

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2970 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2970)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович		

Руководитель ВКР

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

Консультант ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

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

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

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.02.2023 №40-10/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 35 м ³ /сутки
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<ul style="list-style-type: none"> - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины; построение совмещенного графика давлений; определение числа обсадных колонн и глубины их спуска; выбор интервалов цементирования; расчет диаметров скважины и обсадных колонн; разработка схем обвязки устья скважины). - Углубление скважины (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента; расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент; расчет частоты вращения породоразрушающего

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		
Старший преподаватель	Башкиров Иван Александрович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович		

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

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

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 108 страниц, 15 рисунков, 38 таблиц, 36 литературных источников, 11 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, нефть

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении.

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

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

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

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- ГТН – геолого-технический наряд;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- МСП – механическая скорость проходки;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой;
- ОЗЦ – ожидание затвердения цемента;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного дроссельный;
- ЦЦ – центратор цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристик нефтеносности месторождения (площади)	15
Пласт	15
1.3 Зоны возможных осложнений	15
2 Технологическая часть проекта	18
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	18
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	18
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Углубление скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	24
2.3.3 Выбор типа калибратора	25
2.3.4 Выбор бурголовки и режимов бурения (при отборе керна)	27
2.3.5 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	27
2.3.6 Расчет частоты вращения долота	28
2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	29
2.3.8 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	30
2.3.9 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	31
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	32
2.3.7.1 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление	33
2.3.7.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор и	34

2.3.7.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну.....	35
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	37
2.4.1 Расчет наружных избыточных давлений	38
2.4.2 Расчет внутренних избыточных давлений	40
2.4.3 Конструирование обсадной колонны по длине	42
2.4.4 Проектирование технологической оснастки обсадной колонны	43
2.5 Расчет и обоснование параметров цементирования	43
2.5.1 Обоснование способа цементирования	43
2.5.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора	44
2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	45
2.6 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	46
2.6.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	46
2.6.2 Выбор жидкости глушения	47
2.7 Выбор буровой установки	48
3 Современные тенденции в совершенствовании буровых насосов	50
3.1 Причины модернизации буровых насосов.....	50
3.2. Конструктивные особенности буровых насосов	52
3.3 Основные тенденции в развитии буровых насосов	53
3.3.1 Совершенствование клапанных пар поршневого бурового насоса с целью повышения их наработки на отказ и герметичности	53
3.3.2 Совершенствование конструкции поршней бурового насоса.....	62
3.3.3 Насос буровой с термоциклической обработкой втулок	65
3.4 Выводы о тенденции развития буровых насосов	69
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	71
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	72
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	73
4.1.2 Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции	75
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей ..	76

4.2 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин	76
4.2.1 Расчет нормативного времени на крепление скважины	76
4.2.2 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	78
4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы	80
4.2.4 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	80
4.2.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ .	80
4.2.6 Общее нормативное время проводки скважины составляет	81
4.2.7 Линейный календарный график выполнения работ	81
4.3 Сметная стоимость строительства скважины	82
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	82
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	83
5 Социальная ответственность	87
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	87
5.2 Производственная безопасность	88
5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	89
5.3.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)	89
5.3.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	90
5.3.3 Пожаровзрывоопасность	91
5.3.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током.	93
5.4 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	95
5.4.1 Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем вибрации	95
5.4.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	96
5.4.3 Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем шума	97
5.4.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	99

5.4.5 Производственные факторы, связанные с недостатком или отсутствием необходимого освещения	100
5.4.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны ..	100
5.5. Экологическая безопасность	101
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	102
Заключение	104
Список использованных источников	106
Приложение А	109
Приложение Б.....	114
Приложение В	115
Приложение Г	116
Приложение Д	117
Приложение Е.....	118
Приложение Ж	121
Приложение З.....	123
Приложение И	126
Приложение К	128
Приложение Л	137

Введение

В условиях быстро меняющейся экономической обстановки важность нефтегазовой отрасли становится еще более очевидной. Нефть и газ являются наиболее востребованными ресурсами и определяют успех и процветание многих государств. Однако в свете снижения цен на нефть и постоянно растущей себестоимости добычи, рентабельность технологий становится ключевым фактором, повышающим значимость поиска новых и улучшения существующих технологий. Для экономического роста и развития государства модернизация существующих технологий и интродукция инновационных методов в добычу нефти и газа являются стратегически важным шагом, обеспечивающим устойчивое развитие данной отрасли.

Строительство скважин является неотъемлемой частью процесса добычи углеводородов, однако это сложная и ответственная работа, требующая правильного подхода к составлению проекта и тщательного его выполнения. Современные технологии в бурении позволяют осуществлять добычу углеводородов даже в труднодоступных местах, что подчеркивает важность применения новейших методик. В данном проекте на строительство разведочной скважины на нефть освещены все ключевые аспекты проектирования: технологические решения, безопасность труда, экологические меры и экономические показатели. В связи с тем, что строительство скважин является трудоемким процессом, требующим различных подходов в зависимости от условий, важно выбрать наиболее оптимальный путь и применить эффективные инновационные концепции решений.

Данная выпускная квалификационная работа рассматривает технологические аспекты при строительстве вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении в Тюменской области

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А.

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины – в таблице А.2 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 2940–2950 метров представлен песчаником (плотностью 2400 кг/м³), глины (плотностью 2400 кг/м³), аргиллитом (плотностью 2400 кг/м³), угли (плотностью 1200 кг/м³)

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1

Таблица 1 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал м		Градиент, кгс/см ² на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
1	2	3	4	5
Q - P ₂ II	0	720	0,100	0,200
P ₁ tl	720	820	0,100	0,191
K ₂ gn - K ₂ kz	820	1130	0,100	0,178
K ₂ uv - K ₁ sh	1130	2220	0,101	0,178
K ₁ ub - K ₁ sor	2220	2856	0,99	0,178
J ₃ bg - J ₃ ab	2856	2970	0,100	0,190

1.2 Характеристик нефтеносности месторождения (площади)

Нефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

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				
К1 БС 6	2351	2376	Поровый	0,871	0-10	5
К1 БС 8	2416	2441	Поровый	0,889	0-25	5
К1 БС10	2646	2671	Поровый	0,867	0-25	6
К1 Ач 1	2691	2731	Поровый	0,851	0-30	6,5
К1 Ач 2	2751	2776	Поровый	0,851	0-30	6,5
К1 Ач 3	2776	2801	Поровый	0,851	0-30	6,7
J2 ЮС1	2900	2910	Поровый	0,879	0-35	6,9
J ₂ ЮС ₂	2940	2950	Поровый	0,854	0-35	13,5

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватоопасные зоны и осложнения представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
Q – P ₁	0	820	Поглощение бурового раствора
K ₁	820	1140	
K ₁	1140	2000	
K ₂	2000	2856	

Продолжение таблицы 3

J ₃	2856	2900	Поглощение бурового раствора	
J ₂	2900	2970		
Q -P ₃	0	820		
K ₂	820	1140	Осыпи и обвалы	
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
J ₃	2856	2900		
J ₂	2900	2970		
Q- K ₂ gn	0	480		
P ¹ ₃	0	330		
K ₂ +K ₁	1030	1140		
K ₁	1140	2340	Нефтеводопроявление	
K ₁ БС ₆	2351	2376		
K ₁ БС ₈	2416	2441		
K ₁	2500	2630		
K ₁ БС ₁₀	2646	2671		
K ₁ Ач ₁	2691	2731		
K ₁ Ач ₂	2751	2776		
K ₁ Ач ₃	2776	2801		
J ₂ ЮС ₁	2900	2910		
J ₂ ЮС ₂	2940	2950		
K ₂	820	1140		Посадки и затяжки бурового инструмента. Оползни, сужение ствола скважины, желооброзование, кавернооброзование
K ₁	1140	2000		
K ₂	2000	2856		
Q -P ₃	0	820		Прихватопасность
J ₃	2856	2900		

Продолжение таблицы 3

K ₂	820	1140	Прихватоопасность
K ₁	1140	2000	
K ₂	2000	2856	
J ₃	2856	2900	
J ₂	2900	2970	

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Так как по условию мы проектируем разведочную скважину, поэтому профиль скважины будет вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

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

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

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

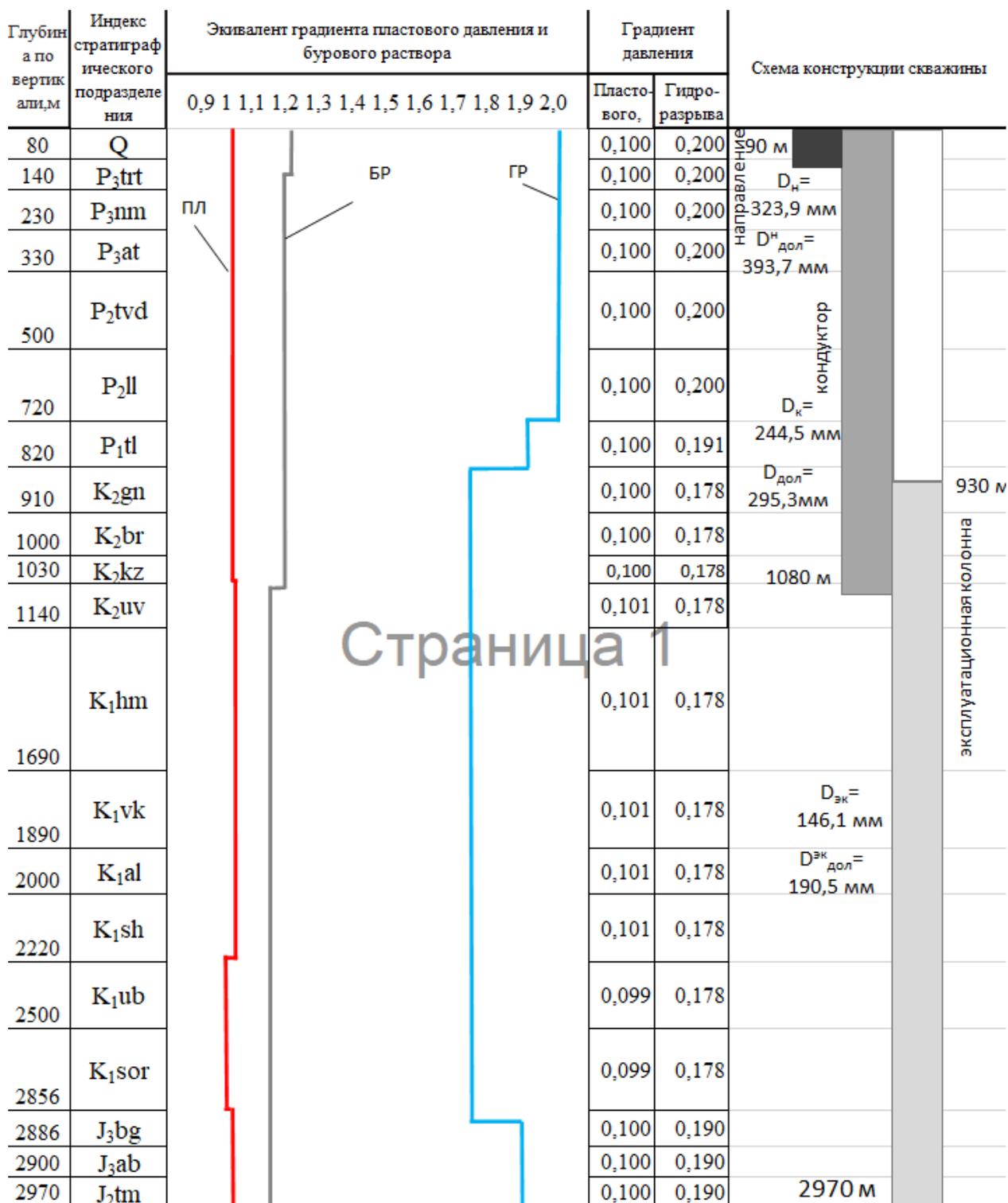


Рисунок 1 – График совмещённых давлений

Из анализа графика градиентов пластового давления и гидроразрыва пласта видно, что несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

2.2.2 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 (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 80 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 90 м.

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

Имеется восемь пластов: с нефтью, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение. Результаты представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по первому нефтяному пласту

Имя пласта	К ₁ БС ₆	К ₁ БС ₈	К ₁ БС ₁₀	К ₁ Ач ₁	К ₁ Ач ₂	К ₁ Ач ₃	J ₂ ЮС ₁	J ₂ ЮС ₂
Глубина кровли продуктивного пласта, м L _{кр}	2351	2416	2646	2691	2751	2776	2900	2940
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м (Г _{пл})	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,099	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м (Г _{грп})	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2

Продолжение таблицы 4

Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	871	889	867	851	851	851	879	854
Расчетные значения								
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм (Рпл)	232,74	239,18	261,95	266,40	272,34	274,82	290	294
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м (Lконд min)	300	275	350	390	400	405	385	450
Запас	1,08	1,09	1,09	1,09	1,09	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина, м	450							

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 450 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать минимум на глубину 450 м, но по горногеологическим условиям до глубины 1030 м имеются пласты, содержащие неустойчивые горные породы – глины, с учетом этого необходимо спускать кондуктор до глубины 1080 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 метров на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 20 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2970 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1080 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как имеются только нефтяные пласты интервал цементирования будет составлять 2040 м.

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна

Исходя из максимального дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 114,3 мм, но поскольку скважина разведочная, для геофизических исследований минимальный диаметр составит 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190.5 мм.

Кондуктор

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

Направление

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

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам представлен в таблице Б.1 приложения Б

Исходя из проведенных расчетов в таблице Б. 1, можно увидеть, что необходимо выбрать значение равное: $P_{оп} = 15,3$ МПа.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-146х245 К1 ХЛ.

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

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения, необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам и соответствующих экономических расчётов.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины.

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

Способы бурения по интервалам представлены в таблицы 5

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	90	Роторный
90	1080	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1080	2970	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2930	2960	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал м	0-90	90-1080	1080-2970	2940-2970	
Шифр долота	393,7 (15 1/2) GRDP215	TD-295,3 SVD 616-T1.2	БИТ 190,5 ВТ 813 У.40	БИТ 190,5/100 В 9 13 АУ	
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC	
Диаметр долота, мм	393,7	295,3	190,5	190,5	
Тип горных пород	М	МС	С	С	
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-161
	API	7 5/8	7 5/8	4 1/2	7 1/2
Длина, м	0,4	0,4	0,35	0,25	
Масса, кг	194	95	30	20	

Продолжение таблицы 6

Осевая наг. G, тс	Рекомендуемая	14-28	5-12	2-10	2-5
	Максимальная	28	12	10	5
Обороты долота n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	60-400	60-120	60-120
	Максимальная	600	400	120	120

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

Для бурения интервала под кондуктор проектируется шарошечное долото марки М, С, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, кроме того проектирование шарошечного долота для заданного интервала с абразивными породами приведет к более быстрому износу.

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

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.

1. Для бурения интервала под направление 0–90 м с шарошечным долотом, выбор калибратора с прямыми лопастями обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 90–1080 м с PDC долотом планируется использование калибратора с спиральными лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими с средними горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1080–2970 м с PDC долотом планируется использование спирального калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, средними и твердыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал м		0-90	90-1080	1080-2970
Шифр калибратора		КА 385,0 МС	КЛС 292,0 МС	КЛС 187,СТ
Тип калибратора		С прямыми лопастями	Со спиральными лопастями	Со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		385	295	187
Тип горных пород		М	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М152	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		1,5	0,68	0,5
Масса, кг		400	156	50

2.3.4 Выбор бурголовки и режимов бурения (при отборе керна)

В таблице 8 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 8 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2930-2960	Керноотборный снаряд 175/100	2-5	20-40	15-20

2.3.5 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 9

Таблица – 9 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал м	0-90	90-1080	1080-2970	2930-2960
Исходные данные				
D_d , см	39,37	29,53	19,05	19,05
$G_{пред}$, Т	28	12	10	5
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, Т	22,4	9,6	8	4
$G_{проект}$, Т	8	9	7,5	3,5

где D_d – диаметр долота, см;

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

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

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

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике, для обеспечения требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективного процесса разрушения горных пород.

2.3.6 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 10.

Таблица – 10 Результаты частоты вращения долота

Интервал м		0-90	90-1080	1080-2970	2930-2960
Исходные данные					
V_d , м/с		3,4	2	2	1,5
D_d	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	190,5
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		165	129	201	150
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	20-40
$n_{проект}$, об/мин		50	120	150	30

где V_d – линейная скорость на периферии долота, м/с;

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

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

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-90 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения

по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 50-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.7 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: по результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице Д.1 приложения Д.

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 45 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 27 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под отбор керна принимается 20 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя и не размочит керновую колонку

2.3.8 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 11.

Таблица 11 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал м		0-90	90-1080	1080-2970	2940-2970
Исходные данные					
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})		69	78	88	74
Расчетный коэффициент, $H^*/кН$ (Q)		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	236	152	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*м$ (M_p)		-	3409	1888	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*м$ (M_o)		-	148	95	-
Удельный момент долота, $H^*м/кН$ ($M_{уд}$)		-	37	24	-

Для интервала бурения 90–1080 выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240, для интервала под эксплуатационную колонну винтовой забойный двигатель ДРУ-165, которые позволяют бурить вертикальные скважины, не отклоняясь от траектории, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	90-1080	240	7,9	2150	30-55	100-160	25,5	55-275
ДРУ-165	1080-2970	165	8,5	1062	19-45	55-170	18	170-218

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице Д.1 приложения Д.

