

В таблице 31 представлены технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 31 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер	Плотность перфорации, отв./1 м	Кол-во спусков перфоратора
39	НКТ	Кумулятивн.	ПК73КЛ ORION	20	1

2.4.4.3 Выбор типы фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин.

Принимаем арматуру фонтанная АФ5-80/65х35.

Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 5, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 МПа.

2.5 Выбор буровой установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 31.

Таблица 32 – Выбор буровой установки

БУ 4000/250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	131,34	$[G_{кр}] \cdot 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 131,34$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	148,9	$[G_{кр}] \cdot 0,9 \geq Q_{об}$	$225 > 148,9$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	154,4	$\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$	$250 / 154,4 = 1,61$ $1,61 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

При расчете максимального веса бурильной колонны $Q_{бк}$ и максимального веса обсадной колонны $Q_{об}$ учитывался вес системы верхнего привода $Q_{свп} = 12,6$ т, выбранного СВП DQ40BQII-ЛН.

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «Зарезка боковых стволов с помощью клиновых отклонителей»

Зарезка боковых стволов – это важная техника, применяемая при бурении скважин для изменения траектории бурения от исходного ствола. Она позволяет исследовать дополнительные зоны, обходить препятствия и обеспечивает лучший доступ к пласту. Зарезка боковых стволов часто необходима в сложных геологических условиях, где изменение характеристик пласта или обнаружение дополнительных запасов углеводородов требует изменения траектории бурения. Традиционно зарезку боковых стволов осуществляли с помощью фрезерования. Однако клиновые отклонители стали все более популярным и надежным средством для зарезки боковых стволов в обсаженных стволах скважин.

Целью данной работы является всесторонний обзор патентов, относящихся к клиновым отклонителям для скважин в России (СССР) и США. Путем анализа патентов исследование ставит своей целью выявить технологические прогрессивные разработки, особенности и ограничения различных конструкций клиновых отклонителей. Кроме того, в ходе исследования предполагается разработать систему классификации клиновых отклонителей на основе механизмов активации, возможности извлечения и других соответствующих критериев.

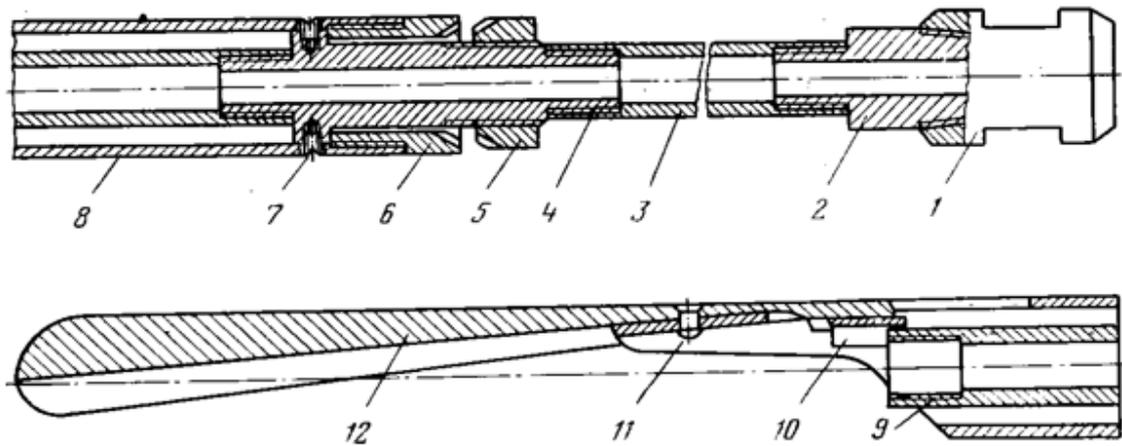
Данное исследование сосредоточено исключительно на клиновых отклонителях, предназначенных для зарезки боковых стволов. Область исследования включает патенты России (СССР) и США, так как эти страны являются лидерами в области технологических достижений в области нефтегазового бурения.

3.1 Роль клиновых отклонителей в операциях реззки боковых стволов

Клиновой отклонитель – это инструмент, используемый в направленном бурении для изменения направления скважины. Он включает корпус с направляющей поверхностью, состоящей из двух наклонных и расположенного между ними вертикального участков. Существуют различные типы клиновых отклонителей, такие как стационарные и извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители. Стационарный клиновой отклонитель используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. Извлекаемые клиновые отклонители позволяют за один цикл работ изменить направление скважины и могут применяться многократно.

Стационарный клиновой отклонитель используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. Он устанавливается в скважине и закрепляется на месте с помощью специальных устройств. Затем буровой инструмент направляется вдоль отклоняющей поверхности клина, чтобы изменить направление скважины.

Извлекаемые клиновые отклонители позволяют за один цикл работ изменить направление скважины и могут применяться многократно. Они устанавливаются в скважине и закрепляются на месте с помощью специальных устройств. Затем буровой инструмент направляется вдоль отклоняющей поверхности клина, чтобы изменить направление скважины. После завершения работы клин извлекается из скважины и может быть использован снова [1].



1 – муфта; 2 – переводник; 3 – труба; 4 – nipple; 5 – гайка конусная; 6 – втулка; 7 – шпильки; 8 – корпус; 9 – отбурник; 10 – шпонка-ограничитель; 11 – заклепка; 12 – клин

Рисунок 10 – Конструкция клиновых отклонителей

Технология зарезки бокового ствола с помощью клинового отклонителя:

1. Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину, состоящей из якоря, закрепленного на нем патрубка с ориентационным пазом и направляющим пером, разъединительного устройства, устройства ориентации, технологического инструмента.
2. Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузкой надежность крепежа.
3. Отсоединение компоновки и поднятие технологического инструмента.
4. Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом.
5. С помощью поворотного механизма уипстока выставляется необходимое положение клина относительно шпонки.
6. Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.
7. После выполнения работ по вырезке технологического окна, бурения бокового ствола производится извлечение клина из скважины.
8. В скважине устанавливается другой вид клина для крепления бокового ствола.

9. Производиться вырезание верхней части и извлечение клина.
10. Для бурения следующего бокового ствола рабочий уипсток ставится в скважине выше с помощью удлинителя, сориентировав его в заданном направлении.
11. Операции повторяются для необходимого числа боковых стволов.
12. Восстановление проходимости эксплуатационной колонны в якоре осуществляется после бурения и крепления всех запланированных боковых стволов путем непосредственного разбуривания резьбовой пробки и башмака.
13. Возможно бурение с одного уровня нескольких боковых стволов меняя положение клина относительно направляющей шпонки.
14. В процессе эксплуатации многоствольной скважины появляется возможность избирательного ведения работ по всем стволам за счет временной установки ремонтного клина напротив необходимого бокового ствола и последующего его извлечения после проведения работ, меняя его местоположение.

Основные причины использования техник зарезки боковых стволов:

- а) Доступ к пласту: зарезка боковых стволов позволяет получить доступ к ранее неисследованным или обходным зонам пласта. Создавая боковой ствол, бурение может быть направлено в новые области скопления углеводородов, максимизируя потенциал скважины.
- б) Оптимизация ствола скважины: зарезка боковых стволов используется для обхода препятствий, поврежденных обсадных колонн или компрометированных участков ствола скважины. Путем создания бокового ствола возможно избежать проблемных зон и поддерживать целостность ствола скважины.
- в) Повышения добычи: зарезка боковых стволов может использоваться для пересечения нескольких продуктивных зон внутри пласта. Создавая дополнительные боковые ответвления от исходного ствола скважины, оптимизировать и максимизировать извлечение углеводородов.

г) Геонавигация: зарезка боковых стволов позволяет осуществлять геонавигацию - технику навигации в сложных геологических формациях. Регулируя траекторию бурения, можно нацеливать свои действия на конкретные геологические слои, избегать нестабильных формаций и оптимизировать размещение ствола скважины.

Зарезка боковых стволов также имеет свои сложности и ограничения:

а) Обсаженные стволы скважин: зарезка боковых стволов в обсаженных стволах требует специализированных инструментов и техники, так как обсадная колонна ограничивает доступ к окружающим формациям. Присутствие обсадной колонны может усложнять зарезку боковых стволов, что требует использования инструментов, таких как клиновые отклонители.

б) Целостность обсадной колонны: зарезка боковых стволов представляет опасность для целостности обсадной колонны. Необходимо принять меры для обеспечения того, чтобы клиновые отклонители и буровые операции не повредили обсадную колонну, что может привести к нарушению целостности ствола скважины.

в) Сложность операций: зарезка боковых стволов требует тщательного планирования, точного размещения инструментов и точного позиционирования ствола скважины. Это включает координацию между инженерами по бурению, чтобы обеспечить успешную зарезку бокового ствола [2].

3.2 Обзор клиновых отклонителей

Патент RU № 2469172С1 [3] описывает клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважин.

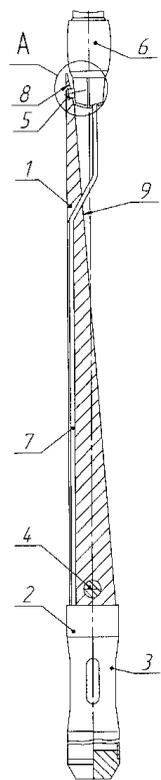


Рисунок 11- Клиновый отклонитель

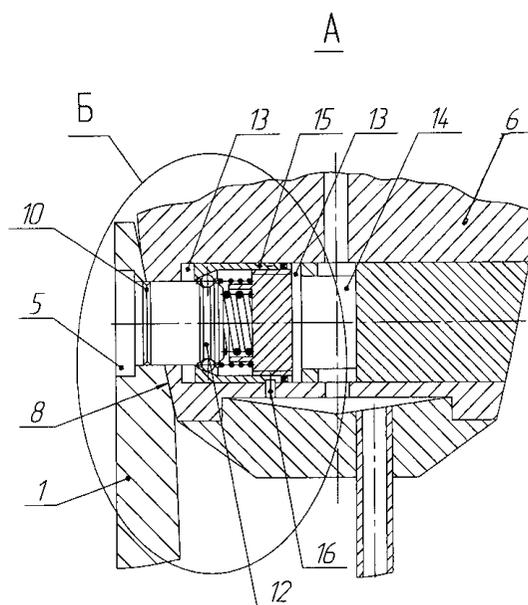


Рисунок 12- Соединительный узел режущего инструмента с клином и отсоединительным устройством в транспортном положении

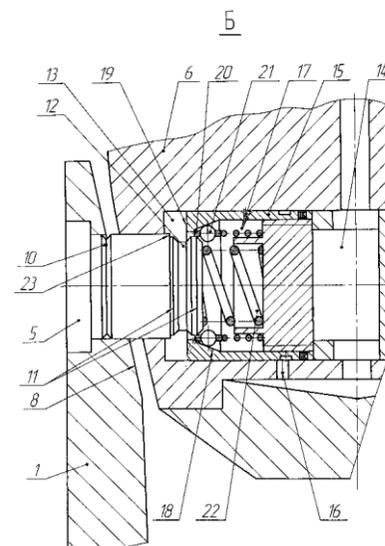


Рисунок 13- Соединительный узел режущего инструмента с клином и отсоединительным устройством в процессе отсоединения режущего инструмента от клина

На рисунке 11 изображено устройство с разрезами, на рисунке 12 – соединительный узел режущего инструмента с клином и отсоединительным устройством в транспортном положении, а на рисунке 13 – соединительный узел режущего инструмента с клином и отсоединительным устройством в процессе отсоединения режущего инструмента от клина.

