

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт М1) на нефтяном месторождении (Тюменская область)

УДК 622.243.23-024.17(1-198.6):622.142(571.12)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Ковтун Михаил Александрович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей, и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Ковтуну Михаилу Александровичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт М ₁) на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1020/С от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	- Геологические условия бурения - Интервал отбора керна: 3000-3045 и 3050-3150 в пилотном стволе - Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком и пилотным стволом - Данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, угол входа в пласт не менее 80 град, расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м, максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 60 град., допустимая интенсивность изменения зенитного угла до интервала установки ГНО 1,5 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м, максимально допустимая интенсивность искривления после интервала установки ГНО 3 град/10 м, зону установки ГНО выбрать, отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 700 метров - Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3045 м - Диаметр хвостовика: 114 мм - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый - Конструкция забоя (выбрать): зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол - Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/ГРП/компрессирование азотом
---	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеодоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбора способа заканчивания 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Проектирование процесса углубления скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.8. Гидравлические расчеты промывки скважины 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук
Социальная ответственность	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Ковтун Михаил Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Ковтуну Михаилу Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. Составление сметы инженерного проекта	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	
1. Матрица SWOT 2. Линейный календарный график 3. Нормативная карта	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Ковтун Михаил Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Ковтуну Михаилу Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт М1) на нефтяном месторождении (Тюменская область).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Производственная безопасность 1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов. 1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения: – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – поражение электрическим током; – возникновение пожаров; – необходимые средства защиты от опасных факторов.
2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности	2. Экологическая безопасность – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях – анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС: - ГНВП; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности – специальные правовые нормы трудового законодательства.

– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
---	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	4 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Ковтун Михаил Александрович		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	29 мая 2019
--	-------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
24.05.2019	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2019	3. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 77 страниц, 26 таблиц, 16 рисунков, 40 литературных источников, 16 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, хвостовик, наклонно-направленное бурение, роторно-управляемая система, горизонтальный участок ствола, нефть

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства нефтяной эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт M_1) на нефтяном месторождении (Тюменская область)

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства горизонтальной скважины глубиной 3081 метр и длиной ствола 3980 метров.

В специальной части были рассмотрены различия алгоритмов работы при бурении с использованием роторно-управляемой системы и винтового забойного двигателя в связке с забойной телеметрической системой.

Потребителями технологических решений являются буровые и сервисные компании, занимающиеся строительством и техническим сопровождением при строительстве скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel. Презентация подготовлена в программе Microsoft PowerPoint. Графический материал выполнен в программе «КОМПАС 3d».

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

скважина: цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа человека на забой, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

газонефтеводопроявление: поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ГНО – глубинно-насосное оборудование;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ГИС – геофизические исследования;
- БУ – буровая установка;
- ГТН – геолого-технический наряд;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБТ – толстостенные бурильные трубы;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- СВП – система верхнего привода;
- РУС – роторно-управляемая система;
- ЗТС – забойная телеметрическая система;
- ННБ – наклонно-направленное бурение;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- РУО – раствор на углеводородной основе;

Оглавление

Введение	14
1 Общая геологическая часть	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	15
1.2 Геологические условия бурения	15
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	15
1.4 Зоны возможных осложнений.....	15
2 Технологическая часть.....	16
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	16
2.2 Обоснование конструкции скважины	18
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбора способа заканчивания.....	18
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	21
2.3 Проектирование процесса углубления скважины	23
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	24
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долот	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	27
2.3.7 Расчет необходимого расхода бурового раствора	28
2.3.8 Гидравлические расчеты промывки скважины	29
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	29
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	31
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	31
2.4.1 Расчет обсадных колонн	32
2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины	36
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	39
2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин	39
2.5 Выбор буровой установки	40
3 Специальная часть	41
3.1 История развития инструмента для наклонно-направленного бурения (ННБ)	41

3.1.1 Телеметрия.....	41
3.1.2 Отклонители	43
3.2 Алгоритмы ННБ с различными системами	46
3.2.1 Стандартная компоновка с отклонителем.....	46
3.2.2 Стандартная компоновка с кривым переводником.....	47
3.2.3 Стандартная компоновка с ГЗД с регулируемым углом и ЗТС.....	48
3.2.4 Компоновка с роторно-управляемой системой.....	50
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	53
4.1.1 Потенциальные потребители проекта	53
4.1.2 SWOT-анализ.....	53
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	54
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	54
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	56
4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ.....	56
4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	57
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии	59
5 Социальная ответственность	60
5.1 Производственная безопасность	60
5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды	61
5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	64
5.2 Экологическая безопасность	67
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	67
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	67
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	68
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	70
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).	70
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	70
Заключение.....	72
Список использованных источников	73
Приложение А.....	77
Приложение Б	79
Приложение В	86
Приложение Г	89
Приложение Д.....	93
Приложение Е	94

Приложение Ж.....	95
Приложение К.....	96
Приложение Л.....	101
Приложение М.....	103
Приложение Н.....	108
Приложение П.....	109
Приложение Р	111
Приложение С	121

Введение

Добыча нефти, её переработка и перепродажа являются самыми доходными мероприятиями в мире. В настоящее время технологии для строительства нефтегазовых скважин позволяют сооружать горизонтальные и наклонно-направленные скважины в сложных геологических условиях и большими отходами от вертикали. Развитие кустового бурения определяет дальнейший вектор развития технологий для проводки горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а истощение запасов легко извлекаемой нефти ведет к увеличению глубин бурения и новым технологическим трудностям, которые требуется преодолевать.

Одним из самых важных этапов в разработке месторождения является строительство скважин, так как от соблюдения технологии строительства и освоения зависит дальнейшая эффективность эксплуатации скважины. В связи с этим, бурение скважин является одним из самых прогрессивных и инновационных направлений в нефтяной промышленности. Горизонтальные и многозабойные скважины являются одной из основополагающих вех для добычи в настоящее время, что способствует улучшению оборудования для более точного и быстрого бурения скважин в сложных геологических условиях, при высоких забойных давлениях и температурах.

Новые технологии могут быть эффективны для строительства скважин, но должны быть экономически обоснованы и безопасны для окружающей среды.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом на нефтяном месторождении Тюменской области. Данная работа включает в себя проектирование всех основных технологических, экономических и социальных аспектов в процессе строительства скважины.

1 Общая геологическая часть

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ представлена в приложении А.

1.2 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице Б.1 приложения Б.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице Б.2

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице Б.3.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице Б.4.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтеносность и водоносность разреза скважины представлены в таблицах В.1 и В.2 приложения В.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, Г.4 и Г.5.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважинной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта в заданной точке с погрешностью в круге допуска; максимально высокий дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; минимальные затраты времени и капитальных затрат на строительство скважины.

Согласно техническому заданию на бурение скважины: вертикальный участок – 200 м, отход точки вскрытия продуктивного пласта по горизонтали – 1000 м, длина горизонтального участка – 700 м, в интервале установки ГНО максимальный угол не должен превышать 60 град., угол входа в пласт не менее 80 град., расстояние между точками входа в пласт основного и пилотного ствола не более 100 м. По данным расчета для обеспечения выше перечисленных условия выбирается 5-ти интервальный профиль.

Расчетные данные по профилю ствола скважины представлены в таблице Д.1 приложения Д. Проектируемый профиль с горизонтальным участком и пилотным стволом представлен на рисунке 1.

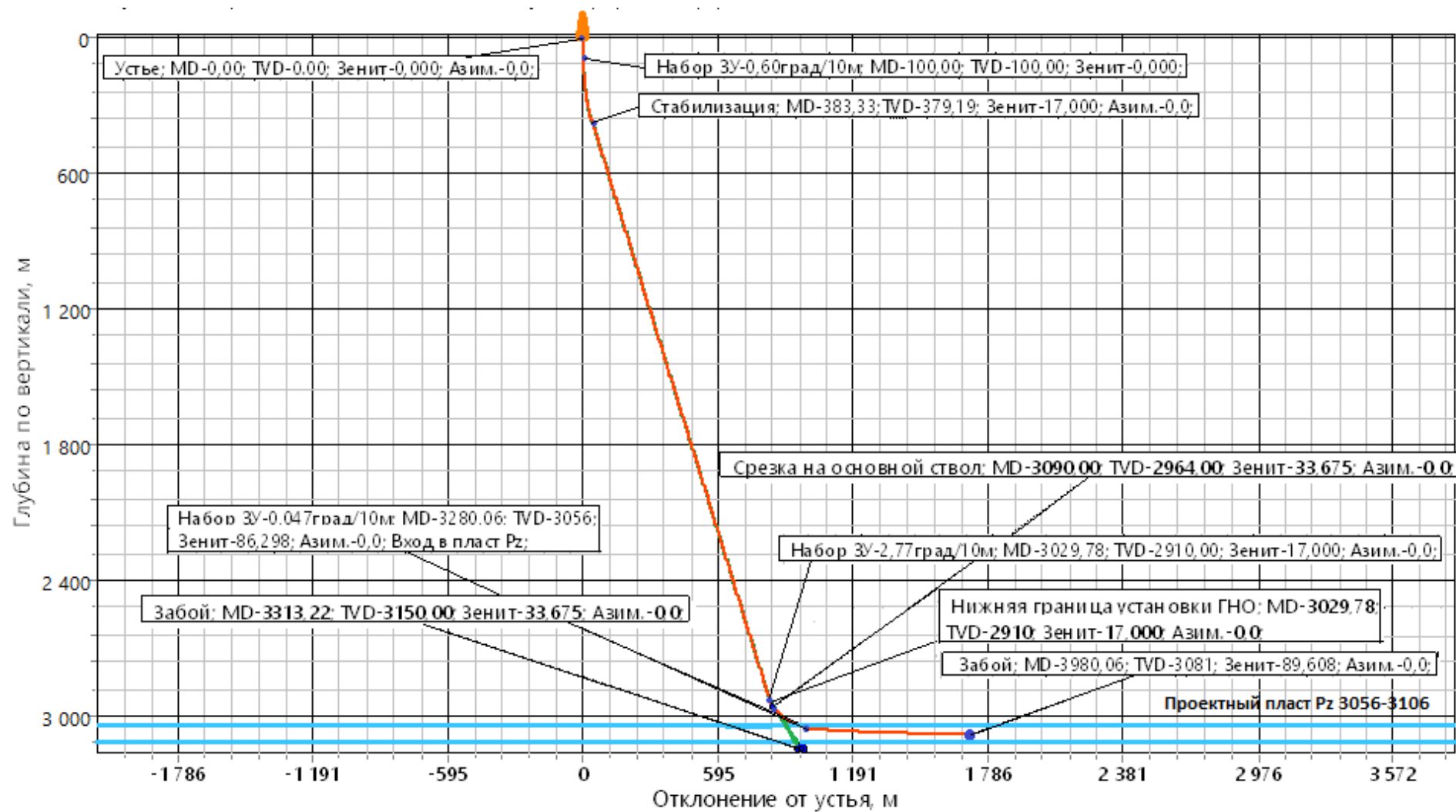


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена техническим заданием, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбора способа заканчивания

Условием для выбора конструкции эксплуатационного забоя является выбор способа вторичного вскрытия пласта при помощи МГРП и наличие хвостовика в техническом задании. В связи с этим приоритетна конструкция цементируемого хвостовика.

Указанный способ заканчивания позволит добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков и является наиболее экономичным и менее трудозатратным, в сравнении с другими.

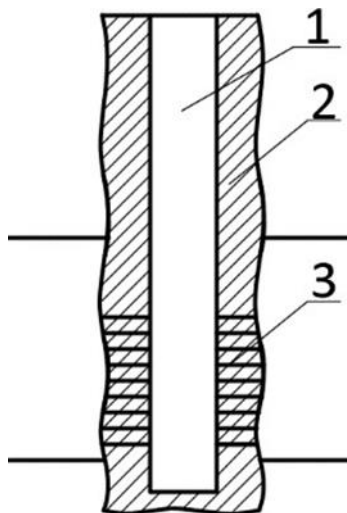


Рисунок 2 – Конструкция закрытого забоя:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорированное отверстие

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. Градиент давлений есть изменение давления, отнесенное к единице глубины.

По совмещённому графику давлений можно выделить в разрезе несовместимые по условиям бурения интервалы. Более того, данный график позволит разрешить вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числе и глубине спуска при его рассмотрении вкуче с имеющимися данными по возможным геологическим осложнениям.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке Е.1 приложения Е.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет заключить, что интервалы, несовместимые по условиям бурения в данном разрезе отсутствуют

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Определим число обсадных колонн и глубин их спуска. С целью обеспечения циркуляции бурового раствора с применением вертикальных шламовых насосов в процессе бурения интервалов под направление и кондуктор, проектируем предварительную раскопку шахты размерами $2 \times 2 \times 1,5$ м и установку в неё металлического короба.

Четвертичные отложения простираются до глубины в 20 м, поэтому направление спускаем на глубину 30 м, дабы перекрыть их на 10 м.

Для нефтяной скважины минимальная глубина спуска кондуктора находится исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии устья скважины в случае флюидопроявления определяется по формуле 1:

$$h \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot H \cdot \gamma_{\phi}}{grad P_{гр} - 0,01 \cdot \gamma_{\phi}}, \quad (1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

H – глубина скважины, м;

γ_{ϕ} – плотность пластового флюида, г/см³;

$grad P_{гр}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

В данном месторождении в разрезе скважины несколько продуктивных

пластов глубина кондуктора рассчитывается с учетом каждого. Исходя из полученных значений выбирается наибольшее значение. Также следует помнить, что при расчете глубины спуска кондуктора необходимо предусматривать требуемый коэффициент запаса по давлению, равный 1,08–1,1. В разрезе данной скважины существуют 4 нефтяных пласта.

Расчет производится согласно методике, представленной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1] Исходные данные и результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты расчета минимальных глубин спуска кондуктора

Имя пласта	M_1	$Ю_{12}$	$Ю_{14}$	$Ю_{15}$
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	2951	2974	3016	3056
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта $\Gamma_{пл}$, кгс/см ² /м	0,100	0,100	0,101	0,105
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине кондуктора $\Gamma_{грп}$, кгс/см ² /м	0,200	0,200	0,200	0,200
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	681	681	683	688
Расчётные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	295,1	297,4	304,6	320,9
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд\ min}$, м	800	810	840	940
Минимальный запас	1,09	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина спуска кондуктора, м	940			

С целью максимального перекрытия кондуктором неустойчивого интервала разреза, а также для разобщения водонапорных горизонтов, примем глубину спуска кондуктора 940 м.

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 3045 м. Глубина проектного забоя скважины составляет 3081 м, согласно техническому заданию хвостовик диаметром 114,3 мм.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [26] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Направление цементируется на всю длину: 0-30 м;

Кондуктор цементируется на всю длину: 0-970 м;

Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 150 м: 820-3224 м;

Хвостовик цементируется с учетом перекрытия башмака эксплуатационной колонны не менее чем на 75 м: 3149-3980 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн [1] осуществляется снизу-вверх. В соответствии с техническим заданием, диаметр хвостовика принимаем равным 114,3 мм.

Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2

Таблица 2 – Результаты проектирования профиля скважины

Название колонны	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	30	30	0 – 30	0 – 30	323,9	393,7
Кондуктор	940	970	0 – 940	0 – 970	244,5	295,3
ЭК	3045	3224	797 - 3045	820 - 3224	168,3	215,9
Хвостовик	3081	3980	3008- 3081	3149 - 3980	114,3	142,9

Схема конструкции скважины представлена на рисунке Ж.1 приложения Ж.

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 2:

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа;

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Если рассчитанное $P_{МУ}$ меньше давления насыщения попутного газа, то $P_{МУ}$ рассчитывается по формуле 3:

$$P_{МУ} = \frac{P_{нас}}{e^{10^{-4} \times \gamma_{отн} \times H_{кр}}} \quad (3)$$

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов. Результаты расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета давления опрессовки колонны

Наименование параметра	Нефтеносный пласт			
	М ₁	Ю ₁₂	Ю ₁₄	Ю ₁₅
Глубина залегания кровли пласта, м	2951	2974	3016	3056
Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	0,100	0,100	0,101	0,105
Плотность нефти, кг/м ³	681	681	683	688
Пластовое давление в кровле пласта, кгс/см ²	295,1	297,4	304,6	320,9
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	28,93	29,16	29,87	31,47
Давление насыщения попутного газа в пластовых условиях, МПа	13,3	13,3	13,3	31,7
Относительная плотность газа по воздуху	0,689	0,689	0,689	0,689
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	10,9	10,8	10,8	25,7
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	11,9	11,9	11,9	28,2
Давление опрессовки колонны, МПа	13,1	13,1	13,1	31,1

Итак, выбираем тип колонной обвязки согласно давлению опрессовки колонны – ОКК1-35-168x245 К1 ХЛ, она рассчитана на давление 35 МПа.