2.3.9 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения выполнено в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, под бурения секции кондуктора и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель, что позволит обеспечить наибольший момент для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Геолого-технический наряд приведен в приложении В. Схема компоновки низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну 900-3170 м приведена в приложении Г.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по

интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах Е.1–Е.4 приложения Е.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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.

Основные типы буровых растворов, используемые для бурения в районах западной Сибири: бентонитовый; полимер - глинистый; ингибирующие; полимерный (инкапсулированный); KCL/полимерный (биополимерный).

По назначению все основные химические реагенты можно разделить на следующие классы: структурообразователи; понизители фильтрации; понизители вязкости; регуляторы рН; ингибиторы; регуляторы термостойкости; пеногасители; эмульгаторы; смазочные добавки; понизители твердости горных пород; утяжелители; закупоривающие материалы; бактерициды; реагенты, связывающие ионы кальция; ингибиторы коррозии и нейтрализаторы; флокулянты; поверхностно-активные вещества (ПАВ); загустители.

Выбор бурового раствора в рамках дипломного проекта основан на так называемой «щадящей» стратегии формирования призабойной зоны пласта, когда буровой раствор выбирается исходя из минимизации вредного воздействия на продуктивные горизонты.

2.3.7.1 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под направление

При бурении интервала под направление 0-90 м в четвертичных отложениях возможны осыпи и обвалы горных пород, прихваты, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, поглощение, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Компонентный состав и технологические свойства бентонитового раствора представлен в таблице 13-14.

Таблица 13 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	Название материала
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	1	Каустическая сода
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	65	Глина ПБМБ
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1	Кальцинированная сода
Утяжелитель	Регулирование плотности	234,08	Мел
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин	1,1	БСР

Таблица 14 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,20
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

2.3.7.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под кондуктор

В интервале бурения под кондуктор (90-1080) так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП, так же осыпи и обвалы горных пород. Данные проблемы решаются с использованием Полимер-глинистого бурового раствора.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород (кондуктор). Характеризуется высокой гидрофильностью и псевдо пластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный и технологические состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 15-16.

Таблица 15 – Компонентный состав ингибирующего раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Кальцинированная сода	1
Глинопорошок	12
Каустическая сода	1
ПАЦ ВТ	0,4
ПАЦ НТ	0,13
Лубрекс	5
Мел	231,31

Таблица 16 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	45-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	4-8/6-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
рН	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.7.2 Выбор типа и рецептуры промывочной жидкости интервала под эксплуатационную колонну

В интервале бурения под эксплуатационную колонну так же присутствует наличие глин в разрезе, что неблагоприятно отразится на стволе скважины при длительном времени бурения. Возможны осложнения в виде сужения ствола скважины, набухания, так же на данных интервале в зоне продуктивных пластов возможны поглощения бурового раствора и ГНВП. Данные проблемы решаются с использованием инкапсулированных буровых растворов.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии. Анионные карбоксильные группы прикрепляются к положительным зарядам по краям частиц глин. В силу того, что полимер имеет высокий молекулярный

вес и разветвленную полимерную цепочку, он эффективно обволакивает глинистые частицы. Таким образом, на стенках ствола скважины образуется покрытие, препятствующее проникновению воды в глины. Инкапсулированный буровой растворов прекрасно подходит для бурения интервалов (техническая, эксплуатационная колонна) насыщенных глинами.

Технологические свойства и состав базового утяжеленного инкапсулированного раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну представлены в таблице 17, 18

Таблица 17 компонентный состав полимерного (инкапсулированного) раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4
Синтетический понизитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,9
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9
Утяжелитель	Регулирование плотности	20,7

Таблица 18 – технологические свойства полимерного (инкапсулированного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,11
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектированные колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в таблице Ж.1 приложения Ж.

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

Потребное количество химических реагентов представлено в таблице Ж.2 приложения Ж.

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин и компоновки бурильной колонны был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах 3.1–3.4 приложения 3.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему

интервалу Исходные данные к расчету представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1020	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	870	Глубина скважины, м	2970
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	750	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	695
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1863

2.4.1 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 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора

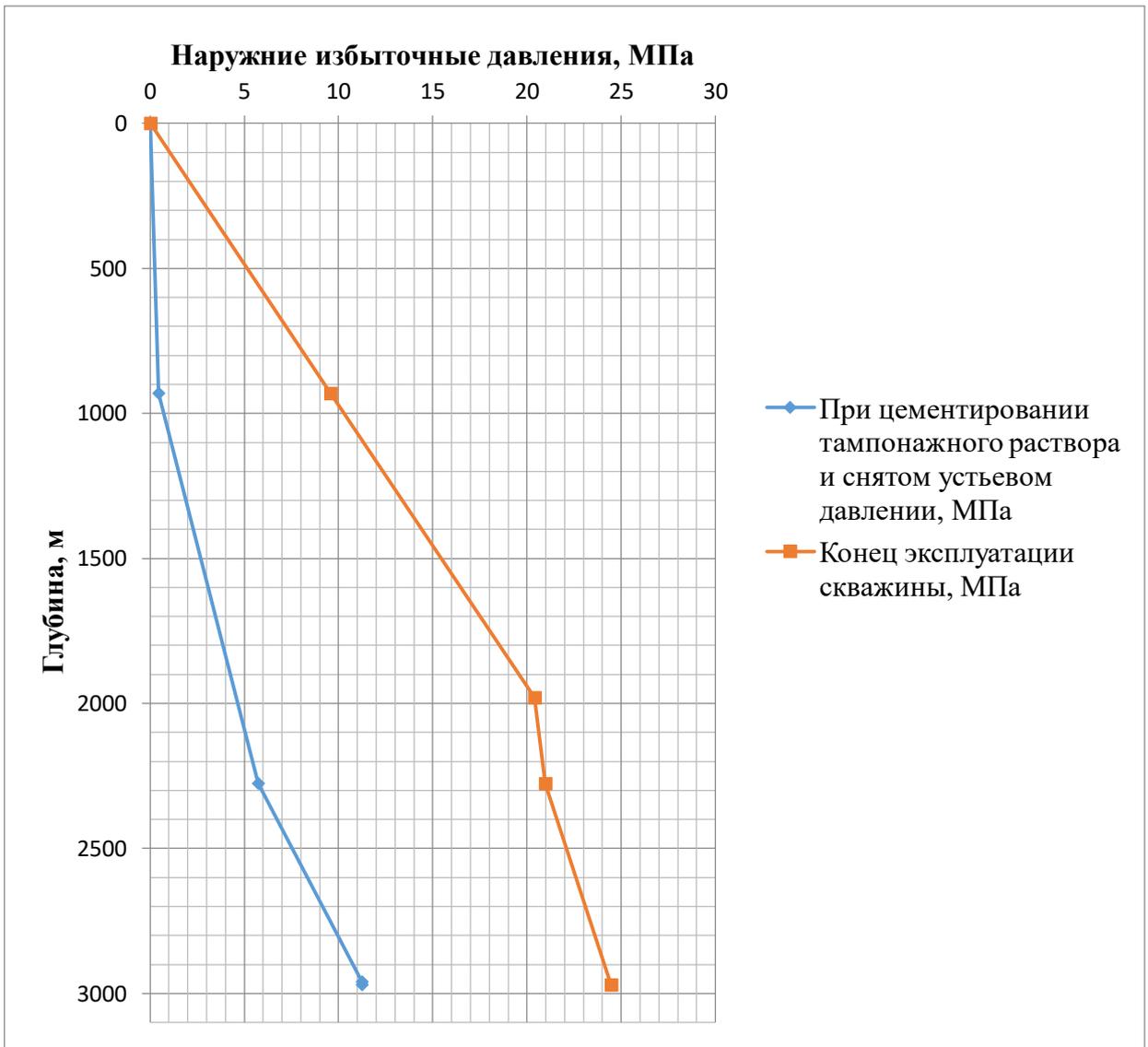


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

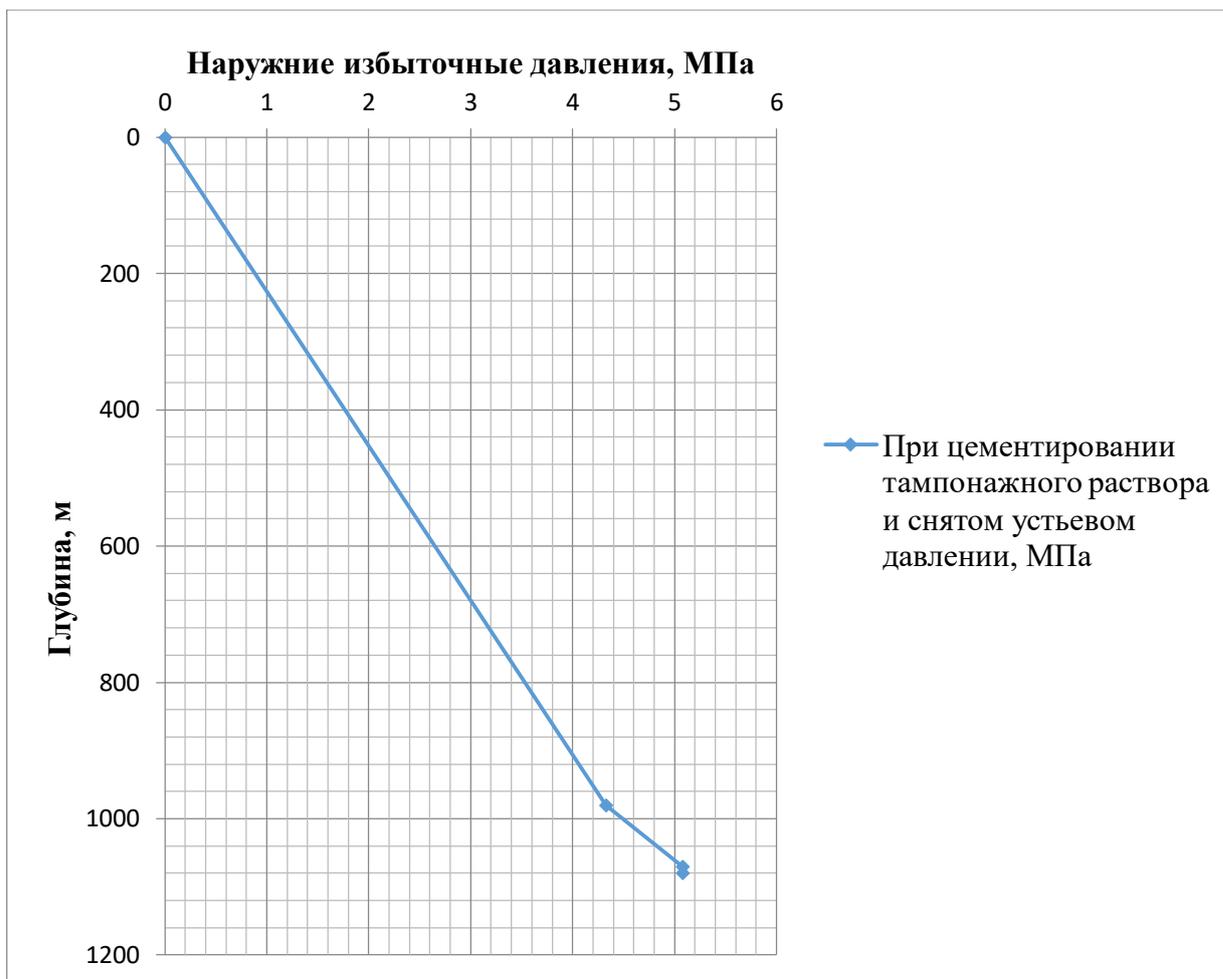


Рисунок 3 – Эюры наружных избыточных давлений кондуктора

2.4.2 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 4 и 5 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

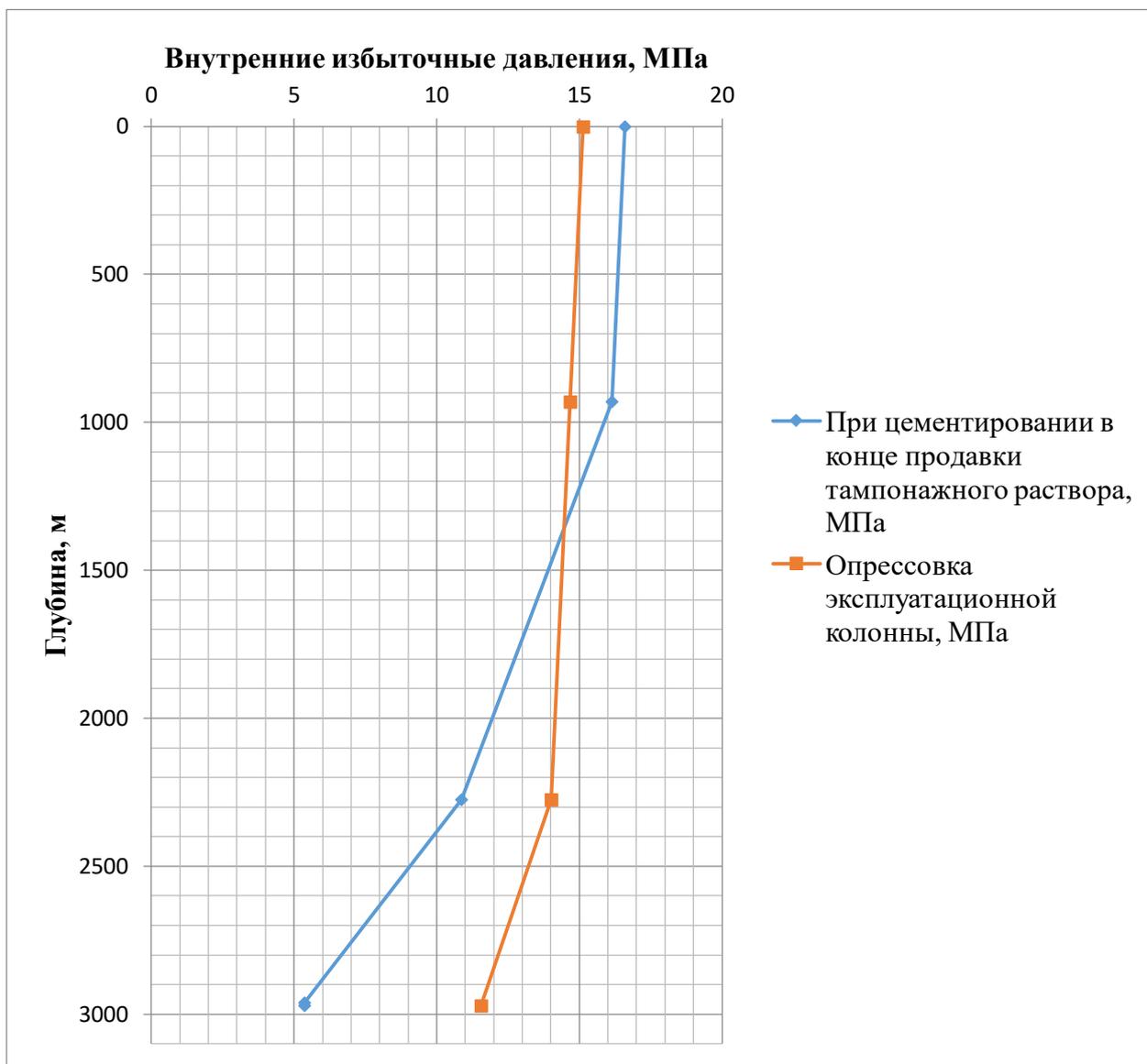


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

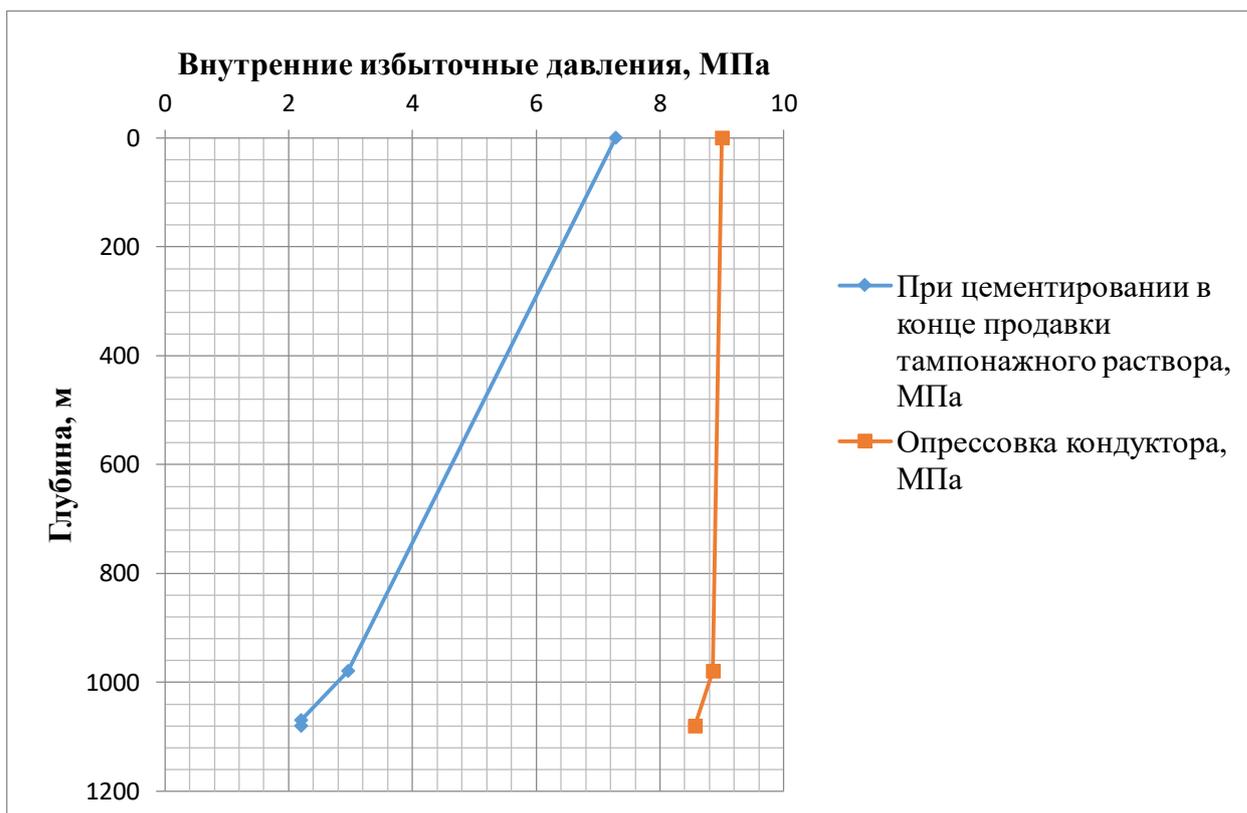


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.4.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки. Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	67,2	6048	6048	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1080	47,2	50976	50976	0-1080

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	8,5	670	29	19430	75320	2970-2300
2	ОТТМ	Д	7	2300	24,3	55890		2300-0

2.4.4 Проектирование технологической оснастки обсадной колонны

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

В состав технологической оснастки входят:

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

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице И.1 приложение И.