Устройство состоит из отклоняющего клина 1 (рисунок 11), переводника 2, гидравлического якоря 3, выполненного, например, в виде профильной трубы, гидравлического якоря или пакера. Клин 1 шарнирно соединен с переводником 2 осью 4. В переводнике 2 установлен узел отклонения и фиксации клина, аналогичный устройствам. Выше клина 1 установлены режущий инструмент в виде компоновки фрез, перепускной клапан, трубный фильтр, связанные с бурильными трубами, и соединенные механически с клином 1 при помощи отсоединительного устройства со срезным болтом 5, а также режущий инструмент 6. Канал для подачи жидкости из бурильных труб через режущий инструмент 6 в полость якоря 3 выполнен в виде трубки высокого давления 7. Направляющий желоб клина 1 состоит из двух отклоняющих поверхностей: верхней 8 и основной 9.

Принцип работы:

Собранный клиновой отклонитель, установленный на колонне бурильных труб, которая прикреплена к мосткам буровой установки, спускается в скважину до заданной глубины. Ориентацию клинового отклонителя в нужном направлении обеспечивает инклинометр или гироскоп. Во время спуска через перепускной клапан полость компоновки фрез, бурильных труб и гидравлического якоря 3 заполняется рабочей жидкостью из скважины. Это предотвращает их деформацию под давлением столба жидкости. Трубный фильтр задерживает крупные частицы загрязнений, которые могут попасть в полость бурильных труб через перепускной клапан, предотвращая загрязнение трубки высокого давления 7 (рисунок 11).

Во время спуска, когда колонна бурильных труб останавливается на клиньях ротора для наращивания бурильных труб, возникают гидравлические

удары, передающиеся через полость 14 (рисунок 12) в цилиндр 13 режущего инструмента 6 и действующие на поршень 15. Чтобы предотвратить нежелательное отсоединение режущего инструмента 6 от клина 1, установлен замковый механизм 16 (например, стопор, срезной винт, подпружиненная призма и т.д.), который во время спуско-подъемных операций удерживает поршень 15 на своем месте.

Насос на поверхности создает давление в рабочей жидкости, которое передается через режущий инструмент 6 и трубку высокого давления 7 в гидравлический якорь 3, закрепляя его в скважине. Проверяется надежность клинового отклонителя путем натяжения колонны бурильных труб. Затем, создавая давление выше давления закрепления якоря, открывается замковый механизм 16, и поршень 15 режущего инструмента 6 перемещается, освобождая режущий инструмент от клина 1. Натяжение колонны бурильных труб разрушает трубку высокого давления 7, обеспечивая промывку скважины.

Отсоединительное устройство с поршнем 15 в цилиндре 13 режущего инструмента 6 позволяет эффективно отсоединять режущий инструмент от клина под действием давления жидкости. Кольцевой концентратор напряжения 10, расположенный ниже поверхности клина 1, служит концентратором напряжения в случае аварийной ситуации, когда отсоединение не произошло. Он обеспечивает разрушение срезного болта 5 с нагрузкой, не превышающей грузоподъемность буровой установки, через натяжение колонны бурильных труб. Кольцевой концентратор также способствует быстрому разрушению срезного болта в штатном режиме, ускоряя процесс фрезерования "окна" и бурения бокового ствола.

Это повышает надежность и предотвращает аварийные ситуации при установке клина-отклонителя в сложных скважинах, таких как горизонтальные, наклонно-направленные и многозабойные скважины. Это особенно полезно, когда срезные болты имеют низкое сопротивление усилию среза, устройство не может быть доставлено в заданную зону установки или

осевая нагрузка не достигает срезного болта из-за перегибов или сложного профиля ствола. В результате этого можно сократить затраты на строительство сложных скважин с сложными стволами.

Патент RU № 132833U1 [4] описывает клиновой отклонитель, который содержит клин-отклонитель, опору, плашку с зубьями на внешней поверхности, срезной винт и шарнир.

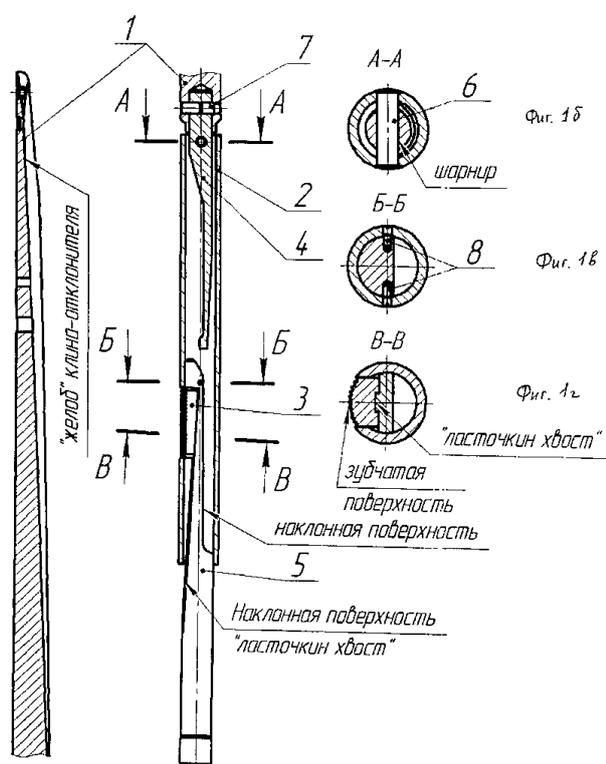


Рисунок 14— Клиновый отклонитель

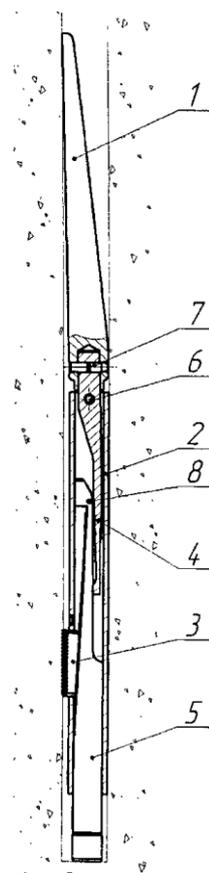


Рисунок 15— клин-отклонителя после его установки на забое скважины

На рисунке 14 показан разрез клинового отклонителя с разделами А-А, Б-Б, В-В. Рисунок 15 демонстрирует положение клин-отклонителя после его установки на забое скважины.

Клиновой отклонитель (рисунок 14) состоит из клина-отклонителя 1, корпуса 2, плашки 3 с зубцами на внешней поверхности и транспортных срезных винтов 8. Он также содержит шарнир, состоящий из верхней

неупругой части и нижней упругой части 4. Упругая часть шарнира 4 крепится к корпусу опоры 2 через паз и может свободно вращаться относительно пальца 6 внутри корпуса, что позволяет клину-отклонителю 1 свободно поворачиваться относительно опоры. Внутри нижней части корпуса 2 расположен конусообразный опорный элемент 5, на боковой поверхности которого есть две наклонные поверхности на противоположных сторонах. Одна наклонная поверхность используется для отклонения упругой части шарнира 4 при закреплении опоры в скважине, а вторая наклонная поверхность имеет выступ, например, в форме "ласточкиного хвоста", для выдвижения плашки 3. Плашка 3 имеет наклонную поверхность с пазом, также в форме "ласточкиного хвоста", с помощью которого она связана с опорой 5. С другой стороны плашки 3 находятся зубцы, которые врезаются в обсадную колонну и фиксируют опору. Корпус 2 представляет собой полый цилиндр с внутренним диаметром, соответствующим максимальному диаметру опоры 5, и имеет окно для плашки 3. Клино-отклонитель имеет наклонную поверхность в форме желоба для направления фрезы при вырезании окна. Между клино-отклонителем и неупругой частью шарнира есть проточка, диаметр которой соответствует внутреннему диаметру корпуса 2 опоры, и отверстие, в которое вставляется неупругая часть шарнира и жестко закрепляется осью 7 с клино-отклонителем. Корпус 2 и опора 5 соединены срезными болтами 8, которые предотвращают осевое перемещение корпуса 2 относительно опоры 5.

Отклонитель клиновой работает следующим образом:

1. Собранный отклонитель опускается в скважину с помощью фрезера до забоя.
2. Бурильная колонна разгружается с нагрузкой около 6 тонн.
3. В процессе разгрузки транспортные срезные винты, ограничивающие осевое перемещение корпуса опоры относительно распорного клина, срезаются.
4. Под действием нагрузки корпус опоры начинает перемещаться вниз относительно конусообразного распорного клина.

5. В этот момент корпус толкает плашку по наклонной поверхности клина, и она выдвигается параллельно и врезается зубьями в обсадную колонну.

6. При этом корпус опоры с клином-отклонителем прижимается к обсадной колонне с противоположной стороны от плашки.

7. Движение корпуса опоры вниз также приводит к движению упругой части полумуфты и ее отклонению по наклонной поверхности распорного клина.

8. Клино-отклонитель жестко связан с полумуфтой, которая, двигаясь по наклонной поверхности, поворачивает клино-отклонитель относительно оси и прижимает его к стенке скважины с противоположной стороны желоба клина в его верхней части.

9. Нижняя часть клино-отклонителя прижимается к обсадной колонне со стороны желоба, обеспечивая надежное прижатие в диаметрально противоположных точках.

10. Благодаря полумуфте, которая выполняет роль упругого элемента системы, отклонитель надежно фиксируется в обсадной колонне.

11. После фиксации отклонителя нагрузка увеличивается до 10 тонн, при которой транспортный срезной винт клино-отклонителя срезается и фрезер отделяется от клина.

12. Затем начинается фрезерование окна в обсадной колонне.

Преимущества полезной модели клинового отклонителя:

- Простота сборки без использования сварки и надежное соединение клино-отклонителя с опорой.
- Гибкость отклонителя при спуске благодаря шарнирному соединению и свободному повороту полумуфты относительно корпуса опоры.
- Прижатие опоры к обсадной колонне с противоположной стороны плашки, обеспечивая дополнительную фиксацию.