В качестве схемы обвязки противовыбросового оборудования выбираем пятую – ОП5-230/80х35.

2.3 Проектирование процесса углубления скважины

Технология строительства скважины обусловлена техническим заданием, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование технологических параметров строительства скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Для строительства скважины под направление целесообразно выбрать роторный способ бурения, так как направление имеет малую глубину спуска, и бурение осуществляется по мягким породам с условно вертикальным направлением. Так что выбор ВЗД не целесообразен, так как он не покажет эффективность бурения при всех экономических и трудовых затратах.

Для бурения интервалов под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик выбираем ВЗД, так как на данных участках требуется набор угла, для чего целесообразно применять ВЗД.

Для интервала отбора керна выбираем ротор, так как не требуются высокие обороты, которые дает ВЗД. Запроектированные способы бурения [1] приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал по стволу, м	Обсадная колонна	Способ бурения
1	2	3
0-30	Направление	Роторный
30-100	Кондуктор	Смешанный
100-383	Кондуктор (набор угла)	ВЗД
383-970	Кондуктор (интервал стабилизации)	Смешанный

Окончание таблицы 4

1	2	3
970-3030	Эксплуатационная колонна (интервал стабилизации)	Смешанный
3030-3224	Эксплуатационная колонна (набор угла)	ВЗД
3224-3980	Хвостовик (набор угла)	ВЗД
Отбор керна	Пилотный ствол	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 долота PDC для всех интервалов бурения, так как данные долота имеют высокую степень проходки и высокую механическую скорость с большим ресурсом работы, чем у шарошечных долот.

1. Для бурения интервала под направление проектируется PDC долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и абразивными горными породами, проектирование долота PDC рентабельно, потому что интервал бурения под направление составляет 30 м, а ресурс PDC долота составляет 8000 м, следовательно, данного долота хватит на большое количество скважин.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется PDC долото диаметром 295,3 мм, Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами средней и высокой абразивности, на интервале набора угла PDC долото ведет себя более стабильно и предсказуемо, и имеет более высокую механическую скорость, по сравнению с шарошечным.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами средней и высокой абразивности, на интервале стабилизации набора угла PDC долото ведет себя более стабильно и предсказуемо, и имеет более высокую механическую скорость по сравнению с шарошечным.

4. Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC диаметром 142,9 мм. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен твердыми горными породами средней абразивности. Использование шарошечного долота на такой глубине не целесообразно, так как долото может нагружаться не эффективно, и как следствие низкая механическая скорость.

5. Для бурения интервала с отбором керна выбирается шестилопастная бурильная головка PDC диаметром 215,9 мм. Выбираем PDC, потому что данная головка обеспечивает необходимую механическую скорость и процент выхода керна.

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристика долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-30	30-970	970-3224	3224-3980	Отбор керна 3133-3187, 3193-3313
Шифр долота		БИТ 393,7 В 519 У.30	БИТ 295,3 ВТ 619 СМ.07	БИТ 215,9 ВТ 616 УСМ.382	БИТ 142,9 ВТ 613 УСМ.382	БИТ 215,9/100 В 613 Е
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	142,9	215,9
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СЗ-ТЗ	ТЗ	СЗ-ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88	3-161
	API	7 5/8 FH	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg	8 1/2 Reg
Длина, м		0,52	0,37	0,36	0,25	0,165
Масса, кг		162,0	93,0	35,0	16,5	21,0
G, т	Рекомендуемая	2-12	2-12	4-16	2-12	2-5
	Предельная	12	12	16	12	5
n, об/мин	Рекомендуемая	60-400	60-400	150-300	60-200	60-120
	Предельная	300	440	400	200	120

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы [1]:

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

Данные по результатам проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-970	970-3224	3224-3980	Отбор керна
G _{доп} , Т	9,6	9,6	12,8	9,6	4
G _{проект} , Т	3,7	7,4	11,2	9,2	3,7

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике [1], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление меньшее значение частоты вращения, так как при фактическом бурении значения частот вращения обычно меньше рассчитанных

Результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования частоты вращения долот

Интервал	0-30	30-970	970-3224	3224-3980	Отбор керна
n ₁ , об/мин	97	130	133	133	62
n _{стат} , об/мин	60	140	180	140	40
n _{проект} , об/мин	80	130	140	130	60

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Возможности использования РУС для бурения интервала хвостовика нет, так как минимальный диаметр долот для его использования – 146 мм.

Проектирование параметров забойного двигателя [1] по интервалам бурения представлено в таблице 8.

Таблица 8 – Проектирование параметров забойного двигателя

Интервал	30-970	970-3224	3224-3980
D _{зд} , мм	236,2-265,7	172,7-194,3	114,32-128,61
M _p , Н*м	2841,4	3121,95	1745,45
M _о , Н*м	147,7	107,95	71,45
M _{уд} , Н*м/кН	36,9	27,4	18,6

Для интервала бурения 30-970 м под кондуктор проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель ДРУ-210РС, который отвечает требованиям по диаметру применимости долот, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения мягких и средних горных пород.

Для интервала бурения 970-3224 м под эксплуатационную колонну проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, который отвечает требованиям по диаметру применимости долота, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних и твердых горных пород.

Для интервала бурения 3224-3980 м под хвостовик проектируется гидравлический винтовой забойный двигатель ДРУ1-120РС, который отвечает требованиям по диаметру применимости долота, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения твердых горных пород.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-210РС	30-970	210	7,59	1505	30-57	50-190	15	300
ДРУ2-172РС	970-3224	178	7,71	1078	19-38	40-230	6,5	156
ДРУ1-120РС	3224-3980	121	6,42	438	10-20	80-250	2,5	65

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Буровая установка оснащается системой верхнего привода, по этой причине в бурильную колонну не включаются ведущая труба, шаровый кран.

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения приведены в таблице К.1 приложения К. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице К.2.

2.3.7 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора [1], учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора [1] по интервалам бурения приведены в таблице 10.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 61 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 49 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 25 л/с, что обеспечит эффективную очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, стабильную работы ВЗД, вынос шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, что обеспечит эффективную очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, стабильную работы ВЗД, вынос

шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения с отбором керна принимается 16 л/с, что обеспечит эффективную очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, вынос шлама и предотвращения осложнений.

Таблица 10 – Результаты расчета параметров забойного двигателя

Интервал	0-30	30-970	970-3224	3224-3980	Отбор керна
Результаты проектирования					
Q ₁ , л/с	73	41	15	6	15
Q ₂ , л/с	81	31	40	24	4
Q ₃ , л/с	164	71	27	16	17
Q ₄ , л/с	73	38	17	5	16
Q ₅ , л/с	26	35	18	25	18
Области допустимого расхода бурового раствора					
ΔQ, л/с	60-82	31-57	19-27	10-16	10-17
Запроектированные значения расхода бурового раствора					
Q, л/с	61	49	25	15	16

2.3.8 Гидравлические расчеты промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Результаты расчета представлены в таблицах Л.1, Л.2 и Л.3 приложения Л.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Интервал бурения под направление представлен четвертичными отложениями. Для бурения данного интервала проектируется глинистый буровой раствор.

Для исключения возникновения осложнений проектируемая плотность составляет 1180 кг/м³.

Интервал бурения под кондуктор сложен преимущественно глинами с включениями песчаников и для него выбирается полимер-глинистый буровой раствор. Для исключения прихватов бурильной колонны в данном интервале проектируемая плотность составляет 1160 кг/м³.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну используем

полимер-глинистый раствор, который использовался для бурения кондуктора, что позволит нам сэкономить ресурсы, не навредив при этом бурению, так как в нашем разрезе не наблюдается большого количества глин. Плотность снижаем до 1140 кг/м³, чтобы избежать прихватов бурильной колонны.

Интервал отбора керна бурится на растворе для интервала эксплуатационной колонны, так как современные керноотборные снаряды комплектуются стеклопластиковыми приемными трубами и изолирующими жидкостями (типа «ИЗОКОР» производства НПП «БУРИНТЕХ»), которые исключают проникновение фильтрата бурового раствора в керновой материал.

Для бурения интервала под хвостовик для первичного вскрытия предлагается использовать раствор на углеводородной основе, для минимизации вредного воздействия на продуктивный горизонт. Для исключения прихватов бурильной колонны, осыпей и обвалов горных пород в данном интервале проектируемая плотность составляет 1180 кг/м³.

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый. Техническая вода, Каустическая сода, M-I GEL SUPREME (глинопорошок), SODA ASH (Na ₂ CO ₃), THINSMART (разжижитель), M-I BAR (утяжелитель-барит)
30	970	Полимер-глинистый. Техническая вода, Каустическая сода, SODA ASH, M-I GEL SUPREME, DUO-VIS (ксантановая смола), M-I PAC UL (понижитель фильтрации), M-I LUBE (смазывающая добавка), M-I BAR
970	3224	Полимер-глинистый. Техническая вода, Каустическая сода, SODA ASH, M-I GEL SUPREME, DUO-VIS NS (ксантановая смола), M-I PAC UL, LUBE-167 (смазывающая добавка), M-I BAR
3224	3980	РУО. Дизельное топливо, Известь, Раствор солей CaCl ₂ , MEGAMUL (эмульгатор), ACTIMUL RD (эмульгатор), VERSATROL (понижитель фильтрации), VERSAGEL HT (загуститель), Мраморная крошка

Запроектированные параметры буровых растворов [1], необходимое количество бурового раствора и расчет химических реагентов под каждый интервал представлены соответственно в таблицах М.1, М.2 и М.3

приложения М.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина, блок грубой очистки от шлама (вибросита), блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители), блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга). На рисунке 3 изображена схема очистки в общем виде.

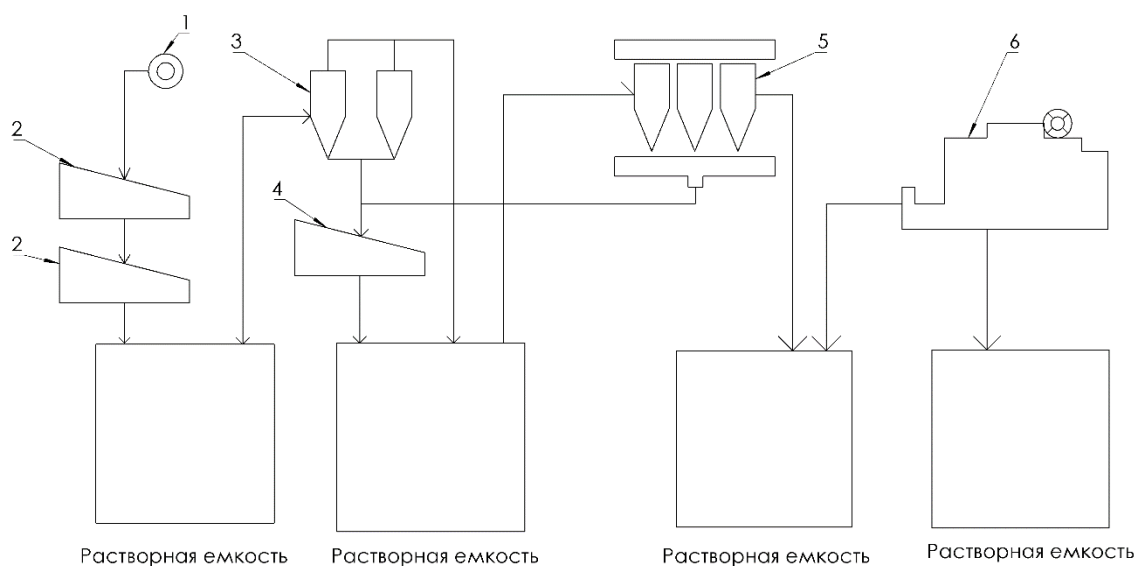


Рисунок 3 – Схема очистки бурового раствора:

1 – скважина; 2 – вибросито ЛВС-1; 3 – вибросито ВС-1; 4 – пескоотделитель ГП-60/300; 5 – илоотделитель ИГ-45М; 6 – центрифуга ОГШ-50

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала отбора керна проектируем бурильную головку производства компании НПО «Буринтех» PDC 215,9/100 В 913 Е и керноотборный снаряд производства ООО «РСБ Сервис» СК1-172/100 РС.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов

цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчеты для остальных обсадных колонн производятся аналогично [2].

Исходные данные для расчета представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные к расчету обсадных колонн для ЭК

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр\ обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр\ н}$, кг/м ³	850
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	683	Глубина скважины, м	3045
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	797	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	188
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_d , м	2030

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны рассчитывается по формуле 4.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (4)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 4. Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	797	2857	3035	3045
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,78	10,89	12,37	12,37

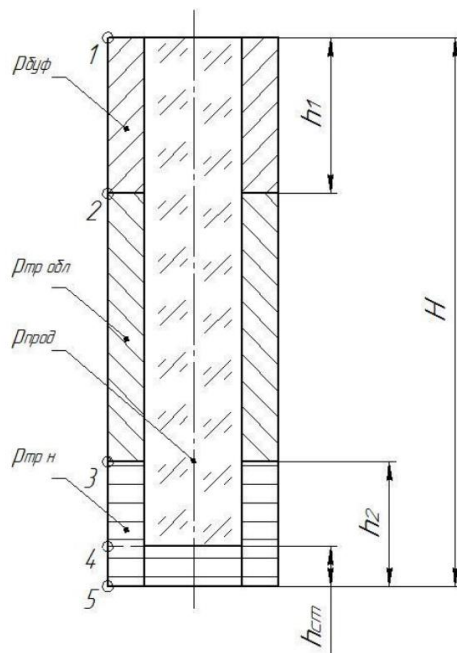


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 5. Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	797	2030	2857	3045
Наружное избыточное давление, МПа	0	8,60	22,21	26,06	27,42

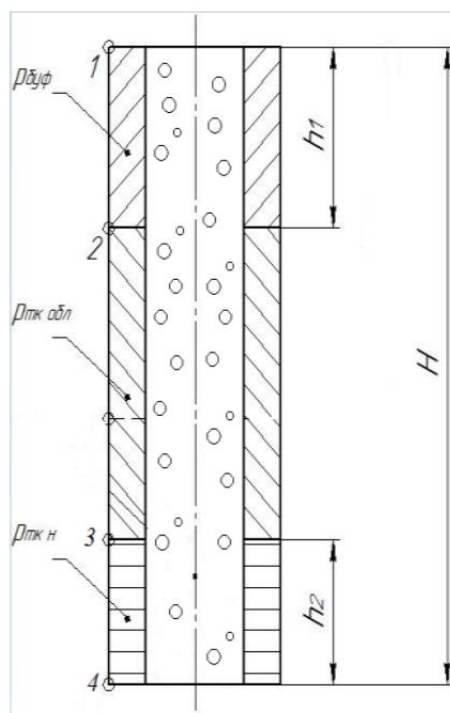


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 6.

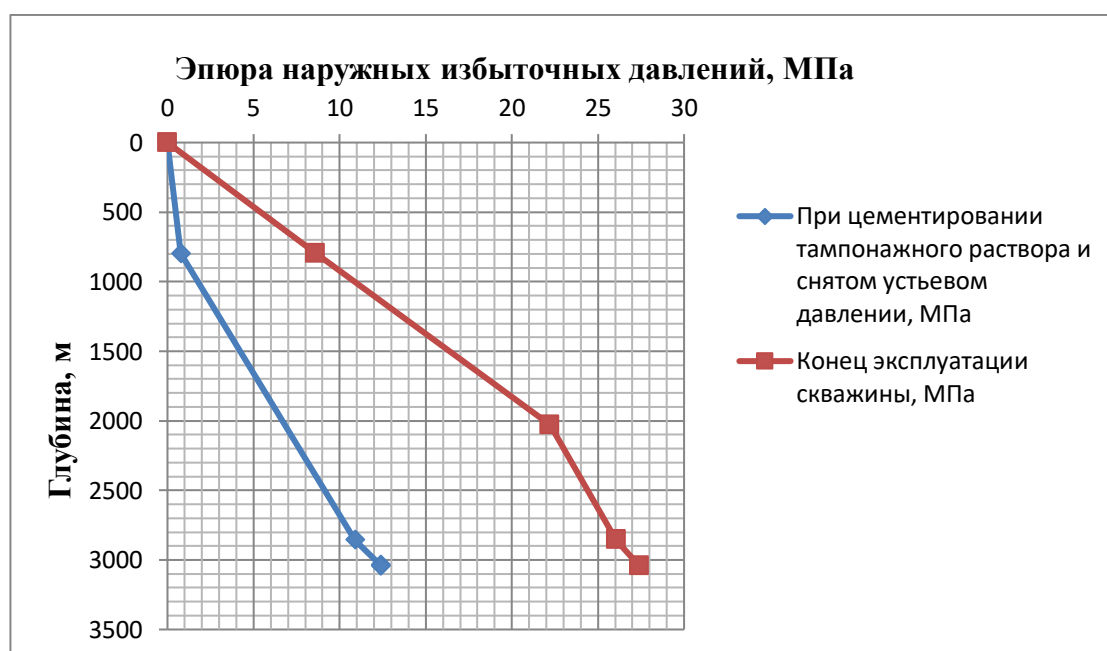


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают

максимальных давлений. Имеются два таких случая.