2.5 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.5.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 1:

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

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

$P_{гс\ кп} = 40,43$ МПа;

$P_{зд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве,

$P_{гд\ кп} = 3,86$ МПа;

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

Согласно геологическим данным $P_{гр} = 53,6$ МПа.

Производим сравнения давлений $44,32$ МПа $\leq 53,6$ МПа.

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.5.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

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

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 21

Таблица 21 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,65	1,2	1050	1,2	МБП-СМ	84
		4,5		4,5	МБП-МВ	67,5
Продавочная жидкость	41,34		1020	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	32,35		1400	24,54	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	23 9197
					НТФ	13,26
Нормальной плотности тампонажный раствор	13,23		1800	8,32	ПЦТ-II-150	17 1096
					НТФ	5,42

2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{сyx} / G_б \quad (2)$$

- Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 17,1 / 13 = 1,31$$

необходима 2 машина УС6-30

- Для приготовления, облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 23,91 / 10 = 2,39$$

необходимо 3 машины УС6-30

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 6.

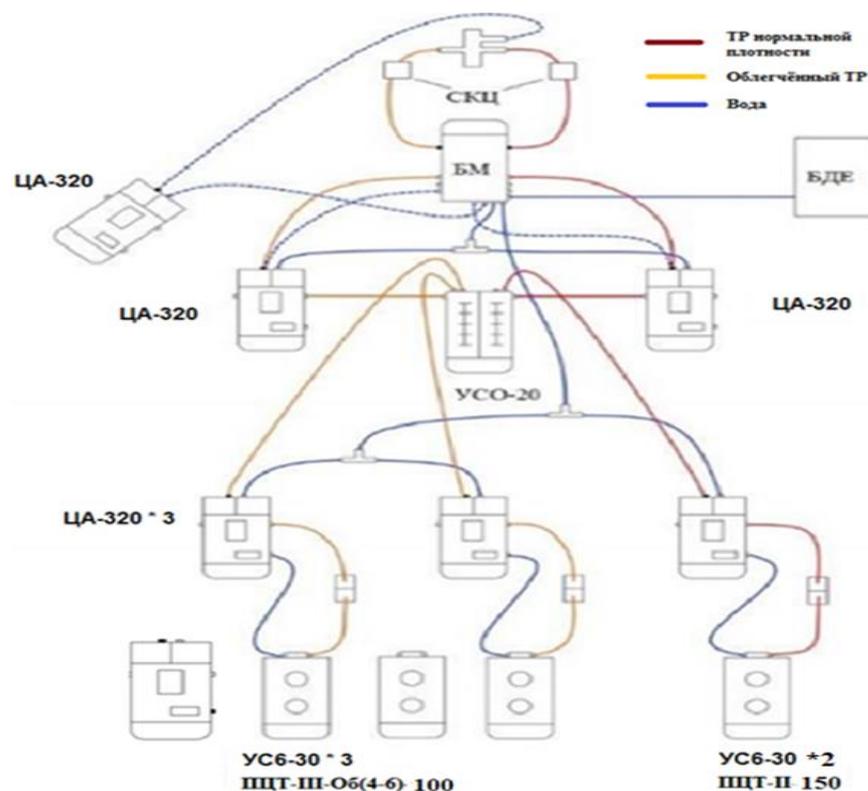


Рисунок 6 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.6 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.6.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

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

В таблицу 22 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 22 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	Перфоратор 73 мм HSDR C	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

2.6.2 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 3.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (3)$$

Где $\rho_{ж.г.}$ - плотность жидкости глушения

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым;

g – ускорение свободного падения;

h – глубина испытываемого пласта.

Для первого нефтяного пласта:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + 0,05) * 29789550}{9,8 * 2970} = 1074,65 \text{ кг/м}^3$$

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2, по формуле 4.

$$V_{ж.г.} = 2 V_{внЭК.} \quad (4)$$

$$V_{ж.г.} = 2 \left(\frac{3,14}{4} * 0,1314^2 * 2970 \right) = 80,5 \text{ м}^3$$

$V_{внЭК}$ – внутренний объем ЭК, м³,

2.7 Выбор буровой установки

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

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (5)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (6)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (7)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{бк}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{\text{пр}} = k \cdot Q_{\text{мах}}, \quad (8)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

$Q_{\text{мах}}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3Д-86

Расчет данных для буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат установки представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбор буровой установки			
БУ - 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{\text{бк}}$)	99,05	$[G_{\text{кр}}] \times 0,6 \geq Q_{\text{бк}}$	192 > 98,81
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{\text{об}}$)	75,32	$[G_{\text{кр}}] \times 0,9 > Q_{\text{об}}$	288 > 75,32
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{\text{пр}}$)	128,8	$[G_{\text{кр}}] / Q_{\text{пр}} > 1$	320/128,5 = 2,49 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{\text{кр}}$)	320		

3 Современные тенденции в совершенствовании буровых насосов

Достижение высокого уровня добычи нефти и газа на современном этапе реализуется увеличением глубины бурящихся скважин и созданием новых сырьевых баз в отдаленных и труднодоступных регионах. Особое место в процессе бурения, ремонта и освоения скважин занимают буровые насосы. Они являются не только основными потребителями энергии, но и центральным звеном в функциональной схеме буровой установки, которое должно сохранять работоспособность в процессе всего срока проводки ствола скважины. Выход из строя буровых насосов приводит к потере циркуляции промывочной жидкости, что является причиной возникновения аварий и осложнений, ликвидация которых связана с большими материальными и временными затратами.

Усложнение технологии бурения нефтяных и газовых скважин и их капитального ремонта способствовало существенному увеличению рабочих параметров насосов, в первую очередь давления нагнетания.

Увеличение объемов добычи нефти и газа требует соответственно и повышения затрат на изготовление оборудования, его ремонт и техническое обслуживание. Особое значение имеет обеспечение необходимого уровня работоспособности буровых насосов, так как от них во многом зависит качество проведения технологических операций, а значит и эффективность последующей эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В среднем третья часть отказов буровой установки приходится на долю буровых насосов.

3.1 Причины модернизации буровых насосов.

В последние годы производство буровых насосов получило новый мощный импульс, что связано, прежде всего, с развитием новых технологий как в целом в нефтедобыче, так и непосредственно в бурении. Среди основных направлений повышения качества строительства скважин можно выделить:

1. Сокращение времени строительства (как фактор уменьшения времени вредного воздействия бурового инструмента и раствора на пласт и стенки скважины при бурении) за счет:

- повышения темпов углубления (оптимизация режимов бурения, новый породоразрушающий инструмент);
- снижения затрат времени на спуско-подъемные операции (увеличение проходки на долото, упрощение конструкции скважины, автоматизация СПО);
- сокращения затрат времени на крепление (бурение с одновременной обсадкой или на обсадных трубах, бурение монодиаметром, применение расширяемых труб);
- уменьшения отказов оборудования и числа различных корректировок процесса бурения.

2. Применение буровых растворов, обеспечивающих сохранение естественной проницаемости пласта (например, полимерных растворов).

3. Бурение на равновесии в системе пласт-скважина или на депрессии.

4. Строительство скважин с горизонтальным окончанием и большим горизонтальным отводом.

Следует отметить, что реализация этих технологий сопряжена с усложнением условий строительства скважин следующими факторами:

- проходкой скважин в условиях высоких давлений и температур;
- увеличением глубины скважин;
- увеличением комплекса оборудования и инструмента, находящегося в призабойной части скважины в процессе бурения.

Совершенствование процесса строительства скважин в значительной степени связано с процессом промывки ствола, а значит, с работой буровых насосов. На разработку конструкции буровых насосов влияют следующие факторы:

- повышаются энергетические параметры насосов (подача, давление, мощность) для бурения скважин даже традиционной конструкции. Наиболее

существенное увеличение их необходимо при проходке горизонтальной части ствола скважин с большим горизонтальным отводом;

- увеличиваются требования к диапазону регулирования параметров насоса, как к одному из способов управления процессом строительства скважины. Глубокое, плавное и оперативное управление параметрами насосов необходимо также в связи с расширением номенклатуры гидравлических забойных двигателей (ГЗД) и повышенными требованиями к точности регулирования подачи для обеспечения работы ГЗД в оптимальном режиме; • при проходке скважин с использованием телеметрических систем с гидравлическим каналом связи предъявляются жесткие требования к величине пульсаций подачи раствора.

Современные условия нефтегазодобычи поддерживают спрос на достаточно широкий перечень модификаций насосов, отвечающих требованиям развивающихся технологий.

3.2. Конструктивные особенности буровых насосов

В отечественных буровых установках для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения в настоящее время применяют в основном двух и трехпоршневые насосы с горизонтальным расположением цилиндропоршневых пар.

Двухпоршневые насосы выполнены с двухсторонним действием поршней. В таких насосах жидкость перемещается в поршневой и штоковой полостях цилиндровой втулки. За один двойной ход поршня совершаются два цикла всасывания и нагнетания. Эти насосы имеют частоту двойных ходов поршня в минуту 35...90, длину хода – до 0,5 м.

Трехпоршневые насосы (триплексы) имеют одностороннее (прямое) действие поршней, при котором жидкость нагнетается только в поршневой полости цилиндровой втулки и за один двойной ход совершается один цикл всасывания и нагнетания. Частота двойных ходов поршня в минуту у этих насосов находится в пределах 35...180, а длина хода доходит до 0,3 м.

В поршневых насосах поршни и цилиндрические втулки сменные, что позволяет в определенных пределах менять их подачу. Поршневые насосы относятся к насосам объемного вытеснения.

Все поршневые буровые насосы образуют семейство машин узкоспециализированного назначения с параметрами, ограниченными рамками требований технологии бурения нефтяных и газовых скважин. Наиболее полно этим требованиям отвечают трехпоршневые насосы одностороннего действия.

На некоторых буровых установках иностранного производства в качестве буровых насосов используют многоплунжерные насосы, работа которых аналогична работе поршневых насосов одностороннего действия. В этих насосах поршень с самоуплотняющейся манжетой заменен на гладкий цилиндрический плунжер, который уплотняется сальником, расположенным в цилиндрической втулке. Плунжерный насос, как и поршневой насос, относится к насосам объемного вытеснения. Попытки использования многоплунжерных насосов в качестве буровых предпринимались и предпринимаются также отечественными производителями бурового оборудования, однако эти насосы имеют один существенный недостаток – высокие эксплуатационные затраты.

3.3 Основные тенденции в развитии буровых насосов

3.3.1 Совершенствование клапанных пар поршневого бурового насоса с целью повышения их наработки на отказ и герметичности

Наработка на отказ буровых поршневых насосов лимитируется работоспособностью быстроизнашивающихся деталей и узлов ее гидравлической части. Надежность последней зависит от износостойкости деталей и узлов цилиндропоршневой группы и клапанных пар, основными из которых являются цилиндрические втулки, поршень с сердечником, шток, седло

клапана, клапан, гидравлическая коробка, а также уплотнения цилиндровой втулки, клапана, седла, крышек гидравлической коробки. Детали клапанных пар буровых насосов изнашиваются быстрее, чем детали цилиндропоршневых групп. Повышенная интенсивность изнашивания деталей гидравлической части бурового поршневого насоса обусловлена содержанием абразивных частиц в перекачиваемой буровым поршневым насосом промывочной жидкости, действием высоких контактных напряжений на рабочих поверхностях основных деталей и узлов гидравлической части бурового насоса, циклическим и ударным характером действия на- грузок на рабочих поверхностях вышеуказанных деталей и узлов, а также недостаточной износостойкостью всех подвижных и неподвижных сопрягаемых поверхностей, в частности зеркала цилиндра, уплотнения поршня, тарели клапана и седла клапана. Для обеспечения восстановления работоспособности гидравлической части буровых поршневых насосов требуется периодически временно выводить из эксплуатации, что обуславливает отвлечение буровой бригады от проведения работ, непосредственно связанных с бурением скважины. Простои буровой бригады, вызванные необходимостью замены вышедших из строя деталей и узлов гидравлической части бурового поршневого насоса, отрицательно сказываются на экономических показателях строительства скважины. В статье приведены результаты патентных исследований и литературного обзора, касающиеся конструкций и надежности клапанных пар буровых поршневых насосов, а также обоснование направлений дальнейших исследований по повышению их технического уровня.

Гидравлическая часть современных конструкций отечественных и зарубежных буровых поршневых насосов включает в свой состав гидравлические коробки, клапанные пары, цилиндропоршневые группы, уплотнения штоков поршней и крышек клапанных пар, цилиндрические втулки и крышки клапанных пар цилиндрической группы. Несмотря на совершенствование конструкции гидравлической части буровых поршневых

насосов и технологии их изготовления, показатели ее надежности не в полной мере соответствуют предъявляемым требованиям, в первую очередь, по наработке на отказ. В таблице 24 приведены результаты статистической обработки информации о наработке деталей гидравлической части буровых насосов, полученные в ранее выполненных работах по исследованию буровых поршневых насосов

Таблица 24 – Результаты статистической обработки информации о наработке деталей буровых насосов

Деталь	Закон распределения	Статистический параметр распределения	
		Наработка до отказа, ч	Коэффициент вариации
Поршень	Экспоненциальный	98	0,83
Цилиндровые втулки	Вейбулла	204	0,52
Штоки	Логарифмически нормальный	106	0,48
Клапаны	Экспоненциальный	73	0,77

Значения коэффициента вариации экспоненциального закона распределения наработки на отказ поршней и клапанов буровых насосов, равные 0,83 и 0,77 соответственно, свидетельствуют о высокой вероятности внезапного выхода из строя этих деталей.

Широкий диапазон изменений значений среднеквадратичного отклонения наработки на отказ поршней и клапанов буровых насосов также свидетельствует о том, что долговечность и износостойкость этих деталей зависят от влияния большого числа различных факторов. Аналогичные выводы были получены в результате исследований и других авторов.

Например, в работе отмечено почти двукратное сокращение наработки на отказ деталей гидравлической части буровых насосов при бурении скважин в интервале 4000–5000 м по сравнению с бурением скважины в интервале 1000–2000 м. Следствием этого является соответствующее увеличение количества расходуемых деталей и узлов, в том числе клапанных пар,

используемых для восстановления работоспособности буровых поршневых насосов рисунок 7. Как видно из рисунка 7, клапанная пара бурового поршневого насоса является самой его быстро изнашиваемым узлом.