- Роль упругого элемента, выполняемая полумуфтой, позволяет компенсировать зазоры и неточности при изготовлении инструмента и обеспечивает надежную фиксацию опоры.

Эти преимущества в совокупности обеспечивают выполнение задачи и достижение поставленных технических целей.

Патент RU № 135698U1 [5] описывает клин-отклонитель, который состоит из клина с продольным направляющим желобом, в верхней части которого закреплена на винте оконная фреза, а нижняя часть клина соединена с корпусом якоря. В корпусе якоря выполнено прямоугольное окно, в котором размещена выдвигная плашка, входящая выступом трапециевидной формы в паз фиксирующего клина, установленного внутри корпуса якоря. Паз фиксирующего клина повторяет форму выступа выдвигной плашки, причем фиксирующий клин выступает за габариты корпуса якоря на величину не менее длины его рабочего хода и зафиксирован от осевого перемещения срезным штифтом клина. Фиксирующий клин может быть дополнительно закреплён в корпусе якоря транспортировочными болтами. Рабочая поверхность выдвигной плашки может быть выполнена с радиусом, равным половине внутреннего диаметра обсадной колонны или рифленой. Осевая нагрузка, при которой срезается винт крепления оконной фрезы, может быть больше осевой нагрузки среза штифта клина. Диаметр винта крепления оконной фрезы может быть больше диаметра срезного штифта клина. Винт крепления оконной фрезы может быть выполнен из стали с более высокими прочностными характеристиками, по сравнению со срезным штифтом клина.

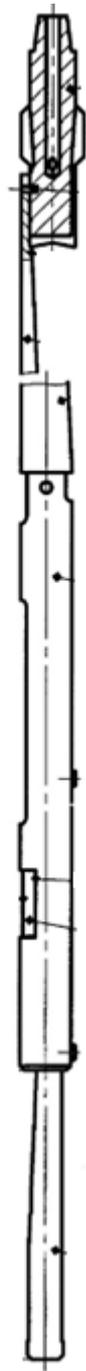


Рисунок 16 – Клин-отклонитель

Патент RU № 2484231С1 [6] описывает клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины.

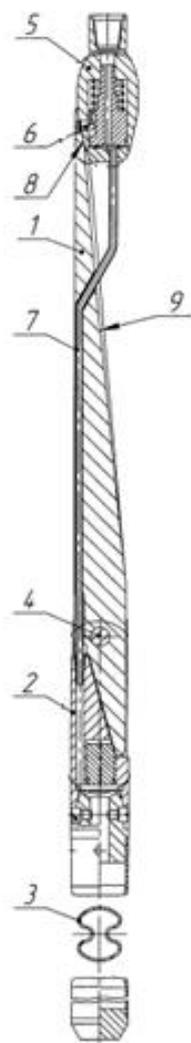


Рисунок 17 – Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины

Устройство включает отклоняющий клин 1, переводник 2, гидравлический закрепляющий механизм 3, такой как профильная труба, гидравлический якорь или пакер, и подвижное шарнирное соединение между клином 1 и переводником 2 с осью 4. Выше клина 1 размещены режущий инструмент 5, такой как фреза, перепускной клапан, трубный фильтр, и бурильные трубы, которые механически связаны с клином 1 с помощью отсоединительного устройства в виде срезного элемента 6. Для подачи жидкости из бурильных труб через режущий инструмент 5 и переводник 2 в полость гидравлического закрепляющего механизма 3 используется подающая трубка 7. Направляющий желоб клина 1 состоит из верхней 8 и

основной 9 отклоняющих поверхностей. В переводнике 2 установлен узел фиксации отклоняющего клина 1, включающий фиксирующее приспособление и поршень со штоком, которые размещены в гидроцилиндре, полость которого связана с полостью закрепляющего механизма 3.

Это устройство предназначено для забуривания боковых стволов из обсаженных и необсаженных скважин и включает отклоняющий клин с гидравлическим якорем. Между клином и якорем расположен редуктор, а подвижное соединение между редуктором и клином обеспечивается фиксирующей сборкой отклоняющего клина, установленной в редукторе. Режущий инструмент прикреплен к верхней части отклоняющего клина с помощью срезного элемента. Полость режущего инструмента соединена с полостью якоря через трубку подачи жидкости. Срезной элемент оснащен внешним кольцевым пазом, расположенным ниже отклоняющей поверхности клина, и поперечным пазом сверху. Режущий инструмент оборудован продольным цилиндром и пружинным поршнем с боковым продольным клиновидным выступом, соответствующим по форме поперечному пазу срезного элемента. Подпоршневая полость продольного цилиндра соединена с бурильными трубами и трубкой подачи, а надпоршневая полость соединена с пространством скважины. Режущий инструмент оборудован замковым элементом, обеспечивающим фиксацию поршня в верхнем положении над срезным элементом.

В патенте WO № 2015187297A1 [7] описывается метод для использования клинового отклонителя и удерживающего якоря в многоствольных скважинах. Материнская скважина имеет облицованные обсадные трубы с удерживающим замком. Удерживающий якорь соединен с клиновым отклонителем с помощью разъединяемого соединения. Удерживающий якорь закрепляется на удерживающем замке, а затем клиновой отклонитель отделяется от удерживающего якоря, выставляя наружу разъединяемое соединение. Клиновой отклонитель удаляется из материнской скважины, а затем в скважину передается отклонитель

завершения, который присоединяется к удерживающему замку с помощью разъединяемого соединения. Затем боковая труба (с многоствольным соединением или без него) устанавливается на нужную глубину.

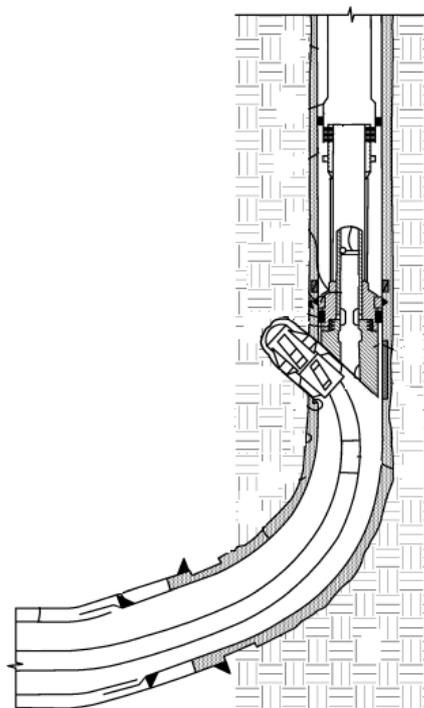


Рисунок 18 – Клиновидный отклонитель в сборе для многоствольных стволов скважин

Патент US № 4182423А [8] – клиновидный отклонитель и метод направленного бурения скважин: В данном патенте описывается клиновидный отклонитель для направленного бурения скважин, который сужается от переднего конца до толстого сечения внизу и изготовлен из прочного полимерного материала. На наружной поверхности клиновидного отклонителя наносится адгезивное покрытие для постоянной фиксации отклонителя на поверхности бурового отверстия. Деформируемый высоковязкий материал может заполнять и дополнять внутреннюю часть клиновидного отклонителя для придания ему цилиндрической формы перед использованием. В качестве альтернативы, или в сочетании с деформируемым вязким материалом, на буровом инструменте и/или приготовленном клиновом отклонителе может

быть установлено сжимающее устройство с формирующей поверхностью сжатия, изготовленное из хрупкого материала для понижения инструмента в буровое отверстие и фиксации клинового отклонителя на месте. Нижняя поверхность клинового отклонителя усиленная для позиционирования в отверстии над пробкой или поломанным бурильным стержнем. Вес бурового инструмента и стержня, действующий на сжимающий элемент, деформирует вязкий наполнитель и боковым усилием закрепляет клиновой отклонитель в отверстии. Вращение бурового инструмента разрушает сжимающий элемент, а бурильный инструмент, следуя поверхности клина, бурит смещенное отверстие под углом к первоначальному.

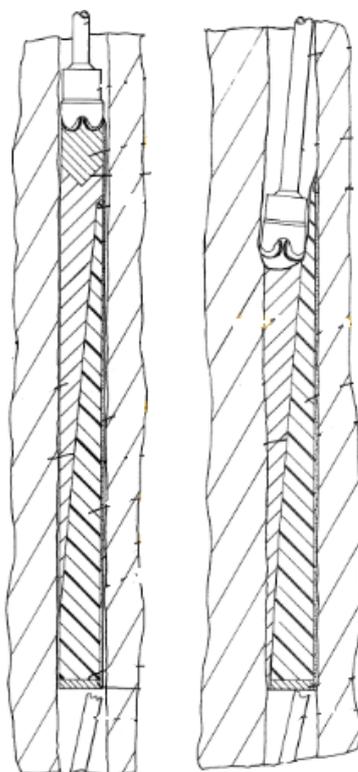


Рисунок 19 – Клиновой отклонитель и метод направленного бурения скважин

Патент US № 20120241144A1 [9] – клиновая отклонительная система: В данном патенте описывается клиновой отклонитель, который включает отклонитель, перемещающийся из статического положения в рабочее положение, и по крайней мере один пружинный элемент, соприкасающийся с отклонителем способный предотвращать его перемещение из статического

положения в рабочее до тех пор, пока не будет достаточная сила, чтобы преодолеть его пружинную силу.



Рисунок 20 – Клиновый отклонитель

Патент US № 5806600А [10] описывает систему клинового отклонителя, которая включает в себя корпус клинового отклонителя, вогнутую форму, соединенную или интегрированную с корпусом клинового отклонителя, и устройство соединения для временного соединения корпуса клинового отклонителя с другим элементом. Устройство соединения имеет срезаемый элемент, который может быть срезан для освобождения клинового отклонителя от якорного устройства, которое изначально закрепляет клиновой отклонитель в скважине (или в трубе).

Данное изобретение направлено на фрезерование труб в скважине. В определенных методах фрезерования используется, известное как клиновой отклонитель, который является клиновидным объектом, закрепленным в обсадной колонне и служащим опорой для фрезы, направляющим ее наружу

через стенку обсадной колонны и способствующим формированию окна для дальнейших операций.