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 7. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 8.

Результаты расчета [2] внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	797	2857	3045
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	19,26	18,47	8,37	6,89
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	31,1	30,32	27,79	27,12

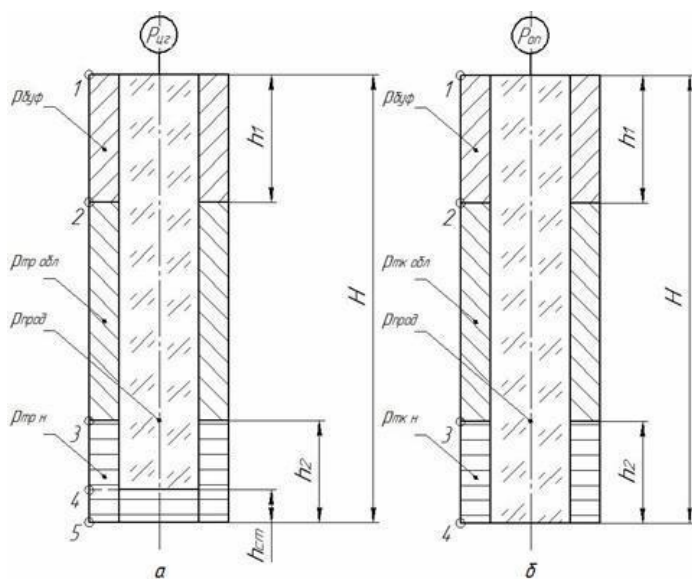


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в скважине

а) в конце продавки тампонажного раствора; б) при опрессовке обсадной колонны

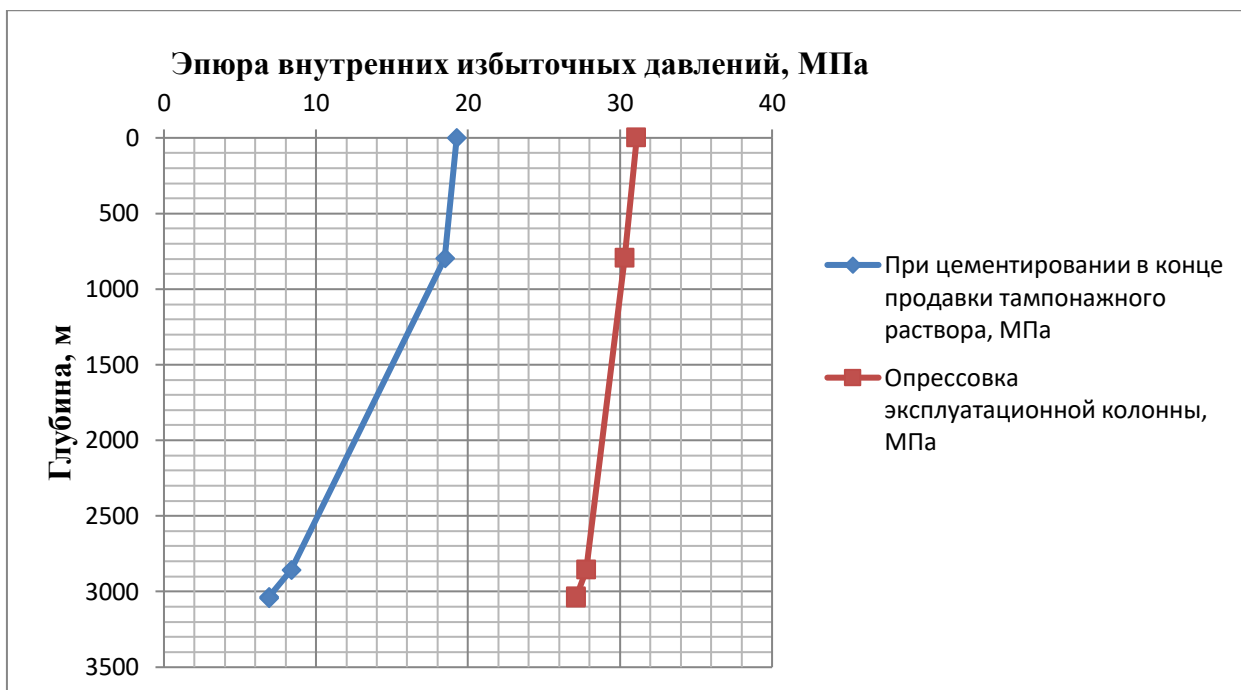


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соедине- ния	Группа прочности	Толщин а стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интерва л установ ки, м
					1 м трубы	секций	сумма рный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,4	30	71	2130	2130	0-30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	970	48	46560	46560	0-970
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	10,6	3224	42	135408	135408	0-3224
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	8,6	831	17,2	14293	14293	3149-3980

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 6:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (6)$$

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

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

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

Посчитав получаем, что $42,55 \text{ МПа} < 46,28 \text{ МПа}$ – условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ – II –150 с водоцементным отношением $m_n = 0,44$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ– III–Об. 5 –100 с водоцементным отношением $m_{обл} = 0,95$.

Результаты расчета [6] объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы тампонажных смесей и количество составляющих их компонентов

Плотность тампонажного раствора	Требуемый объем тампонажного раствора, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг	Объем воды для затворения тампонажного раствора, м ³
1850 кг/м ³	4,21	ПЦТ–III–Об.5-100	5675	2, 75
		НТФ	2	
1500 кг/м ³	55,88	ПЦТ – II –150	45130	47,16
		НТФ	23	

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» и «МБП-МВ» плотностью 1100 кг/м³. В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1030 кг/м³.

В таблице 18 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 18 – Объемы буферной и продавочной жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Масса компонента, кг
МБП-МВ	9,12	1100	9,12	136,87
МБП-СМ	2,28	1100	2,28	159,68
Продавочная	56,26	1030	-	-

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирувочных агрегатов.

Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования скважины. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, “С применением смесительных установок и цементирувочного агрегата УНП2-320х40”.

Необходимое число цементосмесительных машин рассчитывается по формуле 7 и 8 исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m_{\text{обл}} = G_{\text{сух обл}} / G_{61} = 45,13 / 10 = 4,50 \quad (7)$$

$$m_{\text{норм}} = G_{\text{сух норм}} / G_{62} = 5,67 / 13 = 0,44 \quad (8)$$

где $G_{\text{сух обл}}$ – масса сухой смеси облегченного тампонажного раствора;

$G_{\text{сух норм}}$ – масса сухой смеси тампонажного раствора нормальной плотности;

G_{61} и G_{62} – масса, которую вмещает бункер цементосмесительной машины.

Следовательно, необходимое число цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора равно 5 машины, а для цемента нормальной плотности 1 машина.

Количество цементирувочных агрегатов, участвующих в приготовлении

тампонажного раствора, один агрегат на две и более цементосмесительные машины. Что соответственно составляет 1 машина на 5 цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и 1 машина на 1 цементосмесительные машины для нормального тампонажного раствора.

Проектируем 1 осреднительную установку типа УСО-20, так как нам необходимо приготовить $4,21 \text{ м}^3$ тампонажного раствора нормальной плотности.

Так как проектируется одна УСО-20 используется один УНП2-320х40. Для пуска пробки предусмотрен цементировочный агрегат ЦА-320.

Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке Н.1 приложения Н.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для цементирования хвостовика применяется, подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, ПХГМЦЗ 114/168. Подвеска ПХГМЦЗ представляет собой комплекс из четырех работающих независимо друг от друга функционально законченных узлов:

- гидравлического якоря;
- гидравлического разъединителя;
- механического пакера;
- узла механического разъединения, дублирующего гидравлический разъединитель.

Для МГРП применяется, комплекс оборудования для проведения многостадийного ГРП с неограниченным количеством портов и возможностью повторного ГРП или открытия-закрытия портов, компании “ЗЭРС”.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице П.1 приложения П.

2.4.4 Проектирование процессов освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины

(перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Применяем водный раствор соли NaCl плотностью 1124 кг/м³, рассчитанной по методичке [2], в объеме 60,94 м³.

2.4.4.2 Выбор пластоиспытателя

Испытание пласта будем производить комплектом КИИ-146 компании ОАО «Нижевартовскнефтегеофизика».

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 4200/250 ЭК-БМЧ.

Результаты расчета [1] выбора буровой установки представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	133,5	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,87
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	135,4	$[G_{кр}] / Q_{об}$	1,84
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	176,0	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,42
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

Буровая установка оснащена системой верхнего привода СВП-500 производства «Уралмаш-Буровое оборудование».

Технические характеристики СВП представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики СВП

Наименование	Тип	Грузоподъемность, т	Привод	Максимальный крутящий момент, Н*м (кг*м)
СВП-500	ВСП	500	Гидравлический	62000 (6300)

3 Специальная часть

3.1 История развития инструмента для наклонно-направленного бурения (ННБ)

3.1.1 Телеметрия

История бурения скважин с отходом от вертикали тесно связана с инклинометрией. Так как достаточно сложно определять направление бурения, когда неизвестно положение бурильного инструмента в пространстве.\

Первым инструментом для отслеживания направления ствола скважины была примитивная конструкция «бутылки с кислотой» (рисунок 9), изобретенная в конце XIX века.



Рисунок 9 – Прототип первого инклинометра

Она представляла из себя цилиндр из стекла, внутри которого находилась фтористоводородная кислота. «Бутылку» спускали в колонне бурильных труб на забой до долота на проволоке и оставляли на 30-60 минут, чтобы кислота прореагировала с поверхностью цилиндра за это время. Потом цилиндр поднимался на поверхность, разбирался и тщательно осматривался. При помощи транспортира и линейки получали значение угла от метки на цилиндре, которая характеризовала горизонтальную плоскость. При необходимости цилиндр

комплектовали магнитным компасом для определения азимута. Стрелка компаса находилась в желатине. Данные, получаемые таким методом были неточными, а сам метод представлял немалую опасность.

Следующим этапом развития к 1930-м годам стали «одноточечные» приборы (рисунок 10).



Рисунок 10 – «Одноточечный» прибор

Такие приборы спускали на кабеле или проволоке в скважину в колонне бурильных труб, и они делали всего 1 замер на забое. Комплектовались такие приборы простейшим компасом и шахтным отвесом, но основной частью являлась фотокамера, которая производила снимок на фотопластину. На поверхности снимок анализировался и можно было понять азимут и приблизительный зенитный угол.

Слабым местом «одноточечного» прибора являлось то, что он делал всего 1 снимок. Следовательно, следующим этапом развития стал «многоточечный» прибор, у которого имелся отсек с фотопленкой, что позволяло сделать несколько замеров в стволе скважины (рисунок 11). В зависимости от того, на чем спускался прибор: проволоке или кабеле – в конструкцию мог включаться часовой механизм для автоматизации спуска затвора фотокамеры и аккумуляторный блок для работы подсветки и камеры в целом. В 1960-х годах

инклинометр стали комплектовать программным блоком, вместо автомата спуска затвора.



Рисунок 11 – «Многоточечный» прибор

В 80-х годах XX века были разработаны электронные системы, которые позволили заменить механические компасы, гироскопы и фотокамеры на феррозондовые магнитометры и гравитационные акселерометры.

Позже появились измерения в процессе бурения (MWD), когда стал доступен электромагнитный и гидравлический канал связи.

3.1.2 Отклонители

Первые намеренные попытки на отклонение скважины в заданном направлении стали происходить в 1920-х годах. До этого все скважины с отходом от вертикали получались случайно в следствие ухода компоновки по естественным массивам горных пород. Эмпирическим путем, в ходе развития шарошечных долот, было выяснено, что шарошечные долота часто уводит вправо, и тем самым опытные бурильщики старались немного забирать влево, чтобы попадать в точку пласта, согласно проектному забою.

Исследование поведения инструмента на забое позволило в дальнейшем

прийти к маятниковым, стабилизирующим или опорным компоновкам низа бурильной колонны (КНБК). В зависимости от наличия и положения стабилизатора или калибратора в КНБК, угол падал, набирался или стабилизировался. Если в КНБК включается калибратор, а над ним секция УБТ, то такая компоновка называется опорной и служит для наращивания угла. Если над долотом стоят секции УБТ, а после них стоят стабилизаторы, то такая компоновка называется маятниковой и служит для уменьшения угла посредством гравитационных сил, действующих на инструмент. Для стабилизации применяется наиболее жесткая компоновка с чередованием УБТ или ТБТ и стабилизаторов (рисунок 12).

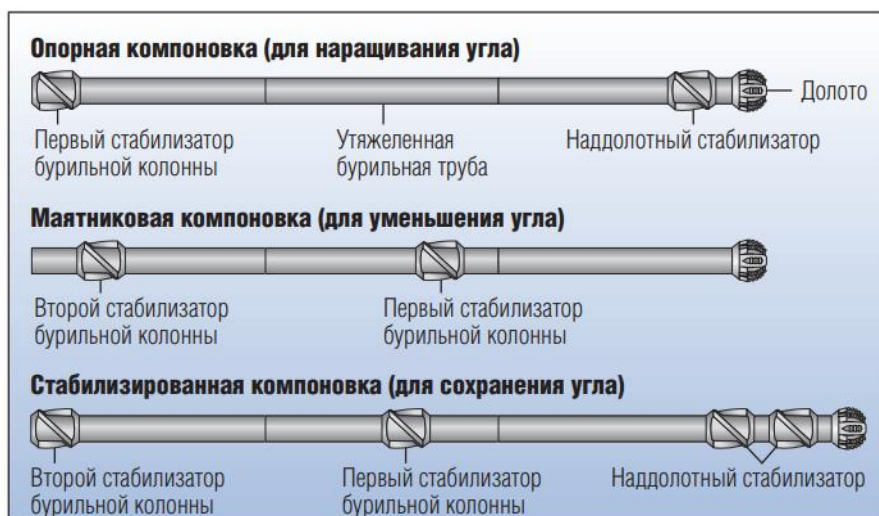


Рисунок 12 – Виды компоновок для изменения угла скважины

Принцип сбора компоновок, придуманный в 20-х годах прошлого века, применим в бурении и в настоящее время. Но одной только компоновки было недостаточно, чтобы задать азимут с достаточной точностью. Для этого было придумано наиболее простое скважинное оборудование – клин-отклонитель. Он мог стандартно делаться из металла, но существуют и случаи, когда отклонитель был выпилен из куска дерева. Клин спускают на заранее подготовленный цементный мост (цементную пробку), на месте клин распакеровывается в скважине, колонну бурильных труб отворачивают и поднимают наверх. Потом спускается компоновка с шарошечным долотом или фрезой, вырезается окно и бурится дальнейший интервал. В настоящее время

клин применяется, но его не оставляют в скважине, а он извлекается вместе с компоновкой для зарезки окна в стволе скважины.

Следующим витком развития наклонно-направленного бурения стало изобретение в 1960-х годах кривого переводника, который позволил бурить скважины с отходом от вертикали без лишних спуско-подъемных операций (СПО), предназначенных для установки и ориентации клина-отклонителя. Но кривой переводник используется в комплекте с гидравлическим забойным двигателем (ГЗД). С этого момента развитие забойных двигателей становится необходимым и их конструкции модернизируются, а эффективность и износостойкость растут. Объединение в компоновке кривого переводника и ГЗД позволило бурильщикам более точно контролировать направление наклона скважины.