Из вышеизложенного следует, что надежность деталей гидравлической части бурового поршневого насоса в значительной степени зависит от износостойкости взаимно контактирующих поверхностей и уплотнительных элементов поршня и клапанной пары. Например, средняя наработка на отказ клапанов буровых поршневых насосов, нагнетающих промывочную жидкость под давлением 16-18 МПа, не превышает 100 ч

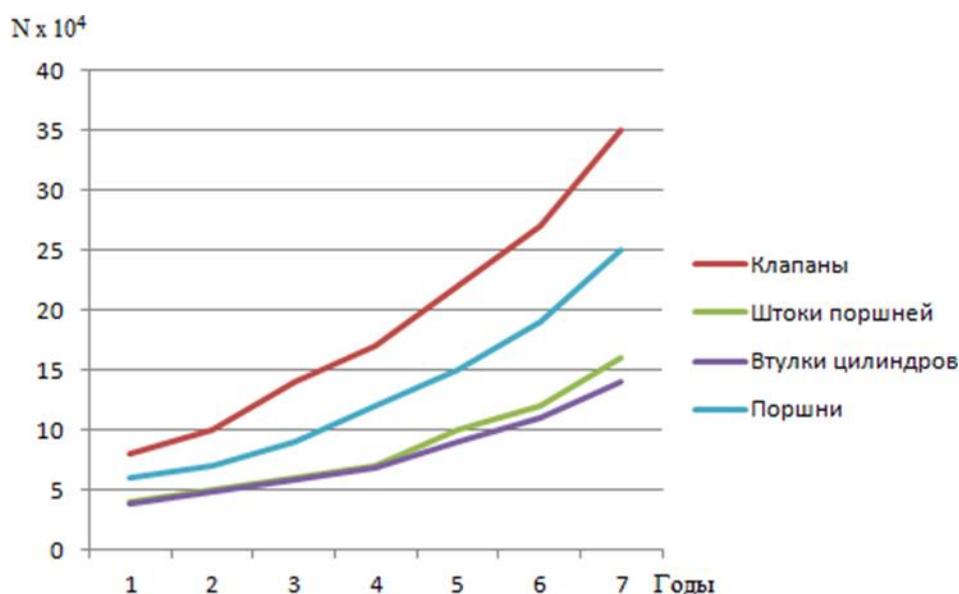


Рисунок 7 – Соотношения количества расходуемых деталей по их видам

В процессе бурения скважины клапаны бурового поршневого насоса, как правило, заменяются на новые чаще, по сравнению с другими деталями гидравлической части насоса. Изучение характера повреждений отработанных клапанов буровых поршневых насосов, проведенного в процессе проведения ремонта последних на базах производственного обслуживания ряда буровых компаний, показало, что причинами их выхода из строя являются ведущие виды износа, а также различные повреждения их рабочих поверхностей представленный в таблице 25.

Таблица 25 – Сведения наработки клапанов буровых насосов

Тип насоса	Марка клапана	Диаметр клапана мм	Характер повреждений поверхности детали	Ведущий вид износа детали	Наименование буровой компании
НБТ-600	НБТ600	160,9	Царапины и глубокие риски на рабочих поверхностях стальных деталей	Абразивный	Азнакаевское УБР (управление буровыми работами)
БрН-1	НБ125	163,0	Коррозия рабочей поверхности металлических деталей	Коррозионномеханический	Туймазинское УБР
9Т	НБ125	111,0	Срезание и сколы части рабочей поверхности детали	Механический	Туймазинское УБР
9МГр	НБ125	111,0	Изменение размеров и формы эластичных деталей	–	Туймазинское УБР
УНБ-600	К101Д	198,5	Пластическая деформация рабочей поверхности, наличие поверхностных и внутренних трещин, разрыв манжеты	Усталостный	Туймазинское УБР
УНБ-600, УНБТ1180L	К101Д	198,5	Изменение размеров и формы эластомеров	Усталостный, пластическая деформация	Буровая компания «Евразия»
3NB-1600 QF-1300		198,5	глубокие риски на рабочей поверхности трения стальных деталей,	Абразивный	«СГК-Бурение»

Например, внутренняя поверхность седел клапанов характеризовалась наличием на ней прямолинейных выбоин, рисок и вмятин, ориентированных вдоль ее образующей. Результаты анализа также показали, что негерметичность клапанной пары бурового поршневого насоса, как правило, является следствием неплотной посадки тарели клапана на посадочную поверхность седла клапана, образованием зазора между контактирующими

поверхностями при закрытом положении клапана.

В целях обоснования направлений для дальнейшего совершенствования конструкций клапанных пар буровых поршневых насосов приводится техническое решение: посадочное гнездо седла выполнено в форме конуса, переходящего в цилиндр.

Такое конструктивное решение, по мнению авторов публикации, обеспечивает наименьший взаимный износ рабочих поверхностей седла и тарели клапана. Кроме того, за счет уменьшения высоты конусной части тарели, выполненной в виде конического диска, обеспечивается снижение ударной нагрузки при посадке клапана за счет одновременной ее посадки на торцевую часть нижележащей цилиндрической поверхности, так же установить между седлом клапана и корпусом бурового насоса эластичный элемент применение эластичного элемента приведет к многократному (в десятки раз) снижению ударных усилий, передаваемых на корпус насоса.

Известен клапан бурового насоса, состоящий из седла, тарели, уплотнителя, привулканизированного к седлу, направляющего элемента и пружины.

В уплотнение клапанной пары осуществляется под действием сил, создаваемых давлением нагнетаемой промывочной жидкости, а также упругих сил, возникающих при обжатии кольца. Плавающее исполнение тарели клапана относительно штока клапана обеспечивает снижение динамических нагрузок при работе клапанной пары за счет уменьшения перекоса тарели клапана относительно седла и отклонения от соосности.

Введение в конструкцию магнитного элемента позволяет повысить быстродействие клапана – уменьшить время его срабатывания.

Увеличение надежности клапанной пары обеспечивается введением в конструкцию дополнительной тарели на штоке, разгружающей основную тарель. Повышение износостойкости клапанной пары под воздействием высокоскоростных струй жидкости, содержащих абразивные частицы, обеспечивается за счет размещения на клапане ниже уплотняющей

конической поверхности цилиндрического пояска-плунжера высотой 3–5 мм.

В тех случаях, когда абразивные частицы попадают в зазор между тарелью клапана и седлом, уплотнительное кольцо обеспечивает перекрытие этого зазора под действием давления жидкости, так как значение ширины уступа седла меньше, чем значение толщины уплотнительного кольца.

На рисунках 8–11 представлены сравнительные характеристики работы клапанных узлов при одинаковых исходных параметрах.

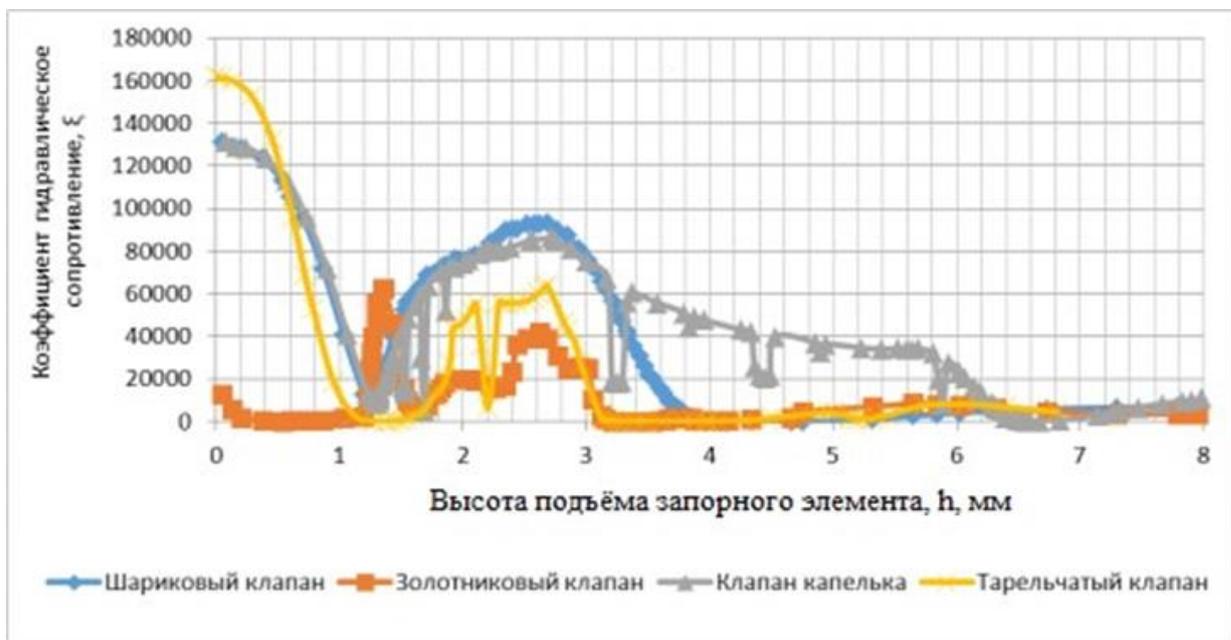


Рисунок 8 – График изменения значения коэффициента сопротивления клапанной пары в зависимости от значения высоты подъема (h) запорного элемента

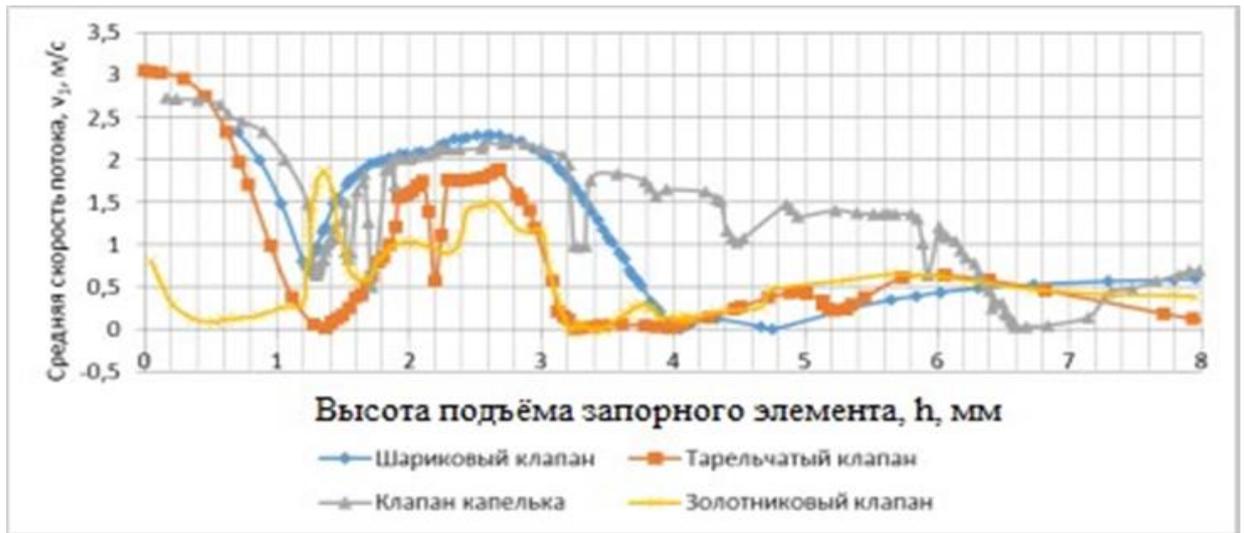


Рисунок 9 – График изменения средней скорости v потока жидкости от высоты подъема h запорного элемента клапанной пары



Рисунок 10– График изменения значения давления P потока жидкости в клапанной паре в зависимости от значения высоты подъема h

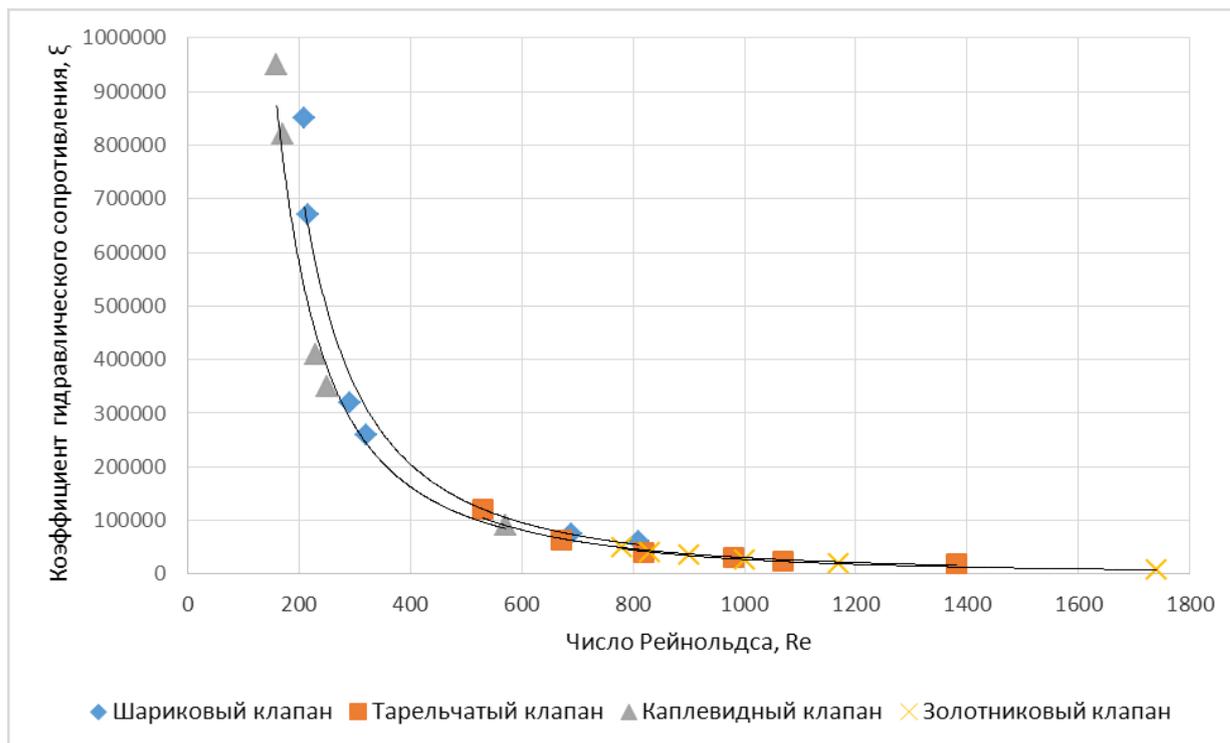


Рисунок 11 – Результаты численного моделирования изменений значения коэффициента гидравлического сопротивления ξ от числа Рейнольдса Re

Анализ рисунков 8-11 свидетельствует о том, что гидравлические характеристики различных типов клапанных пар сильно отличаются друг от друга для одних и тех же условий испытаний. Поэтому основными направлениями совершенствования конструкций клапанных пар с целью повышения их надежности и износостойкости являются:

- Повышение износостойкости рабочих контактных поверхностей клапанных пар, использование для их изготовления современных износостойких материалов;
- снижение уровня динамических нагрузок, действующих на клапанную пару при работе бурового насоса, их демпфирование;
- улучшение параметров гидравлического совершенства и конструктивного исполнения контактной пары «тарель – седло» с целью повышения надежности герметизации этой пары;

- совершенствование конструкции клапанной пары по результатам уточнений режима его работы на основе результатов компьютерного моделирования.

3.3.2 Совершенствование конструкции поршней бурового насоса

Поршень бурового насоса – одна из основных подвижных деталей механизма, за счет него происходит движение жидкости через блок клапанов насоса, предназначенного для нагнетания бурового раствора в скважину при бурении.

Износ поршней бурового насоса, начинается с образования сети мелких рисок и царапин, истирания внутренней поверхности поршня.

Было установлено, что около 80 % отказов буровых насосов вызвано износом поршня. Износ поршня является основной причиной отказа работы бурового насоса. Повышение износостойкости пары трения «поршень — цилиндр» стал ключевым фактором для улучшения срока службы поршня.

Особый интерес представляет применение литевых полиуретанов в производстве уплотнительной техники для нефтегазодобывающей отрасли. Полиуретан с успехом заменяет резину различных марок (а в некоторых случаях и металлы) благодаря таким свойствам, как износостойкость, прочность, пластичность.

Полиуретаны представляют собой гетероцепные полимеры, макромолекула которых содержит незамещенную и/или замещенную уретановую группу $-N(R)-C(O)O-$, где $R = H$, алкилы, арил или ацил. В макромолекулах полиуретанов также могут содержаться простые и сложноэфирные функциональные группы, мочевиная, амидная группы и некоторые другие функциональные группы, определяющие комплекс свойств этих полимеров. Полиуретаны относятся к синтетическим эластомерам и нашли широкое применение в промышленности благодаря большому диапазону прочностных характеристик. Используются в качестве заменителей

резины при производстве изделий, работающих в агрессивных средах, в условиях больших знакопеременных нагрузок и температур.

Наиболее распространенным типом полиуретанов в настоящее время являются литьевые полиуретаны типов СКУПФЛ-100, НИЦПУ-5, имеющие по сравнению с другими видами более высокие физико-механические характеристики и твердость.

В таблице 26 приведены сравнительные характеристики полиуретана и резины

Таблица – 26 Сравнительные характеристики резины и полиуретана

Наименование показателей	Значение для резины	Значение для полиуретана	Примечание
Условная прочность при растяжении, МПа	12,7	35	Полиуретан превышает прочность резины в 2,25 раза
Относительное удлинение при разрыве, %	300	500...600	Полиуретан эластичней резины в 2 раза
Твердость, единица Шора А	40...50	55...97	Полиуретан может быть изготовлен различной твердости
Истираемость, м ³ /т, ДЖ	45...80	11,3...26,6	Условная износостойкость полиуретана в 3 раза выше

Многие исследователи недостаточную долговечность поршней из резины объясняют термодеструкцией и выкрашиванием резины за счет повышения контактных давлений, скоростей движения и высокой температуры трения, несмотря на принудительное, но недостаточно эффективное охлаждение трущихся пар.