Рисунок 21 – Клин-отклонитель

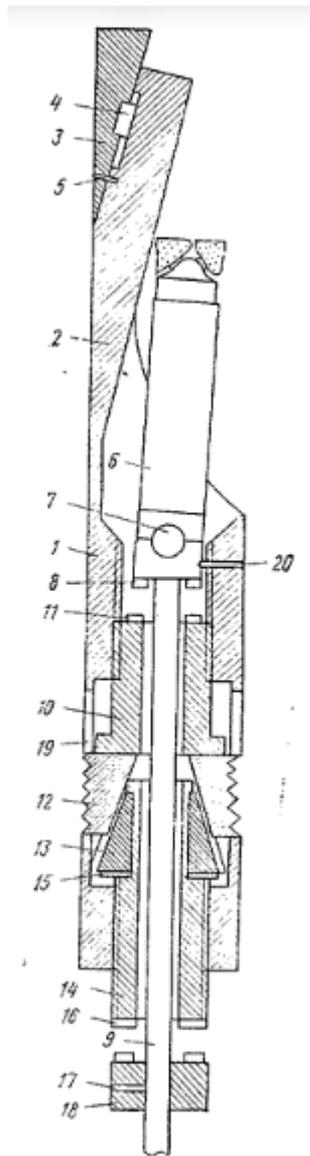
Авторское свидетельство SU № 1470925A1 [11].

Для обеспечения надежности работы, клиновой отклонитель, который включает корпус с направляющей поверхностью, состоящей из двух наклонных участков и вертикального участка между ними, дополнительно оснащен двумя накладками. Каждая накладка расположена на нижней части соответствующего наклонного участка и связана с ним.



Рисунок 22 – Клиновй отклонитель в продольном разрезе

Авторское свидетельство SU № 630392 [12] – Извлекаемый клиновй отклонитель. Для обеспечения надежного закрепления извлекаемого клиновго отклонителя в восходящих скважинах, он включает корпус с смесителем, распорное приспособление плашечного типа с приводом и отборник, который соединен с бурильной трубой. В отличие от обычных отклонителей, привод распорного приспособления выполнен в виде кулачковой полумуфты, установленной на бурильной трубе, и полого винта, который связан с корпусом с помощью резьбового соединения.



1 – корпус; 2 – клинового ложка; 3 – распор; 4 – шпонка; 5 – заклепка; 6 – отбурник; 7 – шарнир; 8 – кулачковая полумуфта; 9 – бурильная труба; 10 – втулка; 11 – кулачки; 12 – плашки; 13 – коническая втулка; 14 – винт; 15 – шайба; 16 – кулачки; 17 – срезная шпилька; 18 – коническая втулка; 19 – окно; 20 – корпусная шпилька

Рисунок 2 – Извлекаемый клиновый отклонитель

Отклонитель работает следующим образом:

После доставки в скважину и ориентирования ориентатором, он направляется к забою без поворота. При достижении забоя заклепка 5 срезается, и корпус 1 с ложком 2 перемещаются внутри скважины, расклиниваясь относительно распора 3. Без снятия нагрузки, усилие увеличивается. Шпилька 20 срезается, и отбурочная часть перемещается относительно корпуса 1, а кулачки полумуфты 18 заходят в зацепление с

кулачками 16. Вращение бурильной трубы 9 приводит к поступательному перемещению конической втулки 13, что вызывает выдвижение клиновых плашек 12 из окон 19 в стенки скважины. В это время усилие раскрепления на распоре 3 предотвращает вращение отклонителя. Шайба 15 действует как подшипник при вращении полого винта 14 относительно конической втулки 13. Втулка 13 сжимает клиновые плашки к стенкам скважины с усилием, зависящим от прочности шпильки 17. При достижении заданного усилия шпилька 17 срезается, бурильная труба 9 может перемещаться относительно полумуфты 18 и отбурник 6, полностью освобождаясь от связи с корпусом. Затем производится обычное бурение. Шарнир 7 позволяет оси отбурника отклоняться от оси скважины.

В приложении И в таблице И.1 представлена патентная документация.

3.4 Классификация клиновых отклонителей

В приложении К на рисунке К.1 на основании проведенного обзора была разработана классификация по клиновым отклонителям.

3.5 Выводы к разделу «специальный вопрос»

В данной работе была исследована тема зарезки бокового ствола с помощью клиновых отклонителей. Целью было просмотреть и проанализировать патенты на клиновые отклонители из России (СССР) и США, а также разработать систему классификации для этих клиновых отклонителей. Исследование предоставило ценные практические знания о различных вариантах конструкции, технологических достижениях и особенностях применения клиновых отклонителей.

Система классификации, разработанная в данной работе, предоставляет структурированную основу, система классифицирует эти клиновые отклонители на основе их конструкции, механизма крепления, структуры резки, системы активации и особенностей применения в конкретных условиях скважинного ствола, целей бурения и характеристик пластов.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Данилов Александр 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 «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость компонентов бурового раствора</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	<i>Основные направления деятельности предприятия</i>
2. <i>Схема о описание организационной структуры управления предприятием</i>	<i>Организационная структура управления предприятием</i>
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	<i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>

Перечень графического материала:

1. Организационная структура управления предприятием
--

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	11.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		11.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Данилов Александр Андреевич		11.02.2023



Рисунок 24 – Схема организационной структуры предприятия

4.3 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов

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 главе 2.3.9 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.

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

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

где $V_{\text{уп}}$ – объём упаковки для отдельно взятого реагента;

$N_{\text{уп}}$ – количество целых упаковок, шт.

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы Л.1 в приложении Л по всем проектируемым интервалам.

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Данилов Александр 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.	<p><i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Наунакскую свиту нефтяного месторождения</p> <p><i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p>
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 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».
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенная запыленность и загазованность; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;

	<ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок. <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Вырубка деревьев; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами. <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – Нарушение температурного режима вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.). <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Газонефтеводопроявления (ГНВП).

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком	11.02.2023
--	------------

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			11.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Данилов Александр Андреевич		11.02.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения. При проектировании определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

Рабочей зоной при строительстве скважины является буровая установка. На буровой установке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, приготовление и обработка бурового раствора, крепление ствола скважины обсадными трубами и их цементирование.

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [14].

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297, работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междуменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 298, к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

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» [15]:

- 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.

5.2 Производственная безопасность

Потенциально опасные и вредные факторы, характерные при строительстве скважины, представлены в таблице 33.

Таблица 33 – Потенциально опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1	2
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	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»

Продолжение таблицы 33

1	2
Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
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

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 34, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [16].

Таблица 34 – 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

Повышенные уровни шума и вибрации. На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования» [17].

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), 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 [18]. Мерами для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

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

Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность [19]:

- роторного ствола – 100 лк;
- пути движения талевого блока – 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков – 75 лк;
- превенторной установки – 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста – 10 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления

пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» [20].

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 35.

Таблица 35 – 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

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция), в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [21]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски.

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» [22]: 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» [23]. 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.

Признаками поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления. 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;
- обучение и инструктаж рабочего персонала.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми

легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории, поэтому буровая установка относится к категории повышенной взрывопожароопасности (АН), согласно СП 12.13130.2009 [24]. 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 12.1.044-89 [25]:

- 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 [26]. 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 [27]. 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 [28]. 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 [29].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 36.

Таблица 36 – 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

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

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 [30].

1.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»

В ходе выполнения задания по разделу рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм работников, осуществляющих процесс строительства скважины. Были обоснованы необходимые меры по уменьшению и устранению воздействия этих факторов.

Контроль за обеспечением здоровья работников и безопасности окружающей среды является важной составляющей производственного процесса, которые совместно с соблюдением требований по охране труда и правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и улучшить условия труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы на тему "Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения" был проведен анализ геологических данных и разработан ряд технологических решений, включающих проектирование профиля и конструкции скважины, процессы углубления и освоения.

В разделе, посвященном специальному вопросу, был проведен обзор и анализ метода зарезки боковых стволов с использованием клиновых отклонителей.

В разделе финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения была представлена организационная структура предприятия и рассчитана сметная стоимость компонентов, входящих в рецептуру бурового раствора.

В разделе, посвященном социальной ответственности, был рассмотрен ряд факторов, влияющих на сотрудников, непосредственно задействованных в процессе строительства скважины. Была оценена степень воздействия данного процесса на экологию, а также приведены нормы регулирования этого воздействия.

Таким образом, выпускная квалификационная работа представляет собой комплексное исследование, включающее различные аспекты технологических решений для строительства наклонно-направленной скважины на Чорскую свиту газоконденсатного месторождения.

Список используемых источников

1. Мельничук И. П. Бурение направленных и многоствольных скважин. – М.: Недра, 1991. – 221с.
2. Морозов Ю. Т. Методика и техника направленного бурения скважин на твердые полезные ископаемые. – Л.: Недра, 1987. – 220 с.
3. Патент № 2469172С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08. Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины : № 2011128524/03 : заявл. 08.07.2011 : опубл. 10.12.2012 / Мухаметшин А.А., Ахмадишин Ф.Ф.
4. Патент № 132833U1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (2006.01). Отклонитель клиновой : № 201238813/03 : заявл. 10.09.2012 : опубл. 27.09.2013 / Даутов М.Н., Ашимов Р.Р.
5. Патент № 135698 Российская Федерация, МПК E21B 7/08. Клино-отклонитель : № 2013114903/03 : заявл. 02.04.2013 : опубл. 20.12.2013 / Сафонов Д.И., Варламов С.Е., Атрощенко Н.Н.
6. Патент № 2484231С1 Российская Федерация, МПК E21B 7/08 (2006.01). Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины : № 2011147672/03 : заявл. 23.11.2011 ; опубл. 10.06.2013 / Ибрагимов Н.Г., Залятов М.М., Ахмадишин Ф.Ф.
7. Patent № 187297A1 USA, IPC E21B 7/08 (2006.01). Whipstock and deflector assembly for multilateral wellbores : № 029594 : application. 04.06.2014 ; publ. 10.12.2015 / DAHL, Espen.
8. Patent № 4182423 USA, IPC E21B 7/06 (2006.01). Whipstock and metod for directional well drilling : № 882581 : application. 02.03.1978 ; publ. 08.01.1980 / Timothy D.Z., Ray L.H.
9. Patent № 0241144A1 USA, IPC E21B 19/24 (2006.01). Whipstock assembly : №487668 : application. 01.07.2012 ; publ. 27.09.2012 / Douglas B.B.
10. Patent № 5806600 USA, IPC E21B 7/08 (2006.01). Whipstock system : № 728479 : application. 10.10.1996 ; publ. 15.09.1998 / Hubert E.H.

11. Авторское свидетельство № 1470925 СССР, МПК E21B 7/08 (1995.01). Клиновой отклонитель : № 4288333/23-03 : заявл. 22.07.1987 : опубл. 07.04.1989 / Винярский Р.В., Лигоцкий Н.В.; заявитель институт нефтяной промышленности « Укргипронии-нефть ».

12. Авторское свидетельство № 630392 СССР, МПК E21B 7/08. Извлекаемый клиновой отклонитель : № 2392454/22-03 : заявл. 02.08.1976 : опубл. 30.10.1978 / Юшков А.С., Коротков Н.И. ; заявитель Донецкий ордена Трудового Красного Знамени политехнический институт.\

13. Сибирская Сервисная Компания [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.sibserv.com> (дата обращения: 22.05.2023).

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

15. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

16. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

17. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

18. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

19. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

20. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

21. СП 60.13330.2020. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 11.04.2023). – Текст : электронный.

22. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

23. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

24. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

25. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

26. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

27. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

28. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

29. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

30. 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: 11.04.2023). – Текст : электронный.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Результаты проектирования профиля ствола скважины

Таблица А.1 – Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля	J-образный										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	3337			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м					0,5		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	3265			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					34		
Отход скважины, м	1500			Зенитный угол в конце участка падения угла, град					-		
Длина первого участка стабилизации, м	700			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					34		
Длина второго участка стабилизации, м	2409										
Длина интервала бурения по пласту (мощность пласта), м	47										
Длина участка под зумпф, м	40										
Расчётные данные											
№ интервала	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	700,00	700,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	700,00	700,00
2	700,00	1342,89	642,89	0,00	197,33	197,33	0,000	34,127	700,00	1382,53	682,53
3	1342,89	3265,00	1922,11	197,33	1500	1302,67	34,127	34,127	1382,53	3704,49	2321,96
4	3265,00	3304,00	39	1500	1526,43	26,43	34,127	34,127	3704,49	3751,60	47,11
5	3304,00	3337,11	33,11	1526,43	1548,87	22,44	34,127	34,127	3751,60	3791,60	40

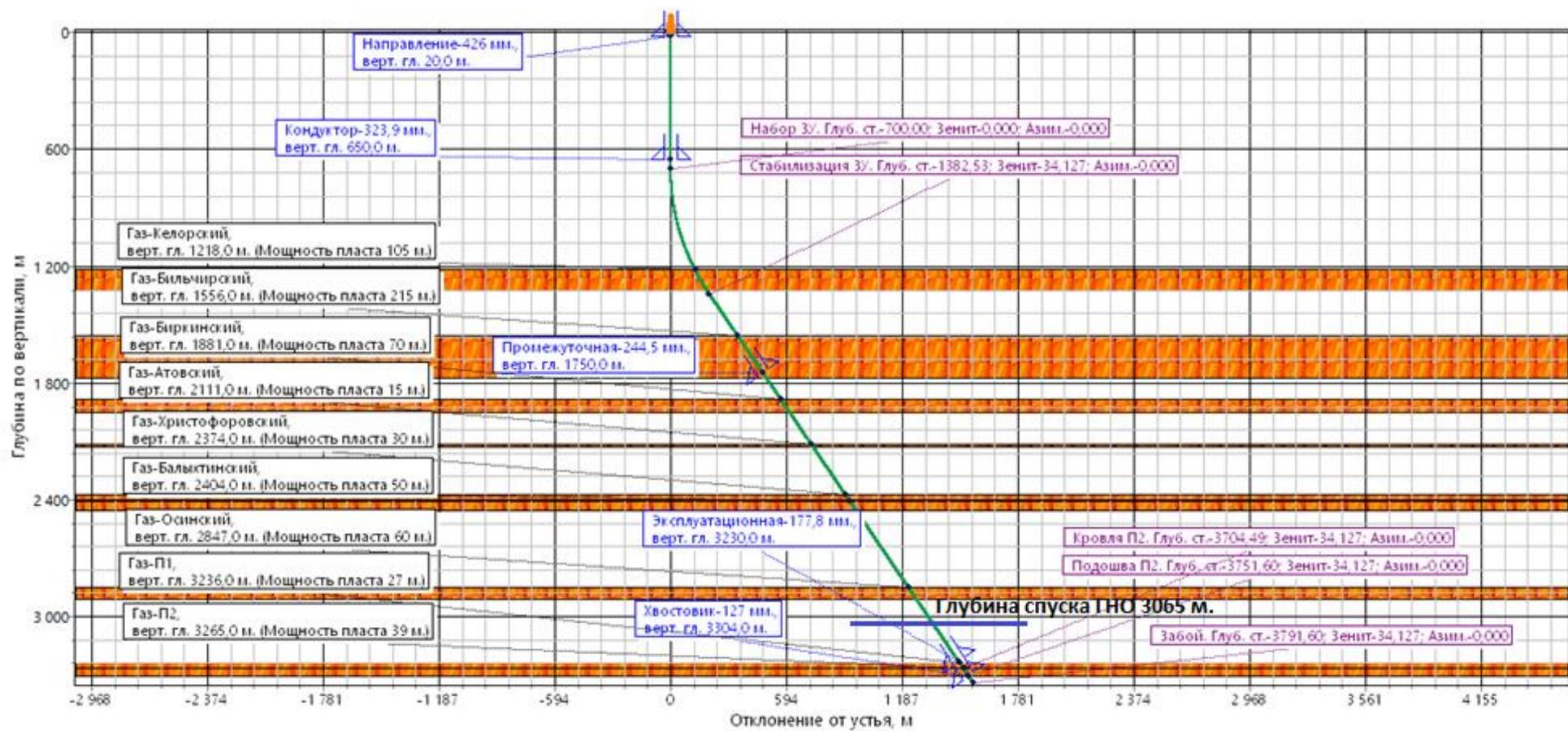


Рисунок А.1 – Проектный профиль ствола скважины

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения интервала под направление (0 – 20 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–20 м)							
1	490,0 GRD111	0,52	490,0	-	3-177	Ниппель	0,300
2	Переводник М-177/171	0,29	254	178	3-177	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 М	1,2	490	100	3-171	Ниппель	0,450
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/201	0,029	229	203	3-171	Ниппель	0,095
					3-201	Муфта	
5	УБТС2-273	18	273	135	3-201	Ниппель	7,162
					3-201	Муфта	

Таблица Б.2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор (20 – 650 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (20–650 м)							
1	БИТ 393,7 В 419 СР	0,42	393,7	-	3-177	Ниппель	0,042
2	Переводник М-177/171	0,29	225	196	3-177	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	КЛС 393,7 СТК	1,1	393,7	90	3-171	Ниппель	0,390
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/177	0,42	225	196	3-171	Ниппель	0,093
					3-177	Муфта	
5	ДР-286.3.60 IDT	8,2	286	-	3-177	Ниппель	1810
					3-177	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-240РС	0,375	240	55	3-177	Ниппель	43
					3-177	Муфта	
7	Переводник П-177/171	0,536	225	196	3-177	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
8	КЛС 393,7 СТК	1,1	393,7	90	3-171	Ниппель	390
					3-171	Муфта	
9	Переводник П-171/161	0,517	230	120	3-171	Ниппель	0,074
					3-161	Муфта	
10	УБТС2-203	18	203	80	3-161	Ниппель	3,852
					3-161	Муфта	
11	Переводник П-161/147	0,527	178	140	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (20 – 650 м)							
12	УБТС2-178	12	178	100	3-147	Ниппель	1,872
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-147/152	0,517	178	80	3-147	Ниппель	0,060
					3-152	Муфта	
14	ЯГБ-203	3,3	203	76,2	3-152	Ниппель	0,770
					3-152	Муфта	
15	Переводник П-152/163	0,3	203	105	3-152	Ниппель	0,063
					3-163	Муфта	
16	ПК-127х9,19 Л	До устья	127	108,6	3-163	Ниппель	18,804
					3-163	Муфта	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения интервала под техническую колонну (650 – 1874 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (650 – 1874 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ913Н	0,38	295,3	-	3-152	Ниппель	0,050
2	КЛС 295 СТК	1,1	295,3	80	3-152	Муфта	0,320
					3-152	Муфта	
3	ДГР-210.4/5.62	9,5	216	-	3-152	Ниппель	1732
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (650 – 1874 м)							
4	Переводник П-152/147	0,40	178	100	3-152	Ниппель	0,040
					3-133	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-172РС	0,93	172	38	3-152	Ниппель	0,098
					3-152	Муфта	
6	Переводник П-133/147	0,51	140	120	3-177	Ниппель	0,031
					3-177	Муфта	
7	ТБТН-К-178	9	178	100	3-147	Ниппель	0,510
					3-147	Муфта	
8	ЗИС-4М	6	195	120	3-147	Ниппель	0,400
					3-147	Муфта	
9	ТБТН-К-178	9	178	100	3-147	Ниппель	0,510
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	9	178	100	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/152	0,527	140	120	3-147	Ниппель	0,060
					3-152	Муфта	
12	ЯГБ-203	3,3	203	76,2	3-152	Ниппель	0,770
					3-152	Муфта	
13	Переводник П-152/163	0,3	178	160	3-152	Ниппель	0,063
					3-163	Муфта	
14	ПК-127x9,19 Л	До устья	127	108,6	3-163	Ниппель	56,517
					3-163	Муфта	
					3-152	Муфта	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (1874 – 3662 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1874 – 3662 м)							
1	БИТ 220,7 В713УМ	0,295	220,7	-	3-117	Ниппель	0,020
2	Переводник М-117/171	0,41	152	121	3-117	Муфта	0,033
					3-171	Муфта	
3	КЛС 220 СТК	0,44	220,7	-	3-171	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 171/117	0,45	152	121	3-171	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДР-176.6.29 ИДТ	7,75	176	-	3-117	Ниппель	1,280
					3-147	Муфта	
6	Обратный клапан КОБ-172РС	0,65	172	38	3-147	Ниппель	0,049
					3-147	Муфта	
7	ТБТН-К-165	9	165	100	3-147	Ниппель	0,539
					3-147	Муфта	
8	ЗИС-4М	6	195	120	3-147	Ниппель	0,400
					3-147	Муфта	
9	ТБТН-К-165	9	165	100	3-147	Ниппель	0,539
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-146	30	146	100	3-147	Ниппель	3,090
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-147/152	0,527	140	120	3-147	Ниппель	0,060
					3-152	Муфта	
12	ЯГБ-172	3,2	172	76,2	3-152	Ниппель	0,400
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.4

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1874 – 3662 м)							
13	Переводник П-152/163	0,3	178	146	3-152	Ниппель	0,063
					3-163	Муфта	
14	ПК-127х9,19 Л	До устья	127	108,6	3-163	Ниппель	112,802
					3-163	Муфта	

Таблица Б.5 - КНБК для бурения интервала под хвостовик (3662 – 3791,4 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик колонну (3662 – 3791,4 м)							
1	БИТ 155,6 В813УМ	0,295	155,6	-	3-88	Ниппель	0,020
2	Переводник М-88/102	0,41	155	54	3-88	Муфта	0,015
					3-102	Муфта	
3	КЛС 155 СТК	0,41	155,6	80	3-102	Ниппель	0,050
					3-102	Муфта	
4	Переводник П 102/88	0,45	118	95	3-102	Ниппель	0,030
					3-88	Муфта	
5	ДР-120.7.33 ИДТ	6,63	120	-	3-88	Ниппель	0,905
					3-102	Муфта	
6	ТБТН-К-121	9	121	89	3-102	Ниппель	0,218
					3-102	Муфта	
7	ЗТС-42КК	8	120	80	3-102	Ниппель	0,150
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Б.5

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3662 – 3791,4 м)							
8	ТБТН-К-121	9	121	89	3-102	Ниппель	0,218
					3-102	Муфта	
9	ТБТ-89	90,45	89	52,4	3-102	Ниппель	2,261
					3-102	Муфта	
10	ЯГБ-114	3,1	114	50,8	3-102	Ниппель	0,180
					3-102	Муфта	
11	ТБТ-89	90,45	89	52,4	3-102	Ниппель	2,261
					3-102	Муфта	
12	Переводник П-102/86	0,203	155	62	3-102	Ниппель	0,035
					3-86	Муфта	
13	ПК-88,9 х 9,35 М	До устья	88,9	44,5	3-86	Ниппель	72,985
					3-86	Муфта	

Таблица Б.6 - Результаты расчетов бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	20	650	ПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-163	602	18,79	25,99	6,02	6,34
бурение	650	1874	ПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-163	1808	56,45	64,88	2,41	2,54
бурение	1874	3662	ПК-127х9,19 Л	127	Л	9,19	3-163	3594	112,21	118,74	1,32	1,39
бурение	3662	3752	ПК-88,9х9,35 М	88,9	М	9,35	3-102	2635	72,99	78,46	1,67	1,73

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО – ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Чарскую свиту газоконденсатного месторождения

Предприятие: АО "Сибирская сервисная компания"
Месторождение: –
Оборудование:

Буровая установка БУ 4000/250 ЭК БМ
Лебедка ЛБ – 1100 ЭТ
Талева система 5хб
Ротор Р – 700
Силовой верхний привод СВР ПОДОВОИ-ИИ
Насосы ЧНБ – 1250

Характеристика буровых труб для бурения под хвостовик				
Тип труб	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м
ТБН	121	32	М	18
ТБТ	89	38	М	180,7
ТБК	88,9	9,35	М	26,37

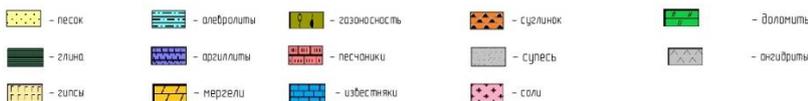
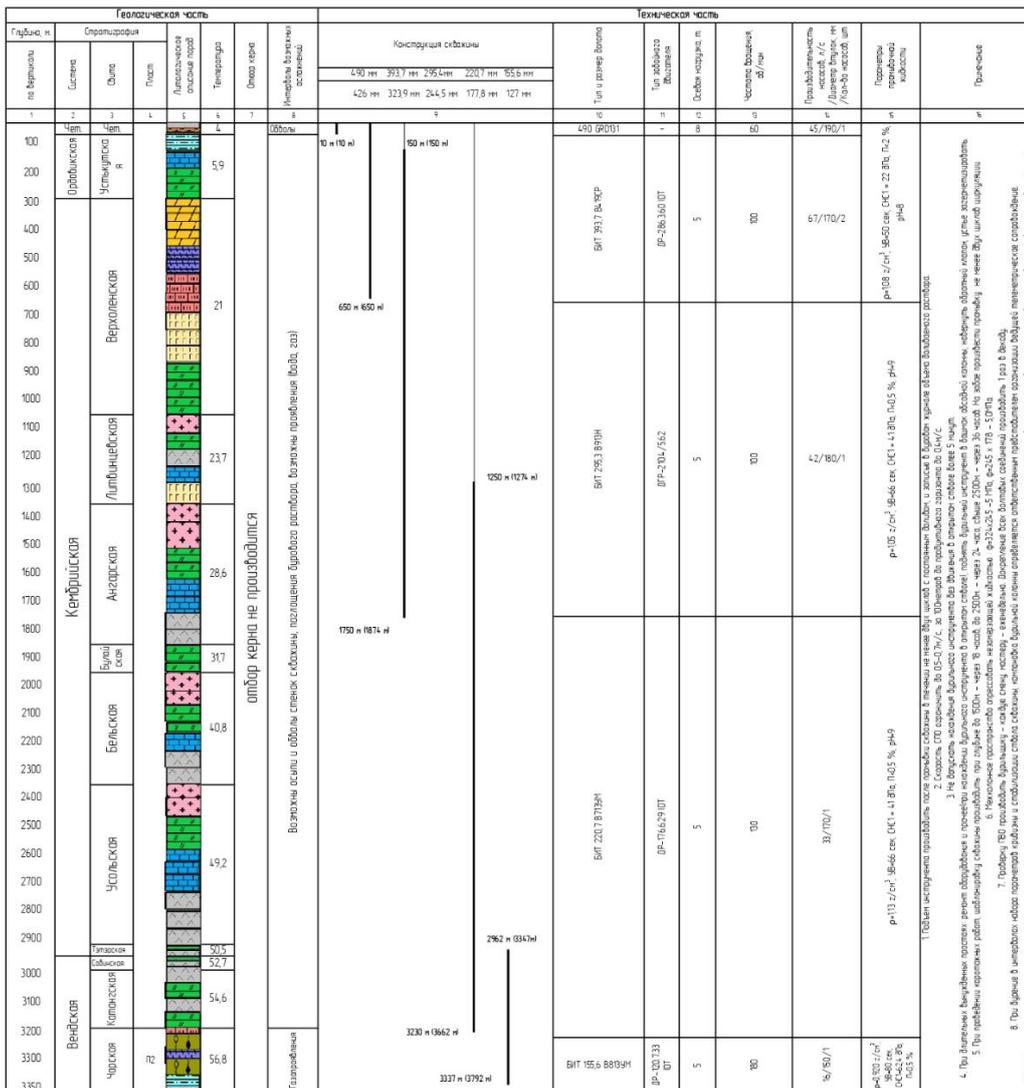


Рисунок В.1– Геолого-технический наряд

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

КНБК для бурения интервала под хвостовик 3662 – 3791,4 м

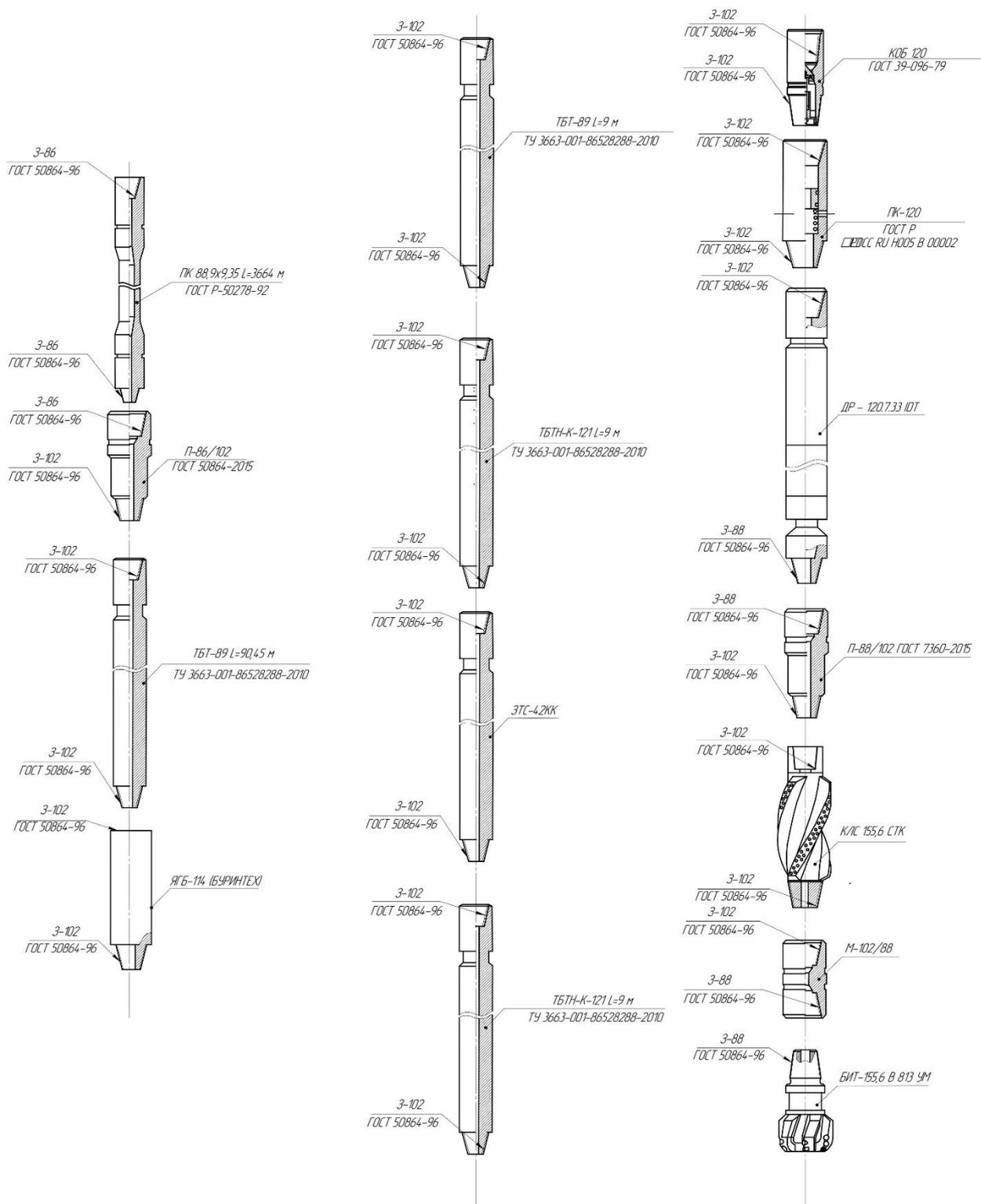


Рисунок Г.1– КНБК

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		Техническая колонна		Эксплуатационная колонна		Хвостовик		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH каустическая сода	Поддержание требуемого pH	25	70,4	2,8	349,9	14,0	201,4	8,1	169,4	6,8	9,4	2,7	800,51	35
M-I GEL/бентонит	Придание тиксотропных свойств	1000	4696,3	4,7	23324,0	23,3	1610,9	1,6	1355,5	1,4	0,0	0,0	30987	31
Soda Ash	Связывание ионов кальция и магния	25	70,4	2,8	349,9	14,0	8,1	0,3	6,8	0,3	0,0	0,0	435,14	18
TANNATHIN	Дефлокулянт, контроль фильтрации	25	88,1	3,5	437,3	17,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	525,38	22
M-I BAR/Барит	Утяжелитель	1000	3874,4	3,9	19242,3	19,2	69255,2	69,3	34314,5	34,3	0,0	0,0	126686	127
NaCl	Повышение Cl	1000	0,0	0,0	0,0	0,0	8054,6	8,1	6777,6	6,8	0,0	0,0	14832	15
KCl	Повышение Cl	1000	0,0	0,0	0,0	0,0	2819,1	2,8	2372,2	2,4	0,0	0,0	5191,3	6
SPERSENE	Разжижитель	25	0,0	0,0	0,0	0,0	402,7	16,1	338,9	13,6	0,0	0,0	741,61	30
3M Glass Bubbles	Понизитель плотности	25	0,0	0,0	0,0	0,0	2416,4	96,7	2033,3	81,3	282,1	11,3	4731,8	190
SULF-X	Нейтрализатор сероводорода	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	188,1	7,5	188,08	8
DUO-VIS	Повышение вязкости	25	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	319,7	12,8	319,73	13
FLO-TROL	Контроль водоотдачи	25	0,0	0,0	0,0	0,0	1208,2	48,3	338,9	13,6	376,2	15,0	0	0
СУММА			8799,7		43703,3		85976,5		47707,1		1175,5		185439	495

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.	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидро-мони-торные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	20	БУРЕНИЕ	0,205	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	13	86,6	220,3
Под кондуктор									
20	650	БУРЕНИЕ	0,433	0,055	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	99	420,5
Под техническую колонну									
650	1874	БУРЕНИЕ	0,537	0,06	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	9,5	115,7	340,7
Под эксплуатационную колонну									
1874	3662	БУРЕНИЕ	1,024	0,094	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	102,3	252,7
Под хвостовик									
3662	3752	БУРЕНИЕ	1,117	0,088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	98,1	79,6

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
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	20	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	190	227	100	60	46	46
20	650	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	170	295,4	100	56	33,6	67,2
650	1874	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	180	256,5	100	60	42	42
1874	3662	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	170	295,4	100	60	33	33
3662	3752	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	387,6	100	37	16,65	16,65

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				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	20	БУРЕНИЕ	58,9	47,9	0	0,9	0	10
20	650	БУРЕНИЕ	185,1	62,6	40	68,8	3,7	10
650	1874	БУРЕНИЕ	196,5	83,1	29,3	59,6	14,6	10
1874	3662	БУРЕНИЕ	270,9	70,2	34	93,2	63,5	10
3662	3752	БУРЕНИЕ	252,5	47,8	15	111,1	76	2,7

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(обязательное)

Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

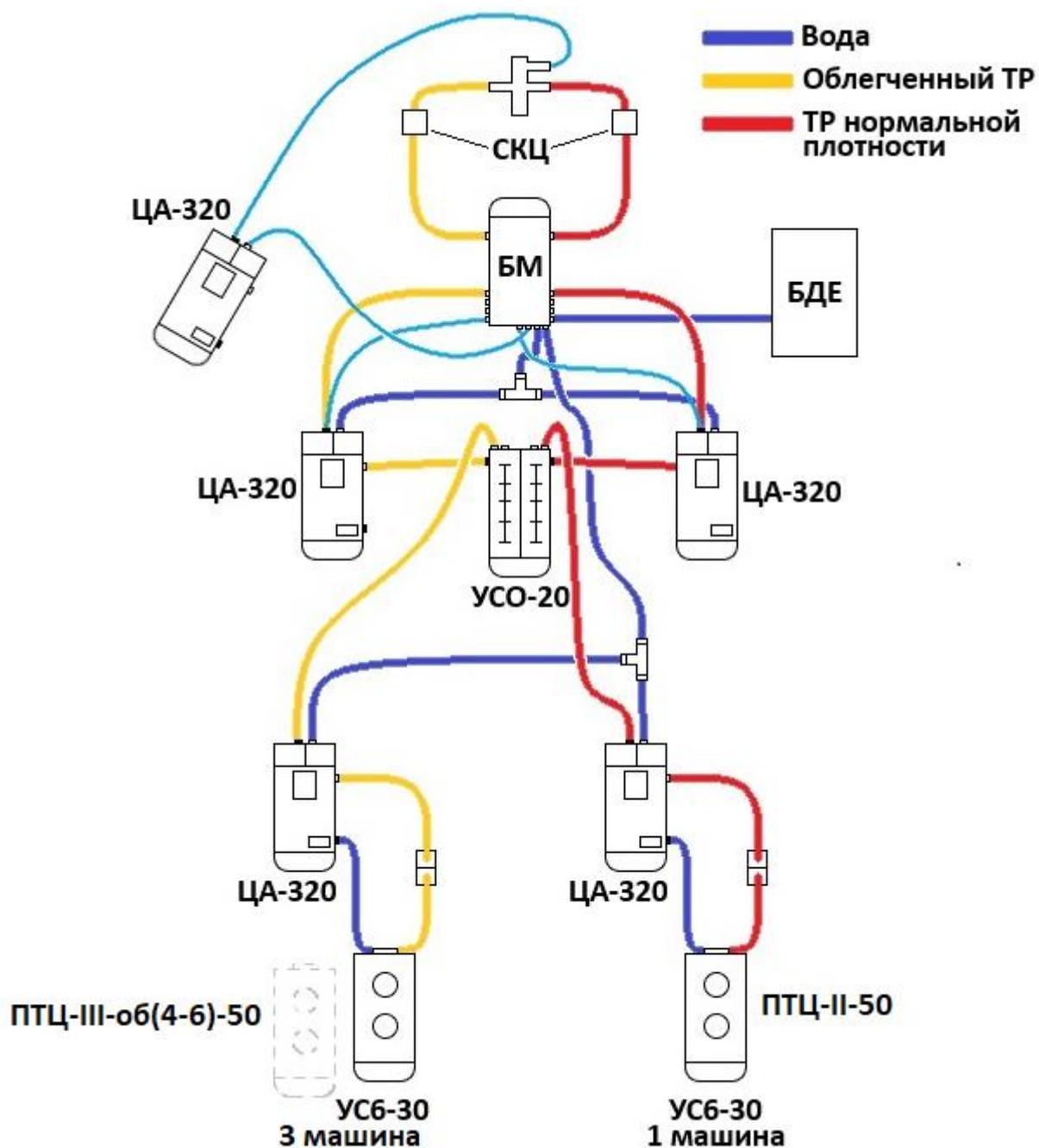


Рисунок Ж.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора

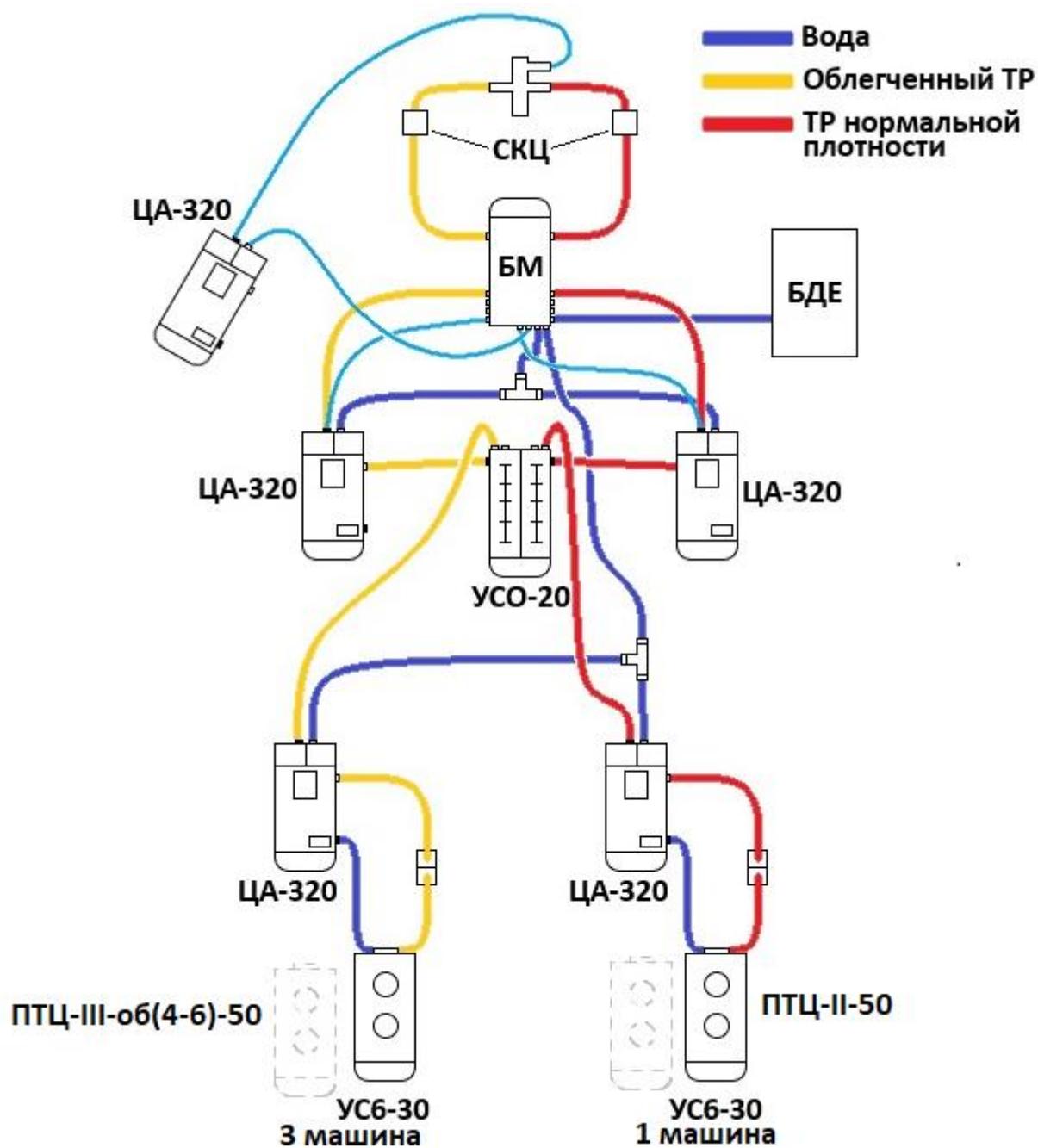


Рисунок Ж.2 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для технической колонны

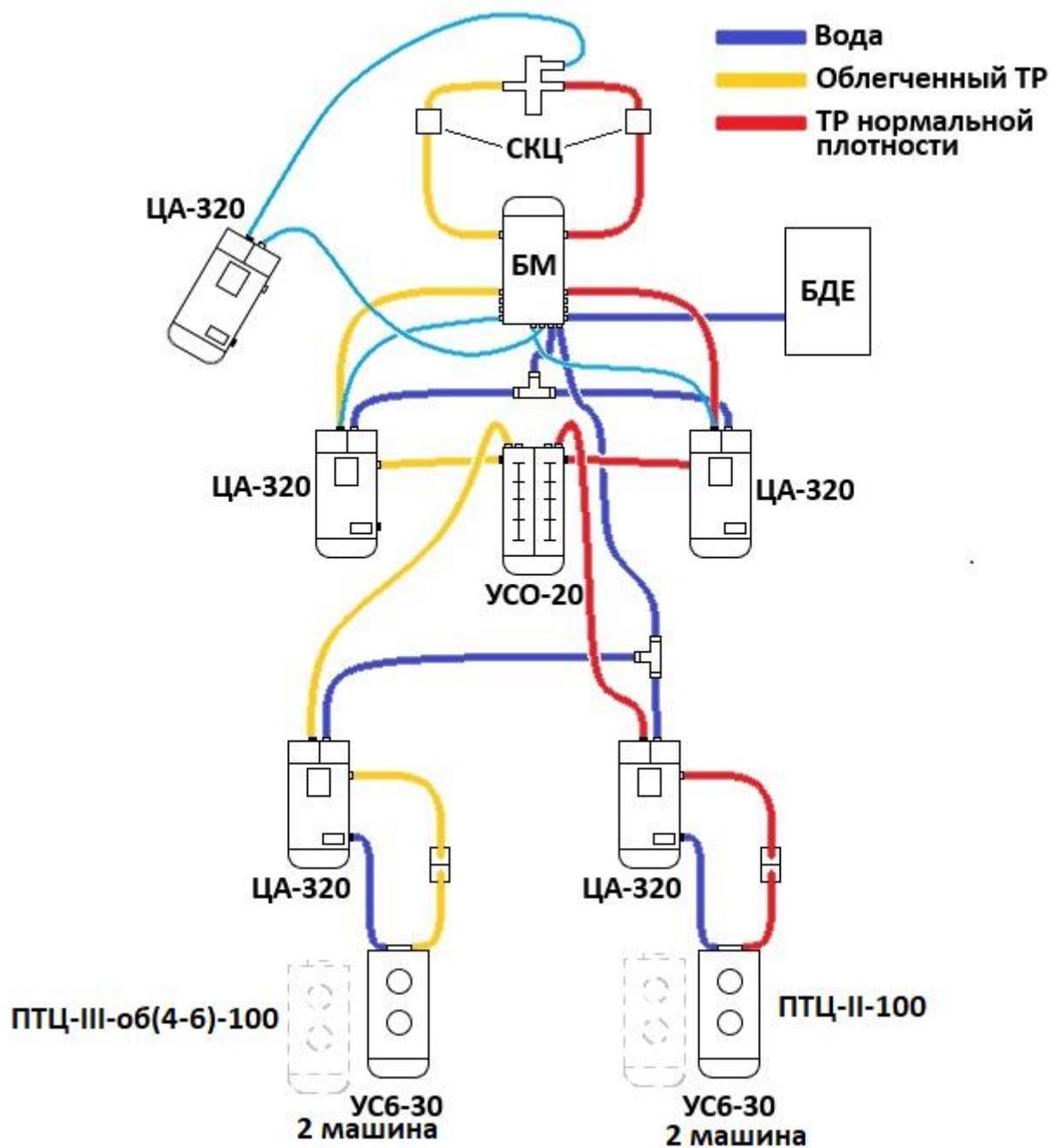


Рисунок Ж.3 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для эксплуатационной колонны

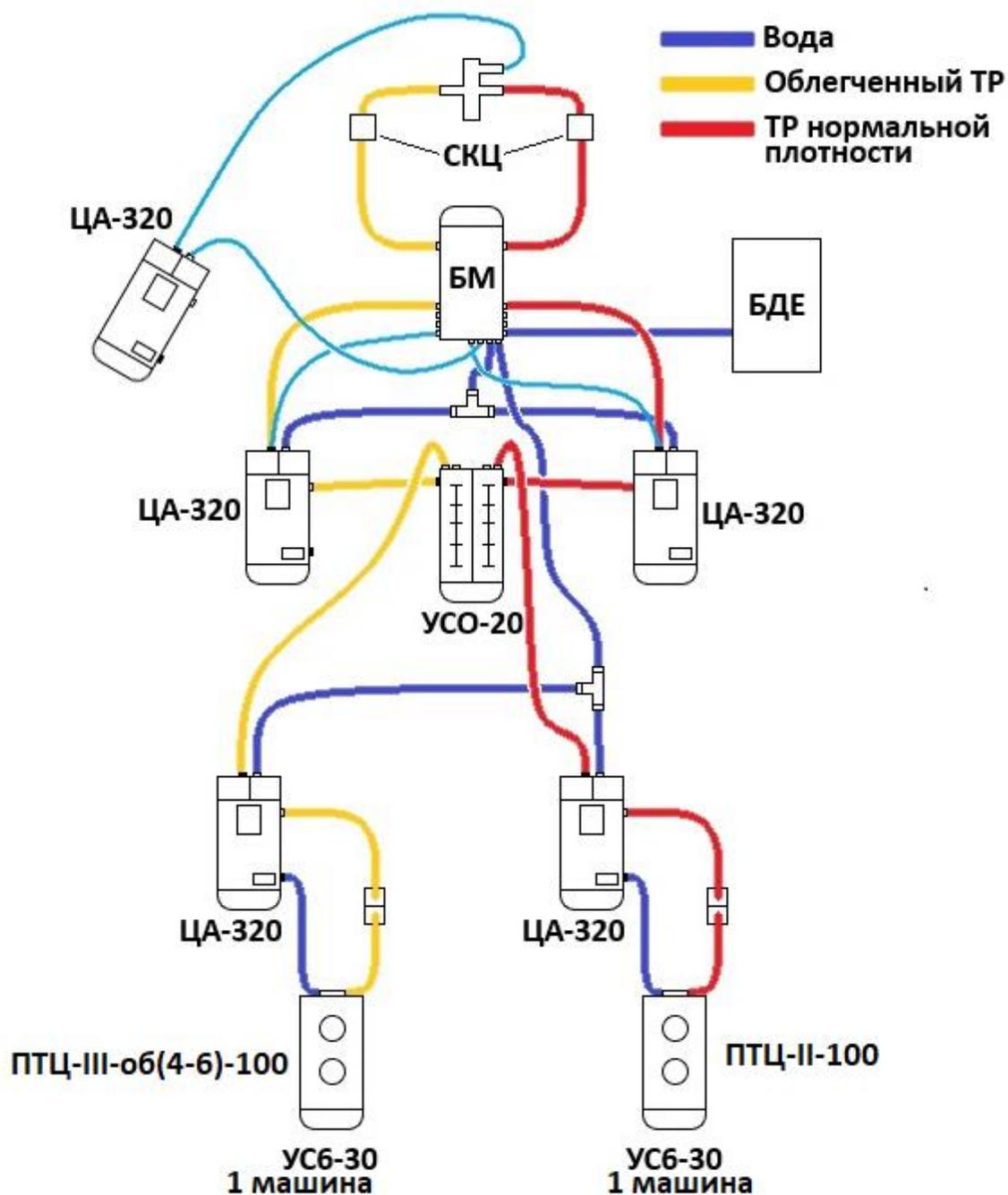


Рисунок Ж.4 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для хвостовика

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(справочное)

Патентная документация

Таблица И.1 – Патентная документация

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор (патентообладатель)	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
	1	2	3	4
1	Патент РФ, № 2469172С1	Мухаметшин А.А. (Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина)	Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины	10.12.2012, Бюл. №34.
2	Патент РФ, № 132833U1	Даутов М.Н. (Открытое акционерное общество «Научно-производственное предприятие «Бурсервис»)	Отклонитель клиновый	27.09.2019, Бюл. №27.
3	Патент РФ, № 135698U	Сафонов Д.И. (Сафонов Д.И., Варламов С.Е., Атрощенко Н.Н.)	Клин-отклонитель	20.12.2013 Бюл. №35
4	Патент РФ № 2484231С1	Ибрагимов Н.Г. (Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина)	Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины	10.06.2013 Бюл. №16.
5	Патент США № 029594	DAHL, Stuart Alexander (HALLIBURTON ENERGY SERVICES)	Клин и отклоняющий элемент в сборе для многоствольных стволов скважины	10.12.2015
6	Патент США № 4182423А	Timothy D.Z., Ray L.H. (Barton/Hawks Inc., Casper, Wyo)	Клиновый отклонитель и метод направленного бурения скважин	08.01.1980
7	Патент США № 0241144А1	Douglas Bruce Bell (BAKER HUGNES INCORPORATED)	Клиновый отклонитель	27.09.2012

Продолжение таблицы И.1

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор (патентообладатель)	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
	1	2	3	4
8	Патент США № 5806600А	Hubert E.H.	Клиновья отклонительная система	15.09.1998
9	Авторское свидетельство № 1470925	Винярский В.Р. (Государственный научно- исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности «Укрспиронии- нефть»)	Клиновой отклонитель	07.04.89 Бюл. №13
10	Авторское свидетельство № 630392	Юшков А.С., Коротков Н.И. (Донецкий ордена Трудового Красного Знамени политехнический институт)	Извлекаемый клиновой отклонитель	30.10.78 Бюл. №40

ПРИЛОЖЕНИЕ К

(обязательное)

Классификация клиновых отклонителей



Рисунок К.1 – Классификация клиновых отклонителей

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

(обязательное)

Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора

Таблица Л.1 – Результаты расчетов стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

Наименование материала	Стоимость упаковки, тыс. руб.	Упаковка, кг	Направление	Кондуктор	Техническая колонна	Эксплуатационная колонна	Хвостовик	Итого количество уп.	Сумма, тыс.руб
			Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.	Количество уп.		
Каустическая сода (NaOH)	3	25	2,8	14,0	8,1	6,8	2,7	34,4	103,3
M-I GEL	18	1000	4,7	23,3	1,6	1,4	0,0	31,0	558,0
SODA ASH	1,3	25	2,8	8,1	0,3	0,3	0,0	11,5	15,0
TANNATHIN	15	25	3,5	17,5	0,0	0,0	0,0	21,0	315,0
M-I WATE	20	1000	3,9	19,2	69,1	34,3	0,0	126,5	2530,0
DUO-VIS	16	25	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	12,8	204,8
Хлорид натрия (NaCl)	25	1000	0,0	0,0	8,1	6,8	0,0	14,9	372,5
Хлорид калия (KCl)	25	1000	0,0	0,0	2,8	2,4	0,0	5,2	130,0
SPERSENE	15	25	0,0	0,0	16,1	13,6	0,0	29,7	445,5
3M Glass Bubbles	48	25	0,0	0,0	96,7	81,3	11,3	189,3	9086,4
SULF-X	2,5	25	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5	7,5	18,8
FLO-TROL	4,5	25	0,0	0,0	48,1	13,6	15,0	76,7	345,2
Итого:									14124,4