Улучшение конструкции ГЗД привело к тому, что в корпусе двигателя объединили кривой переводник и силовую секцию, что позволило увеличить угол перегиба со стандартных для кривого переводника $0,5^\circ$ до 4° и уменьшить длину компоновки.

С увеличением глубины бурения и величины отхода стала возрастать и сложность проводки скважин. Профили скважин стали закономерно усложняться. И традиционные способы горизонтального и наклонно-направленного бурения перестали быть актуальными. Для решения задач в таких условиях были придуманы в 90-х годах роторно-управляемые системы. Основным преимуществом РУС является то, что бурильная колонна постоянно находится во вращении и исключается необходимость в слайдировании (скольжении). Изменением траектории РУС можно управлять в любой момент, когда в этом появляется необходимость. Применение РУС обеспечивает наилучшую скорость проходки и качество ствола скважины по сравнению со стандартной системой с применением ВЗД.

В настоящее время производится только модернизация РУС с целью увеличения скорости проходки и автоматизации бурения. Для увеличения скорости проходки были придуманы системы, совмещающие РУС и ВЗД.

Благодаря такому агрегированию возросла скорость вращения и закономерно возросла скорость проходки. Нынешней задачей, которую сейчас решают крупнейшие компании в мире, является объединение в системе РУС всех элементов для ННБ: ГЗД, забойной телеметрической системы и блока РУС. Это должно являться одним общим блоком, что упростит взаимодействие частей, которые сейчас представляют автономные блоки. Данные решения находятся в стадии разработки и испытаний, и должны быть представлены для коммерческого использования в конце 2019 – середине 2020 года.

3.2 Алгоритмы ННБ с различными системами

3.2.1 Стандартная компоновка с отклонителем

В 1930-1940 году ННБ было трудоемким процессом, так как очень много времени тратилось на СПО для проверки азимутального и зенитного угла. Изначально бурили вертикальный участок ствола до проектной глубины установки клина-отклонителя. Потом спускали прибор для геофизических исследований скважин (ГИС), снимали показания отклонения от вертикали и тенденцию азимута. После анализа данных изменения угла спускали отклонитель и ориентировали его по заданному азимуту, отворачивали колонну бурильных труб и спускали компоновку для бурения. Бурилась одна или 2 свечи, потом компоновку поднимали, чтобы спустить прибор ГИС и определить отклонение от проектного азимута, и провести анализ какую компоновку дальше взять (маятниковую, опорную) для набора или уменьшения угла (рисунок 13).

Если азимут бурения был неверным, то повторялась процедура с ориентацией клина отклонителя, бурением и проверкой азимута. В случае, когда азимут был приемлемым, то продолжалось бурение с набором или уменьшением угла метров 50. Потом проводились исследования с подъемом инструмента. И так повторялось каждые 50 – 100 м. Когда набирался достаточный проектный угол, то спускали стабилизирующую компоновку и ей бурили 200 – 300 метров, после чего производили проверку направления.

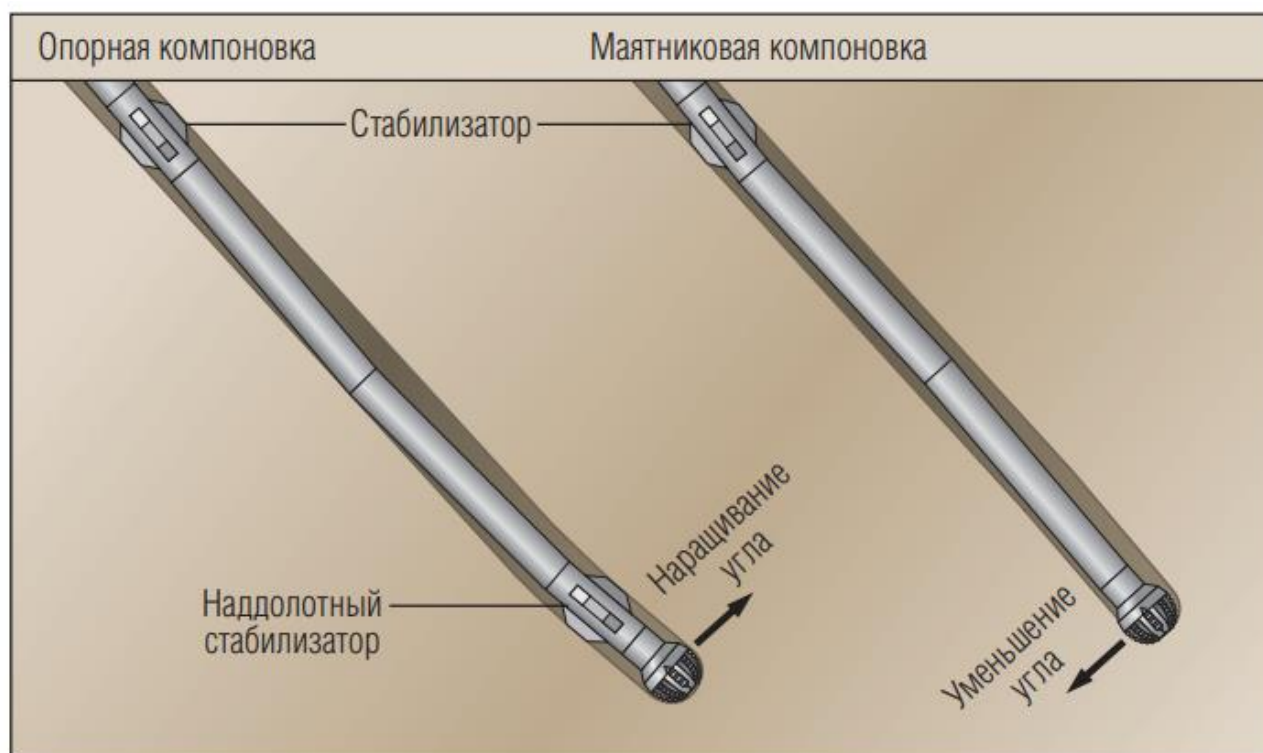


Рисунок 13 – Маятниковая и опорная КНБК

Бурение в таких условиях являлось неточным и часто происходило так, что проектный забой не был достигнут, или был достигнут, но не в круге допуска, что приводило к ликвидации скважины или низкой рентабельности при высоких затратах на сооружение.

3.2.2 Стандартная компоновка с кривым переводником

Революционный прорыв в 1960-х годах изменил представление о возможностях ННБ. Совмещение кривого переводника и ГЗД позволило намного более точно контролировать направление наклона, чем прежние забойные компоновки, в то же время существенно изменив возможности для набора кривизны. Первые компоновки такого типа имели фиксированный угол наклона, так как угол наклона задавался углом перекоса кривого переводника.

Бурение с применением таких компоновок осуществлялось следующим образом. На интервал изменения угла спускалась компоновка с углом перекоса. Стабилизатор на двигателе, калибратор и долото создавали 3 точки, линия, проведенная через которые, представляла дугу, по которой и следовала траектория скважины. Отбурив предполагаемый интервал набора угла,

компоновку поднимали и спускали прибор ГИС для измерения параметров скважины. В зависимости от итогов исследования компоновку меняли на стабилизирующую или меняли кривой переводник и продолжали бурение в режиме скольжения.

Хоть бурение с применением ГЗД и стало более точным, но время на СПО было внушительным и не было никаких гарантий, что компоновка на забое выставится по нужной дуге и бурение будет происходить в нужном направлении.

3.2.3 Стандартная компоновка с ГЗД с регулируемым углом и ЗТС

С 80-ых годов прошлого века разработка и улучшение ЗТС привело к скачку в качестве сооружения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Данные компоновки применяются и в наши дни для проводки скважин.

Управляемые двигатели, то есть двигатели, у которых угол перекоса может изменяться на устье или непосредственно на забое, осуществляют бурение в 2-х режимах: слайде (скользящий или направленный) и во вращательном. Во вращательном режиме осуществляется вращение всей колонны ротором или верхним приводом и производится стандартное бурение. В слайде колонна не вращается, а следует за КНБК. За приведение долота в движение отвечает ВЗД, который переводит энергию потока промывочной жидкости в механическую энергию вращения долота.

Для набора угла переходят в режим слайда - останавливают вращение ротором или верхним приводом, отрываются от забоя на несколько метров и анализируют показания телесистемы, чтобы определить в какую сторону задан изгиб инструмента в скважине (tool face). Стоит учитывать, что бурильная колонна в скважине может вести себя как сжатая пружина, поэтому для ННБ принимается во внимание крутящий момент на долоте при бурении, трение бурильной колонны о стенки скважины и скручивание колонны при вращении. Все эти данные определяются опытным путем и являются индивидуальными для каждой скважины на разной глубине. После учета всех параметров запускаются буровые насосы и ВЗД приводит во вращение долото. Долото касается забоя и на

нем возникает реактивный момент, который является еще одним важным параметром. Далее инженер-технолог, получая данные от ЗТС (рисунок 14) выставляет долото в нужном направлении бурения.



Рисунок 14 – Окно «Отклонителя»

Если угол отклонения скважины от вертикали 5° , то бурение осуществляется по азимутальному углу. Если зенитный угол превышает 5° , то положение отклонителя определяется по апсидальному углу. Таким образом если нам надо, чтобы зенитный угол увеличивался, то надо бурить «вверх», то есть в 0° по апсидальному углу. Если скважину при этом уводит влево, то выставив положение отклонителя в 45° можно набрать зенитный и азимутальный угол. Бурение в слайде происходит не постоянно, а несколько метров. Тем самым с одной свечи или трубы получается допустимая по проекту интенсивность искривления. От этого ствол скважины становится не гладкий по направления, а выглядит «ступеньками» (рисунок 15).

Каждый режим бурения с ВЗД и телеметрией имеет свои недостатки. Во вращательном режиме бурения изгиб буровой компоновки заставляет долото вращаться с отклонением от оси компоновки, в следствие чего скважина имеет увеличенный диаметр и спиралевидные канавки в стволе скважины. Стенки ствола скважины получаются неровными и шершавыми, что может вызывать затяжки и посадки бурильного инструмента.

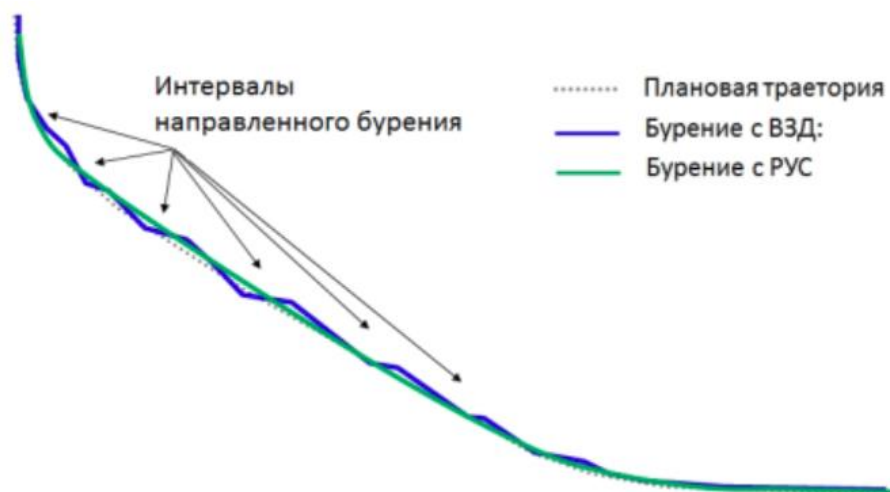


Рисунок 15 – Сравнение планового и фактического ствола скважины

В скользящем режиме недостаток вращения колонны вызывает другие трудности. Без вращения бурильная колонна «лежит» на нижней стенке скважины, что ухудшает очистку ствола скважины от выбуренной горной породы и это в дальнейшем повышает шанс дифференциального прихвата.

3.2.4 Компоновка с роторно-управляемой системой

Компоновка с применением РУС позволяет решить некоторые из проблем, которые относятся к компоновкам с ВЗД и ЗТС. Отличительной особенностью применения РУС является, что бурильная колонна всегда находится во вращении и тем самым нет необходимости в режиме скольжения.

Роторно-управляемые системы были придуманы в 1990-х годах и с того момента претерпели немало изменений относительно конструкции и принципа работы от выдвижных башмаков до выдвижных «лепестков» и изгибаемых валов.

РУС имеет два режима работы автоматический и ручной. В автоматическом режиме инженер-технолог задает все необходимые параметры для работы РУС частоту вращения верхнего привода, расход бурового раствора, расчетную частоту вращения ВЗД и координаты точки в пласте, и в зависимости от них РУС сам выбирает интенсивность искривления и режим работы, чтобы достигнуть проектного забоя. Система постоянно оценивает свое

местоположение в пространстве, так как внутри нее установлен гироскоп, который позволяет оценивать зенитный угол и азимут в независимости от вращения бурильной колонны. Достигнув нужных значений зенитного и азимутального угла РУС будет стабилизировать направление и выполнять бурение по прямолинейной траектории.

Ручной режим представляет из себя регулировку усилия для отклонения долота. Задается статичный параметр усилия, который прилагает РУС для отклонения долота в определенном направлении. Тем самым задается интенсивность изменения угла. РУС создает наиболее гладкий и приближенный к проектной траектории ствол, что упрощает дальнейшее крепление стенок скважины (рисунок 16).



Рисунок 16 – Сравнение качества стволов скважины
(Исследование проведено с использованием каверномера)

Стоит отметить, что всеми наземными комплексами управляет человек, именно он определяет частоту вращения верхнего привода, расход бурового раствора и нагрузку на долото.

Чтобы увеличить скорость проходки были придуманы совмещенные системы РУС с ВЗД. Данная агрегация существенно увеличила скорость вращения долота, из-за чего закономерно выросла скорость проходки. Если верхний привод позволял вращать компоновку со скоростью 140 об/мин, то PowerDrive vorteX может вращаться со скоростью до 250 об/мин, а Magnus RSS со скоростью до 300 об/мин.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В настоящее время не эффективна добыча нефти и газа из условно вертикальных скважин, так как их дебит гораздо ниже, чем из скважин с горизонтальным участком ствола. Таким образом при существующих технологиях гораздо эффективней производить строительство горизонтальных скважин с пилотным стволом, так как срок их окупаемости гораздо ниже, а время на строительство немногим больше, чем для строительства вертикальной скважины.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевым рынком для данной работы являются предприятия, связанные с нефтяной отраслью, а сегментами рынка являются компании, связанные со строительством скважин, то есть буровые и сервисные компании.

Целью научно-исследовательской работы является создание проекта на строительство скважины, который обеспечит наибольшую экономическую рентабельность при соблюдении всех технологических норм в данных геологических условиях.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT-анализ представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского объекта, его применяют для исследований внешней и внутренней среды проекта. SWOT-анализ проводится в три этапа.

Результаты итоговой матрицы SWOT-анализа представлены в таблице Р.1 приложения Р.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (9):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (9)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч;

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ) [13];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [14];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин [15];
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ [15].

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка БУ 4000/250 ЭК-БМЧ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения скважин. Часть 3» [13]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1327 часов или 55,6 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 110 часов или 4,58 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [14].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуриваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [15]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 255 часов или 10,63 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Р.2 приложения Р.

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле (10):

$$V_{\text{мех1}} = \frac{H}{t_6} = 16,78 \frac{\text{м}}{\text{ч}}, \quad (10)$$

где H – длина скважины;

t_6 – время механического бурения скважины.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (11):

$$V_{\text{мех2}} = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}} = 15,32 \frac{\text{м}}{\text{ч}}, \quad (11)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время на спуско-подъемные операции.

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (12):

$$V_{\text{мех3}} = \frac{H \times 720}{t_k} = 4713,16 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}, \quad (12)$$

где t_k – коммерческое время работы бурового станка.

Средняя проходка на долото определяется по формуле (13):

$$V_{\text{мех4}} = \frac{H}{n} = 995 \text{ м}, \quad (13)$$

где n – количество долот.

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 21.

Таблица 21 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1327 часов или 55,3 суток. Календарное время бурения составляет 578,7 часов или 24,1 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 255 часов или 10,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	часов	суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1327	55,3				
Бурение скважины	578,7	24,1				
Испытание скважины	255	10,6				

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости строительства скважины.

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

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [16], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот; износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Р.3 приложения Р, на крепление скважины – в таблице Р.4 приложения Р.

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Р.5 приложения Р.