Более высокая долговечность современных поршней объясняется применением полиуретановых эластомеров, эффективным охлаждением и отказом от традиционной, но устаревшей маслобензостойкой резины. В связи с тенденцией повышения давления P и до некоторой степени скорости V и температуры T применение обычной резины для изготовления уплотнений

поршней неперспективно несмотря на оригинальные конструктивные решения изобретателей. Кроме того, коэффициент трения резины по металлу имеет высокое значение ($> 0,25$ при ограниченной смазке).

На рисунке. 12 приведена модель полиуретанового поршня и его схематическое исполнение.

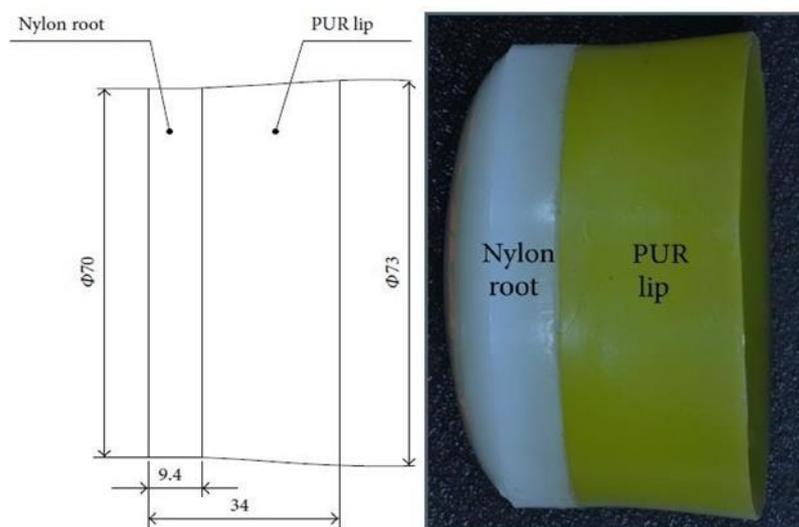


Рисунок – 12 Модель полиуретанового поршня

На рисунке 3 приведена схема взаимодействия твердых частиц с поверхностью цилиндра.

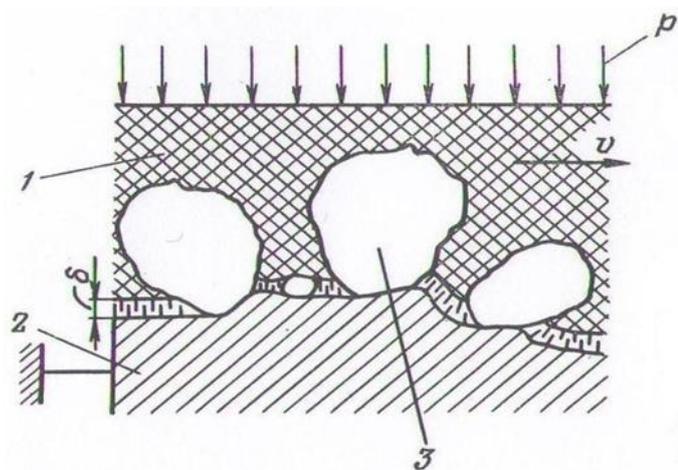


Рисунок – 3 Схема взаимодействия твердых частиц с поверхностью поршня

1 — резиновое поршневое кольцо; 2 — стенка цилиндра; 3 — зерно кварца; δ — толщина слоя граничной смазки; P — давление на резину; V — направление скорости носителя твердых частиц.

В случае использования изделия из исследуемого материала в качестве демпфирующего устройства оптимальным полагается проведение динамического механического анализа для определения диссипативных свойств материала и выявление зависимости именно вязкостных свойств от температуры. Для полимерных материалов, и в частности для полиуретана, данная зависимость представляется достаточно важной.

Таким образом, для снижения сил трения в усовершенствованной конструкции предлагается замена резинового манжетного уплотнителя на полиуретановый СКУПФЛ-100 с низким коэффициентом трения и повышенной истираемостью, что позволит за счет снижения силы трения повысить эксплуатационную надежность поршня и увеличить межремонтный период для текущего ремонта в 2 раза.

3.3.3 Насос буровой с термоциклической обработкой втулок

В процессе работы бурового насоса при движении поршня внутри втулки неизбежны повреждения внутренней поверхности втулки в результате попадания абразивных частиц. Со временем по причине повреждения поверхности втулок снижается эффективность работы гидравлической части насоса. Замена втулок является дорогостоящим предприятием, ввиду чего втулки ремонтируются. Предлагается применение термоциклической обработки втулок при их изготовлении, либо при проведении плановых или предупредительных ремонтов

В экстремальных условиях эксплуатации (твердость разбуриваемой породы, химическая агрессивность бурового раствора, слишком высокое давление внутри цилиндра, в котором находится буровой раствор) работоспособность деталей гидравлического блока сокращается до

нескольких десятков часов.

В связи с этим к числу критериев, определяющих степень износостойкости цилиндрических втулок, необходимо включить показатели пластических свойств (предела текучести, ударной вязкости) материала втулок.

Исследуется возможность достижения необходимой твердости цилиндрических втулок в сочетании с повышенной ударной вязкостью в результате ТЦО – термоциклической обработки втулок из высокохромистой стали Х12МФЛ. Сталь с высоким (6 – 12 %) содержанием хрома при повышенной (1,5 – 1,8 %) концентрации углерода относится к группе ледебуритных сталей и содержит в литом состоянии карбидную эвтектику. При дополнительном легировании молибденом и ванадием сталь Х12МФ обладает после закалки высокой твердостью, износостойкостью.

Существенная новизна и практическая полезность данных работы уже после первых трех теплосмен достигается необходимая, достаточно высокая твердость (HRC 67,5) стали Х12. Причину роста твердости стали Х12 при повторении теплосмен можно объяснить сопутствующим непрерывным приростом объемной доли карбидов.

Термоциклирование стали Х12Ф1 сопровождается существенным приростом ударной вязкости стали, что подтверждается систематическими исследованиями. В частности, в результате термоциклирования ударная вязкость указанной стали возрастает в 1,6 – 2,5 раза.

Для оценки возможного влияния термоструктурных деформаций на износостойкость цилиндрических втулок ниже приводятся результаты количественной оценки напряжений и деформаций, возникающих в стенке втулки при ТЦО. Анализ выполнен для цилиндрической втулки, общий вид которой представлен на рисунке 13.

Характерной особенностью конфигурации втулки является наличие упорного бурта, который предупреждает возможное смещение втулки при возвратно-поступательном движении поршня насоса.

Из графиков на рисунке 14 следует, что для каждого термического цикла снижение температуры на рабочей поверхности втулки ниже температуры начала мартенситного превращения ($215\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Более подробно характер изменения продольных напряжений в поперечном сечении втулки при мартенситном превращении рассмотрен для заключительного (третьего) цикла обработки, который завершается. На рисунке 15 приведено распределение продольных напряжений по сечению втулки для нескольких моментов времени после начала закалки в третьем цикле.

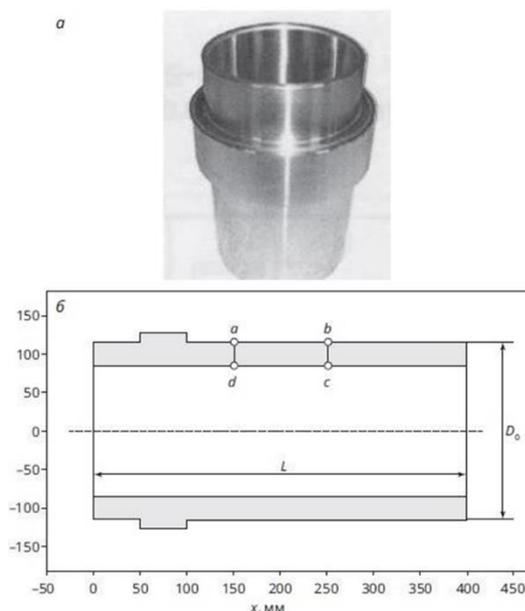


Рисунок 13 – Цилиндрическая втулка бурового насоса (а) и схема выделения расчетного элемента abcd в стенке втулки (б)

Результаты расчетов деформаций и напряжений в поперечном сечении втулки при ТЦО с использованием математической модели, основанной на постулатах нелинейной теории термовязкоупругости представлены на рисунке 14.

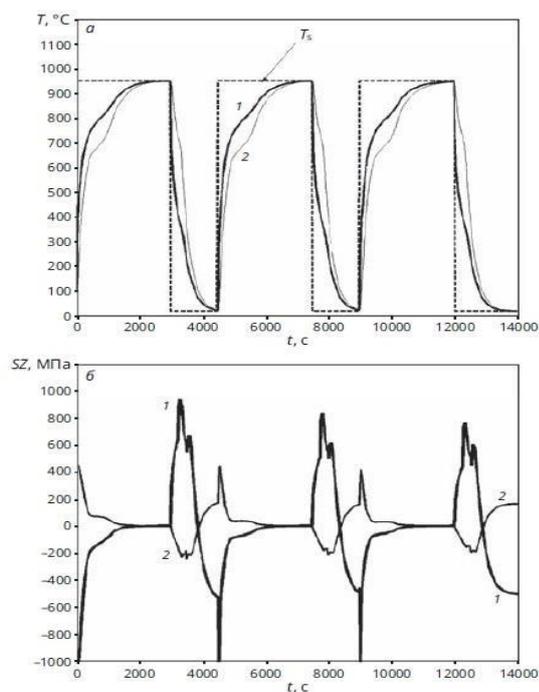


Рисунок 14 – Изменение температур (а) и продольных напряжений (б) при ТЦО

1 и 2 – значения параметров T , SZ на рабочей поверхности и в центре поперечного сечения втулки; T_s – температура в рабочем пространстве между индуктором и внутренней поверхностью втулки

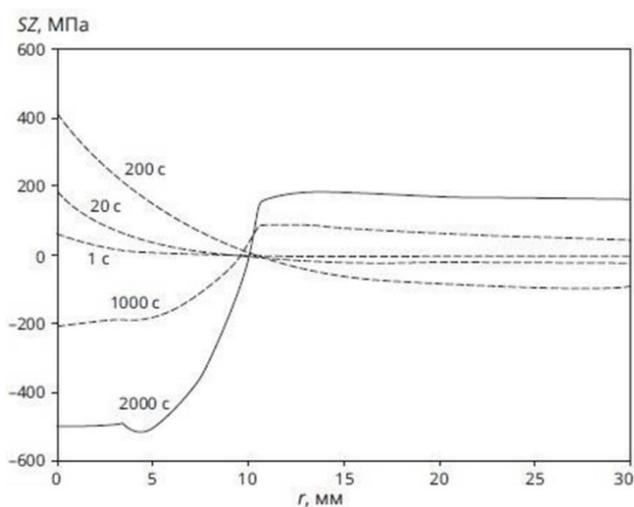


Рисунок 15 – Распределение продольных напряжений по сечению стенки втулки в некоторые моменты времени после начала закалки

Графики распределения напряжений в первые 200 с после начала

закалки характеризуются постепенным ростом растягивающих (чисто термических) напряжений на внутренней поверхности втулки, максимум которых достигается 790 МПа (Рисунок 2, б). Превращение аустенита в мартенсит при температурах ниже критической точки (215 °С) приводит к возникновению сжимающих напряжений вблизи от внутренней поверхности втулки, как показано в момент времени 1000 с после начала закалки. По завершении закалки (14000 с) распределение напряжений в сечении втулки (Рисунок 15) характеризуется сжимающими напряжениями в слое толщиной 10 мм от внутренней поверхности втулки и растягивающими напряжениями у внешней поверхности втулки, максимум которых не превышает 200 МПа. Образование слоя значительных (до 500 МПа) сжимающих напряжений в рабочем слое втулки — существенный дополнительный фактор в пользу повышения эксплуатационной стойкости цилиндровой втулки буровых насосов. Формирование сжимающих напряжений на рабочей поверхности цилиндровой втулки является примером фазового наклепа — процесса, относящегося к широкой группе технологических методов повышения долговечности деталей машин.

Таким образом, можно сделать вывод, что термоциклическая обработка втулок бурового насоса значительно повышает эксплуатационную стойкость детали, что позволит добиться повышения.

3.4 Выводы о тенденции развития буровых насосов

Работоспособность буровых поршневых насосов в основном определяют сменные детали гидравлической части; поршни, цилиндры втулки, клапаны, уплотнения. Использование абразивосодержащих и агрессивных рабочих сред при высоком давлении снижает и без того крайне низкий технический ресурс деталей гидравлической части насосов. В экстремальных условиях эксплуатации срок службы деталей гидравлической части иногда составляет десятки часов. Замена быстроизнашивающихся

деталей требует наличия резервного насоса, значительных материальных и трудовых затрат с применением тяжелого ручного труда в экологически неблагоприятных условиях. Обеспечение требуемой долговечности узлов и деталей гидравлической части является одной из основных задач при проектировании насосов.

В данной работе было рассмотрено основные тенденции в развитии буровых насосов, а именно:

- Анализ условий эксплуатации буровых поршневых насосов и причин их отказов.
- Оценка эффективности работы и совершенствования клапанов буровых поршневых насосов и анализ их износа.
- Совершенствование конструкции поршни бурового насоса
- Совершенствование втулок бурового насоса путем термоциклической обработки

Приведенные результаты исследований показывают, что внедрение модернизированных деталей гидравлической части в отечественную практику бурения позволит улучшить технико-экономические показатели бурения в целом.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8В	Кудрявцеву Михаилу Михайловичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения</i>
Нормы и нормативы расходования ресурсов	<i>Нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм и внутренним правилам организации</i>
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	<i>Согласно действующему законодательству РФ</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>1. Финансовый менеджмент, ресурсо-эффективность и ресурсосбережение</i>
<i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>2. Расчет затрат времени и труда по видам работ</i>
<i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i>	<i>3. Нормативная карта строительства скважины</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	11.02.2023
---	------------

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

В экономической части дипломного проекта обосновывается проектная продолжительность строительства скважины, определяется ее сметная стоимость.

Исходные данные для расчета приведены в таблице 27.

Таблица 27 – Исходные данные для расчета

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Проектная глубина, м:	
- по вертикали	2970
Способ бурения:	
0 – 90 м	Роторный
90-1080 м	ВЗД
1080-2970 м	ВЗД + (роторный отбор керна ротор)
Цель бурения	Разведочная
Конструкция скважины:	
- направление;	Ø 323,9 мм на глубину 90 м
- кондуктор;	Ø 244,5 мм на глубину 1080 м
- эксплуатационная.	Ø 146,1 мм на глубину 2970 м
Буровая установка	БУ-3Д-86
Оснастка талевой системы в интервале 0-3170 м	5х6
Насосы:	
- тип;	УНБТ- 950
- количество, шт.	2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-90 м (л);	70,66
- в интервале 90-1080 м (л).	59,04
- в интервале 1080-2970 м (л)	28,8
- в интервале 2930-2960 м	20,16

Продолжение таблицы 27

1	2
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	
- в интервале 0-90 м	Ø 203 мм – 24 м
- в интервале 90-1080 м	Ø 203 мм – 24 м; Ø 178 мм – 24 м
- в интервале 1080-2970 м	Ø 146 мм – 72 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 90-1080 м	ДР-240
- в интервале 1080-2970 м	ДР -165
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- ТБПК	127 – 2908 м
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-90 м	393,7 (15 1/2) GRDP215
- в интервале 90-1080 м	TD-295,3 SVD 616-T1.2
- в интервале 1080-2970 м	БИТ 190,5 ВТ 813 У.40
- в интервале 2930-2960	БИТ 190,5/100 В 9 13 АУ

На основании приведённых данных производится расчет нормативного времени на выполнение работ в процессе бурения скважины.

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Для выполнения расчета необходимы сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на предприятии нормы времени на механическое бурение 1 м породы и нормы проходки на долото по данной площади.

Расчет нормативного времени на механическое бурение N , ч, проводится путем перемножения количества метров в каждом интервале на норму времени бурения 1 м

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

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

H - количество метров в интервале, м.

При бурении под направление

$$N = 0,030 * 90 = 2,7 \text{ ч.}$$

Расчеты для кондуктора и эксплуатационной колонны выполняются аналогично и заносятся в таблицу 26

Нормативное количество долот n , шт, рассчитывается по формуле:

$$n = N/P, \quad (10)$$

где P - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

При бурении под направление

$$n = 90 / 500 = 0,18.$$

Нормативное количество долот представлено в таблице 28

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Интервалы	n
Направление	0,18
Кондуктор	0,495
Эксплуатационная	0,63
Отбор керна	0,03

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 29

Таблица 29 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки надолото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	90	90	0,030	500
2	90	1080	990	0,032	2000
3	1080	2970	1890	0,036	3000
4	2930	2960	30	0,038	1000

4.1.2 Расчет нормативного времени на спуско-подъемные операции

Нормы времени на СПО включают время на следующие работы:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск их в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой при спуске;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны машинными ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$H_{СПО} = П * n_{сно}, \quad (11)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Нормативное время на СПО

Наименование работ	Интервал по стволу м		Норма прох., м	Норма Времени На СПО час	Итого, час
	от	до			
Бурение ротором	0	90	500	0,0179	1,611
Крепление	0	90			
Итого по колонне 324 мм					1,611
Бурение ВЗД	90	1080	2000	0,0116	12,528
Крепление	0	1080			
Итого по колонне 245 мм					12,528
Бурение ВЗД	1080	2970			
Крепление	0	3170	3000	0,0324	
					87,175
Итого по колонне 146 мм					96,228
Всего по скважине					110,37

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- Нормативное время составит:
- направление: $6 \cdot 1 = 6$ мин;
- кондуктор: $35 \cdot 1 = 35$ мин;
- эксплуатационная колонна: $97 \cdot 1 = 97$ мин

4.2 Расчет нормативного времени на работы, связанные с креплением скважин

4.2.1 Расчет нормативного времени на крепление скважины

При определении нормативного времени на крепление скважины используется сборник местных норм. В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;

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

В проекте предусмотрен спуск направления \varnothing 324 мм до 90 м, кондуктора \square 245 мм до 1080 м, эксплуатационной колонны \varnothing 146,1 мм до 2970м.