Затраты, описанные в главах 7-11 сводного сметного расчета (таблица Р.4 приложения Р), рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время

определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [10], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [17]. Для Тюменской области на декабрь 2018 года индекс составляет 228,41.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (15):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = 90\,154 \text{ руб/м}, \quad (14)$$

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

П – плановые накопления за время строительства скважины.

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

В качестве новой внедряемой технологии рассмотрено строительство эксплуатационной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной.

Ключевыми особенностями данной технологии являются: использование одного долота для бурения интервала, существенное сокращение времени на СПО и крепление участков ствола.

Проведем сравнение запроектированной технологии бурения интервала с хвостовиком и с применением новой технологии.

Результаты расчета [18] эффективности внедрения новой технологии бурения представлены в таблице Р.6 приложения Р.

Проанализировав полученные данные можно сделать следующие выводы: экономия времени составляет 3,1 час, экономия себестоимости проходки составляет 47,2 рублей. Таким образом, внедрение новой технологии не является экономически обоснованным в данном случае.

5 Социальная ответственность

В рамках данной выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и пилотным стволом (пласт М1) на нефтяном месторождении Тюменской области. В процессе проектирования были определены основные технологические параметры, такие как: конструкция скважины, число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб, способ бурения и другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при данных геологических условиях.

В разделе социальная ответственность рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. В данном разделе отражены проектные решения, исключаяющие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

Проектные решения, указанные в разделе социальная ответственность, могут быть применены сервисными буровыми компаниями в практике проведения буровых работ.

5.1 Производственная безопасность

На сегодняшний день в нефтегазовой отрасли отводится большое место производственной безопасности. Это связано с тем, что данная производственная отрасль является одной из наиболее опасных для человека.

С целью предотвращения воздействия опасных и вредных производственных факторов вынесем их в таблицу 23 для дальнейшего анализа.

Таблица 23 - Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
Бурение, спускоподъемные операции, цементирование обсадной колонны, освоение и испытания скважины	– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды; – Повышенный уровень шума на рабочем месте; – Повышенный уровень вибрации; – Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – Недостаточное освещение рабочей зоны; – Повреждения в результате контакта с насекомыми.	– Пожаро-взрывоопасность; – Повышенное значение напряжения в электрической цепи; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Расположение рабочего места на значительной высоте.	- СП 52.13330.2011 [19] - СНиП 2.04.05-91 [20] - МР 2.2.7.2129-06 [21] - ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ [22] - ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [23] - ГОСТ 12.1.005-88 [24] - ОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25] - Приказ от 12.03.2013 г. №101 [26] - Р 3.5.2.2487-09 [27] - РД 10-525-03 [28] - ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [29] - ПП РФ №316[30] - ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31] - РД 51-1-96 [32] - ППРФ от 23.02.1994 №140 [33] - РД 39-1.13-057-2002[34] - РД 08-254-98[35]

5.1.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Вредными производственными факторами называются такие производственные факторы, которые отрицательно влияют на работоспособность или вызывающие профессиональные заболевания и другие неблагоприятные последствия.

5.1.1.1 Пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (IА, особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [21]. Нормы приведены в таблице 24 [21].

Таблица 24 – Режимы труда и отдыха в холодное время года [21]

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	4
-35	2,0	6
-40	1,4	9

5.1.1.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [22] постоянный производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты.

5.1.1.3 Повышенный уровень вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Нормативные значения виброускорения и

виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ [23]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

5.1.1.4 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [24] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 25.

Таблица 25 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне [24]

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91 [20]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [25].

5.1.1.5 Недостаточное освещение рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"» (далее ПБНГП) [26] и приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, приемные мостки	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации	0,5

5.1.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. К применению СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

5.1.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Опасными производственными факторами называются факторы, которые способны при определенных условиях вызывать острое нарушение здоровья и гибель организма.

5.1.2.1 Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [30].

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

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП [26]);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [31]:

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

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

5.1.2.2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды

электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6(10) кВ.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [29];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.1.2.3 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [26], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [28].

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице С.1 приложения С.

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [32].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [33].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них. Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [34].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа;
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары;
- Газонефтеводопроявления (ГНВП);
- Взрывы ГСМ;
- Разрушение буровой установки.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП). Данная ЧС характеризуется осложнениями: возгорание пластового флюида, взрыв, обрушение буровой установки и нефтедобывающего комплекса. Шанс возникновения ГНВП во много раз выше, чем всех остальных ЧС, так как нельзя до конца предвидеть развития данной ЧС.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильные технологические решения принятые на стадии проектирования буровых работ, отклонения от проектного плана во время проведения бурения, снижение гидростатического давления столба промывочной жидкости в скважине, вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением (АВПД), освоение пластов с высоким содержанием попутного газа.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [26]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [21].

После подтверждения факта ГНВП вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки ГНВП одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие ГНВП возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [36]. Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [37].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [38].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [39].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78

«Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [40].

Заключение

В выпускной квалификационной работе применены технологические решения для строительства эксплуатационной горизонтальной скважины с пилотным стволом глубиной 3081 метр на нефтегазовом месторождении Тюменской области. Работа состоит из пяти основных частей.

В общей и геологической части представлены: географо-экономическая характеристика района работ, геологические условия бурения, газонефтеводоносность, а также зоны возможных осложнений.

В технологической части приведены основные технологические решения при строительстве скважины: обоснование и расчет оптимального профиля скважины, конструкции, способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны; подобрана рецептура буровых промывочных жидкостей; спроектированы основные решения для крепления скважины и ее освоения. Выбран способ заканчивания скважины с хвостовиком и разрывными муфтами для многостадийного гидроразрыва пласта.

В специальной части раскрыты алгоритмы наклонно-направленного бурения с использованием винтового забойного двигателя и роторно-управляемой системы.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины.

Раздел социальная ответственность был посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Список использованных источников

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
2. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
3. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1.
4. Р.А. Ганджумян, А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, - М.: РГГРУ, 2007. – 668 с.
5. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебн. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
6. А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 1999. – 424 с.
7. Наклонно-направленное бурение [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/tekhnologii/141796-naklonno-napravlennoe-burenie/> (дата обращения: 25.05.2019).
8. Сведения об истории развития направленного бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studref.com/426209/geografiya/svedeniya_istorii_razvitiya_napravlennogo_bureniya/ (дата обращения: 25.05.2019).
9. The Best of Both Worlds – A Hybrid Rotary Steerable System [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors11/win11/04_hybrid_rotary.pdf (дата обращения:

25.05.2019).

10. Чепик В. С. Особенности применения различных технологий бурения в процессе строительства скважины // Молодой ученый. — 2018. — №3. — С. 55-59. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://moluch.ru/archive/189/47878/> (дата обращения: 25.05.2019).

11. Гидравлические забойные двигатели [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.gubkin.ru/faculty/mechanical_engineering/chairs_and_departments/machines_and_equipment/gidravlich_zab_dvigateli-razdel.pdf (дата обращения: 25.05.2019).

12. Роторная управляемая система для продуктивного бурения «PowerDrive vortex» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.slb.ru/upload/iblock/82d/broshyura-powerdrive-vortex.pdf> (дата обращения: 25.05.2019).

13. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

14. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 25.05.2018).

15. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 25.05.2018).

16. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

17. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2018 года.

18. Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк и др. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания. Томский политехнический университет.

Томск, 2017. – 166 с.

19. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
20. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
21. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
22. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
23. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны».
25. ОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.
26. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».
27. Р 3.5.2.2487-09. Руководство по медицинской дезинсекции.
28. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
29. ПУЭ «Правила устройства электроустановок».
30. Согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме».
31. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.
32. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».
33. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 №140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы".
34. РД 39-1.13-057-2002. Регламент организации работ по охране

окружающей среды при строительстве скважин.

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

36. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

37. Постановление Правительства РФ от 25.02.2000 N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

38. 17.12.2001 №173-ФЗ «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии».

39. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя.

40. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя.

Приложение А
(обязательное)

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение	
Административное расположение: – республика – область (край)	РФ Томская
Температура воздуха, °С: – среднегодовая – наибольшая летняя – наименьшая зимняя	+ 0,9 +25 -42
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	225
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	190
Азимут преобладающего направления ветра, град	240
Наибольшая скорость ветра, м/с	до 20
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м – кровля – подошва	нет
Геодинамическая активность	низкая
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Основные пути сообщения и доставки грузов – в летнее время – в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспортом по зимникам

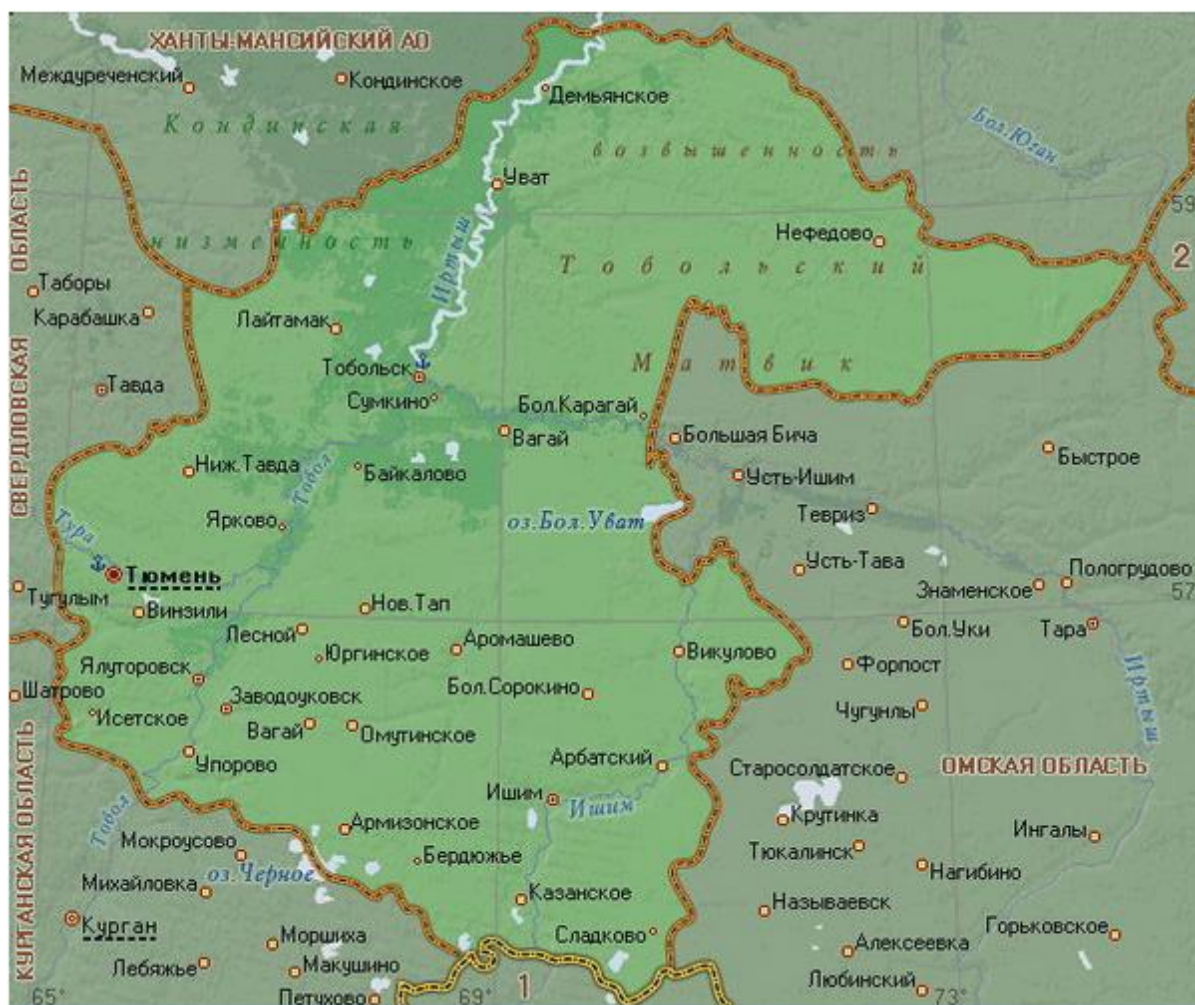


Рисунок А.1 – Обзорная карта район ведения работ

Приложение Б (обязательное)

Геологическая характеристика скважины

Таблица Б.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичная система	Q	0		1,3
20	150	Некрасовская свита	Pg ₃ nk	0		1,3
150	200	Чеганская свита	Pg ₂₋₃ cg	0		1,3
200	270	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	0		1,3
270	320	Талицкая свита	Pg ₁ tl	0		1,3
320	450	Ганькинская свита	K ₂ gn	0		1,3
450	505	Славгородская свита	K ₂ sl	0		1,3
505	650	Ипатовская свита	K ₂ ip	0		1,3
650	675	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0		1,3
675	1560	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0		1,3
1560	1605	Алымская свита	K ₁ al	0		1,3
1605	2265	Киялинская свита	K ₁ kls	0		1,4
2265	2330	Тарская свита	K ₁ tr	0		1,6
2330	2590	Куломзинская свита	K ₁ klm	0		1,2
2590	2615	Баженовская свита	J ₃ bg	0		1,2
2615	2622	Георгиевская свита	J ₃ gr	0		1,2
2622	2726	Васюганская свита	J ₃ vs	1-2		1,2
2726	3015	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	1-2		1,2
3015	3045	Салатская свита	J ₁ sk	1-2		1,2
3045	3055	Тогурская свита	J ₁ tg	1-2		1,2
3055	3150	Лугинская свита	Pz	45-70		1,2

Таблица Б.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы; полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	глины суглинки пески супеси	40 40 10 10	почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
Pg ₃ nk	20	150	пески глины	70 30	пески серые и светло-серые мелко- и среднезернистые, суглинки буровато-серые и глины с прослоями лигнита
Pg ₂₋₃ cg	150	200	глины алевролиты пески	80 10 10	глины голубовато-зеленые, зеленовато серые, с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, буровато-серых, кварцевых и кварц-полевошпатовых и алевролитов
Pg ₂ ll	200	270	глины	100	глины зеленовато-серые, желто-зеленые, жирные на ощупь, в нижней части свиты - опоковидные
Pg ₁ tl	270	320	глины песчаники	80 20	глины темно-серые до черных, жирные, вязкие, плотные, иногда алевритистые с прослойками песчаников
K ₂ gn	320	450	глины	100	глины серые, темно-серые, известковистые, иногда алевритистые. В верхней части – мергели серые, зеленовато-серые
K ₂ sl	450	505	глины	100	глины серые, зеленовато-серые, комковатые, участками опоковидные, с редкими прослойками песчаников и алевролитов
K ₂ ip	505	650	глины песчаники	80 20	глины серые, темно-серые и зеленовато-серые алевритистые, иногда опоковидные с переслаиванием песчаников

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ kz	650	675	глины	100	глины серые, темно-серые, тонкополосчатые, листоватые, плитчатые, иногда известковые
K ₁₋₂ pk	675	1560	пески глины песчаники алевролиты	50 20 20 10	неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварц-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косой слоистостью, алевролитов серых, комковатых, иногда уплотненных, аргилитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом
K ₁ al	1560	1605	глины песчаники	50 50	в нижней части разреза песчаники черые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-монтмориллонитового состава
K ₁ kls	1605	2265	глины песчаники	80 20	глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	100	песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдисто-хлоритовым цементом
K ₁ klm	2330	2590	песчаники аргиллиты алевриты алевролиты	50 30 10 10	свита представлена аргиллитами с множеством маломощных пропластков алевролитов и алевритов; в кровле залегает песчаная толща, в низах свиты – известковые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	100	аргиллиты битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты известняки алевролиты	80 10 10	аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов. Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, пелеципод, растительного дендрита и глауконита
J ₃ vs	2622	2726	песчаники	100	песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые

Окончание таблицы Б.2

J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники аргиллиты песчаники угли	40 30 25 5	переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей до 16мм; песчаники светло-серые, полимиктовые, часто шлинистые, известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные
J ₁ sk	3015	3045	алевролиты аргиллиты песчаники угли	10 75 10 5	верхняя часть – преимущественно глинисто-углистые породы с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов; нижняя – средние и крупнозернистые песчаники с прослоями аргиллитов
J ₁ tg	3045	3055	аргиллиты угли	95 5	переслаивание аргиллитов темно-серых и углей; аргиллиты серые до черных, плотные, битуминозные
Pz	3055	3150	известняки аргиллиты алевролиты туфы, брекчии	50 10 10 30	в верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны. Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов.

Таблица Б.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Проницае- мость, мдарси	Глини- стость, %	Карбонатн- ость, %	Твердо- сть, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абрази- вность	Категория породы промыслово- й классифика- ции
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			пески	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
Pg ₃ nk	20	150	пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂₋₃ cg	150	200	глины	2,5	-	600	-	0	10	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			пески	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg ₂ ll	200	270	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
Pg ₁ tl	270	320	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая
			песчаники	2,6	35	600	8	0	0	1	10	мягкая
K ₂ gn	320	450	глины	2,4	-	0	95	5	10	3	4	мягкая
K ₂ sl	450	505	глины	2,4	-	0	95	0	10	3	4	мягкая
K ₂ ip	505	650	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
K ₂ kz	650	675	глины	2,4	-	0	90	2	15	3	4	мягкая
K ₁₋₂ pk	675	1560	глины	2,4	-	0	95	2	25	3	4	мягкая
			песчаники	2,6	31,5	1000	5	3	30	2	10	средняя
			алевролиты	2,6	13,5	10	18	5	35	3	6	средняя
			пески	2,5	38	1450-1500	7	3	20	1	10	средняя
K ₁ al	1560	1605	песчаники	2,2	22	20-50	5	5	30	2	10	средняя
			глины	2,4	16	0	95	2	25	3	4	мягкая

Окончание таблицы Б.3

K ₁ kls	1605	2265	песчаники глины	2,2 2,4	20 20	10 0	15 95	5 10	35 30	3 3	10 4	средняя средняя
K ₁ tr	2265	2330	песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	3	10	средняя
K ₁ klm	2330	2590	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	3	4	средняя
			песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	3	10	средняя
			алевриты	2,3	10	0	25	5	-	3	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	3	6	средняя
J ₃ bg	2590	2615	аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	3	4	средняя
J ₃ gr	2615	2622	аргиллиты	3,4	5	0	95	5	80	3	4	средняя
			известняки	2,5	18	5-100	35	65	100	1	4	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	65	3	6	средняя
J ₃ vs	2622	2726	угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			песчаники	2,3	15	5-100	20	5	65	3	10	средняя
J ₁₋₂ tm	2726	3015	песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	3	10	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ sk	3015	3045	алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	3	6	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
J ₁ tg	3045	3055	аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	3	4	твердые
			угли	1,2	0	0	0	0	70	4	5	средняя
Pz	3055	3150	известняки	2,65	0,1-16	2	20	80	170	4	4	твердые
			туфы,									
			брекчии	2,65	12,7	0	25	20	200	4	7	твердые
			аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	твердые
			алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	4	6	твердые

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Стратиграфический индекс	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источник
			кгс/см ² на м		источник	кгс/см ² на м		источник	кгс/см ² на м		источник	кгс/см ² на м		источник		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,200	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	ПГФ
Pg ₃ nk	20	150	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	ПГФ
Pg ₂₋₃ cg	150	200	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	ПГФ
Pg ₂ ll	200	270	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	ПГФ
Pg ₁ tl	270	320	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	э9	ПГФ
K ₂ gn	320	450	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	ПГФ
K ₂ sl	450	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	21	ПГФ
K ₂ ip	505	650	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	22	ПГФ
K ₂ kz	650	675	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	23	ПГФ
K ₁₋₂ pk	675	1560	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	53	ПГФ
K ₁ al	1560	1605	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,190	РФЗ	0,22	0,23	РФЗ	55	ПГФ
K ₁ kls	1605	2265	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	77	ПГФ
K ₁ tr	2265	2330	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	ПГФ
K ₁ klm	2330	2590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	88	ПГФ
J ₃ bg	2590	2615	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ gr	2615	2622	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	89	РФЗ
J ₃ vs	2622	2726	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	93	РФЗ
J ₁₋₂ tm	2726	3015	0,100	0,101	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
J ₁ sk	3015	3045	0,101	0,101	РФЗ	0,100	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	104	РФЗ
J ₁ tg	3045	3055	0,101	0,101	РФЗ	0,101	0,101	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	ПГФ	104	РФЗ
Pz	3055	3150	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,155	0,155	РФЗ	0,25	0,25	ПГФ	107	РФЗ

Приложение В
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводности месторождения

Таблица В.1 – Нефтеносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантиметр	Содержание серы процент по весу	Содержание парафина процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, нм ³ /м ³	содержание сероводорода, процент по объему	содержание углекислого газа, процент по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа* 10 ⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₂)	2951	2960	поровый	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	-	126,5	-	1	-	-	13,3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₂)	2974	3003	поровый	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	5-10	126,5	-	1	-	-	13,3
J ₁₋₂ tm (Ю ₁₂)	3016	3043	поровый	0,683	0,811	0,010	0,39	4,98	5-10	126,5	-	1	-	-	13,3
Pz (M ₁)	3056	3106	порово-трещинновато-каверновый	0,688	0,875	0,49	0,49	8,13	100	106,2	-	2,303	0,689	0,990	31,7

Таблица В.2 – Водоносность разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации М, г/л	Тип воды по Сулину (ГКН, ХЛК)	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да,нет)
	от (вверху)	до (низи)					Cl ⁻	S O ₄ ⁻	НС O ₃ ⁻	Na ⁺ , K ⁺	M g ²⁺	Ca ²⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Палеоген-четвертичный комплекс															
Q	0	20	поровый	1,00	20-160	2500	89	-	11	82	4	14	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg ₃ nk	20	150	поровый	1,00	до 300	500	89	-	11	82	4	14	0.11-0,87	ГКН	да
2. Апт-альб-сеноманский комплекс															
K ₁₋₂ pk	675	1560	поровый	1,01	100	500	257,5	<2	1,7	266,5	13,3	25	17,8-20,0	ХЛК	нет
3. Неокомский водоносный комплекс															
K ₁ kls - K ₁ klm	1605	2590	поровый	1,014	20	-	344	14	4	93,5	3	87	0,8-29	ХЛК	нет
4. Юрско-палеозойский комплекс															
J ₃ vs	2622	2645	поровый	1,02	1-20	-	486	26	15	155	14,2	66	30-40	ХЛК	нет
J ₁₋₂ tm	2730	2970	поровый	1,02	1-10	-	663	29	10	131	2	30	30-40	ХЛК	нет
Pz	3110	3135	поровый	1,02-1,1	0,1-36,7	0,1-12,7	443,2-250	0,47-2,6	1,8-20,7	284,7-231	7,97-37,	46,09-215	24-146	ХЛК	нет

							1,3	5		1,6	88	,43			
--	--	--	--	--	--	--	-----	---	--	-----	----	-----	--	--	--

Приложение Г
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8
Q - Pg ₁ tl	0	320	Глинистый	<1,16	В>10 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
K ₁₋₂ pk	675	1560	Глинистый	<1,10 – в интервале под эксплуатационную колонну	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
K ₁ kls + tr	1605	2330	Глинистый	<1,10 – в интервале под эксплуатационную колонну	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	
Pz	3055	3150	DrilPlex Полимерный	<1,12 – в интервале хвостовика	В>10 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица Г.2 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимально м снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции и (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрыти и	после изоляционны х работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₃ nk	0	150	1	10	нет	0,17	0,22	увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатическог о давления
K ₁₋₂ pk	675	1560	1	30	нет	0,13	0,18	
J ₃ vs - J ₁ sk	2622	3045	1	30	нет	0,11	0,16	
Pz	3055	3150	1,5	300	да	0,105	0,155	

Таблица Г.3 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Pg ₂₋₃ cg + K ₂ sl	150	505	кавернообразование	за счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₂ kz	650	675	кавернообразование, сужение ствола	за счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола скважины вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al + kls	1560	2265	незначительное кавернообразование, сужение ствола	

Таблица Г.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Вид прихвата	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность , г/см ³	водоотдача, см ³ за 30 мин	смазыва- ющие добавки (названи- е)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q - Pg ₂₋₃ cg	0	200	От перепада давления, от обвала неустойчивых пород	глинистый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы
Pg ₂ ll - K ₂ sl	200	505	От обвала неустойчивых пород	глинистый	<1,16	>10	нет	да	
K ₁₋₂ pk	675	1560	От перепада давления	Глинистый	>1,15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной
K ₁ al	1560	1605	От заклинки и сальникообразования , разбухание глинистых пород, от перепада давления	глинистый	>1,15	>10	нет	да	
Pz	3055	3150	От перепада давления, от обвала пород, от заклинки и сальникообразования	DrilPlex полимерный	<1,15	>10	нефть	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки

Таблица Г.5 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации газопрооявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₃ nk	0	150	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₁₋₂ pk	675	1560	вода	-	1,01	1,01	- //-	- //-
K ₁ kls - K ₁ klm	1605	2590	вода	-	1,014	1,014	- //-	- //-
J ₃ vs	2622	2645	вода	-	1,016	1,016	- //-	- //-
J ₁₋₂ tm	2730	2951	вода	-	1,02	1,02	- //-	- //-
	2951	2960	нефть	-	0.68	0.68	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи
	2974	3003	нефть	-	0.68	0,68		
	3016	3043	нефть	-	0.68	0,68		
Pz	3055	3106	нефть	-	0.69	0,69		
	3110	3135	вода	-	1,02	1,02		

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица Д.1 - Результаты программных расчётов по профилю скважины

Тип профиля		5-интервальный, с горизонтальным участком в конце									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				3081		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				17,00	
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м				3056		Длина третьего участка стабилизации, м				2647	
Отход скважины, м				1000		Интенсивность искривления на четвертом участке набора зенитного угла, град/10 м				2,77	
Длина интервала бурения по пласту, м				700		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				86,29	
Длина вертикального участка, м				100		Интенсивность искривления на пятом участке набора зенитного угла, град/10 м				0,047	
Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				0,600		Зенитный угол в конце пятого участка набора угла, град				89,61	
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	на конце	от	до	всего
1	0,0	100,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	100,0
2	100,0	379,2	279,2	0,0	41,7	41,7	0,0	17,0	100,0	383,3	283,3
3	379,2	2910,0	2530,8	41,7	815,5	773,8	17,0	17,0	383,3	3029,8	2646,5
4	2910,0	3056,0	146,0	815,5	1000,0	184,5	17,0	86,3	3029,8	3280,1	250,3
5	3056,0	3081,0	25,0	1000,0	1699,5	699,5	86,3	89,6	3280,1	3980,1	700,0
Примечание — Интенсивность набора зенитного угла на 4 и 5 интервале рассчитана программно и составляет 2,769 град/10 м и 0,047 град/10 м.											

Приложение Е (обязательное)

График совмещенных давлений

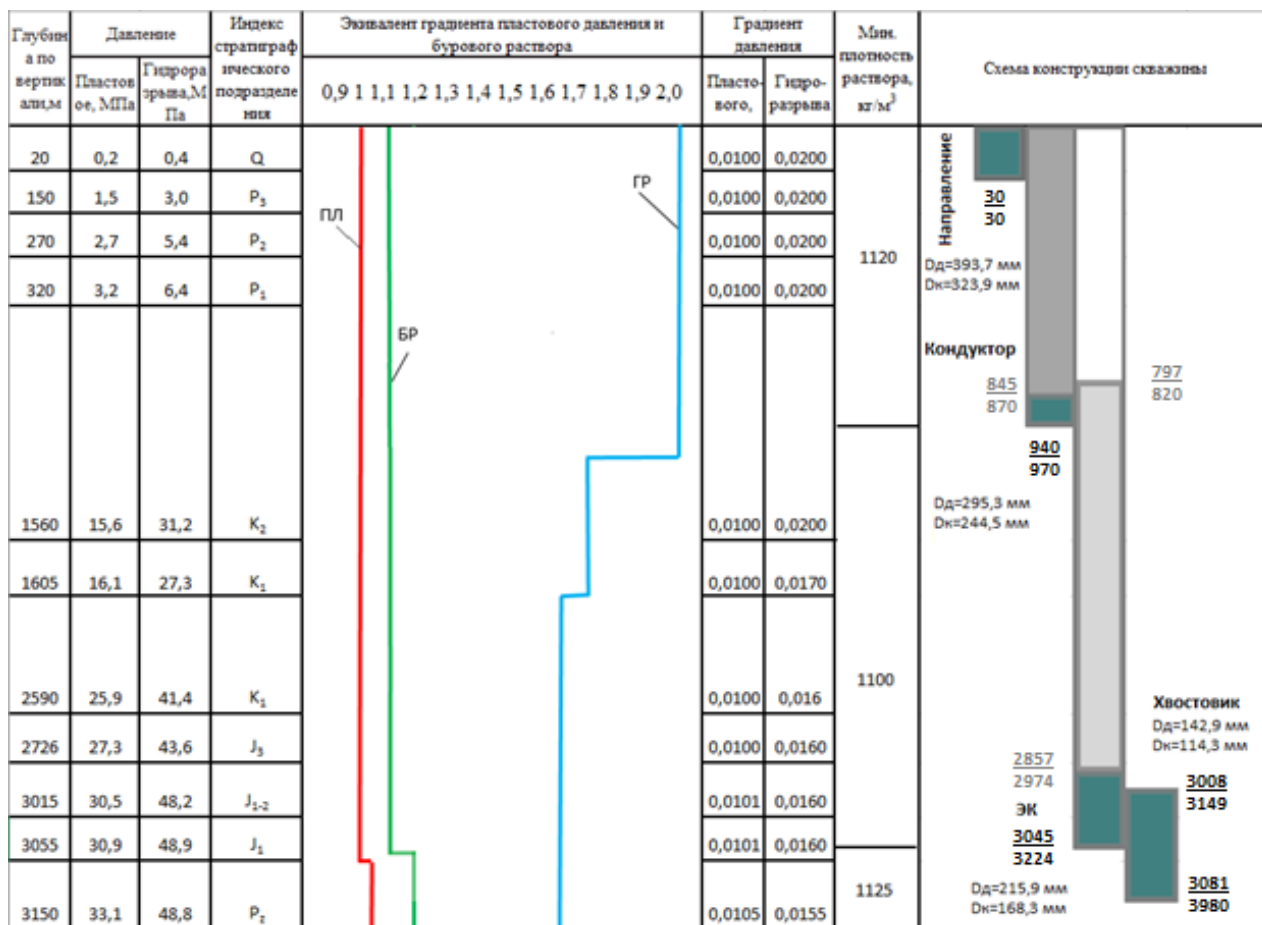


Рисунок 2 – Совмещённый график давлений и конструкция скважины

Приложение Ж
(обязательное)

Конструкция скважины

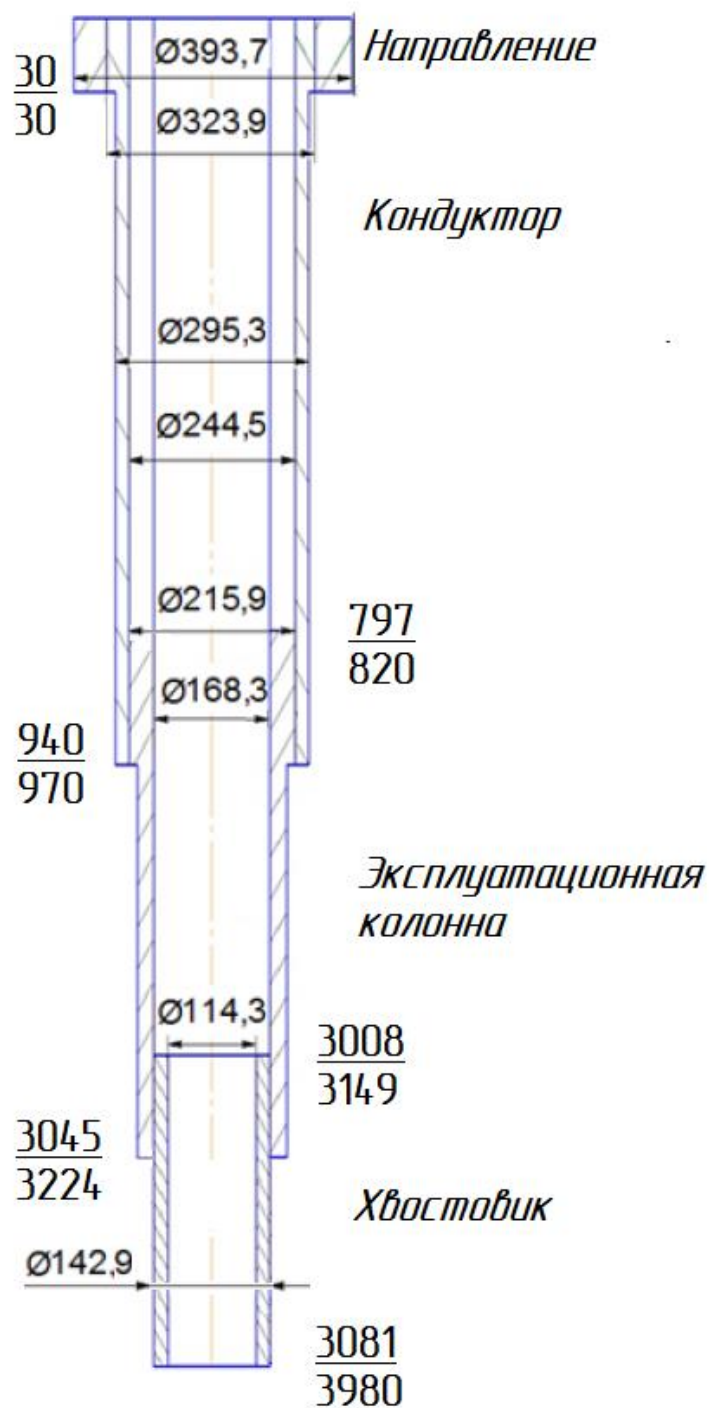


Рисунок Ж.1 – Конструкция скважины

Приложение К
(обязательное)