Продолжительность крепления скважины представлена в таблице 31

Таблица 31 – Продолжительность крепления скважины

Номер обсадной колонны	Наименование колонны	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность крепления, сут.
		От (верх)	До (низ)	
1	2	3	4	5
1	Направление	0	90	0,2
2	Кондуктор	90	1080	0,5
3	Эксплуатационная	1080	2970	1,2
	Итого:			6,4

Время ожидания затвердевания цемента представлено в таблице 32

Таблица 32 – Время ожидания затвердевания цемента

Наименование колонны	Номер ступени	Время ОЗЦ
Направление	1	8
Кондуктор	2	36
Эксплуатационная	3	48

4.2.2 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, технической колонны. Нормативное время, необходимое для разбуривания ее, складывается из времени выполнения следующих видов работ:

1) Наворот долота.

Норма времени на данную работу определяется по сборнику ЕНВ и составляет 7 мин;

2) Спуск бурильных свечей.

Расчет нормативного времени на выполнение данной работы выполняется в следующей последовательности:

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

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

где L_k - глубина спуска кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м;

$$L_c = 1080 - 10 = 1070 \text{ м.}$$

б) рассчитывается длина неизменной части бурильного инструмента (L_n). Она складывается из длин следующих инструментов: спаренного квадрата – 14 м, переводника с долотом – 0,87 м; ВЗД – 7,9 м.

$$L_n = 14 + 0,87 + 7,9 = 22,67 \text{ м.}$$

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

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

$$L_T = 1080 - 22,67 = 1057,33 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N , шт, по формуле:

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

где $l_c = 36$ м - длина свечи.

$$N = 1057,33/36 = 29,3 \approx 30 \text{ (свечей)}$$

Из общего числа свечей по данным ГТН две свеча УБТ.

д) по сборнику УНВ находится норма времени на спуск 1 свечи (для оснастки талевой системы 5 х 6) – 2 мин., на вывод из-за пальца и спуск в скважину одной свечи УБТ – 5 мин.

е) определяется нормативное время на спуск бурильных свечей для кондуктора:

$$2 * 30 = 60 \text{ мин} = 1 \text{ ч}; 5 * 2 = 10 \text{ мин} = 0,16 \text{ ч};$$

$$\text{Итого} - 70 \text{ мин} = 1,16 \text{ ч.}$$

$$7 + 42,56 + 36,5 + 42 = 128,06 \text{ мин} = 2,14 \text{ ч.}$$

Для направления.:

$$L_c = 90 - 10 = 80 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 0,87 = 14,87 \text{ м};$$

$$L_T = 80 - 14,87 = 65,13 \text{ м};$$

$$N = 65,13/36 = 0,98 \approx 2 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин. (0,12 ч)}$$

Для Эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2970 - 10 = 2960 \text{ м};$$

$$L_n = 14 + 0,87 + 8,7 = 22,97 \text{ м};$$

$$L_T = 2960 - 22,97 = 2937,03;$$

$$N = 2937,03/36 = 81,5 \approx 82 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 82 \cdot 2 + 10 = 174 \text{ мин. (2,9 ч)}$$

3) Подготовительно-заключительные работы перед и после спуска в скважину инструмента.

Затраты нормируем по сборнику УНВ, составляют 25 мин = 0,61 ч.

4) Непосредственное разбуривание цементной пробки (длиной 10 м) и упорного кольца.

Норму времени на разбуривание определяем по сборнику УНВ, составляет 42 мин. Общее время на разбуривание цементной пробки для кондуктора составляет

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 90 + 174 + 4 \cdot (7 + 25 + 48) = 632 \text{ мин} = 10,3 \text{ ч.}$$

4.2.3 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25ч.

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

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

4.2.5 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ .

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 326,2 часов или 13,5 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $326,2 \times 0,066 = 21,5$ ч

4.2.6 Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 326,2 + 21,5 + 25 = 372,7 = 15,5 \text{ суток.}$$

4.2.7 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 33.

Таблица 33– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Бурильщик 7 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 34.

Таблица 34 - Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1			2			3			4	
Вышко монтажны еработы												
Буровые работы												
Освоение												

Условные обозначения к таблице 32:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);

Буровая бригада (бурение);

Бригада испытания.

4.3 Сметная стоимость строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (15)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k - поправочный коэффициент.

Проектная продолжительность бурения и крепления скважины представлена в таблице 35.

Таблица 35 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
Направление	1,6	1,5	0,06
Кондуктор	23,5	25,2	1,05
Эксплуатационная колонна	84,2	88,6	3,7

Продолжение таблицы 35

Крепление:			
Направление	4,2	4,8	0,2
Кондуктор	18,50	21,6	0,9
Эксплуатационная колонна	35,80	40,8	1,7
Итого	167,8	182,5	7,8

Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении К. Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице К 1– К 3

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч:

$$V_M = H/T_M, \quad (16)$$

Где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч:

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (17)$$

Где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч:

$$V_K = (H * 720)/T_H, \quad (18)$$

Где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м:

$$h_d = H/n, \quad (19)$$

Где n - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_н)/H, \quad (20)$$

Где $C_{см}$ - сметная стоимость строительства скважины, руб;

П_н – плановые накопления, руб.

Расчет нормативных технико-экономических показателей бурения скважины представлен в таблице 36

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2970
Продолжительность бурения, сут.	7,8
Механическая скорость, м/ч	16,0
Рейсовая скорость, м/ч	12,0
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6921
Проходка на долото, м	1598
Стоимость одного метра	84205,24

Анализ технико-экономических показателей строительства проектируемой скважины на месторождении показывает, что наблюдается снижение продолжительности бурения и крепления скважины. Увеличение коммерческой, механической и рейсовой скоростей, а также проходки на одно долото, позволило снизить себестоимость одного метра проходки на 5 %. Добавочную экономию получили за счет изменения гаммы долот и уменьшения их количества. Итоговая сметная стоимость снижена на 5,1 %.

Снижение металлоемкости достигнуто за счет применения более прочных обсадных труб, с меньшей толщиной стенки скважины.

Технико-экономические показатели проектируемой скважины улучшены по сравнению с типовыми, что связано с изменением рецептур буровых и тампонажных растворов, использованием прогрессивных компоновок низа бурильных колонн, новой гаммы долот. За счет этого удалось снизить стоимость скважины относительно проектной.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования Нефтяное месторождение в Тюменской области</i> <i>Область применения строительство разведочной нефтяной скважины</i> <i>Рабочая зона: Буровая установка, полевые условия.</i> <i>Размеры помещения (климатическая зона) 200x50</i></p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны</i> <i>Буровые насосы, система очистки, блок приготовления раствора, вышечно-лебедочный блок</i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, бурение, промывка ствола скважины, спуск-подъемные операции, цементирование.</i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. – ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое" – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации):</p> <ul style="list-style-type: none"> – 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов – 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p><i>Вредные производственные факторы:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – Недостаток необходимого освещения. – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего. – Загазованность воздуха рабочей зоны. – Повышенный уровень шума и вибрации. – Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны .

	<p>– Повышенный уровень шума и вибрации.</p> <p>– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.</p> <p>Опасные производственные факторы: Производственные факторы, связанные с электрическим током.</p> <p>– Производственные факторы, связанные с пожаровзрывоопасностью.</p> <p>– Производственные факторы, связанные с работой на высоте.</p> <p>– Производственные факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <p>– Искусственное освещение;</p> <p>– Спецдежда, спецобувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица;</p> <p>– Переносные газоанализаторы;</p> <p>– Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожухи,</p> <p>– Измерительные штанги, изолирующие клещи, электроизмерительные инструменты, диэлектрические перчатки;</p> <p>– Порошковые и углекислотные огнетушители, пожарные щиты и стенды.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: строительство нефтяной скважины осуществляется в отдаленных от жилых зон регионах, влияние отсутствует.</p> <p>Воздействие на литосферу: уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.</p> <p>Воздействие на гидросферу: Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, такие как хозяйственно-бытовые сточные воды.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс в атмосферу выхлопных газов от автомобилей, а также от стационарных источников.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара, пожар на нефтяной скважине</p> <p>Наиболее типичная ЧС: ГНВП, возникновение лесного пожара.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 11.02.2023</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8В	Кудрявцев Михаил Михайлович		

5 Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе производятся буровые работы на разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на нефтяном месторождении.

Воздействие опасных и вредных факторов учитывается при проведении строительных работ. Эти факторы вполне могут причинить вред на окружающую среду, вследствие чего может возникнуть чрезвычайная ситуация, которая имеет вид техногенного характера. Целью данного раздела является анализ опасных и вредных факторов, которые могут повлиять на работников строительных служб при строительстве нефтяной разведочной скважины. Также поднимаются вопросы пожарной профилактики, техники безопасности и защиты окружающей среды. По тематике даются рекомендации по повышению оптимальных условий труда.

Работы в процессе проходки ствола скважины могут включать: непосредственно бурение, наращивание колонны бурильных труб, спускоподъемные операции, регенерацию свойств промывочной жидкости. При цементировании обсадных колонн: спуск обсадных труб, подготовка и обвязка цементировочной техники, затворение тампонажного раствора, закачка и продавка цемента и другие. Заканчивание и освоение скважины включают такие работы как: свабивание скважины, установку фонтанной арматуры и другие.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый

рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями

труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);

- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада)

- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

5.2 Производственная безопасность

Основные элементы производства формирующие опасные и вредные факторы при проектировании, подготовке и выполнении геолого-технически мероприятий указаны в таблицу Л.1В приложении Л

5.3 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

5.3.1 Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола)

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится на расстоянии менее 2 м от не ограждённых перепадов по высоте 1,3 м и более. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

Верхолазными считаются работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которыми производятся работы.

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания. Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

При совмещении работ по одной вертикали нижерасположенные места должны быть оборудованы соответствующими защитными устройствами (настилами, сетками, козырьками), установленными на расстоянии не более 6 м по вертикали от нижерасположенного рабочего места. Внизу под местом производства работ определяются и ограждаются опасные зоны, опасные участки обозначаются плакатами, знаками безопасности для предупреждения появления в опасной зоне посторонних лиц. Необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты от падения с высоты такие как страховочные привязи, амортизаторы блокирующие устройства.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы

каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда

5.3.2 Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Возникает на всех этапах полевых работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой. Поэтому каждого поступающего на работу человека обязательно нужно проинструктировать по технике безопасности при работе с тем или иным оборудованием; обеспечить медико-санитарное обслуживание.

К основным документам, регламентирующим работу с движущимися механизмами, относится ГОСТ 12.2.003-91[15], здесь описываются такие требования как:

- материалы конструкции производственного оборудования не должны оказывать опасное и вредное воздействие на организм;
- конструкция производственного оборудования и его отдельных частей должна исключать возможность их падения, опрокидывания и самопроизвольного смещения;
- конструкция производственного оборудования должна исключать падение или выбрасывание предметов (например, инструмента, заготовок, обработанных деталей, стружки), представляющих опасность для работающих;

- производственное оборудование должно быть пожаровзрывобезопасным;

- движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства, предотвращающие травмирование;

- элементы конструкции производственного оборудования не должны иметь острых углов, кромок, заусенцев и поверхностей с неровностями.

В последнем случае должны быть предусмотрены меры защиты работающих и т.д. Все рабочие во избежание травм снабжаются спецодеждой: защитная каска, которая выдается каждому члену бригады, щитки защитные лицевые, сапоги, согласно ГОСТ 12.4.011-89.

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 все опасные зоны оборудуются ограждениями.

Согласно ГОСТ 12.4.026-2001 вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета.

5.3.3 Пожаровзрывоопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);

2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);

3. Удар молнии;
4. Разряд зарядов статического электричества.

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все сварочные работы должны производиться на специально выделенных

участках (сварочные посты). В случае необходимости производства сварочных работ в другом месте необходимо получить разрешение у главного инженера.

Запрещается курить, разводить костры в недозволенных местах.

Весь автотранспорт при работе во взрывоопасных зонах снабжаются искрогасителями. В этих зонах также обязательно использование омедненного инструмента.

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [16].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [16]:

1. Огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) 2 шт.
2. Ведро пожарное 2 шт.
3. Багры 3 шт.
4. Топоры 3 шт
5. Ломы 3 шт.

6. Ящик с песком, 0,2 м³ 2 шт.

5.3.4 Производственные факторы, связанные с электрическим током.

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

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

Во избежание поражения электрическим током работник строительной организации должен придерживаться правил Постановления, утвержденных Министерством труда и социального развития Российской Федерации от 12 мая 2003 г. №27 [8].

Требования охраны труда при эксплуатации электрических приборов в процессе строительных работ [9]:

- Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой.
- Состояние шлангового покрытия силовой кабельной питающей линии должно контролироваться в процессе травления и выборки линии и фиксироваться в журнале оператора; в случае обнаружения повреждения оно должно быть устранено, а кабель дополнительно проверен на утечку с дополнительной отметкой в журнале оператора.

Требования электробезопасности электроустановок производственного и бытового назначения на стадиях проектирования, изготовления, монтажа,

наладки, испытаний и эксплуатации регламентируются ГОСТ Р 12.1.019-2009 [10].

Во избежание электротравм следует проводить следующие мероприятия:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, резиновые коврики, изолирующие подставки);

- 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.

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности. Причинами поражения электрическим током могут быть: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением), отсутствие заземления и др. Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности.

Средства индивидуальной защиты от поражения электрическим током используются только одним сотрудником. К индивидуальным средства защиты электромонтера относят:

1. Очки. Защищают глаза от поражения мелкими частицами.
2. Ограждение.
3. Рукавицы.
4. Пояса и канаты.
5. Пластиковые каски.

Респираторы и противогазы..

5.4 Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

5.4.1 Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие ощутимое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004. [12]

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц. [12]

Разделяют общую и локальную вибрацию. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов.

Основным средством обеспечения вибрационной безопасности является создание условий работы, при которых вибрация, воздействующая на человека, не превышает некоторых установленных пределов (гигиенических нормативов).

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005, общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не

имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;

- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;

- индивидуальные средства защиты: виброобувь и виброручкавицы, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

- коллективные средства защиты: амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. [21]

5.4.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Климат – особенности климата на небольших пространствах, обусловленные особенностями местности. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 показателями, характеризующими климат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения. [12]

Оценка климата на основе его показателей на всех местах пребывания работника в течении смены и сопоставления с нормативами согласно СанПиН 2.2.4.548-96.

При проведении работ на открытых площадках данной территории региона указываются: период времени года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха территории района (минимальные и максимальные температуры, скорость движения, относительная влажность, давление). Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе Р 2.2.2006-05 зависят от тяжести и времени выполняемых работ.

Климат рассматриваемого района работ (Тюменская область) континентальный. Он характеризуется суровой продолжительной зимой (32 недели в тундре, 21 неделя в лесостепи). Средние температуры воздуха января понижаются с запада на восток от -20° до -27°C . В наиболее холодные зимы температура воздуха может понижаться до $-52^{\circ}\dots-63^{\circ}\text{C}$ на севере и до $-47^{\circ}\dots-51^{\circ}\text{C}$ на юге области. Продолжительность отопительного периода увеличивается от 220 суток в южных районах области до 300-320 в северных и горных районах. Преобладают ветры с северной составляющей. Средние месячные температуры июля, самого тёплого месяца года, колеблются в пределах от 4°C на севере до 18°C на юге области. В отдельные дни в июле-августе почти ежегодно температура воздуха днём может повышаться в Заполярье до 20°C , на остальной территории — до $25^{\circ}\dots35^{\circ}\text{C}$. Безморозный период длится от 50-60 дней на севере и до 127 дней на юге области. Основное количество осадков выпадает с мая по октябрь 350-400 мм.

Одежда рабочих должна быть легкой и свободной, из тканей светлых тонов. В зимний период рабочие обеспечиваются теплой спецодеждой (ватные штаны, ватная куртка, валенки, рукавицы и т.д.). При работе на открытом воздухе в летний период для отдыха людей используют навесы, палатки. Кроме того, следует учесть, что в летний период может быть выпадение большого количества осадков в виде дождей. От этого может зависеть прекращение работ на время неблагоприятных погодных условий.

5.4.3 Производственные факторы, связанные с повышенным уровнем шума

Шум — беспорядочные колебания различной физической природы, отличающиеся сложностью временной и спектральной структуры.

Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические

повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки).