Конструкция скважины

Таблица К.1 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес элемента, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-30 м)							
1	БИТ 393,7 В 519 У.30	0,52	393,7	-	3-177	Ниппель	0,16
2	Переводник П 3-177/171	0,73	203	76,2	3-177	Муфта	0,08
					3-171	Ниппель	
3	Калибратор К 393,7 МС	1,3	203	80	3-171	Муфта	0,47
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-152/171	0,4	203	90	3-171	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
5	УБТ 203*100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	3,71
					3-152	Муфта	
6	Переводник П 3-133/152	0,28	203	80	3-152	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127х9 Р	До устья	127	109	3-133	Ниппель	0,34
					3-133	Муфта	
Бурение под кондуктор (30-970 м)							
1	Долото БИТ 295,3 ВТ 619 СМ.07	0,37	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	Калибратор К-295,3 МС	1,3	295,3	80	3-152	Муфта	0,31
					3-152	Муфта	
3	Переводник Н 3-171/152	0,52	201	74	3-152	Ниппель	0,11
					3-152	Ниппель	
4	ВЗД ДРУ-210РС с переливным клапаном ПК-210 РС	7,59	210	-	3-152	Муфта	1,51
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Переводник П 3-147/152	0,7	178	80	3-152	Ниппель	0,15
					3-147	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
7	Поджимной Переводник П 3-147/147	0,38	178	100	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
8	НУБТ СИБ-2.2 176*100 Д	4,38	176	100	3-147	Ниппель	0,56
					3-147	Муфта	
9	Изолятор СИБ-2.2	2,52	182	110	3-147	Ниппель	0,30
					3-147	Муфта	
10	Поджимной Переводник П 3-147/147	0,38	178	100	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
11	Переводник П 3-152/147	0,4	201	90	3-147	Ниппель	0,05
					3-152	Муфта	
12	УБТ 203*100 Д	33,2	203	100	3-171	Ниппель	7,41
					3-171	Муфта	
13	Переводник П 3-133/152	0,28	203	80	3-152	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
14	Бурильная труба ТБПК 127х9 Р	До устья	127	109	3-133	Ниппель	30,71
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (970-3224 м)							
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 616 УСМ.382	0,36	215,9	-	3-117	Ниппель	0,04
2	Калибратор КС-215,9 СТ	0,46	215,9	78	3-117	Муфта	0,06
					3-117	Муфта	
3	Переводник Н 3-147/117	0,701	203	95	3-117	Ниппель	0,05
					3-147	Ниппель	
4	ВЗД ДРУ-172РС с переливным клапаном ПК-172 РС	7,71	172	-	3-147	Муфта	1,08
					3-147	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
6	Поджимной Переводник П 3-147/147	0,38	178	100	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
7	НУБТ СИБ-2.2 176*100 Д	4,38	176	100	3-147	Ниппель	0,56
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Изолятор СИБ-2.2	2,52	180	110	3-147	Ниппель	0,3
					3-147	Муфта	
9	Поджимной Переводник П 3-147/147	0,38	178	100	3-147	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
10	Переводник П 3-133/147	0,4	178	76,2	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
11	Бурильная труба ТБПК 127х9 Р	250	127	109	3-133	Ниппель	8,37
					3-133	Муфта	
12	ТБТ 127 Д	95,7	127	76	3-133	Ниппель	7,0
					3-133	Муфта	
13	Переводник П 3-171/133	0,7	203	80	3-133	Ниппель	0,150
					3-171	Муфта	
14	Ясс гидрав. Jag-203	4,3	203	76,2	3-171	Ниппель	0,498
					3-171	Муфта	
15	Переводник П 3-147/171	0,4	203	90	3-171	Ниппель	0,08
					3-147	Муфта	
16	Переводник П 3-133/147	0,35	165	51	3-147	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
17	ТБТ 127 Д	57,42	127	76	3-133	Ниппель	1,944
					3-133	Муфта	
18	Бурильная труба ТБПК 127х9 Р	До устья	127	109	3-133	Ниппель	113,13
					3-133	Муфта	
Бурение под хвостовик (3224-3980 м)							
1	Долото БИТ 142,9 ВТ 613 УСМ.382	0,25	142,9	-	3-88	Ниппель	0,02
2	Калибратор 5КС-139,7 СТ	0,3	139,7	35	3-88	Муфта	0,08
					3-88	Муфта	
3	Переводник Н 3-88/88	0,4	120	68	3-88	Ниппель	0,05
					3-88	Ниппель	
4	ВЗД ДРУ1-120РС с переливным клапаном ПК-120 РС	5,42	120	-	3-88	Муфта	0,38
					3-102	Муфта	
5	Клапан обратный КОБ- 120	0,55	120	78	3-102	Ниппель	0,04
					3-102	Муфта	
6	Телеметрия НУБТ APS+WRP	17	120	68	3-102	Ниппель	1,5
					3-102	Муфта	
7	Переводник П 3-108/102	0,5	133	60	3-102	Ниппель	0,04
					3-108	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПВ 102х8 М	1000	102	85	3-108	Ниппель	23,55
					3-108	Муфта	

Окончание таблицы К. 1

1	2	3	4	5	6	7	8
9	ТБТ 120 Д	120	120	64	3-108	Ниппель	7,68
					3-108	Муфта	
10	Переводник П 3-102/108	0,5	133	60	3-108	Ниппель	0,04
					3-102	Муфта	
11	Ясс гидрав. ЯГБ-124	4	124	51	3-102	Ниппель	6,912
					3-102	Муфта	
12	Переводник П 3-108/102	0,5	133	60	3-102	Ниппель	0,05
					3-108	Муфта	
13	ТБТ 120 Д	24	120	64	3-108	Ниппель	1,54
					3-108	Муфта	
14	Бурильная труба ТБПВ 102х8 М	До устья	102	85	3-108	Ниппель	66,12
					3-108	Муфта	
Бурение интервала с отбором керна (3133-3187 м, 3193-3313 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 913 Е	0,17	215,9	-	3-161	Муфта	0,02
2	Керноприемник СК1-172/100РС	29,38	172	100	3-161	Ниппель	0,08
					3-133	Муфта	
3	УБТ 178*80 Д	24	178	80	3-133	Ниппель	3,74
					3-133	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,7	203	80	3-133	Ниппель	0,15
					3-171	Муфта	
5	Ясс гидрав. Яг-203	4,3	202	76,2	3-171	Ниппель	0,498
					3-171	Муфта	
6	Переводник П 3-152/171	0,4	203	90	3-171	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
7	Переводник П 3-133/152	0,28	203	800	3-152	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПВ 127х9 Р	До устья	127	109	3-133	Ниппель	108,90
					3-133	Муфта	

Таблица К.2 – Коэффициенты запаса прочности бурильных труб

Интервал	Секция	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Масса, т			Коэффициент запаса прочности		
					1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
0-30	ПВ 127х9,19 Р	10,12	127,0	108,6	0,0335	0,339	4,913	2,13	>10	7,92
30-970	ПВ 127х9,19 Р	917,54	127,0	108,6	0,0335	30,71	41,37	2,18	8,37	4,06
970-3224	ПВ 127х9,19 Р	95,7	127,0	108,6	0,0335	8,37	10,60	2,15	>10	6,46
	ПВ 127х9,19 Р	2798	127,0	108,6	0,0335	93,65	115,72	1,50	2,99	1,69
3224-3980	ПВ 102х8,4 М	1000	101,6	84,8	0,0236	23,55	25,57	1,62	7,76	5,08
	ПВ 102х8,4 М	2807	101,6	84,8	0,0236	66,12	101,13	1,50	1,96	1,70

Приложение Л
(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Л.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 кольцевого пространства	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	30	бурение	0,42	0,05	периферийная	3	15	115,5	3,89
Под кондуктор									
30	970	бурение	0,59	0,071	периферийная	5	12	86,7	3,11
Под эксплуатационную колонну									
970	3224	бурение	0,53	0,067	периферийная	3	10	103,7	4,1
Под хвостовик									
3224	3980	бурение	1,37	0,095	периферийная	4	6	80,2	3,55
						2	7		
Отбор керна									
3133	3313	отбор керна	0,35	0,044	периферийная	5	6	114,8	3,39

Таблица Л.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 цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	30	бурение	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	125	30,6	61,2
30	970	бурение	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	100	24,48	48,96
970	3224	бурение	УНБТ-950	1	90	160	220,5	0,85	100	24,48	24,48
3224	3980	бурение	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	80	15,23	15,23
3133	3313	отбор керна	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	85	16,18	16,18

Таблица Л.3 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	30	бурение	100,9	88,2	-	2,7	0,0	10,0
30	1443	бурение	217,4	49,7	97,2	57,2	3,4	10,0
1443	2892	бурение	198,5	69,9	56,5	42,5	22,9	6,7
2892	3705	бурение	290,1	42,7	52,4	91,0	101,2	2,8
3133	3313	отбор керна	144,9	87,5	-	31,4	22,9	3,1

Приложение М
(обязательное)

Параметры, потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица М.1 – Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные										
интервал бурения по стволу, м		коэффициент репрессии	пластовое давление, МПа		глубина по вертикали, м		g, м/с²	тип бурового раствора		
0	30	1,18	0,35		30		9,81	глинистый		
30	970	1,15	10,60		940			полимер-глинистый		
970	3224	1,07	32,26		3045			полимер-глинистый		
3224	3980	1,05	33,24		3081			РУО		
Результаты проектирования										
интервал бурения по стволу, м		плотность, г/см³	СНС₁, дПа	СНС₁₀, дПа	условная вязкость, с	водоотдача, см³/30 мин	рН	сод. песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
0	30	1,18	6-10	12-20	50-80	<12	8-8,5	<2,0	12-20	10-12
30	970	1,16	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	<1,5	40-80	10-18
970	3224	1,14	10-30	20-60	20-35	6-10	8-9	<1,5	40-80	10-18
3224	3980	1,18	15-30	60-100	50-70	<4		<,5	40-125	25-35

Таблица М.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала , м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	4,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						3,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,12
Объем раствора в конце бурения интервала						49,75
Общая потребность бурового раствора на интервале:						53,95
Объем раствора к приготовлению:						53,95
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						24,87
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала , м	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	до					
30	970	940	295,3	323,9	1,3	86,16
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						8,73
Расчетные потери бурового раствора при очистке						68,80
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,82
Объем раствора в конце бурения интервала						131,16
Общая потребность бурового раствора на интервале:						212,51
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						24,87
Объем раствора к приготовлению:						187,64
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						65.58

Окончание таблицы М.2

Отбор керна 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					
970	3313	2343	215,9	228,7	1,25	147,07
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						9,47
Расчетные потери бурового раствора при очистке						83,73
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,31
Объем раствора в конце бурения интервала						299,13
Общая потребность бурового раствора на интервале:						403,64
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						65,58
Объем раствора к приготовлению:						338,06
Хвостовик 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					
3224	3980	756	142,9	168,3	1,2	86,27
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,24
Расчетные потери бурового раствора при очистке						8,96
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						9,47
Объем раствора в конце бурения интервала						177,54
Общая потребность бурового раствора на интервале:						199,22
Объем раствора к приготовлению:						199,22

Таблица М.3 – Результаты расчета потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Потребное количество реагентов									
			направление (0-30 м)		кондуктор (30-970 м)		отбор керна (970-3313 м)		хвостовик (3224- 3980 м)		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	14	1	210	8	263	11	-	-	487	19
M-I GEL SUPREME	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	855	1	10513	11	11269	12	-	-	22636	24
SODA ASH	Связывание ионов кальция и магния	25	14	1	187	7	297	12	-	-	498	20
THINSMART	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	14	1	-	-	-	-	-	-	14	1
DUO-VIS	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	93	4	-	-	-	-	93	4
M-I PAC UL	Регулятор фильтрации	25	-	-	234	9	376	15	-	-	609	24

Окончание таблицы М.3

DUO VIS NS	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	-	-	131	5	-	-	131	5
M-I LUBE	Смазывающая добавка	200	-	-	1051	5	-	-	-	-	1051	5
LUBE-167	Смазывающая добавка	200	-	-	-	-	188	1	-	-	188	1
Дизельное топливо	Углеводородная основа	200	-	-	-	-	-	-	181171	906	181171	906
MEGAMUL	Эмульгатор и смачивающий агент	190	-	-	-	-	-	-	647	4	647	4
ACTIMUL RD	Эмульгатор и смачивающий агент	200	-	-	-	-	-	-	466	3	466	3
Раствор солей CaCl ₂	Активность водной фазы	1000	-	-	-	-	-	-	8800	9	8800	9
VERSATROL	Контроль фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	388	16	388	16
Известь	Щелочность буровых растворов	1000	-	-	-	-	-	-	3882	4	3882	4
VERSAGEL HT	Загуститель	25	-	-	-	-	-	-	2071	83	2071	83
M-I BAR	Утяжелитель	1000	1567	2	19157	20	20283	21	-	-	22381	43
Мраморная крошка	Утяжелитель	1000	-	-	-	-	-	-	98350	98	98350	98

Приложение Н (обязательное)

Схема обвязки цементирующей техники

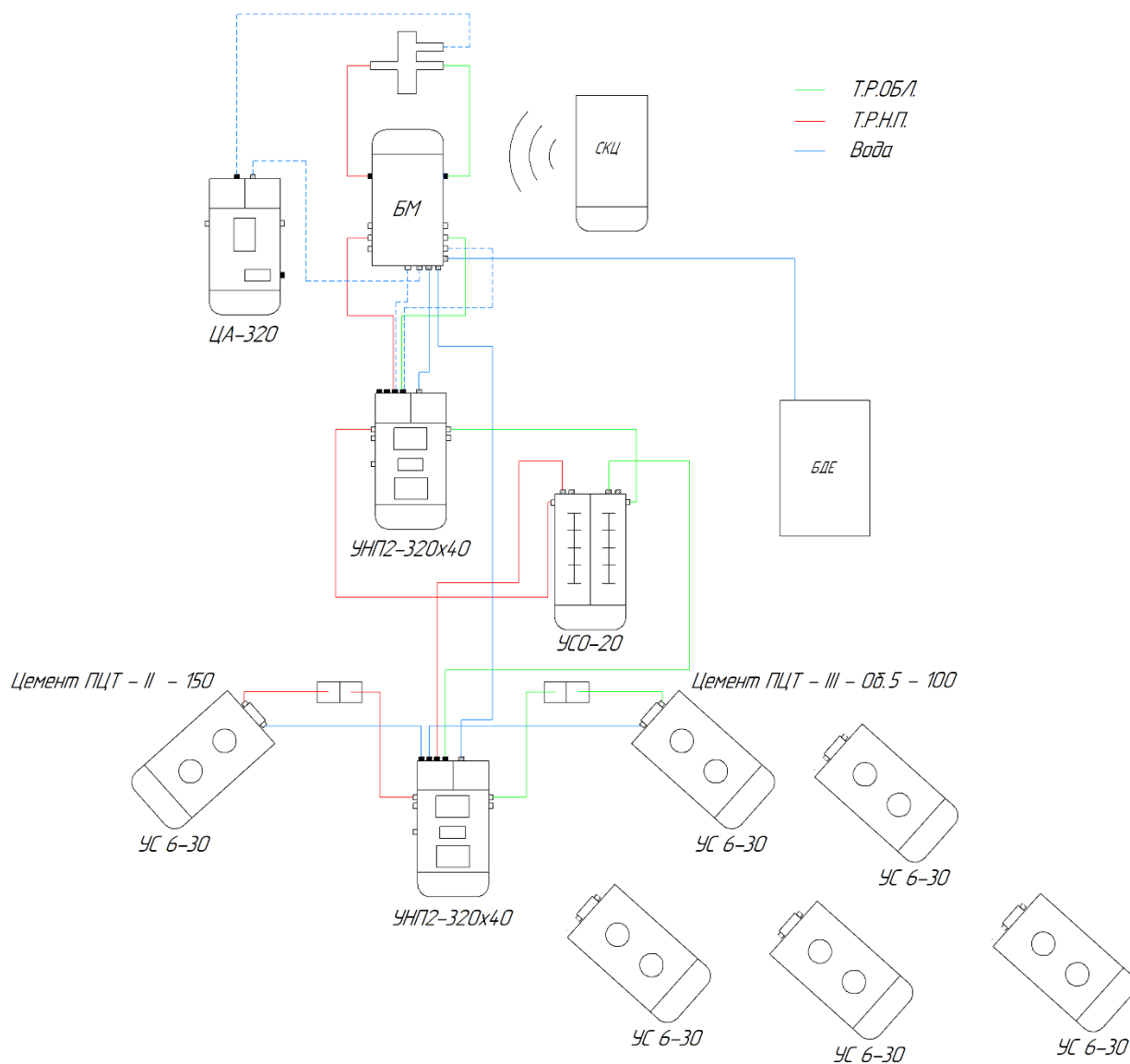


Рисунок Н.1 – Схема обвязки цементирующего оборудования

Приложение П (обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица П.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		
1	2	3	4	5	6
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	20	20	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	30	4	4
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	970	970	1	1
	ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	970	970	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	960	960	1	1
	ПЦ 245/295 «ЗЭРС»	0	30	3	38
		30	970	35	
Эксплуатационная, 168	БКП-168 «БИТ»	3224	3224	1	1
	ПРП-Ц-В 168 «Нефтемаш»	3214	3214	1	1
	ПРП-Ц-Н 168 «Нефтемаш»	3214	3214	1	1
	ЦКОДУ-168 «Нефтемаш»	3214	3214	1	1
	ПЦ 168/216 «ЗЭРС»	0	970	20	95
		970	3224	75	
	ЦТ 168/216 «Нефтемаш»	970	3224	120	120

Окончание таблицы П.1

1	2	3	4	5	6
Хвостовик, 114	БКОК-114 «Нефтемаш»	3980	3980	1	1
	ПРП-Ц-В 114 «Нефтемаш»	3970	3970	1	1
	ЦКОДУ-114 «Нефтемаш»	3970	3970	1	1
	Комплекс МГРП ("ЗЭРС")	3280	3980	(По согласованию с заказчиком)	(По согласованию с заказчиком)
	ЦПЦ 114/143 «Нефтемаш»	3149	3980	82	82
	ЦТ 114/143 «Нефтемаш»	3224	3980	38	38
	ПХГМЦЗ 114/168 ("ЗЭРС")	3149	3149	1	1

Приложение Р (обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Р.1 – Матрица SWOT

	<i>Сильные стороны проекта:</i> S_1 – сокращение сроков строительства скважины; S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы; S_3 – минимальная деформация цементного камня S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования ЭТС S_5 – большая зона дренирования пласта;	<i>Слабые стороны проекта:</i> W_1 – необходимость в квалифицированном персонале; W_2 – высокая стоимость производимых работ; W_3 – сложность прокладки скважины; W_4 – большая материалоемкость; W_5 – относительно большая протяженность горизонтального участка ствола;
<i>Возможности:</i> O_1 – высокий уровень спроса на энергоносители; O_2 – использование современного оборудования; O_3 – обеспечение занятости населения Тюменской области O_4 – ограниченность мировых запасов углеводородных ресурсов; O_5 – создание благоприятных условий для жизнедеятельности буровой бригады;	1 – $S_1O_1O_2$ 2 – $S_2O_1O_2O_3O_4$ 3 – $S_3O_2O_4$ 4 – $S_4S_5O_2$	1 – $W_1O_1O_2O_3O_4$ 2 – $W_2W_4O_2O_4$ 3 – $W_5O_1O_2O_4$
<i>Угрозы:</i> T_1 – угроза загрязнения окружающей среды; T_2 – сложные метеорологические условия; T_3 – сложные геологические условия; T_4 – технологические риски; T_5 – риск техногенных аварий;	1 – $S_1T_1T_4T_5$ 2 – S_5T_5	1 – $W_1T_4T_5$ 2 – $W_3W_5T_1T_4T_5$

Таблица Р.2 – Нормативная карта строительства скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт	Время мех. бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы										1327,00
Подготовительные работы к бурению										110,00
Бурение под направление	БИТ 393,7 В 519 У.30	0	30	4000	0,02	30	0,01	0,5	0,18	0,68
Промывка (ЕНД)										0,03
Наращивание (ЕНД)										0,18
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										22,60
Ремонтные работы (ЕНД)										1,25
Смена вахт (ЕНД)										0,30
Итого:										26,08
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 619 СМ.07	30	970	4000	0,04	940	0,24	31,3	3,32	31,3
Промывка (ЕНД)										0,47
Наращивание (ЕНД)										5,68
Смена долот (ЕНД)										0,23
ПЗР к СПО (ЕНД)										0,44
Сборка и разборка УБТ (ЕНД)										0,47
Установка и вывод УБТ за палец										0,08
Крепление (ЕНД)										61,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)										1
Итого:										111,19

Окончание таблицы Р.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 215,9 ВТ 616 УСМ.382	970	3224	4000	0,06	2254	0,56	132,59	6,23	132,59 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 69,38 7,37 7,18 1,3 226,29
Бурение под хвостовик: Промывка (ЕНД) Наращивание (ЕНД) Смена долот (ЕНД) ПЗР к СПО (ЕНД) Сборка и разборка УБТ (ЕНД) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНД) ПГИ (ЕНД) Ремонтные работы (ЕНД) Смена вахт (ЕНД) Итого:	БИТ 142,9 ВТ 613 УСМ.382	3224	3980	3500	0,08	756	0,22	75,6	8,82	75,6 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 215,09
Испытание скважины на продуктивность										255

Таблица Р.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты, зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут.	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	175,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут.	138,19	-	-	0,04	5,53	1,37	189,32	2,44	337,18	6,59	910,67
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	2,35	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	14,4	-	-	0,04	0,58	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,24	-	4,06	-	7,29	-	19,67
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	4	1011,44	0,04	10,11	1,37	346,42	2,44	616,98	6,59	1666,35
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут.	1317	4	5732	0,04	52,68	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	378,35	4	615	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	112,12	4	77,84	-	-	1,37	126,94	2,44	226,09	6,59	610,63
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25%	сут.	240,95	-	-	-	-	1,37	330,10	2,44	587,92	6,59	1587,86
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,37	10,33	2,44	18,40	6,59	49,69
Плата за подключенную мощность	кВт/сут.	149,48	4	516,6	0,04	5,98	1,37	204,79	2,44	364,73	6,59	985,07
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	кВт/сут.	107,93	-	175,6	0,04	4,32	1,37	147,86	2,44	263,35	6,59	711,26
Эксплуатация трактора	кВт/сут.	33,92	4	135,68	0,04	1,37	1,37	46,47	2,44	82,76	6,59	223,53
Автомобильный спецтранспорт	сут.	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,37	137,55	2,44	244,98	6,59	661,64
Амортизация кухни-столовой	сут.	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,37	7,58	2,44	13,49	6,59	36,84
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,37	231,93	2,44	413,07	6,59	1115,6

Окончание таблицы Р.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	0,2	105,56	7,00	527,80	54,00	4071,60	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,02	17,50	0,9	787,68	0,27	236,30	-	-
Сода кальцинированная	т	183,3	-	-	0,015	2,75	0,09	16,50	5,40	989,82	-	-
ПАА	т	215,6	-	-	0,016	3,45	0,08	17,25	3,3	711,48	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	0,2	196,60	1	983	-	-	-	-
ФХЛС	т	586,1	-	-	-	-	-	-	9	5274,9	-	-
NaCl	т	200	-	-	-	-	-	-	60	12000	-	-
Барит	т	270	-	-	7,94	2143,8	35,4	9558	21,60	171,50	-	-
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	2,40	2529,84	-	-
Мраморная крошка (фракции 150)	т	198,6	-	-	-	-	-	-	-	-	60,9	9495,50
Полиаминированная жирная кислота	т	1054,1	-	-	-	-	-	-	-	-	7,64	8053,3
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	6	2,10	12,0	4,20
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	10,6	176,8	18,0	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.			10059,56		3123,75		17095,45		36615,44		39070,73
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 В 519 У.30	шт.	2686,4	-	-	0,1	268,64	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 ВТ 619 СМ.07	шт.	4910,6	-	-	-	-	0,24	1178,5	-	-	-	-
БИТ 215,9 ВТ 616 УСМ.382	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	0,29	1517,87	-	-
БИТ 142,9 ВТ 613 УСМ.382	шт.	6345,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3685,95
К-295,3 МС	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1КС-215,9 СТ	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
5КС-139,7 СТ	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	265,56
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	5,14	28,15	30,14	147,99	24,84	121,97	62,8	308,35
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт								1268				
Итого по затратам, зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.			0		303,4		1481,87		1784,12		4266,47
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.			10059,56		3427,15		18577,56		38399,56		43337,17
Всего по сметному расчету, руб								113801,00				

Таблица Р.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
			количес тво	сумма	количес тво	сумма	количес тво	сумма	количес тво	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут.	129,15	0,94	121,40	2,56	330,63	2,90	374,54	3,96	511,44
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	36,42	-	99,19	-	112,36	-	153,43
Оплата труда слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	0,94	9,35	2,56	25,47	2,90	28,86	3,96	39,41
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	2,81	-	7,64	-	8,66	-	11,82
Содержание полевой лаборатории в эксплуатационном бурении	сут.	7,54	0,94	7,09	2,56	19,31	2,90	20,36	-	29,86
Содержание бурового оборудования	сут.	252,86	0,94	237,69	2,56	647,33	2,90	733,30	3,96	1001,33
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины	сут.	1433	0,94	1347,02	2,56	3668,48	2,90	4155,70	3,96	5674,68
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут.	419,4	0,94	394,24	2,56	1073,66	2,90	1216,26	3,96	1660,83
Плата за подключенную мощность	сут.	149,48	0,94	140,51	2,56	382,67	2,90	433,49	3,96	591,94
Плата за эл/э при двухставочном тарифе	сут.	107,93	0,94	101,46	2,56	276,30	2,90	313,00	3,96	427,41
Эксплуатация трактора	сут.	33,92	0,94	31,89	2,56	86,84	2,90	98,37	3,96	134,33
Эксплуатация бульдозера	сут.	18,4	0,94	17,30	2,56	47,11	2,90	53,36	3,96	72,87
Автомобильный спецтранспорт до 250 км	сут.	100,4	0,94	94,38	2,56	257,03	2,90	291,16	3,96	397,59
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут.	169,29	0,94	159,13	2,56	433,38	2,90	490,94	3,96	670,19
Башмак колонный БКМ-324	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-168	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКОК-114	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ЦПЦ-324/394	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
Центратор ПЦ 245/295	шт.	25,4	-	-	33	838,2	-	-	-	-
Центратор ПЦ 168/216	шт.	18,7	-	-	-	-	11	205,7	-	-
Центратор ЦПЦ 114/143	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Окончание таблицы Р.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДМ-324	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-145	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-168	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
ЦКОДУ-114	шт.	99,0	-	-	-	-	-	-	1	99,0
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-168	шт.	45,12	-	-	-	-	1	45,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-114	шт.	39,15	-	-	-	-	-	-	1	39,15
Головка цементируочная ГЦУ-324	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-168	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7032,7		11726,75		11642,95		12388,23	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х8,5	м	48,26	30	1447,80	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 244х7,9	м	37,21	-	-	940	34977,40	-	-	-	-
Обсадные трубы 168х10,6	м	28,53	-	-	-	-	2254	64306,62	-	-
Обсадные трубы 114х6,4	м	19,64	-	-	-	-	-	-	756	14847,84
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-150	т	28,68	-	-	-	-	5,68	162,04	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(5)-100	т	19,84	-	-	-	-	45,13	895,38	27,3	541,63
Заливка колонны	агр/оп	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99	1	145,99
Затворение цемента	т	6,01	7,3	43,87	106,75	641,57	81,34	488,85	33,1	198,93
Работа ЦСМ	ч	36,4	0,34	12,38	4,15	151,06	4,46	162,34	2,40	87,36
Опрессовка колонны	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа СКЦ	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Дежурство ЦА-320	ч	15,49	10	154,9	16	247,84	16	247,84	24	371,76
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	4,2	78,79	53,6	1005,54	75,2	1410,75	110,85	2079,55
Транспортировка вахт	1268									
Итого затрат, зависящих от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб.		2167,25		40122,16		67988,00		18607,6	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		9199,95		51848,91		79630,95		30995,83	
Всего по сметному расчету	руб.		171675,6							

Таблица Р.5 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	18 043 705
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 824 061
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	524 201
	Итого по главе 1	93 656	21 391 967
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	40 655 610
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 592 682
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 176 041
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	382 358
	Итого по главе 2	204 924	46 806 691
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	113 801	25 993 286
3.2	Крепление скважины	171 676	39 212 515
	Итого по главе 3	285 477	65 205 802
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 206 191
4.2	Консервация скважины	6 872	1 569 634
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 845 553
	Итого по главе 4	28 989	6 621 377
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	34 591	7 900 990
	Итого по главе 5	34 591	7 900 990
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время; 5,4% от глав 1 и 2	16 123	3 682 654
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	272 722
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 991 630
	Итого по главе 6	47 927	10 947 006
	ИТОГО прямых затрат	695 564	158 873 833
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	173 891	39 718 458
	Итого по главе 7	173 891	39 718 458

Продолжение таблицы Р.5

8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	69 556	15 887 383
	Итого по главе 8	69 556	15 887 383
	ИТОГО по главам 1-8	939 012	214 479 674
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	230 058	52 547 520
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	41 317	9 437 106
9.3	Северные надбавки; 2,98%	27983	6 391 494
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Авиатранспорт	-	3 975 000
9.6	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.7	Бурение скважин на воду	-	870 000
9.8	Перевозка вахт до г. Томск	-	112 000
9.9	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого по главе 9	299 357	87 694 420
	ИТОГО по главам 1-9	1 238 369	302 174 094
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	1 878	428 959
	Итого по главе 10	1 878	428 959
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	62 012	11 155 153
	Итого по главе 11	62 012	11 155 153
	ИТОГО	1 302 259	313 758 206
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ		313 758 206
	НДС, 20%		62 751 641
	ВСЕГО с учетом НДС		376 509 847

Таблица Р.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения

Таблица 16. Расчет эффективности внедрения технологии бурения			
№ п/п	Показатель	Бурение с хвостовиком	Бурение с комбинированной эксплуатационной колонной
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	ГЗД	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3081	
4	Интервал по стволу, м	970-3980	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	3010	
6	Количество долблений	0,78	3010/4000 = 0,75
7	Время бурение интервала, ч	208,2	0,08*3010 = 240,8
8	Время бурения с учетом СПО, ч	223,2	240,8+12,3=250,1
9	Время крепления интервала, ч	164,2	134,2
10	Экономия времени, ч	3,1	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	10 228 140	11 460 833
13	Эксплуатационные затраты на крепление, руб.	7 524 465	6 149 715
14	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	142 057	
15	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	47,2	
16	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{17\,610\,548}{17\,752\,605} = 0,99$	

Приложение С (обязательное)

Производственная безопасность

Таблица С.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель.	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель. 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и производственными отходами.	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники; 2. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Засорение почвы.	Вывоз и захоронение
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой.
	Оставление недорубов, захламление лесосек.	Оборудование пожароопасных объектов, использование вырубленной древесины.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, отстойников.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.

Окончание таблицы С.1

1	2	3
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж пробуренных скважин.
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологический, гидрогеохимический и инженерно- геологический мониторинг в скважинах.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок; Выбросы вредных веществ при работе котельных и передвижных электростанций.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.