Шум может создаваться работающим оборудованием (буровой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014. Допустимые уровни шума на рабочих местах, общие требования к шумовым характеристикам машин, механизмов, средств транспорта и другого оборудования и к защите от шума. Например, уровни звука и эквивалентные уровни звука не должны превышать:

- в помещениях конструкторских бюро, лабораторий для теоретических работ и программирования – 50 дБА;
- в помещениях управления, рабочих комнатах – 60 дБА;
- в кабинетах наблюдений и дистанционного управления: а) без речевой связи по телефону – 70 дБА;
б) с речевой связью по телефону – 65 дБА;
- в помещениях точной сборки, машинописных бюро – 65 дБА;
- в помещениях лабораторий для проведения экспериментальных работ – 75 дБА;
- на постоянных рабочих местах и в рабочих зонах производственных помещений – 80 дБА.

Методы снижения шума:

Для снижения шума в производственных помещениях применяют следующие основные мероприятия:

1. Уменьшение уровня шума в источнике его возникновения:
 - повышение точности изготовления машин;

- замена ударных процессов на безударные, например, штампов- ку
 - на прессование, механизмов возвратно-поступательного движения на вращательное;
 - повышение качества балансировки вращающихся деталей, улучшение смазки трущихся поверхностей;
 - использование звуковых материалов, например пластмассы.
2. Звукопоглощение – звуковая энергия переходит в теплоту за счет потерь на трение в порах материала (звукопоглощающая облицовка поверхностей помещения резиной, войлоком и др.)

5.4.4 Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания:

- весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия, гельминтоз;
- укусы, удары и другие повреждения, нанесенные животными и пресмыкающимися;
- укусы и ужаливания ядовитых насекомых, пресмыкающимися и животными.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле, и в августе.

Основное профилактическое мероприятие – противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год, обучение населения методам индивидуальной защиты человека от кровососущих насекомых и клещей, диких животных.

5.4.5 Производственные факторы, связанные с недостатком или отсутствием необходимого освещения

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

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

Освещенность в люксах на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [17]

Освещенность измеряется в люксах (лк). Освещенность на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013. Средняя освещенность на рабочих местах с постоянным пребыванием людей должна быть не менее 200 лк. Измерение освещенности и определение ее равномерности проводят по ГОСТ Р 54944, используя сетку. Значение освещенности в зоне периферии должно быть не более $1/3$ освещенности зоны непосредственного окружения. Значения освещенности в зоне непосредственного окружения в зависимости от освещенности в зоне зрительной работы.

5.4.6 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, химические реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических

реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации.
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

5.5. Экологическая безопасность

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

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод.

Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими:

- неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок;
- планировка буровых площадок;
- нерациональное использование земельных участков под буровые установки;
- несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ необходимо выполнение следующих правил и мероприятий по охране природы: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу, не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест, не допускается загрязнение участка проведения работ, установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ,

ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

С целью уменьшения повреждений земельных угодий и снижение вредных воздействий, геологоразведочные организации должны ежегодно разрабатывать планы-графики перемещения буровых агрегатов с учетом времени посевов и уборки сельскохозяйственных культур. Подъездные дороги и буровые площадки по возможности необходимо располагать на малопродуктивных землях, а размеры их должны быть минимальными, все горные выработки после окончания работ должны быть ликвидированы: скважины - тампонажем глиной или цементнопесчаным раствором с целью исключения загрязнения природной среды и активизации геологических и инженерно-геологических процессов.

По окончании буровых работ должна быть проведена рекультивация, то есть комплекс мероприятий по восстановлению земельных отводов. Оборудование и железобетонные покрытия демонтируют и вывозят, остатки дизельного топлива и моторного масла сжигают, глинистый раствор вывозят, нарушенный растительнопочвенный покров закрывают дерном и почвенным слоем. Проводят биологическую рекультивацию – озеленение.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровой установке может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии, при которых складывается такая ситуация: ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть буровую установку. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада капитального ремонта скважин (КРС). Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка противовыбросового оборудования (ПВО), регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

На основании данного раздела были приняты проектные решения, которые способствуют уменьшению несчастных случаев и профессиональных заболеваний в производстве. А также обеспечивающие снижения вредных воздействий на окружающую среду, безопасность в чрезвычайных ситуациях, экономное расходование ресурсов.

Был сделан вывод, что основным опасным фактором при буровых работах на месторождении является возникновение газонефтеводопроявления. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – работа на высоте.

Заключение

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 м на месторождении Тюменской области. Результатом работы являются пять основных разделов, охватывающих геологические, технологические, специальные, финансовые и социальные аспекты строительства скважин на нефть. Впоследствии эти методы могут стать наиболее эффективными и подходящими для других месторождений в России, где существуют аналогичные условия.

В рамках геологического раздела данной выпускной работы были представлены ряд важных параметров, указывающих на возможность строительства скважины. Так, был составлен геолого-технический наряд района, описывающий основные геологические и технические характеристики местности. Также были рассмотрены параметры нефтеносности, геологические условия бурения, градиенты давления и зоны возможных осложнений, которые обуславливают особенности проектирования и строительства на данном месторождении.

В ходе разработки технологической части проекта было принято множество технических решений, которые обеспечивают безопасность и эффективность бурения. В частности, была выбрана конструкция скважины с закрытым забоем, проведён расчёт профиля скважины и разработаны данные по её углублению. Были также разработаны процессы закачивания и цементирования скважины, а также проведён расчёт избыточных давлений и выбор буровой установки. Важными технологическими решениями являются также данные по выбору и компонентному составу бурового раствора, разработка программы гидравлической промывки и выбор оптимальных режимов работы буровых насосов. Ещё одним важным фактором было обеспечение безопасности при бурении, что было достигнуто благодаря

разработке процессов, предотвращающих гидроразрыв горных пород и размыв стенок скважины.

В специальной части данного проекта не только рассмотрены современные тенденции, связанные с совершенствованием буровых насосов.

В разделе финансовый менеджмент подробно рассмотрены современные методы и инструменты управления финансами на предприятии, специализирующемся на сервисных работах, бурении нефтяных и газовых скважин. Описаны методы, позволяющие рационально использовать ресурсы и материально-техническую базу, что позволяет значительно снизить затраты и повысить эффективность работы. Кроме того, в данном разделе приведены детальные сметные расчеты на строительство нефтяной скважины, что обеспечивает полную прозрачность финансовых потоков и помогает оптимизировать расходы на проект.

Раздел социальной ответственности включает меры, направленные на обеспечение безопасности и природоохранные мероприятия, которые предусматриваются при строительстве скважины. Подробно описаны действия персонала, которые необходимо выполнять вовремя проведения работ, а также допустимые показатели приборов, участвующих в процессе описываемой технологии строительства скважины.

Данный проект выполнен не только в соответствии с действующими Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкциями и регламентами в области строительства скважин, но и на основе актуальных и современных технологических решений, которые позволяют достичь наилучших технико-экономических показателей при постройке скважины с учетом как промышленной, так и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Система буровой установки с самоподъемным буровым полом: патент Рос. Федерации № RU 2589783; заявлен. 01.06.2012; опубликован 10.07.2016.
5. Бурение & Нефть [Электронный ресурс] / Специализированный журнал; URL: <https://burneft.ru>, свободный. – Загл. с экрана. — Яз. рус., англ. Дата обращения: 10.05.2023 г.
6. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 183 с.
8. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
9. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
10. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об

индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

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

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

13. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

14. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие.

15. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11с.

16. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83с

17. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

18. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

19. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха.

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

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

22. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

23. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

25. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

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

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

28. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

29. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

30. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

31. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

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

33. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

34. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

35. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

36. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания(падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	название	индекс	Угол, град.	Азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	80	Четвертичное отл	Q	0	0	1,3
80	140	Туртасская свита	P _{3trt}	0	0	1,3
140	230	Новомихайловская свита	P _{3nm}	0	0	1,3
230	330	Атлымская свита	P _{3at}	0	0	1,3
330	500	Тавдинская свита	P _{2tvd}	0	0	1,3
500	720	Люлинворская свита	P _{2ll}	0	0	1,3
720	820	Талицкая свита	P _{1tl}	0	0	1,25
820	910	Ганькинская свита	K _{2gn}	0	0	1,25
910	1000	Березовская свита	K _{2br}	0	0	1,25
1000	1030	Кузнецовская свита	K _{2kz}	0	0	1,25
1030	1140	Покурская свита	K _{2uv}	30''	0	1,25
1140	1690	Ханты-мансийская свита	K _{1hm}	30''	0	1,25
1690	1890	Викуловская свита	K _{1vk}	30''	0	1,25
1890	2000	Алымская свита	K _{1al}	30''	0	1,25
2000	2220	Сангопайская свита	K _{1san}	1°30''	0	1,25
2220	2500	Усть-балыкская свита	K _{1ub}	1°30''	0	1,25
2500	2856	Сортымская свита	K _{1sor}	1°30''	0	1,25
2856	2886	Баженовская свита	J _{3bg}	2-3	0	1,25
2886	2900	Абалакская свита	J _{3ab}	2-3	0	1,25
2900	2970	Тюменская свита	J _{2tm}	2-3	0	1,25

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделение	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	80	Суглинки Пески Супеси Глины	30 30 20 20	Почвенно-растительный слой, супеси, суглинки, торфяники. Глины зеленовато и буровато-серые вязкие, песчанистые с прослоями и гнездами песков разнозернистых, алевролитов и линзами песчаников.
P ₃ trt	80	140	Глины Алевриты	50 50	Свита представлена глинами и алевролитами зеленовато- серыми, тонкослоистым с прослоями диатомитов и кварцево- глауконитовых тонкозернистых песков
P ₃ nm	140	230	Глины Пески Алевриты Угли	40 35 25 5	Свита представлена неравномерным переслаиванием песков, глин и алевролитов. Пески серые, светло-серые, тонко и мелко зернистые, кварцевошпатовые, с включениями растительных остатков. Глины и алевролиты серые, коричневатого-серые, с включениями обломков древесины и прослойками угля.
P ₃ at	230	330	Пески Глины Угли	80 15 5	Свита сложена песками серыми, мелко и среднезернистыми преимущественно кварцевыми. С включениями растительных остатков и древесины, с прослойками бурого угля и глин серых, зеленовато-серых, алевритистых
P ₂ tvd	330	500	Глины	100	Свита сложена глинами серыми, зеленовато- и голубовато- серыми, листоватыми, алевритистыми с прослойками алевролитов, с остатками двустворок.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
P ₂ ll	500	720	Глины	100	Свита представлена преимущественно глинами серыми, зеленовато-серыми, реже желтовато-зелеными, тонкоотмученными, алевритистыми.
P ₁ tl	720	820	Глины	100	Свита сложена глинами темно-серыми, иногда с буроватым или зеленоватым оттенком, неяснослоистыми, тонкоотмученными и алевритистыми
K ₂ gn	820	910	Глины	100	Свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, известковистыми, переходящими в мергели.
K ₂ br	910	1000	Глины	90	Свита подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена переслаиванием глин серых и пепельно-серых, прослоями поковидных с опоками серыми и голубовато-серыми. Верхняя подсвита сложена глинами серыми и темно-серыми.
			Опоки	10	
K ₂ kz	1000	1030	Глины	100	Свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, плотными, с прослоями глауконитовых алевролитов и редко песчаников.
K ₂ uv	1030	1140	Пески	30	Свита сложена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов, слабосцементированных, глинистых, полевошпатово-кварцевых песчаников и алевролитов, а также глин аргиллито подобных зеленовато-серых и темно-серых.
			Песчаники	30	
			Алевролиты	20	
			Глины	20	
K ₁ hm	1140	1690	Песчаники	40	Свита представлена неравномерным переслаиванием песчано глинистых пород, причем в нижней части преобладают глинистые разности, в верхней - песчано-алевролитовые.
			Глины	30	
			Алевролиты	30	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ vk	1690	1890	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Глины	60 20 10 10	Свита делится на две подсвиты: нижнюю преимущественно глинистую и верхнюю - песчано-глинистую, с преобладанием песчаников и алевролитов. Нижняя подсвита сложена аргиллитами и глинами темно-серыми. Верхняя подсвита сложена преимущественно песчаниками и алевролитами серыми и светло-серыми мелкозернистыми, глинистыми.
K ₁ al	1890	2000	Глины Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 15 15 10	Свита сложена преимущественно глинами темно-серыми, прослоями до черных. В верхней части встречаются прослой битуминозных аргиллитов, в нижней - прослой алевролитов и песчаников светло-серых, мелкозернистых, глинистых. Встречаются маломощные прослой глинистых известняков.
K ₁ san	2000	2220	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	70 15 15	Свита сложена частым переслаиванием песчано-алевритовых пород и аргиллитов. Песчано-алевритовые породы серые и светло-серые, мелко-зернистые, прослоями известковистые, слюдистые, в той или иной степени глинистые. Аргиллиты темно-серые и серые, прослоями зеленоватые, прослоями тонкоотмученные.
K ₁ ub	2220	2500	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	60 20 20	В основании свиты залегает пачка аргиллитов темно-серых. Разрез толщи характеризуется сложным геологическим строением и слогаются переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники и алевролиты серые. Ачимовская толща перекрывается неахимовской пачкой аргиллитов темносерых, алевритистых.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ so	2500	2856	Глины Песчаники	50 50	Представлена глинами аргиллитоподобными тёмно-серыми, линзовидными, горизонтальными, со следами оползания осадков. Также свиту представляют песчаники серые, от мелко до среднезернистых, с косою слоистостью, с включениями углестолудистого материала с прослоями коричневого песчаника
J ₃ bg	2856	2886	Аргиллиты	100	Баженовская свита сложена, в основном, аргиллитами темно-серыми, иногда почти черными с коричневатым оттенком, с очень подчиненным значением известняков и мергелей
J ₃ ab	2886	2900	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	80 10 10	Свита сложена аргиллитами темно-серыми, почти черными. В основании свиты встречаются тонкие пропластки песчаников, алевролитов, включения оолитовых сидеритов.
J ₂ tm	2900	2970	Песчаники Глины Аргиллиты Угли	60 15 15 5	В разрезе верхней подсвиты вновь доминирует песчаные разности пород, ритмично чередующиеся с глинистыми осадками. Нередки пропластки и линзы бурых углей, в аргиллитах и алевролитах. Песчано- алевритовые осадки объединяются в пласт ЮС2, залегающий в кровле подсвиты. Средняя подсвита, преимущественно глинистая, сложена аргиллитами сильно алевритистыми с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов с пропластками и линзами бурых углей.

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяным пластам.

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{он}$	5,96	5,94	7,12	7,71	7,71	7,94	8,14	15,13
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	5,41	5,40	6,47	7,00	7,01	7,22	7,40	13,75
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	3,19	2,85	3,69	4,18	4,27	4,31	3,99	4,77
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	4,92	4,91	5,88	6,37	6,37	6,56	6,73	12,50
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	23,27	23,92	26,20	26,64	27,23	27,48	29,00	29,40
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,0099	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	871	889	867	851	851	851	879	854
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2351	2416	2646	2691	2751	2776	2900	2940
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	5	5	6	6,5	6,5	6,7	6,9	13,5
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,08
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	212,21	246,73	271,54	278,43	267,28	286,59	337,08	1042,1

Приложение В

ПРИЛОЖЕНИЕ В

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на бурение разведочной скважины глубиной 2970 м

Предприятие: ООО "СГК-Бурение"
Месторождение: Тюменская область
Оборудование:

Буровая установка: ЗД-86
Лебедка: ЛБ1200-ДМ-1
Талевая система: 5х6
Ротор: Р-700
Насосы: УНБ-950

Характеристика бурильных труб			
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина секции
УБТ	203	61.5	64
УБТ	146	40	72
СБТ	127	9.2	2878

Геологическая часть							Техническая часть												
Глубина скважины, м	Система	Свита	Пласти	Литофоническое описание	Температура, °С	Скорость бурения, м/ч	Конструкция скважины			Тип и размер долота	Тип забойного двигателя	Состояние нагнута, т.	Средняя температура, °С	Средняя скорость бурения, м/ч	Средняя плотность, г/см³	Плотность, г/см³	Примечание		
							Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина секции, м										
100	Меловая	Чет.			0		90 м	323,9 мм		393,7 (15 1/2) GRDP215	-	8	50	70/1802	Плотность = 1,2 г/см³, УБ=50 сек/кварт, ПБ=12-35 ст. ДНС=50-60 сек/кварт, Ф=6 см/30м, рН=9, П=0,5 %				
200		Туртаская			0														
300		Атлымская			0														
400		Тавдинская			0														
500		Лопиногорская			0														
600		Талицкая			0														
700		Ганьянская			0														
800		Березовская			0														
900		Кузнецовская			0														
1000		Покурская			0														
1100		Юрская				42													
1200																			
1300																			
1400	Инты-мансийск					59													
1500																			
1600																			
1700																			
1800	Викуловская					65													
1900	Алымская					68													
2000																			
2100	Сангопайская				74														
2200																			
2300	Усть-бальская свита				82														
2400																			
2500																			
2600	Сортымская				92														
2700																			
2800	Баженовская				96														
2900	Амурская				98														
2970	Тюменская				100														



Приложение Д

Таблица В.1 – Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-1080	1080-2970	2940-2970
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905
К	0,65	0,65	0,4	0,3
K_k	1,3	1,28	1,25	1,25
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12	0,1
V_m , м/ч	35	30	25	15
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0159	0,0111	0,0079	0,0079
n	3	7	6	9
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,17	1,11	1,11
ρ_n , г/см ³	1,8	2	2,3	2,4
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	79	44	11	9
Q_2 , л/с	52	32	14	9
Q_3 , л/с	55	28	16	16
Q_4 , л/с	28	46	28	42
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	28-79	28-46	11-28	9-42
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	70	45	27	20

Приложение Е

Таблица Е.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–90 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
1	0	90	393,7 (15 1/2) GRDP215	194	0,4	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
			Переводник П-171/177	93	0,517	
			КП 385,0 МС	400	1,64	
			Переводник М-152/171	61	0,538	
			УБТС2-203	5136	24	
			Переводник П-152/147	90	0,53	
			Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375	
			Переводник П-147/133	87	0,521	
			ПК-127х9,19 Е	1919	61	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,4	
ВБТ 140	800	14				
Σ			8023,3744	90		

Таблица Е.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (90–1080 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение
	от	до				
2	90	1080	TD-295,3 SVD 616-T1.2	95	0,4	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
			Переводник П-152/152	53	0,517	
			КЛС 292,0 МС	156	0,68	
			Переводник М-152/171	60	0,517	
			ДР-240	2150	7,9	
			Обратный клапан ПК-240РС	105	0,48	
			Переливной клапан КОБ-240РС	43	0,375	

Продолжение таблицы Е.2

			Переводник П-152/163	87	0,521	
			УБТС2-203	5136	24	
			Переводник П-163/147	60	0,517	
			УБТС2-178	3744	24	
			Переводник П-147/133	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	31793,36	1018	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,47	
			ВБТ 140	800	14	
Σ				41126,355	1080	

Таблица Е.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1080–2970 м)

№ п/п	Интервал по стволу, м	Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м	Назначение	
3	1080	2970	БИТ 190,5 ВТ 813 У.40	30	0,35	Бурение вертикального участка под ЭК, проработка ствола перед спуском ЭК
			Переводник П-117/133	37	0,47	
			КЛС 187,СТ	50	0,5	
			Переводник М 133/117	30	0,457	
			ДРУ-165	1062	8,5	
			Обратный клапан ПК-165РС	97	0,84	
			Переливной клапан КОБ 165РС	98	0,93	
			Переводник П-122/121	31	0,51	
			УБТС2-146	3492	36	
			Переводник П-121/133	63	0,527	
			ЯГ-165	613	5,5	
			Переводник 133/121	31	0,51	
			УБТС2-146	3492	36	
			Переводник П-121/133	63	0,51	

Продолжение таблицы Е.3

			ПК-127х9,19 Е	89864	2878	
			Переводник М133хН133	50	0,5	
			КШЗ-133х35	40	0,47	
			ВБТ 140	800	14	
Σ				99053	2970	

Таблица Е.4 - КНБК для бурения интервала под отбор керна (2930–2960)

4	2930	2960	БИТ 190,5/100 В 9 13 АУ	20	0,2	Отбор керна при бурение ЭК
			КИ 7.1. 172/100	1500	14,6	
			Переводник П-161/121	40	0,5	
			УБТС2-146	3492	36	
			Переводник П-121/162	63	0,527	
			ПК-127х9,19 Е	90793	2908	
Σ				95908	2960	

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2970 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	90	90	393,7	-	1,3	14,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,18
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 10,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 59,2
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} = 70,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 29,6
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
90	1080	990	295,3	314	1,25	91,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,67
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 67
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 4,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 136,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 209,1
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 244,2
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1080	2970	1890	190,5	234,5	1,25	110,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,25
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 56,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 9,7
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 225,2
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} = 291,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} = 330,3

Таблица Ж.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание pH бурового раствора	25	70,5	2,8	244,2	9,8	132,1	5,3	446,8	17,9
Глиноporошок ПБМВ	Структурoобразователь, придание тиксотропных свойств	1000	4582,8	4,6	2930,9	2,9		0,0	7513,7	7,5
Кальциенированная сода	Регулятор жесткости	25	70,5	2,8	244,2	9,8	330,3	13,2	645	25,8
БСР	Понизитель вязкости	25	77,6	3,1	97,7	3,9		0,0	175,3	7
HORIZONT PAC-HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	97,7	3,9	330,3	13,2	428	17,1
HORIZONT PAC-LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	31,8	1,3	1321,1	52,8	1352,9	54,1
Лубрикант БЛ	Смазочная добавка	172	-	-	1221,2	7,1	2972,4	17,3	4193,6	24,4
Мел КС-40	Регулирование плотности, утяжелитель	1000	16503,6	16,5	56494,3	56,5	6846,4	6,8	79844,3	79,8
Ксантановая смола	Структурoобразователь	25	-	-	-	0,0	99,1	4,0	99,1	4
Полиакриламид	Синтетический понизитель фильтрации	25	-	-	-	0,0	297,2	11,9	297,2	11,9

Приложение 3

Таблица 3.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	БУРЕНИЕ	0,485	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15,9	118,6	704,7
Под кондуктор									
90	1080	БУРЕНИЕ	0,809	0,086	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	11,1	87,2	310
Под эксплуатационную колонну									
1080	2970	БУРЕНИЕ	1,254	0.101	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	8	95,5	44,8
Отбор керна									
2930	2960	Отбор керна	0,878	0.071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	7	58,2	172,2

Таблица 3.2 – 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)				КП Д	диаметр цилиндры втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	180	184,3	1	96	35,33	70,66
90	1080	БУРЕНИЕ	УНБ-950	2	95	170	203,3	1	90	29,52	59,04
1080	2970	БУРЕНИЕ	УНБ-950	1	95	160	232,7	1	70	28,8	28,8
2930	2960	Отбор керна	УНБ-950	1	95	160	232,7	1	100	20,16	20,16

Таблица 3.3– 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	90	БУРЕНИЕ	125,5	99,7	0	15,6	0,2	10
90	1080	БУРЕНИЕ	184,3	52,6	43,2	74,8	2,8	10
1080	2970	БУРЕНИЕ	152,4	58,2	13,1	45,9	22,5	9,3
2930	2960	Отбор керна	100	22,2	26,1	24,5	24,3	4,6

Таблица 3.4 - Конструкция бурильных колонн (анализ суммарных напряжений)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность
Бурение	0	90	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	63,96	1,997	7,751	1,79	7,84
Бурение	90	1080	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	1022	31,92	43,11	1,74	3,65
Бурение	1080	2970	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2883	90,00	98,73	1,37	1,62
Отбор керна	2930	2960	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-133	2919	90,83	95,84	1,68	1,68

Приложение И

Таблица И.1 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		
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1
	ЦПЦ-146/191 («НефтьКам»)	0	1040	24	97
		1040	1120	8	
		1120	2351	36	
		2351	2376	3	
		2376	2416	1	
		2416	2441	2	
		2441	2646	5	
		2646	2671	3	
		2691	2731	4	
		2751	2776	2	
		2776	2801	2	
		2801	2900	3	
		2900	2910	1	
	2940	2950	1		
	2950	2970	2		
	ЦТ-146/191 («НефтьКам»)	1080	2970	95	114
		2351	2376	3	
		2416	2441	3	
2646		2671	3		
2691		2731	4		
2751		2776	2		
2776		2801	2		
2900		2910	1		
2940	2950	1			
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1	
ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2950	2950	1	1	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1080	1080	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1070	1070	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	140	10	35
		140	1075	23	
1075		1080	2		

Продолжение Таблицы И.1

Кондуктор, 245 мм	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1070	1070	1	1
Направ- ление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	90	90	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	85	4	6
		85	90	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1

Приложение К

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при без метражных работах (4 чел.), сут	26372,43	3	79117,3	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	-	-	0,09	2539,7	2,24	63209,2	8,33	235059,3
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,60	3	12190,7	0,09	365,7	2,24	9102,4	8,33	33849,6
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,21	-	-	0,09	508,5	2,24	12656,5	8,33	47066,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,67	-	-	0,09	138,6	2,24	3448,9	8,33	12825,4
Износ бурового инструмента, сут	5821,74	3	17465,2	0,09	524,0	2,24	13040,7	8,33	48495,1
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,20	-	-	0,09	127,7	2,24	3178,99	8,33	11821,9

Продолжение таблицы К.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,2	322717,7	0,09	24203,8	2,24	602406,3	8,33	2240198,6
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес.), сут	174241,82	-	-	-	-	2,24	390301,7	8,33	1451434,3
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,70	-	-	0,09	296,3	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3	226876,4	-	-	2,24	169401,1	8,33	629960,2
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,52	-	-	0,09	426,7	2,24	10621,0	8,33	39496,9
Плата за подключенную мощность, сут	28361,34	3	85084,0	0,09	2552,5	2,24	63529,4	8,33	236250,0
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3	25361,6	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,53	-	-	0,09	1853,2	2,24	46125,0	8,33	171527,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	-	-	0,09	163,6	2,24	4070,9	8,33	15138,8

Продолжение таблицы К.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	3	20779,4	0,09	623,4	2,24	15515,3	8,33	57697,5
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3	61505,0	0,09	1845,2	2,24	45923,8	8,33	170779,0
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,50	146,7	410938,2	-	-	-	-	-	-
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34560,02	3	103707,1	0,09	3111,21	2,24	77434,6	8,33	287960,0
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,66	-	-	0,09	274,2	2,24	6824,5	8,33	25378,7
Порошок бентонитов марки А, т	15396,68	-	-	14,2	218632,9	25,4	391075,7	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,80	-	-	0,17	69219,7	0,38	154726,4	-	-
Биолуп LVL, т	66311,91	-	-	-	-	-	-	0,74	49070,8
NaCl, т	44025,52	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	3742,98	-	-	0,09	318,2	0,06	224,6	-	-
НТФ, т	187047,20	-	-	-	-	-	-	0,42	78559,8
POLY KEM D, т	66977,60	-	-	-	-	-	-	0,63	42195,9
Мел	65344,00	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,33	0,35	2319,9	14,5	96177,1	40,3	267254,4	1,4	9279,7
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,83	-	-	0,8	3843,9	3,50	16816,9	1,03	4949,0
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,33	-	-	6,39	35830,9	63,3	354944,1	-	-
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,82	4596,3	0,34	1905,8	0,86	4820,6	-	-

Продолжение таблицы К.1

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспонировки вахт, руб		1527561,0		470129,6		2842313,0		6329105,2	
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 (15 1/2) GRDP215	143450,50	-	-	0,1	14345,1	-	-	-	-
TD-295,3 SVD 616-T1.2	307076,0	-	-	-	-	0,76	233377,7	-	-
БИТ 190,5 ВТ 813 У.40	379505,7	-	-	-	-	-	-	0,93	352940,3
Транспортировка труб, т	1002,6	-	-	3,4	3408,9	22,2	22258,2	42,7	209,7
Транспортировка долот, т	1349,8	-	-	1	1349,8	1	1349,8	1	6,6
Транспортировка вахт, руб		172957,4							
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		19103,7		323518,0		434497,6	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		1527561,0		489233,4		3165831,0		6763602,8	
Всего по сметному расчету, руб		23288294,4							

Таблица К.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,4	0,19	5361,5	0,83	23421,3	1,60	45149,4
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера , сут	4063,6	0,19	772,1	0,83	3372,8	1,60	6501,7
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5650,2	0,19	1073,5	0,83	4689,7	1,60	9040,3
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,7	0,19	292,5	0,83	1277,9	1,60	2463,5
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,0	0,19	9810,5	0,83	42856,2	1,60	82614,4
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,7	0,19	1106,1	0,83	4832,0	1,60	9314,8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,2	0,19	269,6	0,83	1177,9	1,60	2270,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,4	0,19	51097,0	0,83	223213,1	1,60	430290,2
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,6	0,19	53075,7	0,83	231856,8	1,60	446953,0
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес.), сут	85641,5	0,19	16271,9	0,83	71082,4	1,60	137026,4
Плата за подключенную мощность, сут	28361,3	0,19	5388,7	0,83	23539,9	1,60	45378,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,5	0,19	3912,4	0,83	17091,0	1,60	32946,4
Эксплуатация ДВС, сут	1817,4	0,19	345,3	0,83	1508,4	1,60	2907,8

Продолжение таблицы К.2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,7	0,19	3895,3	0,83	17016,4	1,60	32802,7
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,0	0,19	6568,1	0,83	28692,3	1,60	55310,4
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,3	0,19	713,9	0,83	3118,5	1,60	6011,6
Эксплуатация трактора, сут	6926,5	0,19	1316,0	0,83	5749,0	1,60	11082,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,5	1,70	2850,0	25,00	41912,1	1,21	2028,5
Башмак колонный БК-324, шт	17459,1	1	17459,1	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245, шт	13273,0	-	-	1	13273,0	-	-
Башмак колонный БК-146, шт	6534,4	-	-	-	-	1	6534,4
Центратор ЦЦ-219/270, шт	5186,7	-	-	20	103733,6	-	-
Центратор ЦЦ-146/191-216, шт	3818,5	-	-	-	-	57	217656,8
ЦКОДМ -245, шт	23095,0	-	-	1	23095,0	-	-
ЦКОДМ-146, шт	19480,7	-	-	-	-	1	19480,7
Продавочная пробка ПРП-Ц-245, шт	12078,4	-	-	1	12078,4	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-146, шт	6150,5	-	-	-	-	1	6150,5
Головка цементирующая ГЦУ-245 А	677944,0	-	-	1	677944,0	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-146 А	588096,0	-	-	-	-	1	588096,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			181579,2		1576531,8		2198010,9
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 324x9,5, м	7598,3	50,0	379914,1	-	-	-	-
Обсадные трубы 244,5x8,9, м	5825,8	-	-	1000,0	5825826,0	-	-
Обсадные трубы 146x8,5, м	4766,0	-	-	-	-	95,0	452772,7
Обсадные трубы 146x7,7 м	4116,7	-	-	-	-	295,0	1214418,2

Продолжение таблицы К 2

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Обсадные трубы 146,1x10, м	3922,7	-	-	-	-	690,0	2706650,6
Обсадные трубы 146,1x8, м	3740,9	-	-	-	-	1780,0	6658880,3
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	5480,7	3,79	20772,0	30,21	627520,9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-100, т	6115,8	-	-	-	-	2,0	12231,6
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	6534,4	-	-	-	-	23,0	150291,2
Хлористый кальций, т	15850,0	0,11	1743,5	1,03	1795,8	0,19	3059,1
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,2	2,00	59622,3	3,00	178866,9	5,00	149055,8
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,2	2,79	3424,0	25,87	88579,0	54,80	67252,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,9	1,00	7432,9	1,10	8176,2	1,38	10257,4
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,9	1,00	17885,9	2,00	35771,8	2,00	35771,8
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,5	-	-	-	-	1,00	16458,5
Пробег ЦА-320М, км	7514,6	3,00	22543,7	8,50	191621,3	13,00	97689,3
Пробег ЦСМ, км	7514,6	1,00	7514,6	3,80	28555,3	4,00	30058,2
Пробег СКЦ-2М, км	8331,4	-	-	-	-	1,00	8331,4
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,1	-	-	16,00	50608,9	24,00	75913,4
Транспортировка обсадных труб, т	3830,8	3,50	13407,8	31,60	423685,6	68,80	263558,5
Транспортировка обсадных труб запаса, т	7661,6	0,11	804,5	0,95	762,6	2,06	15813,5
Транспортировка вахт, руб				172957,4			
Итого затрат зависящих от объема крепления, без учета транспортировки вахт, руб	535065,1			7461770,3		11968464,2	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб				23921421,5			
Всего по сметному расчету, руб				24094378,9			

Таблица К.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12889920,8
Разработка трубопроводов линий передач и др.	46761,8
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	229725,0
Итого:	13166407,6
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	30544236,0
Разборка и демонтаж	263418,0
Монтаж установки для освоения скважины	93932,0
Демонтаж установки для освоения скважины	30017,4
Итого:	30931603,4
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	23288294,4
Крепление скважины	24094378,9
Итого:	47382673,3
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2623970,0
Итого:	2623970,0
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	5100677,6
Итого:	5100677,6
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	1985808,94
Эксплуатация котельной	602390
Итого:	2588198,94
Итого по главам 1-6	101793530,8

Продолжение таблицы К.3

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	16694139,1
Итого:	16694139,1
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7	9479013,6
Итого:	9479013,6
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий	5886467,4
Выплаты за работу в районах крайнего севера	3711033,8
Выплаты за подвижной характер работы	2303400,3
Лабораторные работы	75010,0
Топографо-геодезические работы	25525,0
Скважины на воду	993433,0
Итого:	12994869,5
Итого по главам 1-9	140961553,0
Глава 10	
Авторский надзор	281923,1
Итого:	281923,1
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	168465,0
Проектные работы	3870,0
Итого:	172335,0
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	70707905,6
Итого:	70707905,6
Итого по сводному сметному расчету	212123716,7
НДС 18%	38182269,0
Итого:	250305985,7

Приложение Л

Таблица И. 1 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаток необходимого освещения	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений" [1]
2. Факторы, связанные с аномальными микроклиматическим и параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	+	+	-	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях" [2]
3. Загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	-	ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК)
4. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	СП 51.13330.2011 Защита от шума; [5] ГОСТ 31192.1-2004
5. Производственные факторы, связанные с работой на высоте	+	+	-	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.11.2020 N 782н. [4]
6. Факторы, связанные с электрическим током	+	-	+	ГОСТ Р 12.1.019-2009
7. Пожаровзрывоопасность	-	+	+	ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ.
8. Факторы, связанные с движущимися машинами и механизмами производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих