

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 (ПЛАСТ БС₁₆₋₂₂) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

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

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Айдушев Владислав Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

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	-		

Томск – 2019 г.

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	Айдушеву Владиславу Олеговичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт БС ₁₆₋₂₂) на нефтяном месторождении (Тюменская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер):	№ 1020/с от 08.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геолого-технические условия бурения наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении (Тюменская область)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- Обоснование конструкции скважины (обоснование и расчёт профиля и конструкции скважины, конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубин их спуска, выбор интервалов цементирования, расчёт диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины). - Углубление скважины (выбор способа бурения и породоразрушающего инструмента, расчёт осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород и частоты вращения долота, выбор и обоснование типа

	забойного двигателя, выбор компоновки буровой колонны, обоснование типов и компонентов состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины). - Проектирование процессов заканчивания скважины (расчёт обсадных колонн, наружных и внутренних избыточных давлений, конструирование обсадной колонны по длине, расчёт процесса цементирования скважины и выбор способа цементирования обсадных колонн, расчёт объема тампонажной смеси и количества составных компонентов, обоснование типа и расчёт объема буферной и продавочной жидкостей, выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования, выбор технической оснастки обсадных колонн и проектирование процессов испытания и освоения скважины). - Выбор буровой установки - Анализ проведения ловильных работ в бурении
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кашук 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 / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Айдушев Владислав Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Айдушеву Владиславу Олеговичу

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 фонды – 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 экономического эффекта внедрения матричных PDC долот.
Перечень графического материала	
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	Айдушев Владислав Олегович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Айдушеву Владислав Олеговичу

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 объект исследования и области его применения	Объект исследования: буровая вышка предназначенная для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком (пласт БС ₁₆₋₂₂) на нефтяном месторождении (Тюменская область).
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства; 1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).
2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия; 2.2. Анализ выявленных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.	Вредные факторы: - неудовлетворительные показатели микроклимата на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - насекомые и животные. Опасные факторы: - движущиеся машины и механизмы - электрический ток; - работа на высоте; - пожаро-взрывоопасность. Необходимые средства защиты от вредных и опасных факторов.
3. Экологическая безопасность Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду и обоснование решений по обеспечению экологической безопасности.	Бурение скважины влияет: - на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - на гидросферу (сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); - на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород);
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1. Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин; 4.2. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	Возможные ЧС на объекте: - техногенного характера – (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера – (лесные пожары); Превентивные меры по предупреждению наиболее типичной ЧС (ГНВП) и мероприятия по ликвидации её последствий.

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	Айдушев Владислав Олегович		

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:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	1. Геологическая и технологическая части	65
01.05.2019	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	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Башкиров Иван Александрович	-		

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа (ВКР) состоит из 70 страниц, 26 таблиц, 15 рисунков, 48 литературных источников, 17 приложений.

Ключевые слова: бурение, строительство скважины, проектирование, буровое долото, профиль скважины, горизонтальный участок ствола, отход, ловильные работы, нефть.

Объектом ВКР является эксплуатационная скважина нефтяного месторождения Тюменской области.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 2673 метра.

В результате выполнения работы были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 2673 метра.

В специальной части проекта проведен анализ проведения ловильных работ при бурении скважин и составлен план-алгоритм их осуществления.

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

Все технологические решения для строительства скважины приняты с учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

горизонтальная скважина: Скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале, превышающем мощность пласта не менее чем вдвое.

хвостовик: Потайная обсадная колонна, не доходящая до устья скважины.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ДРУ – двигатель с регулятором угла;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПАЦ – полианионная целлюлоза;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ШМУ – шламометаллоуловитель

Оглавление

Введение.....	13
1 Общая и геологическая часть.....	14
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	14
1.2 Геологические условия бурения.....	14
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	14
1.4 Зоны возможных осложнений	14
2 Технологическая часть	15
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	15
2.2 Обоснование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	17
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	18
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	19
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.1.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	22
2.1.2 Расчет частоты вращения долота	23
2.1.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.1.4 Выбор компоновки бурильной колонны	25
2.1.5 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	26
2.1.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	27
2.1.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины	29

2.1.8	Технические средства и режимы бурения при отборе керна	29
2.2	Проектирование процессов заканчивания скважин	29
2.2.1	Расчет обсадных колонн.....	29
2.2.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	30
2.2.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	32
2.2.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.2.2	Расчет процесса цементирования скважин	34
2.2.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	34
2.2.2.2	Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	34
2.2.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей.....	35
2.2.2.4	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	36
2.2.3	Выбор технической оснастки обсадных колонн.....	36
2.2.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	37
2.2.4.1	Выбор жидкости глушения	37
2.2.4.2	Выбор пластоиспытателя	37
2.2.4.3	Освоение скважины	37
2.3	Выбор буровой установки.....	38
3	Специальная часть.....	39
3.1	Анализ проведения ловильных работ в бурении.....	39
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	52
4.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	52
4.1.1	Потенциальные потребители проекта.....	52
4.1.2	SWOT-анализ.....	52
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	53
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины .	53
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения	55

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ	55
4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины....	56
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии	58
5 Социальная ответственность	59
5.1 Производственная безопасность	60
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	61
5.3 Экологическая безопасность.....	64
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	67
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	68
Заключение	70
Список литературы	71
Приложение А	75
Приложение Б	76
Приложение В.....	82
Приложения Г	84
Приложение Д.....	86
Приложение Е	87
Приложение Ж.....	88
Приложение К.....	89
Приложение Л.....	95
Приложение М.....	100
Приложение Н	102
Приложение П	103
Приложение Р	104
Приложение С.....	105
Приложение Т	106
Приложение У	116
Приложение Ф	117

Введение

В настоящее время нефть и газ являются одними из важнейших природных ресурсов мира. Они применяются в качестве источников энергии, а также в качестве сырья для продуктов различных отраслей промышленности. Также сейчас невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли, так как доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляют весомую часть бюджета нашей страны.

Ключевой процесс нефтегазовой отрасли – это нефтедобыча, в понятие которой входят геологоразведочные работы, бурение и освоение скважин, их эксплуатация, ремонт и другие работы. Однако в связи с истощением большинства эксплуатируемых месторождений актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одной из самых важных, определяющих экономическую эффективность нефтедобычи, промежуточных задач является качественно построенная скважина. Для ее строительства необходимы грамотная обоснованность выбора объекта, технико-технологические мероприятия и совершенствование вскрытия пласта с целью сохранения максимально возможного дебита, предупреждение осложнений и аварий, автоматизация трудоемких работ, применение современного оборудования.

В рамках данной выпускной квалификационной работы представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтяном месторождении в заданных геологических условиях.

В специальной части ВКР рассматривается алгоритм проведения ловильных работ в различных ситуациях в процессе бурения скважины.

1 Общая и 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.

В таблице Б.3 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице Б.4.

1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в приложении В.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице Г.1 приложения Г.

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектный профиль скважины должен отвечать нескольким требованиям, в числе которых: выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве; вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее; максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти; максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта; оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.

Согласно техническому заданию на бурение скважины: отход точки вскрытия продуктивного пласта от горизонтали – 1500 м, длина горизонтального участка – 600 м, установка ГНО, 5-ти интервальный профиль скважины. Использование ГНО накладывает определенные ограничения на профиль скважины, а именно: в зоне установки ГНО зенитный угол не должен превышать 60 градусов; для создания депрессии на пласт ГНО необходимо спускать в интервал стабилизации угла на минимально установленную длину ствола от кровли пласта.

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

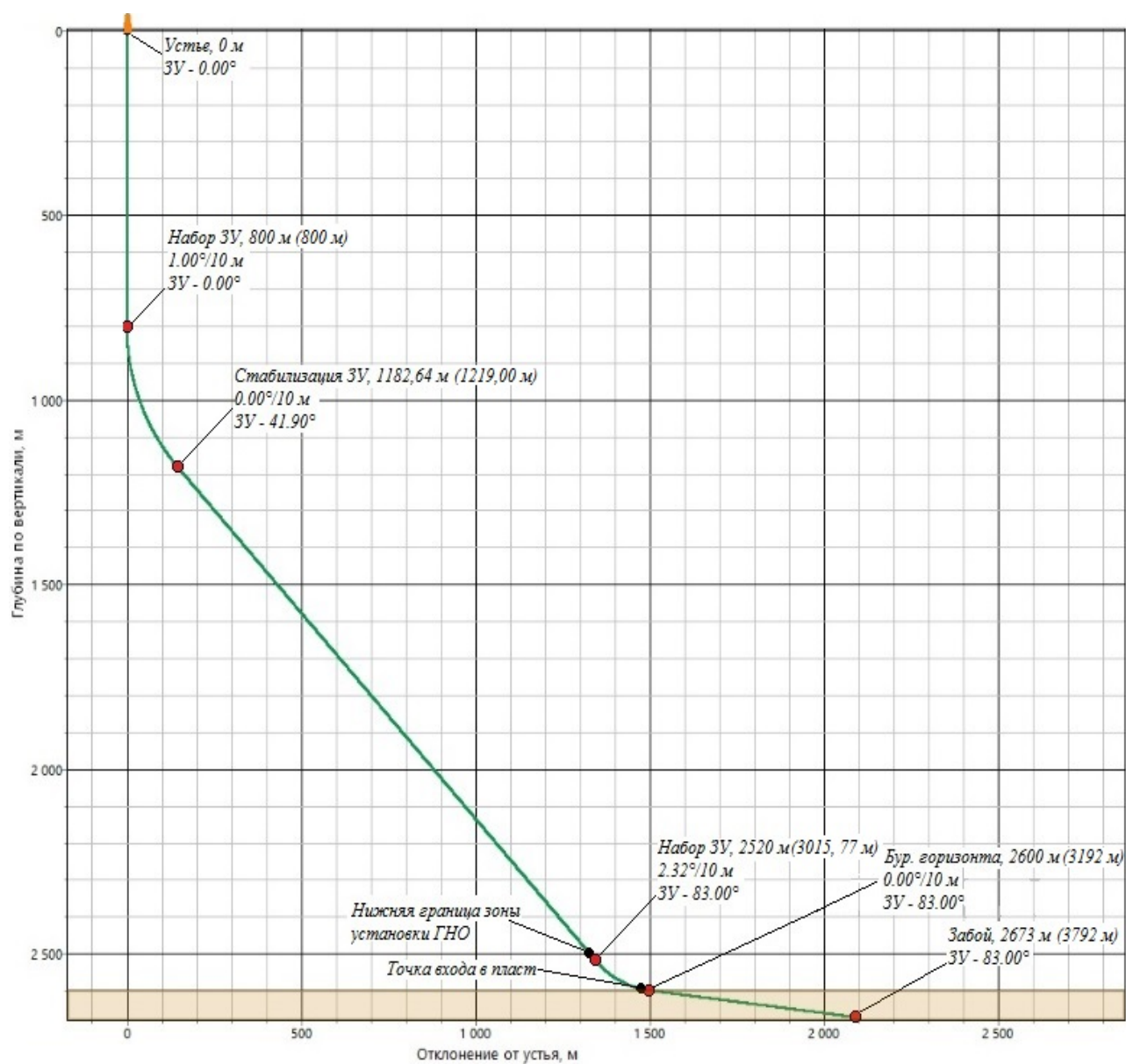


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также различными условиями. Далее проведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из технического задания, в котором запланировано освоение скважины путём многостадийного гидроразрыва пласта, а также из того, что коллектор поровый с однородным градиентом давления, высокопроницаемый, литологически однородный, то проектируется конструкция забоя открытого типа с фильтром-хвостовиком диаметром 127мм.

Для предотвращения выноса песка выбирается фильтр скважинный проволочно-щелевой с гравийной набивкой ФСПЩГН.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

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

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

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Спуск направления будет осуществляться в интервале 0-90 м. Из условия перекрытия четвертичных отложений на 10 м ниже их окончания.

Глубины спуска кондуктора рассчитывается исходя из условия недопущения гидроразрыва горных пород под его башмаком при закрытии

устья скважины в случае флюидопроявления таким образом, чтобы коэффициент запаса по давлению был в интервале 1,08–1,1.

Помимо этого глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение ещё нескольких условий: перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза; разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора; установку на устье противовыбросового оборудования; при наличии несовместимых интервалов возможность их разделения. Глубина спуска кондуктора принята 800 м, на случай, если при бурении под эксплуатационную колонну будет вскрыт пласт БС₁₆₋₂₂, несмотря на то, что по проекту данный пласт не должен быть вскрыт. Спуск кондуктора будет осуществляться на интервале 0-800 м. Расчёты по глубине спуска кондуктора представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Расчёт глубины спуска кондуктора

Имя пласта	К ₁ БС ₆	К ₁ БС ₈	К ₁ БС ₉	К ₁ БС ₁₆₋₂₂
L _{кр}	2370	2404	2570	2600
Г _{пл}	0,100	0,102	0,099	0,106
Г _{грп}	0,19	0,19	0,19	0,19
ρ _н	763	797	810	742
Расчетные значения				
Пластовое давление	237	245,208	254,43	275,6
L _{конд min}	560	560	500	800
Запас	1,08	1,09	1,10	1,09
Принимаемая глубина	800			

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2590 м (3192 м).

Глубина спуска хвостовика выбрана 2673 м (3792 м), что предполагает пересечение продуктивного пласта от кровли до подошвы, с целью максимального нефтеизвлечения.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14]:

Так как скважина нефтяная кондуктор и направление цементируются на всю длину, а эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака кондуктора на 150 м. Фильтр-хвостовик не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчёт диаметров скважин и обсадных колонн осуществляется методом «снизу вверх» исходя из заданного техническим заданием диаметра хвостовика (127 мм).

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины. Запроектированные данные конструкции скважины представлены в таблице 2. Конструкция скважины представлена на рисунке Ж.1 приложения Ж.

Таблица 2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, м
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	90	90	90	90	0-90	0-90	323,9	393,7
Кондуктор	800	800	800	800	0-800	0-800	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2590	2590	3192	3192	650-2590	650-3192	177,8	215,9
Хвостовик	2673	2673	3792	3792	-	-	127	155,6

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ и величину давления опрессовки колонны $P_{\text{оп}}$.

Расчёт давления опрессовки основан на максимальном давлении на устье при флюидопроявлении $P_{\text{му}}$. Так как в разрезе присутствуют нескольких

нефтеносных пластов, то за $P_{\text{му}}$ берётся наибольшее из полученных значений, соответствующее целевому продуктивному пласту. Результаты расчётов давления опрессовки приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчет давления опрессовки колонны

Наименование параметра	Нефтеносный пласт			
	K_1BC_6	K_1BC_8	K_1BC_9	K_1BC_{16-22}
Глубина залегания кровли пласта, м	2370	2404	2426	2600
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	24	24,82	25,74	27,86
Плотность нефти, кг/м ³	763	797	810	742
Давление насыщения попутного газа, МПа	10,8	9,4	7,5	7,4
Относительная плотность газа по воздуху	0,986	0,999	0,955	1,122
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	10,17	9,00	7,41	7,58
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	11,19	9,90	8,15	8,33
Давление опрессовки колонны, МПа	12,31	10,89	8,96	9,17

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 244,5 мм и эксплуатационная колонна диаметром 177,8 мм.

Для обвязки проектируемой скважины выберем колонную головку с муфтовой подвеской ОК01-14-178х245

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему.

Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-280/80х21 К1. Исполнение К1 применяется для среды с объемным содержанием CO₂ и H₂S до 6%

2.3 Углубление скважины

Технология строительства скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также

различными условиями. Далее приведен расчет и обоснование технологических параметров строительства скважины.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производится с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Для бурения направления и кондуктора используется роторный способ бурения, т.к. колонны на этих интервалах имеют сравнительно небольшой вес и можно поддерживать высокие скорости вращения ротора, следовательно, и механическую скорость бурения.

Применение винтового забойного двигателя целесообразно при бурении последующих интервалов и обусловлено предотвращением повышенного износа бурильных труб и бурильных замков при прохождении участков искривления при повышенных частотах вращения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал	Обсадная колонна	Способ бурения
0-90	направление	роторный
90-800	кондуктор	роторный
800-2590	эксплуатационная колонна	роторный с применением ВЗД
2590-2673	хвостовик	

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

В соответствии с данными физико-механических свойств горных пород, породы геологического разреза запроектированной скважины можно разбить на 2 пачки по буримости:

Мягкие абразивные (0–800 м);

Средние абразивные (800–2732 м);

На основании запроектированных диаметров долот под каждую колонну и выделенных пачек по буримости, можно выбрать долота какого-либо

производителя. Для строительства проектируемой скважины выбраны четыре долота PDC. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-90	90-800	800-2590	2590-2673
Шифр долота		БИТ 393,7 В 419 У	БИТ 295,3 В 619 У	БИТ 220,7 ВТ 613 У	БИТ 155,6 ВТ 613 У
Тип долота		PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		МЗ	МЗ	СЗ	СЗ
Присоединительная резьба	3- 171	3-171	3-152	3-117	3-88
	6 5/8 REG	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	3 1/2 Reg
Длина, м		0,455	0,39	0,383	0,25
Масса, кг		176	80	47	15,5
G, т	Рекомендуемая	5-12	2-10	2-10	2-8
	Предельная	12	12	12	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-440	60-400	60-200
	Предельная	400	440	400	200

Для бурения интервала под направление проектируется четырехлопастное долото PDC диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную скорость проходки в мягких и средних малоабразивных породах (которыми сложен данный интервал). Для бурения последующих интервалов аналогично проектируются долота PDC в целях обеспечения максимальных скоростей бурения и минимальной вероятности спуско-подъемных операций, связанных с заменой долота.

2.1.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Правильно подобранная осевая нагрузка способствует росту скорости проходки, которая может изменяться в зависимости от крепости и других характеристик проходимых пород. Однако превышение нагрузки может привести к неэффективному взаимодействию вооружения с породой, дополнительному трению и износу вооружения, повышенному перепаду давления на двигателе. Оптимальное значение осевой нагрузки подбирается исходя из условия объемного разрушения пород на забое скважины,

статистического анализа отработанных долот в аналогичных геолого-технических условиях и исходя из максимально допустимого значения, составляющего 80% от указанной в паспорте, предельной $G_{пред}$.

Наиболее эффективное разрушение породы на забое происходит в том случае, когда осевая нагрузка обеспечивает на контакте долота с породой, напряжение, превышающие твердость горной породы. Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки, исходя из известной методики расчета, приведенной в методическом материале. Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-800	800-2590	2590-2673
Исходные данные				
D_d , см	39,37	29,53	21,59	15,56
$G_{пред}$, кН	117,7	117,7	117,7	98,1
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, кН	94,2	94,2	94,2	78,5
$G_{проект}$, кН	70	70	85	65

Для бурения интервала под направление нагрузка составляет вес инструмента, так как создать требуемую нагрузку на начальной стадии не представляется возможным. При этом колонну нельзя полностью разгружать, чтобы предотвратить отклонение ствола скважины от вертикального положения. Для кондуктора выбрана нагрузка с учётом того, что интервал сложен мягкими породами и при большой нагрузке возможны проблемы с очисткой забоя, а также как и на направлении при большой нагрузке возможны отклонения от вертикальной траектории. На интервалах бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик выбраны нагрузки близкие к максимальным, так горные породы на данных интервалах средней твердости.

2.1.2 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике,

обеспечивающие требуемую скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Для безопорных PDC долот расчёт частоты вращения производится только из условия создания необходимой линейной скорости на периферии n_1 , которая напрямую зависит от диаметра используемого долота и косвенно – от твердости пород. Результаты расчета частоты вращения долот приведены таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал		0-90	90-800	800-2590	2590-2673
Исходные данные					
V_d , м/с		1,2	1,2	1,2	1,2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
	мм	393,7	295,3	215,9	155,6
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		58	78	106	147
n_2 , об/мин		-	-	-	-
n_3 , об/мин		-	-	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		58	78	106	147

Расчет частоты вращения долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой и максимально допустимой частоты вращения долота n_3 по стойкости опоры не производится. Проектируемая частота вращения $n_{\text{проект}}$ приравнивается значению n_1 .

2.1.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 0–90 метров (интервал бурения под направление) и интервала 90–800 метров (интервал бурения под кондуктор) использование забойного двигателя нецелесообразно, поэтому выбирается роторный способ бурения.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну (800–2590 м) проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-172.9/10.23 с регулируемым переводником угла перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 2590–2673 метров проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ-127.9/10.23 с регулируемым переводником угла перекоса. Позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, а также высокую частоту вращения, что актуально при разрушении средних горных пород.

Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 8.

Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 8 – Запроектированные параметры забойных двигателей

Интервал		800-2590	2590-2673
Исходные данные			
D _д	м	0,2159	0,1556
	мм	215,9	155,6
G _{ос} , кН		80	50
Q, Н*м/кН		1,5	1,5
Результаты проектирования			
D _{зд} , мм		172	125
M _р , Н*м		2300	1088
M _о , Н*м		108,0	77,8
M _{уд} , Н*м/кН		27,4	20,2

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-172.9/10.23	800-2590	172,9	5,55	815	25-35	82-115	364-484	39-54
ДРУ-127.9/10.23	2590-2673	127,9	4,7	409	10-20	54-214	25-100	6-22

2.1.4 Выбор компоновки бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на

растяжение, сжатие. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Буровое оборудование по интервалам бурения представлено в таблице К.1 приложения К. Коэффициенты запаса прочности бурильных труб приведены в таблице К.2. Спроектированные КНБК по интервалам бурения приведены в таблице К.3 приложения К.

2.1.5 Расчет требуемых расходов бурового раствора

Расход промывочной жидкости проектируется исходя из условий достаточной эффективной очистки забоя скважины (Q_1), обеспечения выноса шлама на поверхность (Q_2), предотвращения прихватов (Q_4), создания необходимой скорости истечения из насадок долота (Q_5). В то же время, нельзя допустить размыв стенок скважин (Q_3). На основании перечисленных условий, проектируется область допустимого расхода раствора и проектируются оптимальные значения под каждый интервал. Исходные данные для расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 10. Результаты расчетов расходов бурового раствора по интервалам бурения представлены в таблице 11.

Таблица 10 – Исходные данные для проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-800	800 - 2590	2590-2673
Исходные данные				
$D_{дл}$, м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1556
K	0,6	0,55	0,45	0,45
$S_{ЗАБ}$, м ²	0,122	0,068	0,0366	0,019
K_k	1,3	1,29	1,3	1,3
S_{max}	0,144	0,075	0,033	0,011
S_{min}	0,132	0,043	0,023	0,010
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12	0,12
$V_{м2}$, м/с	0,0097	0,0097	0,0097	0,0097
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,178	0,240	0,172	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0191	0,0127	0,0064	0,0056
n	3	5	6	4
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,1	1,07	1,111
ρ_n , г/см ³	1,7	1,85	2,16	2,3

Таблица 11 – Проектирование расходов бурового раствора и их допустимых областей по интервалам бурения

Интервал	0-90	90-800	800 - 2590	2590-2673
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	73,2	37,4	16,5	8,5
Q_2 , л/с	57,0	36,0	23,3	12,3
Q_3 , л/с	171,6	55,9	34,5	15,0
Q_4 , л/с	72,0	37,5	16,5	5,5
Q_5 , л/с	33,7	37,4	22,6	13,2
Q_6 , л/с	-	-	30	15
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	70-170	40-55	25-30	13-15
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , л/с	75	50	25	13

Каждый из выбранных расходов для каждого интервала обеспечивает эффективную очистку забоя и вынос шлама на поверхность, а также способствует предотвращению прихватов и создаёт необходимую скорость истечения из насадок долота, при этом не превышают расход, при котором будет происходить размыв стенок скважины. Также на интервалах 800-2590 и 2590-2673 запроектированный расход обеспечивает работу ВЗД.

2.1.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

Кондуктор. Бурение интервала под кондуктор осуществляется преимущественно в глинах, также в данном интервале возможны следующие осложнения: прихваты, осыпи и обвалы стенок скважины. Для борьбы с осложнениями проектируется инкапсулированный полимерный буровой раствор. Его применение позволит избежать набухания глин. Также для ликвидации поглощений на данном интервале запроектируем использование различных наполнителей, такие как разноразмерная резиновая крошка (дробленая вулканизированная резина), и сломель (порошкообразный материал, измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика).

Эксплуатационная колонна. Данный интервал представлен преимущественно слабосцементированными породами, также возможны осыпи и обвалы стенок скважины. Для бурения интервала также применяется инкапсулированный полимерный буровой раствор. Основная причина такого решения заключается в осложнениях на данном интервале. Возникающее осложнение – сужение ствола скважины, одной из причин которого является разбухание глинистых пород. Также для ликвидации поглощений на данном интервале запроектируем использование различных наполнителей. Разноразмерная резиновая крошка (дробленая вулканизированная резина), сломель (порошкообразный материал, измельченный лист декоративного бумажно-слоистого пластика).

Хвостовик. Для бурения данного интервала будет использоваться хлоркалийевый биополимерный раствор. Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения

Интервал по стволу, м		Название бурового раствора, компонентный состав
от (верх)	до (низ)	
0	90	Бентонитовый. Вода пресная, натр едкий (каустик), глинопорошок, сода кальцинированная, LAMSPERSE 300, барит.
90	800	Полимерный (инкапсулированный). Вода пресная, натр едкий (каустик), сода кальцинированная, ПАВ ALBISOL DM, BIOLAM XG, LAMPAC CHR, LAMPAC CHL, RHEOMATE, ПАВ ALBISOL AT, барит.
800	3192	Полимерный (инкапсулированный). Вода пресная, натр едкий (каустик), сода кальцинированная, ПАВ ALBISOL DM, BIOLAM XG, LAMPAC CHR, LAMPAC CHL, RHEOMATE, ПАВ ALBISOL AT, барит.
3192	3792	KCL (биополимерный) раствор. Вода пресная, натр едкий (каустик), сода кальцинированная, BIOLAM XG, AMIROL, ПАВ ALBISOL AT, калий хлористый, бактерицид CARBOSAN EF, пеногаситель DEFOMEX, универсальный мраморный состав (УМС).

Запроектированные параметры буровых растворов, результаты расчета потребного объема бурового раствора и потребного количества химических реагентов по интервалам бурения представлены в таблицах Л.1, Л.2, Л.3 приложения Л соответственно.

2.1.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважины «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах М.1, М.2, М.3 приложения М соответственно.

2.1.8 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна не предусмотрен техническим заданием.

2.2 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].

2.2.1 Расчет обсадных колонн

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

Исходные данные для расчета представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Исходные данные для расчета обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости, кг/м^3	1000	Плотность буферной жидкости, кг/м^3	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора, кг/м^3	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м^3	1850
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	650	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	300
Высота цементного стакана, м	10	Глубина скважины, м	2590

2.2.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении для эксплуатационной колонны представлена на рисунке 2. Расчеты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]. Результаты расчета наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 14.

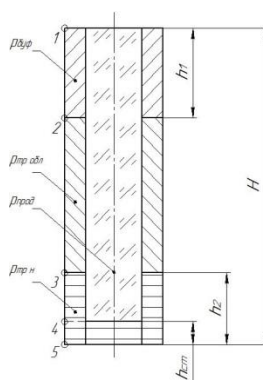


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Таблица 14 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	650	2290	2580	2590
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,64	7,07	9,49	9,49

Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины представлена на рисунке 3. Расчеты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]. Результаты расчета наружных избыточных давлений для данного случая, соответствующего концу эксплуатации скважины, представлены в таблице 15.

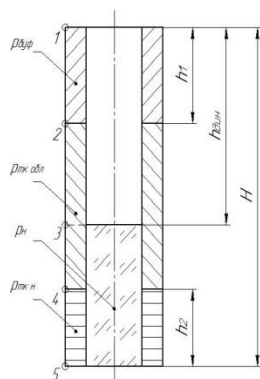


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

Таблица 15 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации скважины

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	650	1782	2290	2590
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,01	18,67	20,36	21,35

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 4.

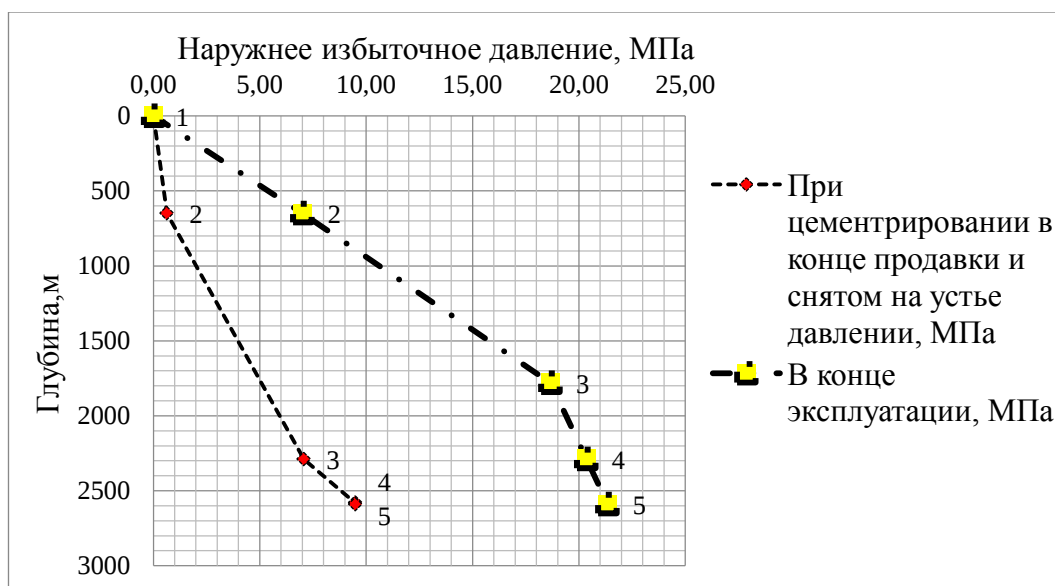


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

Максимальное наружное избыточное давление представлено в точке 5, в конце эксплуатации, равное 21,35 МПа.

2.2.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, представлена на рисунке 5. Расчеты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]. Результаты расчета внутренних избыточных давлений для данного случая представлены в таблице 16.

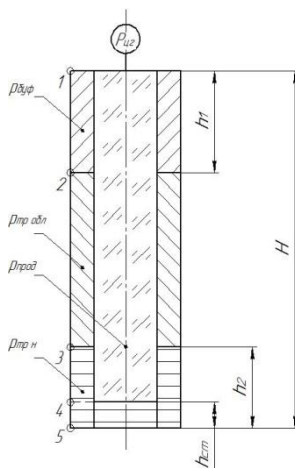


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Таблица 16 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	650	2290	2580	2590
Наружное избыточное давление, МПа	15,64	15,00	8,57	6,15	6,15

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 6. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье составляет $P_{оп} = 12,5$ МПа.

Расчеты были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]. Результаты расчета внутренних давлений при опрессовке эксплуатационной колонны представлены в таблице 17. Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 7.

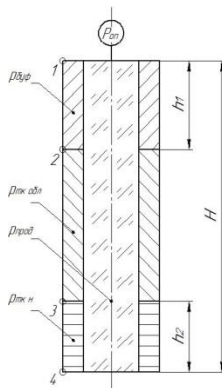


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Таблица 17 – Результаты расчета внутренних избыточных давлений при опрессовке обсадной колонны

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	650	2290	2590
Наружное избыточное давление, МПа	12,50	11,86	11,06	9,92

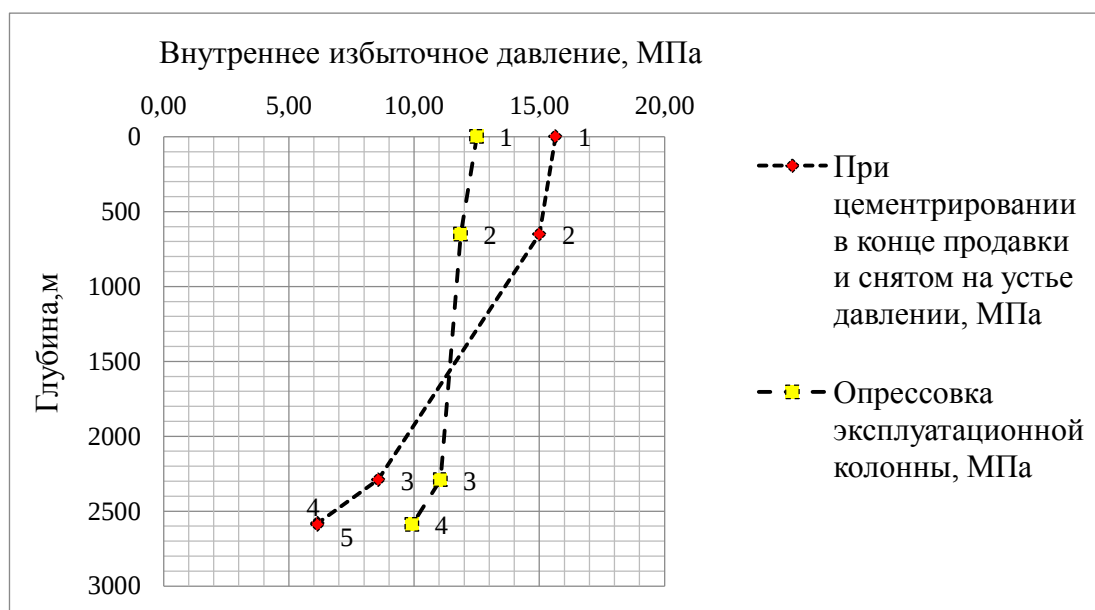


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.2.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соедине- ния	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	сумма рный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	90	68,5	6165	6165	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	48,1	38480	38480	0-800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Е	9,2	1340	39,05	52327	116281	1500-2590
2	ОТТМ	Е	8,1	1850	34,57	63954		0-1500
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	5,6	695	17,2	11954	11954	2515-2673
Σ							172880	

2.2.2 Расчет процесса цементирования скважин

2.2.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

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

$$0,95 \times P_{\text{гр}} > P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}}; \quad (1)$$

$$47,03 \text{ МПа} > 35,23 \text{ МПа}.$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.2.2.2 Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов

В качестве тампонажного раствора нормальной плотности проектируется ПЦТ-II-100 с водоцементным соотношением $m_n = 0,49$.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(4)-100 с водоцементным соотношением $m_{обл} = 1,2$.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов следует включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

Результаты расчета [2] объемов тампонажных растворов и количества компонентов, формирующих их, представлены в таблице 19.

Таблица 19 – 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
$\rho_{тр н} = 1850 \text{ кг/м}^3$	6,84	ПЦТ-II-100	8868	4,87
		НТФ	2,8	
$\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^3$	49,73	ПЦТ-III-Об(4)-100	33231	43,86
		НТФ	20,4	
Σ	56,57	тамп. раствор	42099	48,63
		НТФ	23,2	

2.2.2.3 Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей

В качестве буферных жидкостей используются водные растворы «МБП-СМ» и «МБП-МВ», которые обеспечивают хорошую моющую способность и улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважины.

В качестве продавочной жидкости используется техническая вода.

В таблице 20 представлены результаты расчета объемов буферной и продавочной жидкостей [2].

Таблица 20 – 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	2,05	1050	2,05	143,5
МБП-СМ	8,20	1050	8,20	123
Продавочная	57,89	1030	-	-

2.2.2.4 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

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

Приготовление тампонажных растворов производится с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирования. При этом схема обвязки, установленная техническим заданием, с применением смесительных установок и гидворонки.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора необходимо *четыре* цементосмесительные машины; для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности – *одна*.

Для приготовления тампонажных растворов проектируем 2 осреднительные установки типа УСО-20, и соответственно с этим используем четыре ЦА-320.

Для пуска пробки предусмотрен цементировочный агрегат ЦА-320

Результаты расчета необходимой цементировочной техники [2] представлены в таблице 21. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке Н.1 приложения Н.

Таблица 21 – Результаты расчета необходимой цементировочной техники

Наименование	Количество
Цементосмесительная машина УС6-30	5
Цементировочный агрегат ЦА-320	5
Осреднительная емкость УСО-20	2

2.2.3 Выбор технической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования колонн принимается технологическая оснастка и интервалы их установки, запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице П.1 приложения П.

2.2.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.2.4.1 Выбор жидкости глушения

В качестве жидкости глушения используется водный раствор соли NaCl. Плотность и объём жидкости глушения рассчитаны в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [2]:

$$\rho_{\text{гл}} = 1111 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$V_{\text{гл}} = 70,65 \text{ м}^3.$$

2.2.4.2 Выбор пластоиспытателя

Испытание скважины производится в открытом стволе скважины с помощью пластоиспытателя на колонне бурильных труб. Для проведения испытаний выбирается пластоиспытатель КИИ-95/146.

2.2.4.3 Освоение скважины

Согласно технического задания забой скважины не цементируется. Для освоения скважины используется многостадийный гидроразрыв пласта. Данный метод является наиболее оптимальным, так как мощность пласта составляет 82 метра, при дебите 30-65 м³/сут., проведение МГРП позволит повысить этот показатель.

Для проведения МГРП пласта выбирается комплекс оборудования для проведения МГРП с неограниченным количеством портов и возможностью повторного ГРП или открытия – закрытия портов компании «ЗЭРС».

Состав и технические характеристики комплекса приведены в приложении Р.

2.3 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки 4200/ 250 ЭК-БМЧ от компании «Уралмаш НГО Холдинг».

Расчеты выполнены по методике, приведенной в [1]. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Уралмаш 4200/ 250 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	118,2	Q _{бк} / [G _{кр}]	2,11
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	116,2	Q _{об} / [G _{кр}]	2,15
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	153,7	Q _{пр} / [G _{кр}]	1,62
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, тс (Q _{влб})	210	k _{по} = P _о / P _{бо} [k _{по} >1,25]	1,27
Вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	118,2		
Вес обсадной колонны, тс (Q _{ок})	116,2		
Коэффициент, учитывающий возможность прихвата (K _п)	1,3		
Вес бурового раствора для долива, т (Q _{бр})	0,5		
Площадь опорной поверхности фундаментов, м ² (F _{бо})	46		
Расчет режимов СПО			
Скорость	Количество свечей	Поднимаемый вес, кН	
1	22	1845	
2	36	992	
3-4	49	715	
5	7	381	
6	27	273	

3 Специальная часть

3.1 Анализ проведения ловильных работ в бурении

Определение ловильных работ

Аварийным инструментом на нефтепромыслах называют любой оставленный в скважине предмет, создающий помехи для дальнейшего выполнения работ. Это широкое определение охватывает всё разнообразие бурового, каротажного и эксплуатационного оборудования, включая долота, трубы, геофизические инструменты, ручные инструменты и любые иные посторонние предметы, которые могли быть потеряны, повреждены, прихвачены или каким-либо иным способом оставлены в скважине. Когда оставленные инструменты и оборудование служат препятствием для выполнения работ, их необходимо извлечь из скважины при помощи так называемых ловильных работ.

Ловильные работы могут потребоваться в любой момент в течение всего срока эксплуатации скважины, начиная с бурения и заканчивая ликвидацией. На этапе бурения необходимость проведения большинства ловильных работ возникает неожиданно, часто в результате механических поломок или прихватов бурильной колонны. Прихваченным может оказаться и само ловильное оборудование, в этом случае требуется пересмотр стратегии выполнения ловильных работ.

Причины проведения ловильных работ

Большинство причин проведения ловильных работ сводится к трем основным случаям:

- человеческому фактору,
- отказу оборудования,
- неустойчивости ствола скважины.

Почти все предметы, которые могут пройти в скважину, могут стать аварийным инструментом.

Ручные инструменты, цепи, фонари — все они могут попасть в скважину с пола буровой установки. Попасть в скважину могут также части трубных ключей, клиньев и прочие предметы. К счастью, большинство буровых бригад хорошо осознают опасность попадания посторонних предметов в скважину и уделяют огромное внимание поддержанию чистоты и выполнению требований по обслуживанию оборудования на буровой.

Механические поломки бурильной колонны на глубине могут превратить обычные буровые работы в ловильные. Характер поломок может быть самый разнообразный. Трубы - бурильные, обсадные или насосно-компрессорные - могут подвергаться смятию, разрывам, обрывам или поломкам вследствие скручивания. Буровые долота могут разбиваться. Замковые соединения могут отвинчиваться от колонны труб, сами трубы могут застревать в скважине из-за прихватов. Каждый случай поломки оставляет за собой аварийный инструмент различного типа, что, в свою очередь, диктует необходимость выбора того или иного метода ловильных работ.

Признаки же оставления инструмента в скважине обычно видны непосредственно на рабочей площадке:

Это внезапные изменения скорости проходки, давления бурового раствора, нагрузки на крюке талевого блока и крутящего момента. Обычно после таких изменений принимается решение о подъеме из скважины. Состояние последней трубы, выходящей из стола ротора, служит для буровой бригады свидетельством произошедшего. Например, зазубренный край трубы вместе с записями из аккуратно ведущейся книги регистрации труб говорят бурильщику не только об обрыве колонны труб, но и о длине оставленной в скважине части колонны. Поврежденное же буровое долото говорит о том, что в скважине остались лишь небольшие металлические обломки.

Рабочие инструменты для проведения ловильных работ

Выбор стратегии ловильных работ диктуется типом оставленного инструмента и условиями в скважине. Для извлечения труб, деталей подземного оборудования и различного шлама были разработаны

многочисленные инновационные инструменты и методики. Большинство ловильных инструментов относятся к одной из пяти категорий:

- Шламометаллоуловители, предназначенные для улавливания небольших объектов или обломков, вес которых слишком велик для подъема путем циркуляции раствора;
- Инструменты для фрезерования головы аварийного инструмента.
- Режущий инструмент для обрезки труб;
- Внешние захваты для извлечения аварийного инструмента после соединения с его внешней поверхностью;
- Внутренние захваты для извлечения аварийного инструмента после соединения с его внутренней поверхностью.

Поиск решений любых задач в области ловильных работ зависит от местоположения аварийного инструмента, причин его оставления в скважине, состояния аварийного инструмента, его размеров и ориентации в стволе скважины. Ориентация и размер ствола скважины тоже являются важнейшими факторами; эти параметры могут обусловить выбор типа и диаметра ловильного инструмента, а также ограничить пространство для маневра ловильного оборудования над головой аварийного инструмента. В скважинах большого диаметра, однако, могут возникнуть трудности при отбивке головы ловильного инструмента.

При подготовке программы ловильных работ необходимо знать точный размер и форму оставленных в скважине предметов. Отсутствие данных о габаритах оставленных предметов может привести к безрезультатным ловильным работам. Поэтому представители компании- заказчика требуют точных данных о каждом спускаемом в скважину инструменте, включая замер длины при помощи мерной ленты и ширины при помощи штангенциркуля.

Если бурильщик не уверен относительно инструмента, который необходимо извлечь из скважины, необходимо спустить скважинную печать для определения положения и формы аварийного оборудования (рисунок 8)



Рисунок 8 – Свинцовая печать

Скважинные печати имеют короткий трубчатый корпус из стали, на нижнем конце которого установлен блок из мягкого материала (обычно это свинец). Инструмент спускается на конце колонны до соприкосновения с препятствием. Некоторые печати имеют циркуляционное отверстие для закачки бурового раствора с целью очистки головы аварийного инструмента перед посадкой печати. Вес ловильной колонны помогает прижать свинцовую поверхность торца печати к голове аварийного инструмента и получить отпечаток последней; бурильщик или специалист по ловильным работам тщательно изучают отпечаток после подъема печати из скважины. Эта предварительная информация помогает специалистам установить глубину оставленного инструмента и тип ловильного оборудования, необходимого для его извлечения.

Методы извлечения небольших предметов

Небольшие фрагменты шлама и металлические обломки, такие как обломки ручного инструмента, шарошек долот или сухарей трубного ключа, можно извлечь из скважины при помощи ШМУ или магнитного ловителя. Существует множество конструкций ШМУ, каждая из которых предназначена для определенного метода извлечения шлама из скважины.

Для извлечения мелких обломков с забоя специалисты по ловильным работам иногда используют ШМУ колонкового типа. Медленно вырезая керн из пласта, ШМУ колонкового типа вместе с керном извлекает и шлам. Данная операция производится в породах средней и мягкой твердости.

Шламометаллоуловители для крупного шлама, используемые при бурении и фрезеровании, улавливают обломки, вес которых слишком велик для

извлечения при помощи циркуляции. Такие ШМУ спускают как можно ближе к долоту или фрезе, иногда спускают сразу два ШМУ для увеличения объема извлекаемого шлама. ШМУ для крупного шлама применяется в призабойной зоне, шлам с забоя поднимается путем циркуляции раствора. Из-за увеличения диаметра межтрубного пространства над ШМУ скорость потока раствора снижается. В результате этого шлам осаждается из взвеси и опускается в ШМУ (рисунок 9).



Рисунок 9 – Шламометаллоуловитель для крупного шлама

В промываемом ШМУ создается циркуляция раствора, поднимающая с забоя скважины наиболее тяжелые обломки, например, обломки цепей. В основании таких ШМУ имеются специальные отверстия для создания обратной циркуляции, в ходе которой шлам поднимается через проем в центре ШМУ. Промываемый ШМУ можно спускать в обсаженные или необсаженные участки ствола для извлечения мелких обломков из скважины, он достаточно эффективен и в вертикальных и в горизонтальных скважинах.

Магнитные ловители используются для извлечения железных обломков, таких как шарошки долот, подшипники, металлическая стружка и штифты, которые трудно извлечь при помощи других методов (рисунок 10). Они состоят из сильно намагниченной пластины, заключенной в корпус из немагнитного материала. Магнитные ловители обычно спускают перед спуском алмазных долот для извлечения шлама, который может повредить долота.



Рисунок 10 – Магнитный ловитель

Если шлам все еще остается в скважине, может быть принято решение о спуске долота, чтобы попытаться разбурить шлам и промыть скважину. Если и это завершится безрезультатно, шлам может быть размолот на более мелкие части при помощи шламового заряда или фрезы. Шламовый заряд — это кумулятивный заряд, взрывная энергия которого направлена вниз для разрушения объекта. Более традиционный подход заключается в размалывании при помощи вогнутой фрезы (рисунок 11). Вогнутость фрезы помогает ей собрать шлам в центре под усиленной режущей поверхностью из карбида вольфрама и размолоть шлам до еще более мелких частиц, которые можно поднять на поверхность при промывке или приподнять циркуляцией раствора для попадания размолотых частиц в шлагоуловитель, расположенный над фрезой.



Рисунок 11 – Торцевая фреза

Методы извлечения крупных предметов

Извлечение из скважины крупных предметов, таких как бурильные трубы или утяжеленные бурильные трубы, требует других подходов к выполнению работ. Многие подобные операции начинаются с предположения о том, что любая оставленная в скважине труба может в ней застрять. При отсутствии циркуляции раствора вокруг оставленного предмета происходит осаждение шлама или закупорка, что приводит к ограничению дальнейших движений. Поэтому в случае прихвата, обрыва или отворота бурильной колонны типовой план ловильных работ включает в себя меры по освобождению аварийного инструмента от прихвата.

При ловле труб основная стратегия заключается в применении ясов и овершота для зацепления аварийного инструмента и проталкивания труб ясом для их высвобождения с последующим подъемом из скважины. Однако ни одна ловильная операция не является типовой, ни одна не бывает легкой. Голова аварийного инструмента может оказаться поврежденной, при этом требуется ее фрезерование; также могут возникнуть трудности при захвате головы аварийного инструмента, при этом могут потребоваться несколько попыток. Более того, на каждом из этих основных этапов требуется применение многочисленных операций.

В случае прихвата бурильной колонны бурильщик обычно начинает работу ясом для освобождения колонны труб с помощью ударной силы. В случае дифференциального прихвата для освобождения труб в скважину обычно закачивают раствор, состоящий из смеси поверхностно-активных веществ, растворителей и/или иных реагентов. Компоненты раствора разрушают фильтрационную корку, образовавшуюся вдоль трубы, в результате чего сокращается площадь поверхности, подверженной дифференциальному прихвату. Вероятность успеха данного подхода быстро снижается со временем, поэтому после прихвата бурильной колонны необходимо произвести закачку как можно быстрее. Пока место прихвата обрабатывается раствором,

начинается подготовка плана ловильных работ и мобилизация оборудования и персонала.

Если применение раствора не привело к освобождению инструмента, может быть принято решение о резке труб и извлечению отрезанной части колонны, чтобы предотвратить дальнейший прихват. Цель на данном этапе заключается в отделении части колонны на как можно большей глубине и извлечении максимально возможного количества труб. Первый шаг данного процесса - определить глубину верхней точки прихвата. В соответствии с законом Гука, при натяжении или кручении колонны ниже предела упругости происходит линейная деформация труб. Это может быть использовано при расчетах количества свободных труб выше точки прихвата.

Обычно заказывают локатор верхней точки прихвата для точного определения вытяжки труб и крутящего момента. Локатор верхней точки прихвата спускают на кабеле через колонну бурильных труб, затем фиксируют в определенном положении, когда к колонне прилагается определенное усилие. Тензометрический датчик локатора верхней точки прихвата определяет изменения крутящего момента и натяжения бурильной колонны, соответственно, во время ее вращения или натяжения. Растяжение, создаваемое при вращении или натяжении колонны, зависит от длины свободной части колонны, упругости стали и площади поперечного сечения колонны. При установке ниже точки прихвата инструмент должен регистрировать отсутствие растягивающей нагрузки и вращения.

Если восстановлена циркуляция, локатор верхней точки прихвата можно спускать через колонну бурильных труб. Если циркуляции нет, инструмент можно спускать на ГНКТ или при помощи тяговой системы на каротажном кабеле. После определения верхней точки прихвата тот же метод доставки используется и для спуска любых других инструментов, необходимых для отделения свободной части колонны. Для разделения колонны бурильных труб её необходимо отвернуть или отрезать.

Отворот труб - наименее трудоемкая операция, при этом в скважине остается часть колонны с резьбой на верхней трубе. Отворот колонны в скважине происходит при вращении колонны против часовой стрелки. По мере увеличения крутящего момента начинается расхаживание колонны. Раскрепительную торпеду, представляющую собой отрезок детонационного шнура, спускают через бурильную колонну на глубину одной трубы над точкой прихвата. После срабатывания заряда давление взрывной волны расширяет резьбовое соединение муфтового конца замка, колонна вращается против часовой стрелки и раскрепляется. Данная операция может повторяться до полного освобождения прихваченных труб. Если раскрепление невозможно, для резки колонны могут применяться самые разнообразные методы.

Отделив свободную часть колонны от места прихвата, бурильщик производит подъем освобожденной части колонны из скважины. На рабочей площадке подъемника присутствует специалист по ловильным работам. Он осматривает нижнюю трубу колонны, извлеченную из скважины. Состояние низа колонны определяет дальнейшие действия для завершения ловильных работ.

Инструменты для захвата

Обычно для захвата и извлечения аварийного инструмента применяются два метода - внешний захват и внутренний захват. Габариты аварийного инструмента и его ориентация по отношению к стволу диктуют выбор того или иного метода.

Внешний захват осуществляется при помощи колокола или овершота. Колокол состоит из корпуса с конической резьбой, которая наворачивается на голову аварийного инструмента (рисунок 12). Этот инструмент обычно применяется для захвата оборванных труб с рваными краями, он опускается на оставленную часть колонны с медленным вращением. Нижняя кромка инструмента обычно армирована твердыми сплавами или крошкой из карбида вольфрама, что облегчает нарезание резьбы на внешней поверхности аварийного инструмента.



Рисунок 12 – Колокол

Овершот предназначен для захвата, герметизации и извлечения оставленных бурильных труб или утяжеленных бурильных труб (рисунок 13). Коническая направляющая воронка овершота снабжена захватом для фиксирования на внешней поверхности аварийного инструмента. По мере опускания овершота на голову аварийного инструмента бурильщик включает циркуляцию раствора и расхаживает колонну для очистки головы аварийного инструмента и промывки внутреннего канала овершота.



Рисунок 13 – Овершот

До захвата аварийного инструмента бурильщик записывает вес колонны и крутящий момент. После промывки головы инструмента бурильщик медленно опускает овершот до легкой разгрузки колонны, свидетельствующей о посадке на голову аварийного инструмента. По мере того как бурильщик

медленно опускает и вращает овершот, направляющая овершота скользит по голове аварийного инструмента. Поворотом направо открывается захват, фиксирующий аварийный инструмент. Подъем вверх без вращения колонны приводит к втягиванию захвата внутрь конусной воронки, которая таким образом обжимает голову аварийного инструмента. Когда голова аварийного инструмента надежно захвачена овершотом, бурильщик поднимает ловильную колонну и аварийную колонну из скважины.

Овершоты могут оборудоваться различными захватами, пакерами и вспомогательными устройствами из достаточно прочных материалов, способных выдержать усилия при отвороте колонны и работе ясами. Обычно в число вспомогательных устройств входит фрезерующий направляющий башмак, устанавливаемый на основании овершота и служащий для фрезерования расширенных или зубчатых концов аварийного инструмента, чтобы обеспечить проход аварийного инструмента в захват. Вспомогательные фрезы обеспечивают возможность подготовки поверхности и захват аварийного инструмента за один рейс. В случае расширения или размыва ствола возле головы аварийного инструмента также применяется и другое простое, но полезное устройство. Отводной крюк овершота прикрепляется к изогнутой секции трубы или гидравлическому шарниру для очистки размытого участка ствола (рисунок 14). После захода овершота на голову аварийного инструмента начинают медленное вращение колонны до тех пор, пока величина крутящего момента не укажет на зацепление ловильной колонны с аварийным инструментом. Во время подъема колонны она продолжает вращаться. Когда крутящий момент снижается, аварийный инструмент проталкивается внутрь, где происходит его захват.

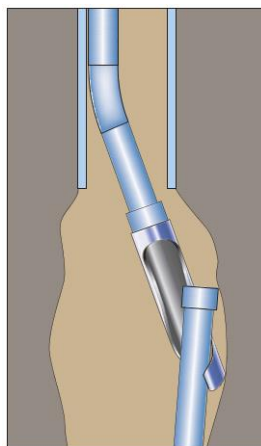


Рисунок 14 – Отводной крюк

Хотя за последние несколько десятилетий базовая конструкция овершота претерпела весьма малые изменения, он все еще остается весьма эффективным инструментом.

Если ориентация или состояние аварийного инструмента не позволяет применить овершот, единственным способом извлечения становится спуск инструмента для внутреннего захвата. В число инструментов для внутреннего захвата входят ловильный метчик, конический метчик и труболовка (рисунок 15).

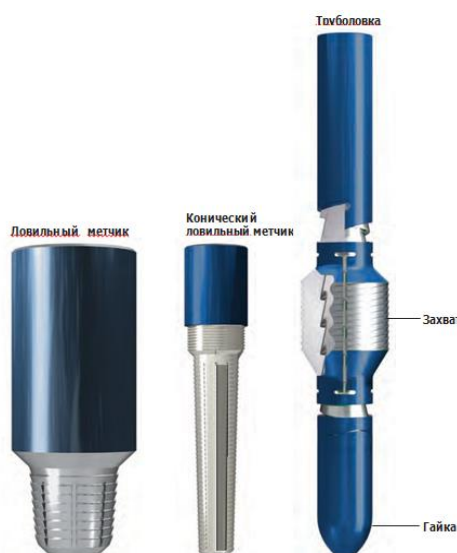


Рисунок 15 – Ловильный, конический метчики и труболовка

Ловильный метчик используется с аварийными трубами, оставленными после отворотов от колонны. При этом головой аварийной колонны является муфта замкового соединения, которая может соединяться с метчиком.

Конический метчик имеет внутренний захват, который может соединяться с трубами ограниченного внутреннего диаметра. У метчика длинный конический профиль, с помощью которого нарезается резьба во время вращения метчика внутри оставленной трубы. Метчик опускают на голову аварийного инструмента и вращают для зацепления резьбы. Он обычно используется в сочетании с разъединительным переводником, который обеспечивает возможность отсоединения ловильной колонны от аварийного инструмента в случае ее прихвата.

Труболовка имеет внутренний захват (плашку), выдвигающуюся для захвата внутренней поверхности трубы во время подъема из скважины. Этот инструмент наворачивается на низ ловильной колонны и опускается в оставленную в скважине трубу. Как только специалист по ловильным работам определит, что труболовка зашла достаточно далеко внутрь аварийного инструмента, ловильная колонна начинает вращаться для выдвижения захвата. При натяжении колонны без вращения, по мере того как бурильщик поднимает ловильную и аварийную колонны из скважины, происходит фиксация захвата на поверхности трубы. Некоторые труболовки снабжены вспомогательным инструментом, например, фрезами, которые устанавливаются в нижней части труболовки и предназначены для обработки зазубренных краев и других препятствий.

Алгоритм проведения ловильных работ

Каждая связанная с ловильными работами ситуация является уникальной, обладающей собственным набором условий и проблем, требующих конкретных решений с учетом обстановки. Однако, эти ситуации можно разделить на типовые и для каждой составить обобщенный план действий. Поэтому рассмотрев ловильный инструмент и случаи его применения составим общий план-алгоритм проведения ловильных работ в различных условиях.

На рисунке С.1 приложения С приведен общий план-алгоритм проведения ловильных работ при бурении скважин.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Оценка коммерческого потенциала инженерных решений

4.1.1 Потенциальные потребители проекта

В связи с истощением большинства крупных мировых месторождений необходимо искать способы повышения КИН пластов. Таким образом, строительство скважин с горизонтальным участком позволяет увеличивать площадь дренирования продуктивного пласта, а использование PDC долот с матричным корпусом позволяет экономить время на СПО и сокращать время строительства скважины за счёт большей проходки на долото.

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

Для данного проекта целевым рынком являются предприятия нефтяной отрасли, а сегментами рынка будут являться буровые и сервисные компании, чья деятельность связана со строительством скважин.

Продукт (результат НИР) - разработка технологических решений, которые обеспечивают наиболее эффективное, безопасное и экономически рентабельное строительство скважины 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 Т.1 приложения Т.

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 2:

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (2)$$

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) [7];
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые (ЕНВ) [8];
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин (ЕНВ) [9];
- 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 [48].

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. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка УРАЛМАШ 4200/ 250 ЭК-БМЧ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [7]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 96 часов или 4 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является [8].

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 используется [9]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

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

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие скорости, расчеты которых были произведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичках [1,12].

Механическая скорость бурения:

$$V_{\text{мех}} = 16,88 \frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Рейсовая скорость бурения:

$$V_{\text{рейс}} = 15,73 \frac{\text{м}}{\text{ч}}.$$

Коммерческая скорость бурения:

$$V_{\text{ком}} = 4664,18 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}.$$

Средняя проходка на долото:

$$V_{\text{ср.пр.}} = 948,125 \text{ м.}$$

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 23.

Таблица 23 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	-	1
Помощник бурового мастера	-	1
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 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 585,5 часов или 24,4 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Продолжительность		Месяцы			
	Часов	Суток	1	2	3	4
Вышкомонтажные работы	1080	45				
Бурение скважины	585,5	24,4				
Испытание скважины	248,4	10,35				

4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной 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» [10], 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 Т.3 приложения Т, на крепление скважины – в таблице Т.4 приложения Т.

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 Т.5 приложения Т.

Затраты, описанные в главах 7-11 сводного сметного расчета (таблица Т.4 приложения Т), 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 [3], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [11]. Для Тюменской области на декабрь 2018 года индекс составляет 235,35.

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями, расчет был произведен в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке [12]:

$$c_c^{1м} = 87\,122 \frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии

Рассмотрим в качестве новой внедряемой техники долота типа PDC с матричным корпусом. Его ключевыми особенностями являются увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет возможности приложения к долоту большей осевой нагрузки, по сравнению с долотами со стальным корпусом, а также увеличение проходки на долото за счет большей стойкости матричного корпуса к абразивному воздействию шлама.

Проведем сравнение запроектованного долота PDC с матричным корпусом и схожего долота со стальным корпусом.

Результаты расчета [12] эффективности внедрения новых долот для бурения представлен в таблице Т.6 приложения Т.

Проанализировав полученные данные можно сделать следующий вывод: предложенное нововведение эффективно скажется на темпах бурения за счет увеличения механической скорости проходки (МСП) и проходки на долото. Экономия времени и себестоимости метра проходки в интервале составляет соответственно 23 ч и 393 руб/м.

5 Социальная ответственность

Объектом исследования данной выпускной квалификационной работы является производство работ на буровой вышке при строительстве скважины на нефтяном месторождении Тюменской области. Поскольку буровая вышка является сооружением повышенной опасности и относится к опасным производственным объектам.

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, исключаящие 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

Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в таблице 25. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [13]. Стоит отметить, что основополагающим документом в сфере промышленной безопасности в нефтяной и газовой промышленности является «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [14].

Таблица 25 – Опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы	Этапы работ							Нормативные документы
	Механическое бурение	СПО	Сборка-разборка КНБК	Приготовление и обработка БР	Эксплуатация и ремонт бурового оборудования	Крепление ствола и цементирование	Освоение скважины	
Физические								
Падение объектов на работающего	+	+	+		+			ГОСТ 12.4.125-83 [15]
Падение работающего с высоты		+			+			ГОСТ Р 12.4.205-99 [16] ГОСТ Р 12.3.050-2017 [17]
Движущиеся машины и механизмы	+	+	+		+	+	+	ГОСТ 12.4.125-83 [15]
Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования	+	+	+		+	+		ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ [18] ИПБОТ 131-2008 [19]
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	+	+	+	МР 2.2.7.2129-06 [20] СНиП 2.04.05-91 [21]
Повышенный уровень вибрации и шума	+	+			+	+	+	ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [22] ГОСТ 12.1.012-2004 [23] СНиП 23-03-2003 [24]
Статическое электричество	+	+			+			ГОСТ 12.4.124-83 ССБТ [25] ГОСТ 12.1.018-93 [26]
Недостаток естественного и/или искусственного освещения	+	+	+	+	+	+	+	СП 52.13330.2011 [27] СНиП 23-05-95 [28]
Пожаровзрывоопасность	+			+	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-89 [29] ППБО-85 [30]
Химические								
Воздействие химических/газообразных агентов	+			+		+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [31] ГН 2.2.5.1313-03 [32]
Биологические								
Патогенные/условно патогенные микроорганизмы	+	+	+	+	+	+	+	ГН 2.2.6.1762-03 [33]
Психофизиологические								
Физические перегрузки	+	+	+	+		+		ТК Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [34]

5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Падение объектов на работающего

Работы по сооружению скважин осуществляются на открытых площадках. Данный фактор может возникнуть в результате невыполнения требований безопасности, неквалифицированности членов буровой бригады, а также в случае возникновения неисправности. Это может привести к различным механическим травмам работников, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо беспрекословно соблюдать правила, прописанные в главах 7, 16, 34, 35 [14].

Падение работающего с высоты

При выполнении спуско-подъемных операций один из помощников бурильщика буровой бригады должен находиться на площадке верхового рабочего. Данный фактор может возникнуть при выполнении работ в сложных метеорологических условиях, неквалифицированности верхового рабочего, а также в результате нарушения техники безопасности. Падение работающего с высоты может привести к механическим травмам, вплоть до летального исхода.

Для предотвращения вероятности возникновения данного фактора необходимо соблюдать правила, прописанные в главе 14 [14].

Согласно [17] к работам на высоте допускаются работники, признанные годными для выполнения работ на высоте, а также прошедшие специальное теоретическое и практическое обучение в специализированных учебных организациях и имеющие соответствующее удостоверение.

Движущиеся машины и механизмы

Возникает при большинстве выполняемых технологических операциях при невыполнении требований безопасности, неквалифицированности персонала буровой бригады, также в случае возникновения неисправностей. Данный фактор может привести к механическим повреждениям, травмам.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить в соответствии с [14].

Потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования

При взаимодействии человека с технологическим оборудованием возможно получение механических повреждений человеком.

Для устранения причин возможных повреждений необходимо руководствоваться 7 главой [14], которая регламентирует «общие требования к применению технических устройств и инструментов», а также паспортами и техническими документами на соответствующее оборудование.

Отклонение показателей микроклимата

Работы по строительству скважин выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона. Для Томской области (2-ой климатический регион) допустимая продолжительность непрерывного пребывания на открытом воздухе при температуре -20°C и производстве работ средней тяжести составляет 84 минуты, таким образом, число 10-ти минутных перерывов для обогрева составляет, как минимум, 6 в смену.

Работающие на открытой территории в летний и зимний периоды года должны быть обеспечены СИЗ, теплоизоляция и состав которых должны соответствовать климатическому региону.

При осуществлении работ в холодное время года необходимо руководствоваться [20].

Повышенный уровень вибрации

При нарушениях технологического процесса и неисправности оборудования увеличивается уровень вибрационных колебаний.

Согласно [23] «Машину не относят к виброопасным, если в любых режимах работы и любых условиях ее нормального применения максимальное полное среднеквадратичное значение скорректированного виброускорения не превышает $0,5 \text{ м/с}^2$ для локальной и $0,1 \text{ м/с}^2$ для общей вибрации».

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты) и СИЗ (виброгасящие коврики, виброрукавицы).

Повышенный уровень шума

Шум на рабочем месте возникает в результате работы бурового оборудования (буровые насосы, двигатели машин, дизельные генераторы и пр.). В соответствии с требованиями [22] уровень широкополосного шума не должен превышать 80 дБ, а тонального и импульсного – 75 дБ для данного вида работ.

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (вкладыши) и коллективных средств защиты.

Статическое электричество

Проявление фактора возможно при прикосновении к неизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления и пр. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к травмам разной степени тяжести, таких как ожоги, нарушение дыхания, остановка сердца.

Для предотвращения поражений электрическим током необходимо оборудовать рабочие места и технологическое оборудование, несущее угрозу получения работником поражений электрическим током согласно [25].

Недостаток искусственного и/или естественного освещения

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям [16]. Нормы освещенности рабочего места приведены в главе 14 статья 137 [14].

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие открытого огня с огнеопасными веществами, в результате ГНВП и пр. Пожар опасен для человека в первую очередь вследствие теплового воздействия, а также выделением продуктов горения. Для обеспечения пожарной безопасности на буровых установках должны соблюдаться требования [30]. В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

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

– курение на предприятиях допускается в специально отведенных местах, оборудованных урнами для окурков и емкостями с водой.

Воздействие химических/газообразных агентов

Воздействие химических или газообразных агентов может проявляться в процессе приготовления и обработки буровой промывочной жидкости, в процессе затворения тампонажных растворов, буферных жидкостей, при ГНВП и т.д. Предельно допустимые концентрации вредных веществ и мероприятия по обеспечению безопасности труда приведены в [31].

Патогенные/условно патогенные микроорганизмы

В процессе осуществления буровых работ в открытом пространстве необходимо вести контроль за концентрацией микроорганизмов-продуцентов в воздухе рабочей зоны. Превышение данного параметра может привести к заболеваниям различной степени сложности. Нормы ПДК представлены в [33].

Мероприятия по устранению вредного воздействия микроорганизмов включают в себя использование СИЗ тела (защитная одежда) и органов дыхания (дыхательные маски, противогаз и т.д.).

Физические перегрузки

Бурение относится к работам средней тяжести. Работы, связанные с постоянной ходьбой, перемещением тяжестей и сопровождается умеренным физическим напряжением. Данный фактор регулируется ТК РФ Ч.3 Ст. 299, 300, 301 [34].

5.3 Экологическая безопасность

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды при строительстве нефтяных и газовых скважин являются: буровые и тампонажные растворы; сточные буровые воды и шлам; продукты сгорания топлива при работе ДВС; химические реагенты для приготовления и восстановления БР и др.

Уровень загрязнения окружающей среды от сбросов сточных вод и других жидких отходов при строительстве скважин оценивается кратностью

превышения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в природных объектах.

К природоохранным мероприятиям при строительстве скважин на нефть и газ на суше относятся:

- профилактические мероприятия, направленные на предотвращение (максимально снижение) загрязнения и техногенного нарушения природной среды;
- сбор, очистка, обезвреживание, утилизация и захоронение отходов строительства скважин;
- предупреждение (снижение) загрязнения: атмосферного воздуха, почв (грунтов), поверхностных вод, недр;
- рекультивация земель.

Для рассмотрения классификации вредного влияния на атмосферу, гидросферу и литосферу источниками загрязнения от буровых работ и мероприятий по обеспечению экологической безопасности была использована РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше» [35].

Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства.

Источники загрязнения атмосферного воздуха приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Источники загрязнения атмосферного воздуха и выделяемые вредные вещества

Наименование этапов работ	Источник выбросов	Наименование вредных веществ
Подготовительные работы	Автотранспорт, строительные и дорожные машины, ДВС	Оксид углерода, оксид азота, бенз(а)пирен
Бурение и испытание скважин	ДВС, котельная, топливо	Оксид углерода, окись азота, сернистый ангидрид
Испытание скважин (сжигание газа на факеле)	Факельная установка	Оксид углерода, окись азота, углеводороды
Бурение, ликвидация и консервация скважин	Неорганизованные выбросы: ЦС, блок приготовления БР, емкости ГСМ, шламовые амбары, устье оборудование	Углеводороды, пыль (барит), цемент, оксид углерода, окись азота, сернистый газ

При амбарном способе бурения скважин для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу нейтрализация отходов бурения (БСВ, ОБР, шлам) осуществляется по мере поступления их в амбар.

Для уменьшения загрязнения атмосферного воздуха выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания следует использовать в буровых установках электропривод.

В качестве нормативных документов защиты атмосферы необходимо руководствоваться [36-38].

Защита гидросферы

Для обеспечения процесса бурения и жизнедеятельности буровых бригад буровой установке необходим доступ к источнику водоснабжения.

Правила охраны вод в процессе бурения изложены в [39].

Бурение и освоение скважины на нефть и газ производят с соблюдением требований единых технических правил ведения работ при строительстве скважин и правил охраны поверхностных и подземных вод, утвержденных в установленном порядке.

Мероприятия по очистке вод представлены в [40].

Защита литосферы

Подготовка площадки под строительство скважин начинается с обустройства выделенной территории и включает в себя: привязку к местности, корректировку трасс подъездных путей, их возведение, земляные работы по планировке территории под буровую вышку, привышечные сооружения, шламовые амбары и временный поселок.

Плодородный слой почвы снимается в соответствии с требованиями [41].

При аварийных разливах нефти, минерализованной воды или их смеси на почву удаление их осуществляется при помощи специальной техники: бульдозера, экскаватора, самосвалов, автомашин и тракторов, оборудованных танками для сбора нефти, насосами.

С целью снижения ущерба от загрязнения объектов природы на каждой строящейся скважине должен быть план ликвидации аварии.

Для рекультивации почв в случае загрязнения их углеводородами необходимо руководствоваться [42]. Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно [43].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы;
- разрушение буровой установки;
- опасные метеорологические явления.

Из перечисленных выше ситуаций наиболее вероятным при бурении нефтяных и газовых скважин являются ГНВП.

Основными причинами возникновения ГНВП является несоблюдение требований [14]. Возможные причины, из-за которых происходят проявления: недостаточный вес бурового раствора; недостаточный долив бурового раствора в скважины при СПО, газированный буровой раствора, потеря циркуляции.

При наблюдении одного и/или более признаков ГНВП следует принять меры для закрытия скважины. Если есть какие-либо сомнения в том, что скважина проявляется, необходимо герметизировать ее и проверить давления. Важно помнить, что нет разницы между малым проявлением и полным фонтанированием скважины, потому что и то, и другое может очень быстро обернуться большим фонтаном.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно [14].

В случае подозрения на ГНВП первым шагом необходимо закрыть скважину. В практике бурения существует два способа закрытия скважины. По методике жесткого закрытия универсальный превентор закрывается сразу после

остановки насосов. По методике мягкого закрытия вначале открывается штуцер на выкидной линии, затем закрываются превенторы, после чего штуцер закрывается.

Следующим шагом необходимо произвести замер давлений. Давления на устье будут расти до тех пор, пока сумма устьевого давления и гидростатического давления бурового раствора с приточным флюидом не сравняется с пластовым давлением.

После уравнивания давлений производятся расчеты плотности и объема бурового раствора для глушения скважины, а затем производится ликвидация ГНВП.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой установке характеризуется исключительно вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к ней.

Глава 47 части 4 ТК РФ [34] определяет особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, а именно: общие положения, ограничения на работы вахтовым методом, продолжительность вахты, учет рабочего времени при работе вахтовым методом, режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом, гарантии и компенсации.

Статья 299 [34] регламентирует продолжительность вахты. Она не должна превышать одного месяца, однако в исключительных случаях продолжительность вахты может быть продлена до 3 месяцев.

Статьи 300 [34] определяют учет рабочего времени при работе вахтовым методом. «При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год».

Статья 301 [34] регламентирует режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего

времени в пределах графика работы оплачивается в размере дневной тарифной ставки.

Статья 302 [34] регламентирует «гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом».

Согласно ФЗ от 17.12.2001 №173 [44] работник буровой имеет право на досрочную пенсию по старости при достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями не менее 12 лет 6 месяцев.

Согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [45] в состав буровых бригад не могут включаться лица женского пола.

Работа буровой бригады преимущественно выполняется стоя, таким образом, рабочие места помощников бурильщика должны быть оборудованы в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [46].

На буровых установках, где место работы бурильщика оборудовано сиденьем, оно должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [47].

Заключение

В выпускной квалификационной работе были разработаны технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком глубиной 2673 метра на нефтяном месторождении Тюменской области. Работа состоит из пяти основных частей.

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

В технологической части выпускной квалификационной работы приведены основные технологические решения при строительстве скважины: выбран оптимальный пятиинтервальный профиль, запроектирован способ заканчивания с фильтром-хвостовиком, подобрана рецептура буровых растворов, обоснован выбор породоразрушающего инструмента, подобраны оптимальные компоновки низа бурильной колонны, а также спроектированы основные решения при заканчивании скважины.

В специальной части был проанализировано проведение ловильных работ в процессе бурения для различных условий.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины, а также рассчитана эффективность внедрения матричных PDC долот.

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

Список литературы

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, 2019. – 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, 2019. - 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, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
6. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.
7. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 29.04.2019).
8. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 29.04.2019)
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.htm> (дата обращения: 29.04.2019).
10. СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ: в 3-х т.

11. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

12. 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.

13. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

14. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).

15. ГОСТ 12.4.125-83. ССБТ. Средства коллективной защиты работающих от воздействия механических факторов.

16. ГОСТ 12.4.205-99. ССБТ. Средства индивидуальной защиты от падения с высоты. Удерживающие системы. Общие технические требования. Методы испытаний.

17. ГОСТ 12.3.050-201. ССБТ. Строительство. Работы на высоте. Правила работы.

18. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

19. ИПОТ 131-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по подготовке скважин к капитальному и подземному ремонтам.

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

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

22. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

23. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
24. СНиП 23-03-2003. Защита от шума.
25. ГОСТ 12.4.124-83. ССБТ. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования.
26. ГОСТ 12.1.018-93. ССБТ. Пожаровзрывобезопасность статического электричества. Общие требования.
27. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.
28. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
29. ГОСТ 12.1.044-89. ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
30. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.
31. ГОСТ 12.1.007-76. ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
32. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
33. ГН 2.2.6.1762-03. ПДК микроорганизмов-продуцентов, бактериальных препаратов и их компонентов в воздухе рабочей зоны.
34. Трудовой кодекс Российской Федерации.
35. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефти и газ на суше.
36. ОНД-86. Методика расчета вредных веществ в атмосферном воздухе, содержащихся в выбросах предприятий.
37. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы.
38. ПДК загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест (дополнения № 1-3).
39. ГОСТ 17.1.3.12-86. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа.

40. ОСТ 51-01-03-84. Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтедобыче. Основные требования к качеству очистки.

41. ГОСТ 17.4.3.02-85. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

42. РД 39-0147103-356-86. Инструкция по рекультивации земель, загрязненных нефтью.

43. ГОСТ 17.5.3.04-83. ССОП. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

44. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 №173-ФЗ.

45. Постановление правительства РФ от 25.02.2000 г. №163 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда лиц моложе восемнадцати лет».

46. ГОСТ 12.2.033-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

47. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

48. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pdf.standartgost.ru/catalog/Data2/1/4293783/4293783185.pdf>. (дата обращения: 29.04.2019).

Приложение А (обязательное)

Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Таблица А.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение	Нефтяное месторождение
Административное расположение: – республика – область (край)	РФ Тюменская
Температура воздуха, °С: – среднегодовая – наибольшая летняя – наименьшая зимняя	-5 +30 -62
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	252
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	210
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 автотранспорт по зимникам



Рисунок А.1 – Обзорная карта района 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) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град	
1	2	3	4	5	6
0	76	четвертичные отложения	Q	0	1,3
76	111	туртасская свита	P ₃ trt	0	1,3
111	181	новомихайловская свита	P ₃ nm	0	1,3
181	237	атлымская свита	P ₃ atl	0	1,3
237	429	чеганская свита	Pg ₂ -Pg ₃ cg	0	1,3
429	640	люлинворская свита	P ₃ llv	0	1,7
640	750	талицкая свита	P ₃ tl	0	1.25
750	800	ганькинская свита	K ₂ gn	0	1.25
800	945	берёзовская свита	K ₂ brz	0	1.25
945	985	кузнецовская свита	K ₂ kz	0	1.25
985	1940	покурская свита	K ₁₋₂ pkr	30"	1.25
1940	2070	алымская свита	K ₁ alm	30"	1.25
2070	2590	вартовская свита	K ₁ vrt	1° 30"	1.25
2590	2732	мегионская свита	K ₁ mg	1° 30"	1.25

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	76	суглинки пески супеси глины	30 30 20 20	Почвенно-растительный слой, супеси, суглинки, торфяники. Глины зеленовато и буровато-серые вязкие, песчанистые с прослоями и гнездами песков разномзернистых, алевролитов и линзами песчаников.
P ₃ trt	76	111	глины пески алевролиты угли	40 30 25 5	Чередование глин серых, буровато и коричневатых-серых с песками, алевролитами серыми, светло-серыми, мелкозернистыми с прослоями бурых углей.
P ₃ nm	111	181	глины пески алевролиты угли	40 30 25 5	Чередование глин серых, буровато и коричневатых-серых с песками, алевролитами серыми, светло-серыми, мелкозернистыми с прослоями бурых углей.
P ₃ atl	181	237	глины пески угли	60 35 5	Глины серые с зеленоватым оттенком, коричневые, алевролитистые с прослоями песка, бурых углей и с обломками лигнитизированной древесины. Пески серые, средне и мелкозернистые.
Pg ₂ -Pg ₃ cg	237	429	глины алевролиты	95 5	Глины зеленовато-серые с прослоями диатомовых и диатомитов в нижней части темно-серые, нередко с прослоями алевролита, опоковидные с включениями глауконита и пирита.
P ₃ llv	429	640	глины алевролиты	95 5	Глины темно-серые, местами алевролитистые, в основном со слабым зеленоватым оттенком с единичными линзами известкового песчаника.
P ₃ tl	640	750	глины	100	Глины серые внизу до черных, сверху с зеленоватым оттенком, известковистые с включениями пирита.
K ₂ gn	750	800	глины	100	Глины серые внизу до черных, сверху с зеленоватым оттенком, известковистые с включениями пирита.

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ brz	800	945	глины пески опоки	60 30 10	Глины серые и темно-серые, опоковидные переходящие в пески. Иногда опоки алевритистые.
K ₂ kz	945	985	глины	100	Глины серые до темно-серых с зеленоватым оттенком с редкими прослоями кварцево-глауконитового песка.
K ₁₋₂ prk	985	1940	пески песчаники алевролиты глины	30 30 20 20	Чередование пластов: уплотненных песков, песчаников и алевролитов серых, глин темно-серых и зеленовато-серых.
K ₁ alm	1940	2070	аргиллиты алевролиты	85 15	Аргиллиты серые и зеленовато-серые с тонкими прослоями алевролитов серых. В средней части свиты породы опесчанены. В верхней аргиллиты темно-серые битуминозные.
K ₁ vrt	2070	2590	песчаники алевролиты аргиллиты глины	30 30 20 20	Чередование глин, аргиллитов, алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, участками зеленовато и коричневатого-серые, слюдистые, иногда алевритистые с линзами и прослойками светло-серого алевролита с включениями обуглившегося детрита и иногда пирита. Песчаники и алевролиты серые, светло-серые, зеленовато-серые, мелко и среднезернистые, полимиктовые, с включениями обуглившихся растительных остатков. Аргиллиты темно-серые и серые, нередко алевритистые, изредка наблюдаются прослой серых алевритов и буровато-желтого глинистого сидерита.
K ₁ mg	2590	2732	песчаники алевролиты аргиллиты известняки	35 35 20 10	Аргиллиты темно-серые с раковистым изломом прослой известняков, алевролитов и песчаников серых, аркозовых и известковистых. Чередование пластов песчаников, алевролитов серых, светло-серых, мелкозернистых, аркозовых местами известковистых и аргиллитов темно-серых, алевритистых.

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мдарси	Глинистость, %	Карбонатность , %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы промысловой классификаци и (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	76	суглинки	1,8	25-30	10	90	0	<10	2	4	мягкая
			пески	1,5	30-35	1500	5	0	<10	1	10	мягкая
			супеси	1,5	30-35	1500	10	0	<10	1	10	мягкая
			глины	2,0	25-30	0	95	0	<10	2	4	мягкая
P ₃ trt	76	140	пески	1,8	30-35	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	мягкая
			алевриты	1,9	25-30	10	55	0	10	2	3-6	мягкая
			глины	2,0	25-30	0	95	0	10	2	4	мягкая
P ₃ nm	111	181	пески	2,1	25	2000	10	0	-	2	10	мягкая
			алевриты	1,9	15	5	50	2	10	2	6	мягкая
			угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	мягкая
			глины	2,0	30	0	100	0	10	5	10	мягкая
P ₃ atl	181	237	пески	2,1	25	2000	10	0	-	2	10	мягкая
			угли	1,2	0	0	0	0	25	4	5	мягкая
			глины	2,0	30	0	100	0	10	2	4	мягкая
Pg ₂ -Pg ₃ cg	237	429	глины	2,1	20	0	100	0	10	3	4	мягкая
			алевролиты	1,9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
P ₃ llv	429	640	глины	2,0	20	0	100	5	10	3	4	мягкая
			алевролиты	1,9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
P ₃ tl	640	750	глины	2,0	20	0	100	0	15	3	4	мягкая
K ₂ gn	750	800	глины	2,0	15	0	100	2	15	3	4	мягкая

Окончание таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ brz	800	945	глины пески опоки	2,1 2,1 2,0	10 25 22	2 2000 10	100 10 40	0 0 20	15 - 20	3 2 5	4 10 10	средняя мягкая мягкая
K ₂ kz	945	985	глины	2,0	10	0	100	5	25	3	4	мягкая
K ₁₋₂ pkg	985	1940	пески песчаники алевролиты глины	2,1 2,2 2,2 2,2	25 15-20 10 10	50-90 15 5 0	10 15 17 100	0 3 6 3	- 50 50 15	2 2,5 3 5	10 10 4 4	мягкая средняя средняя мягкая
K ₁ alm	1940	2070	аргиллиты алевролиты	2,2 2,2	0-10 -	0,03 5	10 95	5 5	60 50	2 3	6 4	средняя средняя
K ₁ vrt	2070	2590	глины алевролиты аргиллиты песчаники	2,2 2,2 2,2 2,3	5 0-10 - 18	0 0,03 5 40	100 10 95 20	5 5 5 5	30 75 50 100	5 2 3 3	3 6 4 10	средняя средняя средняя средняя
K ₁ mg	2590	2732	песчаники алевролиты аргиллиты известняки	2,3 2,2 2,2 2,6	18 0-10 - 14	40 0,03 5 15	20 10 95 35	5 5 5 80	120 85 50 170	3 2 3 4	10 6 4 4	средняя средняя средняя твердая

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	градус
Q	0	76	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,000	0	0,220	5
P ₃ trt	76	111	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,220	9
P ₃ nm	111	181	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,220	10
P ₃ atl	181	237	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,220	20
Pg ₂ -Pg ₃ cг	237	429	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,220	25
P ₃ llv	429	640	0,100	0,100	0,100	0,100	0,190	0,190	0,220	0,220	39
P ₃ tl	640	750	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,220	0,220	40
K ₂ gn	750	800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,220	0,220	41
K ₂ brz	800	945	0,100	0,100	0,100	0,100	0,177	0,177	0,220	0,220	45
K ₂ kz	945	985	0,101	0,101	0,101	0,101	0,178	0,178	0,220	0,220	46
K ₁₋₂ pkr	985	1940	0,101	0,101	0,101	0,101	0,178	0,178	0,220	0,220	77
K ₁ alm	1940	2070	0,101	0,101	0,101	0,101	0,178	0,178	0,220	0,220	80
K ₁ alm	2070	2370	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	90
K ₁ alm	2370	2396	0,100	0,100	0,100	0,100	0,178	0,178	0,220	0,220	91
K ₁ alm	2396	2404	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	91
K ₁ alm	2404	2426	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	92
K ₁ alm	2426	2570	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	94
K ₁ vrt	2570	2590	0,99	0,99	0,99	0,99	0,178	0,178	0,220	0,220	97
K ₁ mg	2590	2600	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	99
K ₁ mg	2600	2682	0,106	0,106	0,106	0,106	0,178	0,178	0,220	0,220	99
K ₁ mg	2682	2732	0,102	0,102	0,102	0,102	0,178	0,178	0,220	0,220	101

Приложение В
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица В.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, т/сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /м ³	содержание сероводорода, % по объему	содержание углекислого газа, % по объему	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
K ₁ BC ₆	2370	2396	поров.	0,763	0,841	<0,03		0,8	4,21	75	84,1	-	0,82	0,986	-	10,8
K ₁ BC ₈	2404	2426	поров.	0,797	0,858	<0,03		1	4,15	50-95	51,9	-	0,58	0,999	-	9,4
K ₁ BC ₉	2570	2589	поров.	0,810	0,866	<0,03		1,3	3,68	30-60	44,2	-	0,56	0,955	-	7,5
K ₁ BC ₁₆₋₂₂	2600	2682	поров.	0,742	0,852	<0,03		0,89	2,5	30-65	93,0	-	0,54	1,122	-	7,4

Таблица В.2 – Газоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал		Тип коллектора	Состояние	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут.	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мкм ² ·10 ⁻³
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	на устье скважины	
Вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектных скважинах не ожидается												

Таблица В.3 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут.	Фазовая проницаемость, мдари	Химический состав воды в мг- эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину: ГКН, ХЛК	Относится к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃	Na ⁺ +Me	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Q- P ₃ atl	0	237	поров.	1,00	до 120	2500	пригодны для питьевого и технического водоснабжения						0,1	ГК	да
K ₁₋₂ pkr	985	1940	поров.	1,01	до 4000 водоза- борные	19-2000	92	-	2	91	2,4	7,1	15-19	ХЛК	нет
K ₁ alm	1940	2070	поров.	1,007	до 30	20-50	179,07	-	10,78	175,3	1,3	4,12	11,3	ХЛК	нет
K ₁ alm	2070	2360	поров.	1,008	до 30	21,6	174,5	-	30,63	218,49	0,78	1,76	12,5	ХЛК	нет
K ₁ alm	2440	2560	поров.	1,009	до 30	21,6	187,98	-	36,76	211,87	1,15	3,37	13,5	ХЛК	нет
K ₁ mg	2690	2732	поров.	1,009	до 30	15	162,98	-	40,48	198,04	0,76	1,4	12,9	ХЛК	нет

Приложения Г
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения, мероприятия по ликвидации последствий
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q - P _{3llv}	0	675	поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5,5 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при: отклонении параметров бурового раствора от проектных; несоблюдении скоростей СПО; несвоевременной промывки во время проведения СПО; отклонении в технологии промывки ствола скважины; образовании «сальников» и «поршневания» ствола скважины при проведении СПО
K ₁₋₂ pk _r	985	1940		
Q- K ₂ gn	0	800	осыпи и обвалы стенок скважины	Глинистый тип раствора. Время до начала осложнения – 2,5 - 5 сут. Возникает при водоотдаче более 10 см ³ за 30 мин. Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости
K ₂ kz	945	985		
K ₁₋₂ pk _r - K ₁ mg	985	2732		
Q - P _{3tl}	0	750	прихватоопасность	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки – да. Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K ₂ kz - K ₁₋₂ pk _r	945	1940		

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4	5
K ₁₋₂ pkr - K ₁ mg	1940	2732		Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки – да. Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности раствора выше проектной.
Q - P ₃ atl	0	237	водопроявления	При снижении давления в стволе скважины ниже пластового, т.е. при создании депрессии на пласт. Геологические: вскрытие зон катастрофического поглощения с падением уровня промывочной жидкости ниже критической отметки. Технологические: несоответствие параметров промывочной жидкости проектным, нарушение режимов бурения и СПО, неправильный выбор гидравлической программы промывки.
K ₁₋₂ pkr	985	1940		
K ₁₋₂ pkr - K ₁ alm	1940	2070		
K ₁ alm	2070	2360		
K ₁ alm	2440	2560		
K ₁ mg	2690	2732		
K ₁ alm	2370	2396	нефтепроявление	
K ₁ alm	2404	2426		
K ₁ vrt	2570	2589		
K ₁ mg	2600	2682		
K ₁₋₂ pkr	985	1940	Разжижение глинистого раствора	Нарушение режима промывки скважины, разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами в результате несоответствия фактических параметров бурового раствора его проектным параметрам
K ₁₋₂ pkr - K ₁ mg	1940	2732	Сужение ствола скважины	Разбухание глинистых пород ввиду некачественного бурового раствора, а также оставления ствола скважины без шаблонирования или СПО в течение продолжительного промежутка времени.

Приложение Д
(обязательное)

Расчеты профиля проектируемой скважины

Таблица Д.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля		Плоский пяти интервальный профиль с горизонтальным участком									
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м				2673		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м				1	
Глубина кровли продуктивного пласта, м				2600		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м				2,32	
Отход скважины, м				1500		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град				41,9	
Длина интервала бурения по пласту, м				600		Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град				83	
Глубина вертикального участка скважины, м				800		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град				83	
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	от	до	всего	от	до	всего	в начале	в конце	от	до	всего
1	0,00	800,00	800,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	800,00	800,00
2	800,00	1182,64	382,64	0,00	146,50	146,50	0,000	41,900	800,00	1219,00	419,00
3	1182,64	2520,00	1337,36	146,50	1346,44	1199,94	41,900	41,900	1219,00	3015,77	1796,77
4	2520,00	2600,00	80,00	1346,44	1499,79	153,35	41,900	83,000	3015,77	3192,50	176,73
5	2600,00	2673,12	73,12	1499,79	2095,32	(595,53)	83,000	83,000	3192,50	3792,50	600,00
Итого	Σ		2673,12	Σ		1499,79	-	-	Σ		3792,5

Приложение Е (обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

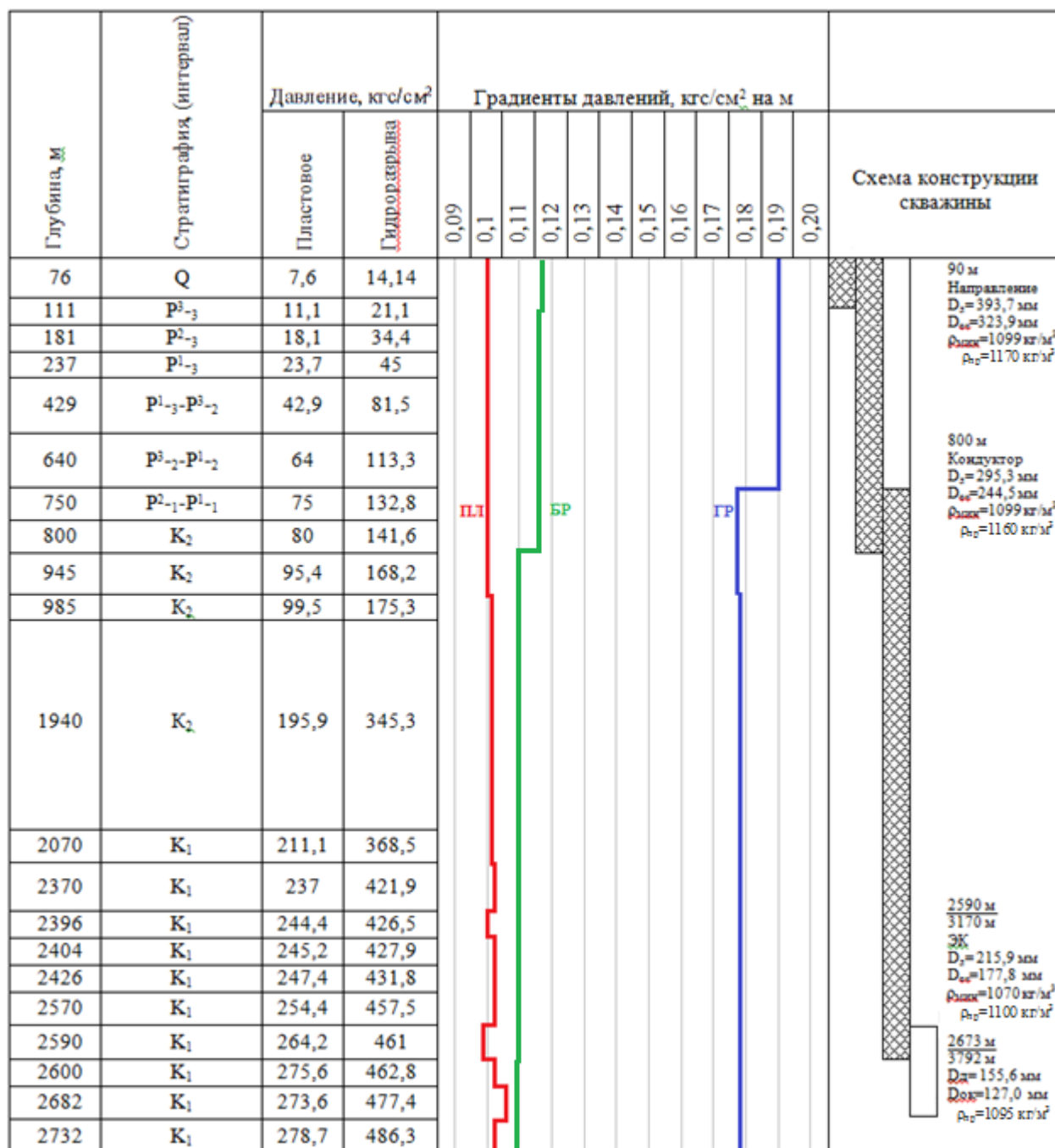


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

Приложение Ж
(рекомендуемое)
Конструкция скважины

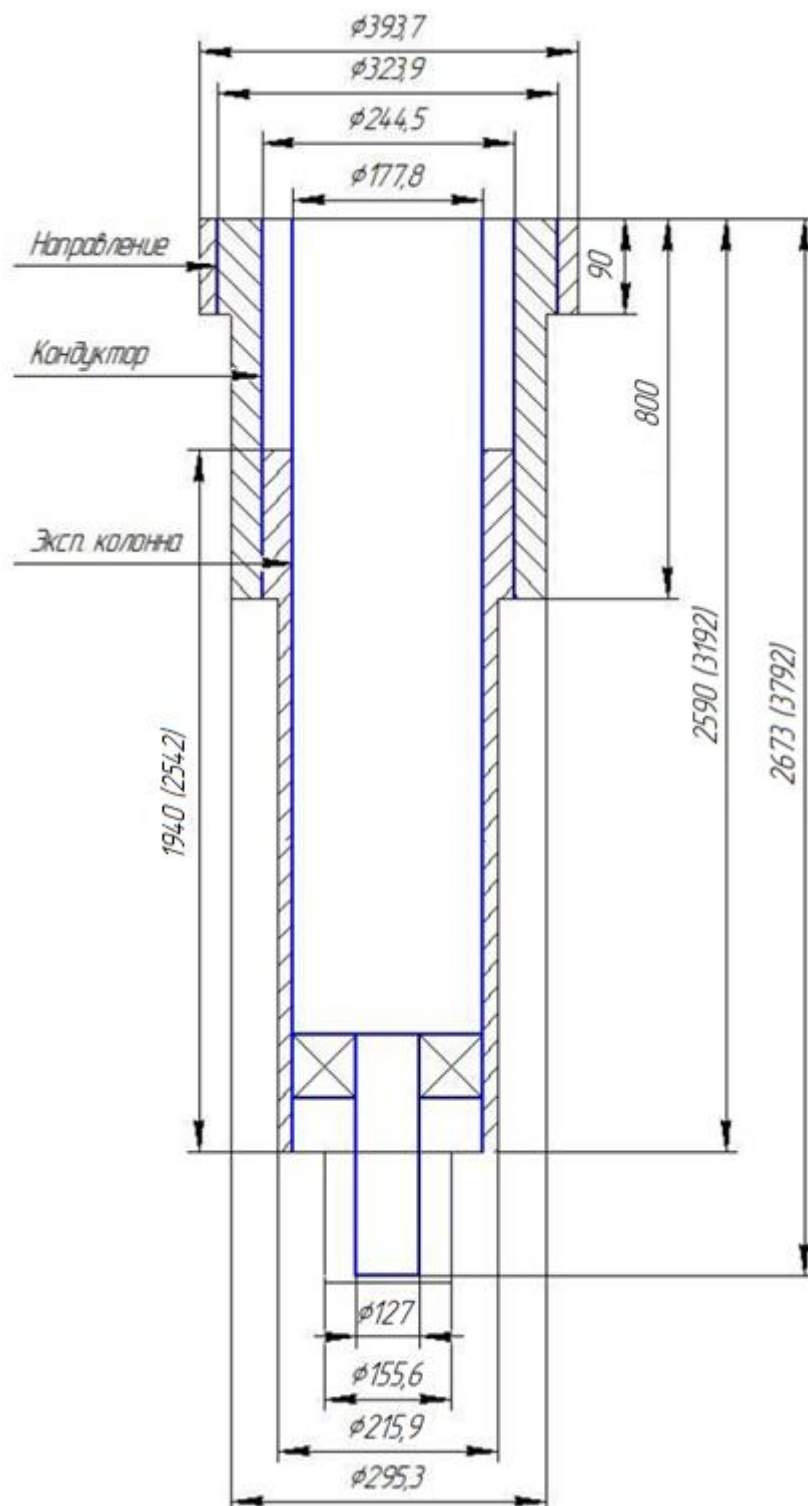


Рисунок Ж.1 – Конструкция скважины

Приложение К
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица К.1 – Буровое оборудование по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба к забою	Тип соединения к забую	Масса, кг
					Резьба к устью	Тип соединения к устью	
1	Ведущая труба ВБТ-К 133	28	133	82,6	3-147	ниппель	1960
					3-147Л	муфта	
2	Шаровой кран КШЗ-133Р1	0,43	133	62	3-147	ниппель	37
					3-147	муфта	
3	Фильтр	-					
4	Переводник П-147/133	0,5	155	95	3-147	ниппель	24
					3-133	муфта	

Таблица К.2 – Коэффициенты запаса прочности бурильных труб

Интервал	Секция	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Масса, т			Коэффициент запаса прочности		
					1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
0-90	ПК 127х9,19 Е	65,5	127	108,6	0,0312	2,046	6,43	2,71	>10	7,77
90-800	ПК 127х9,19 Е	728,9	127	108,6	0,0312	22,76	32,39	4,60	5,27	3,31
800-2590	ПК 127х9,19 Е	2345	127	108,6	0,0312	73,22	61,36	1,89	3,26	2,38
2590-2673	ПК 127х9,19 Е	650	127	108,6	0,0312	81,71	26,95	1,82	8,52	5,82
	ПК 127х9,19 Е	2617	127	108,6	0,0312	87,40	122,12	1,79	2,23	2,14

Таблица К.3 – Проектирование КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба к забою	Тип соединения к забоя	Масса, кг	Назначение
					Резьба к устью	Тип соединения к устью		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под направление (0-90 м)								
1	Долото БИТ 393,7 В 419 У	0,455	393,7	-	3-171	ниппель	176	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
2	Калибратор КЛС-393,7 СТ	1,1	393,7	-	3-171 3-171	муфта ниппель	390	
3	Переводник М 3-171/171	0,50	203	90	3-171 3-171	муфта муфта	50	
4	УБТ 203х90 Д	24	203	90	3-171 3-171	ниппель муфта	4630	
5	Переводник П 3-171/133	0,52	203	90	3-171 3-133	ниппель муфта	50	
6	ПК-127х9,19 Е	63,5	127	108,6	3-133 3-133	ниппель муфта	2040	
Σ							7336	

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под кондуктор (80-800 м)								
1	Долото БИТ 295,3 В 619 У	0,39	295,3	-	3-152	ниппель	80	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
2	Калибратор КЛС-295,3 СТ	0,65	295,3	-	3-152	муфта	200	
					3-152	муфта		
3	Переводник М 3-152/171	0,50	203	90	3-152	ниппель	50	
					3-171	муфта		
4	Переводник П 3-171/133	0,5	203	95	3-171	ниппель	50	
					3-133	муфта		
5	НУБТ-172х83 (с ТМС)	28,35	172	83	3-133	ниппель	4500	
					3-133	муфта		
6	Переводник П 3-133/171	0,5	200	95	3-133	ниппель	50	
					3-171	муфта		
7	УБТ 203*76	12	203	76,2	3-171	ниппель	2628	
					3-171	муфта		
8	Переводник П 3-171/147	0,5	203	95	3-171	ниппель	50	
					3-147	муфта		
9	УБТ 178*80	12	178	80	3-147	ниппель	1872	
					3-147	муфта		
10	Переводник П 3-147/121	0,5	185	101	3-147	ниппель	50	
					3-121	муфта		
11	УБТ 146*75	24	146	75	3-121	ниппель	2300	
					3-121	муфта		

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Переводник П 3-121/133	0,5	178	95	3-121	ниппель	50	
					3-133	муфта		
15	ПК-127х9,19 Е	718	127	108,6	3-133	ниппель	22760	
					3-133	муфта		
Σ							34844	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-3192 м)								
1	Долото БИТ 220,7 ВТ 613 У	0,383	220,7	-	3-117	ниппель	47	Бурение интервала набора угла, интервала стабилизации, интервала набора угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
2	Калибратор КЛС-220,7 СТК	0,42	220,7	-	3-117	муфта	80	
					3-117	ниппель		
3	ВЗД ДРУ-172.9/10.23	5,55	172,9	-	3-117	муфта	815	
					3-117	муфта		
4	Переводник П 3-117/147	0,7	178	95	3-117	ниппель	44	
					3-147	муфта		
5	Клапан обратный КОБ-172	0,927	172	78	3-147	ниппель	98	
					3-147	муфта		
6	Клапан переливной ПК-172	0,57	172	50	3-147	ниппель	75	
					3-147	муфта		
7	Переводник П 3-147/133	0,7	178	95	3-147	ниппель	50	
					3-133	муфта		
8	НУБТ-172х83 (с ТМС)	28,35	172	83	3-133	ниппель	4500	
					3-133	муфта		
9	БТ АБТ 147*129	700	147	129	3-133	ниппель	8190	
					3-133	муфта		

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
10	Переводник П 3-133/121	0,5	178	95	3-133	ниппель	50	
					3-121	муфта		
11	УБТ 146*80	48	146	80	3-121	ниппель	5328	
					3-121	муфта		
12	Переводник П 3-121/133	0,5	178	95	3-121	ниппель	50	
					3-133	муфта		
13	ЯГБ-172	21,42	172	76	3-133	ниппель	314	
					3-133	муфта		
14	Переводник П 3-133/121	0,5	178	95	3-133	ниппель	50	
					3-121	муфта		
15	УБТ 146*80	24	146	80	3-121	ниппель	2664	
					3-121	муфта		
16	Переводник П 3-121/133	0,5	178	95	3-121	ниппель	50	
					3-133	муфта		
17	ПК-127х9,19 Е	2340	127	108,6	3-133	ниппель	73220	
					3-133	муфта		
Σ							95625	
Бурение под хвостовик (3192-3792 м)								
1	Долото БИТ 155,6 ВТ 613 У	0,25	155,6	-	3-88	ниппель	15	
2	Калибратор КЛС-155,6 СТК	1,057	155,6	100	3-88	муфта	90	
					3-88	ниппель		
3	Переводник П 3-88/102	0,325	120	58	3-88	муфта	17	
					3-88	муфта		

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	ВЗД ДРУ-127.9/10.23	4,7	127,9	-	3-102	ниппель	409	Бурение интервала стабилизации, горизонтального участка, проработка ствола перед спуском хвостовика
					3-102	муфта		
5	Клапан обратный КОБ-120	0,812	120	78	3-102	ниппель	44	
					3-102	муфта		
6	Клапан переливной ПК-120	0,48	120	28	3-102	ниппель	28	
					3-102	муфта		
7	Переводник П 3-102/133	0,4	133	70	3-102	ниппель	23	
					3-133	муфта		
8	НУБТ 120*80 (с ТМС)	28,35	120	80	3-133	ниппель	2130	
					3-133	муфта		
9	Переводник П 3-133/102	0,4	133	70	3-133	ниппель	23	
					3-102	муфта		
10	ПН-89х9,35 Е	650	89	70,3	3-102	ниппель	14901	
					3-102	муфта		
11	Переводник П 3-102/133	0,4	133	70	3-102	ниппель	23	
					3-133	муфта		
12	ТБТ-127х76	250	127	76,2	3-133	ниппель	31300	
					3-133	муфта		
13	Переводник П 3-133/102	0,4	133	70	3-133	ниппель	23	
					3-102	муфта		
14	ЯГБ-124	20,84	124	50,8	3-102	ниппель	139	
					3-102	муфта		
15	Переводник П 3-102/133	0,4	133	70	3-102	ниппель	23	
					3-133	муфта		
16	ТБТ-127х76	250	127	76,2	3-133	ниппель	31300	
					3-133	муфта		
17	Переводник П 3-133/102	0,4	133	70	3-133	ниппель	23	
					3-102	муфта		
18	ПН-89х9,35 Е	1642	89	76,2	3-102	ниппель	37642	
					3-102	муфта		
Σ							118153	

Приложение Л
(обязательное)

Параметры, потребные объемы буровых растворов и химических реагентов

Таблица Л.1 – Запроектированные параметры бурового раствора

Исходные данные										
интервал бурения по стволу, м		коэффициент репрессии	пластовое давление, МПа		глубина по вертикали, м		g, м/с ²	тип бурового раствора		
0	90	1,17	0,9		90		9,81	бentonитовый		
90	800	1,16	7,84		800			полимерный (инкапсулирующий)		
800	3170	1,08	25,9		2590			полимерный (инкапсулирующий)		
3192	3792	1,07	26,8		2673			биополимерный		
Результаты проектирования										
интервал бурения по стволу, м		плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	рН	сод. песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
0	90	1,17	6-10	12-20	50-80	<12	8-8,5	<2,0	12-20	10-12
90	800	1,16	10-40	20-60	40-60	<6	8-10	<0,5	50-90	12-35
800	3170	1,10	10-40	20-60	40-60	<6	8-10	<0,5	50-90	12-35
3192	3792	1,095	30-40	40-70	40-50	<6	8-10	<0,5	60-100	10-15

Таблица Л.2 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	$K_{\text{каверн}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3
от (верх)	до (низ)					
0	90	90	393,7	-	1,30	14,24
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						0,68
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						7,77
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						0,36
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						59,24
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						68,05
Объем раствора к приготовлению, м^3						68,05
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$K_{\text{каверн}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3
от (верх)	до (низ)					
90	800	710	295,3	306,9	1,29	69,35
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						4,23
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						53,13
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						3,02
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						114,35
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						174,73
Объем раствора к приготовлению, м^3						174,73
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал, м^3						68,61

Окончание таблицы Л.2

Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3
от (верх)	до (низ)					
800	3192	2390	215,9	228,7	1,25	142,16
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						16,12
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						70,43
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						11,16
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						289,32
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						387,03
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала, м^3						68,61
Объем раствора к приготовлению, м^3						319,42
Хвостовик Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн}}$	Объем скважины в конце интервала, м^3
от (верх)	до (низ)					
3192	3792	600	155,6	160,8	1,25	79,00
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						3,07
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						9,31
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						8,78
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						163,00
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						184,16
Объем раствора к приготовлению, м^3						184,16

Таблица Л.3 – Результаты расчета потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Производитель	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
				направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Натр едкий (каустик)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	ООО «Ламберти Рус»	25	62	3	100	4	156	7	116	5	434	18
Глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	ООО «Ламберти Рус»	1000	4000	4	-	-	-	-	-	-	4000	4
Сода кальцинированн ая	Связывание ионов кальция и магния	ООО «Ламберти Рус»	25	62	3	227	10	350	14	255	10	894	36
LAMSPERSE 300	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твёрдой фазы	ООО «Ламберти Рус»	25	68	3	-	-	-	-	-	-	68	3
LAMPAC CHR	Регулятор фильтрации, реологических свойств	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	275	11	430	18	-	-	705	29
LAMPAC CHL	Регулятор фильтрации	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	1008	41	1562	63	-	-	2570	103
RHEOMATE	Стабилизатор, регулятор фильтрации	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	227	10	350	14	-	-	577	24
ПАВ ALBISOL DM	Снижение коэффициента трения в скважине	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	2269	3	3500	4	4625	5	1039 4	11
BIOLAM XG	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	100	4	156	7	809	33	1065	43
AMIROL	Регулятор фильтрации	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	-	-	-	-	3931	4	3931	4
Калий хлористый	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	-	-	-	-	18500	19	1850 0	19

Окончание таблицы Л.3

Наименование материала	Назначение	Производитель	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
				направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
				кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Универсальный мраморный состав (УМС) 5 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	-	-	-	-	6475	7	6475	7
Универсальный мраморный состав (УМС) 50 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	-	-	-	-	11562	12	11562	12
Универсальный мраморный состав (УМС) 150 мкр	Регулирование плотности, кольматация каналов	ООО «Ламберти Рус»	1000	-	-	-	-	-	-	5550	6	5550	6
Бактерицид CARBOSAN EF	Защита от микробиологической деструкции	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	-	-	-	-	116	5	116	5
Пенегаситель DEFOMEX	Предотвращение пенообразования	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	-	-	-	-	116	5	116	5
ПАВ ALBISOL AT	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	ООО «Ламберти Рус»	25	-	-	252	10	390	16	-	-	642	26
Барит	Утяжелитель	ООО «Ламберти Рус»	1000	11250	12	21912	22	15818	16	-	-	48980	49

Приложение М
(обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица М.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	бурение	0,561	0,064	периферийная	3	17	114,8	4,83
Под кондуктор									
90	800	бурение	0,716	0,076	периферийная	5	11,1	107,2	5,06
Под техническую колонну									
800	3192	бурение	0,756	0,068	периферийная	6	8	82,8	2,60
Под эксплуатационную колонну									
3192	3792	бурение	1,07	0,07	периферийная	3 1	7 8	80,3	2,60

Таблица М.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	бурение	УНБТ-950	2	90	180	174,6	0,85	125	39,1	78,2
90	800	бурение	УНБТ-950	2	90	150	252	0,85	120	26,11	52,22
800	3192	бурение	УНБТ-950	1	90	150	252	0,85	115	25,02	25,02
3192	3792	бурение	УНБТ-950	1	90	140	293,4	0,85	70	13,33	13,33

Таблица М.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	90	бурение	174,6	85,7	-	9,6	0,2	10
90	800	бурение	252,0	75,6	-	65,8	3,2	10
800	3192	бурение	252,0	43,4	103,0	40,6	24,6	10
3192	3792	бурение	293,4	42,3	31,0	42,7	122,4	10

Приложение Н (обязательное)

Схема обвязки цементирующей техники

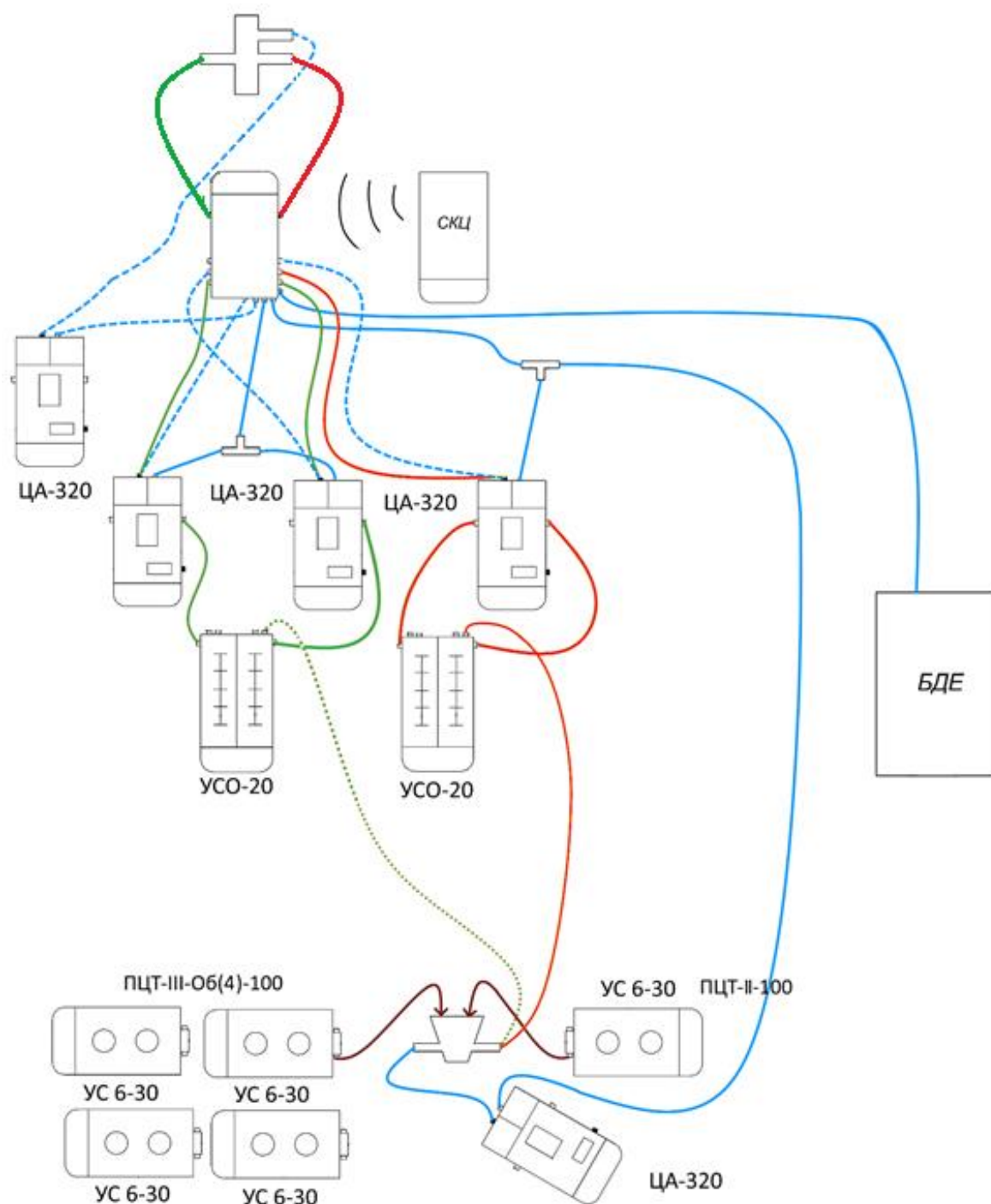


Рисунок Н.1 – Схема обвязки цементирующего оборудования

Приложение II (обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица П.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{уc} , мм	Наименование, типоразмер, производитель	Интервал установки, м		Количество элементов в интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	90	90	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	80	80	1	1
	ЦПЦ-324/394 «Нефтемаш»	0	30	6	6
	ПРП-Ц-324 «Нефтемаш»	80	80	1	1
Кондуктор 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	800	800	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	790	790	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	90	3	30
		90	800	27	
	ПРП-Ц-245 «Нефтемаш»	790	790	1	1
Эксплуатационная, 178	БКМ-178 «Нефтемаш»	3192	3192	1	1
	ЦКОДУ-178 «Нефтемаш»	3172	3172	1	1
	ЦПЦ 178/216 «Нефтемаш»	0	800	21	101
		800	3192	80	
	ЦТ 178/216 «Нефтемаш»	800	3192	106	106
	ПРП-Ц-В-178 «Нефтемаш»	3172	3172	1	1
	ПРП-Ц-Н-178 «Нефтемаш»	3182	3182	1	1
Хвостовик, 127	БКОК-114 «Нефтемаш»	3792	3792	1	1
	Комплекс МГРП «ЗЭРС»	3192	3192	1	1
	ЦПЦ-114/143 «Нефтемаш»	3020	3792	26	26
	ЦТ-114/143 «Нефтемаш»	3020	3792	23	23
	ПХН-1-127/178 «ЗЭРС»	3020	3020	1	1

Приложение Р (справочное)

Технические характеристики комплекса МГРП компании ЗЭРС

В состав комплекса входит: ключ для управления муфтами и адаптированные под него муфты ГРП.

Ключ управления муфтами КУМ.114 – гидравлически приводимое в действие устройство, спускаемое на ГНКТ, для открытия/закрытия неограниченного количества муфт ГРП в произвольном порядке.

К основным преимуществам устройства относятся:

1. Гидравлически активируемые при перепаде давления кулачки ключа.
2. Автоматическое расцепление ключа с муфтой после ее открытия/закрытия.
3. Возможность управления муфтами в будущем.
4. Малые габариты устройства.

Технические характеристики комплекса представлены в таблице Н.1.

Таблица Р.1 – Технические характеристики

Параметр	Значение
Внешний максимальный диаметр, мм	88
Внутренний диаметр, мм	15
Длина, мм	449
Расход активации, л/с	4
Давление активации, Мпа	4-5
Присоединительные резьбы, ГОСТ	633-80

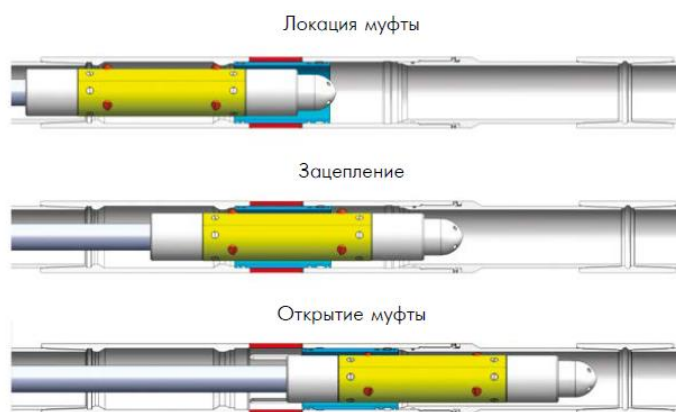


Рисунок Р.1 – Этапы работы ключа

Приложение С

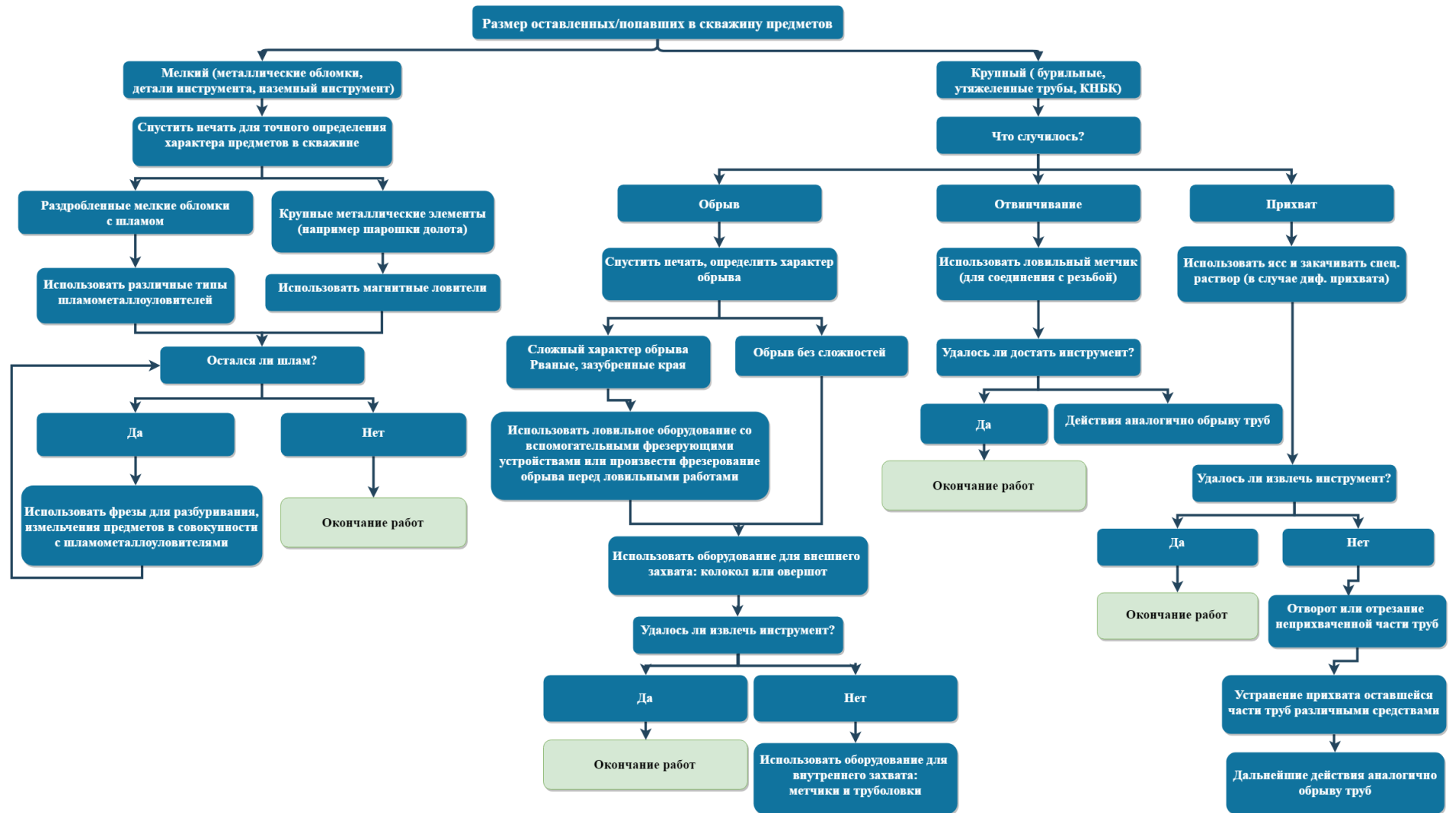


Рисунок С.1 – Общий алгоритм проведения ловильных работ

Приложение Т (обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица Т.1 – Матрица SWOT

	<i>Сильные стороны проекта:</i> S_1 – сокращение сроков строительства скважины; S_2 – богатые природные минерально-сырьевые запасы; S_3 – минимальное загрязнение ПЗП за счет конструкции открытого забоя; S_4 – эффективное бурение интервала под ЭК за счет использования РУС; 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 Т.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					
Вышкомонтажные работы										1080,00
Подготовительные работы к бурению										96,00
Бурение под направление	PDC 393,7	0	90	4500	0,02	90	0,1	0,8	0,18	0,98
Промывка (ЕНД)										0,03
Нарращивание (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:										26,56
Бурение под кондуктор	PDC 295,3	90	800	4500	0,04	710	0,24	30,64	2,13	32,77
Промывка (ЕНД)										0,47
Нарращивание (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:										112,66

Продолжение таблицы Т.2

Бурение под эксплуатационную колонну: Промывка (ЕНД) Нарращивание (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:	PDC 220,7	800	3190	4500	0,08	2390	0,58	147,92	10,28	158,1 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 297,66
Бурение под хвостовик Промывка (ЕНВ) Нарращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы(ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	PDC 155,6	3190	3790	4500	0,09	600	0,25	45,00	10,60	193,4 1,03 2,80 0,24 0,43 3,12 1,35 25,45 2,64 7,02 1,20 238,68
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Т.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	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%	-	-	-	-	-	1,66	-	56,80	-	101,15	-	273,20
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут.	9,95	-	-	0,04	0,40	1,37	13,53	2,44	24,29	6,59	65,57
Социальные отчисления, 30%	-	-	-	-	-	0,12	-	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.	1433	4	5732	0,04	57,32	1,37	1963,2	2,44	3469,52	6,59	9443,47
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут.	224,60	-	-	-	-	1,37	307,70	2,44	548,02	6,59	1480,11
Прокат ВЗД	сут.	92,66	-	-	-	-	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	-	-	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	4	431,72	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	1115,62

Продолжение таблицы Т.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПБМБ	т	75,40	-	-	1,40	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	350,4	-	-	-	-	-	-	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	-	-	9,59	192,57	44,47	892,96	155,97	3131,88	68,54	1376,28
Итого затрат, зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		2761,80		17095,45		36615,41		39070,73	
Затраты, зависящие от объема работ												
БИТ 393,7 В 419 У	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
БИТ 295,3 В 619 У	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
БИТ 220,7 ВТ 613 У	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
БИТ 155,6 ВТ 613 У	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
КЛС-393,7 СТ	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
КЛС-295,3 СТ	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
КЛС-220,7 СТК	шт.	442,6	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	265,56
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	6,14	30,15	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		351,99		968,11		1690,32		3616,47	
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб.		9106,24		3113,79		18063,56		38305,73		42687,20	
Всего по сметному расчету, руб	111276,52											

Таблица Т.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
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 БКМ-178	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-156	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор-турбулизатор ЦТГ-324/394	шт.	32,5	-	-	33	1072,50	-	-	-	-
Центратор ЦПН 245/295	шт.	25,4	-	-	-	-	33	838,2	-	-
Центратор ПЦ 245/324	шт.	25,4	-	-	-	-	11	279,4	-	-
Центратор- турбулизатор ЦТГ 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦПН 178/245	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Т.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	1	113,1	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	1	105,0	-	-	-	-
ЦКОДМ-178	шт.	125,6	-	-	-	-	1	125,6	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-324	шт.	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-178	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-Н-178	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7032,67		11961,05		12524,85		11376,24	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,21	-	-	100	3721	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53	-	-	-	-	810	23109,3	-	-
Обсадные трубы 178х9,2	м	26,3	-	-	-	-	-	-	1342	35294,6
Обсадные трубы 178х8,1	м	25,61	-	-	-	-	-	-	1857	47557,77
Обсадные трубы 156х5,6	м	19,64	-	-	-	-	-	-	695	13649,65
ПЦТ-I-50	т	26,84	7,3	195,93	106,75	2865,17	-	-	-	-
ПЦТ-II-100	т	28,68	-	-	-	-	1,45	41,59	5,8	166,35
ПЦТ-III-Об(4)-100	т	19,84	-	-	-	-	79,89	1585,02	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.		3917,85		36404,02		54357,16		91465,65	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		10950,52		48365,07		66882,01		113301,4	
Всего по сметному расчету	руб.		239499,00							

Таблица Т.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	18 591 944
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 909 867
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2 295	540 128
	Итого по главе 1	93 656	22 041 939
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	41 879 120
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 671 458
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	3 272 542
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	393 976
	Итого по главе 2	204 924	48 217 096
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	111 277	26 189 042
3.2	Крепление скважины	239 499	56 366 090
	Итого по главе 3	350 776	82 555 132
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 037	3 303 608
4.2	Консервация скважины	6 872	1 617 325
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 901 628
	Итого по главе 4	28 989	6 822 561
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы; 11% от глав 3 и 4	38 585	9 080 980
	Итого по главе 5	38 585	9 080 980
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	3 794 548
6.2	Снегоборьба; 0,4% от глав 1 и 2	1 194	281 008
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	7 204 064
	Итого по главе 6	47 927	11 279 620
	ИТОГО прямых затрат	774 857	182 362 595
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы; 25% на итог прямых затрат	193 714	45 590 590
	Итого по главе 7	193 714	45 590 590

Продолжение таблицы Т.5

8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления; 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	77 486	18 236 330
	Итого по главе 8	77 486	18 236 330
	ИТОГО по главам 1-8	1 046 057	246 189 515
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты; 24,5%	256 284	8 457 372
9.2	Вахтовые надбавки; 4,4%	46 027	1 518 891
9.3	Северные надбавки; 2,98%	31 173	1 028 709
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	77 456	30 211 272
	ИТОГО по главам 1-9	1 123 513	276 400 787
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор; 0,2% от итога по главам 1-8	2 092	492 352
	Итого по главе 10	2 092	492 352
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты; 5% от итога по главам 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	56 280	13 645 907
	Итого по главе 11	56 280	13 645 907
	ИТОГО	1 181 885	290 539 046
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	290 539 046	
	НДС, 20%	58 107 809	
	ВСЕГО с учетом НДС	348 646 855	

Таблица Т.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения

№ п/п	Показатель	Используемое ранее долото: ВБМ 220,7 FD 513 SM	Внедряемое долото: БИТ 220,7 ВТ 613 УМ
Исходные данные			
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Эксплуатационная	
2	Способ бурения	Винтовой забойный двигатель	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	3170	
4	Интервал по стволу, в котором производится бурение, м	800-3170	
5	Ожидаемая проходка на долото, м	3200	4500
6	Максимальная целесообразная МСП, м/ч	22,0	28,0
7	Время СПО, ч	13,8	
8	Цена долота в ценах 2018 г., руб	481 600	893 400
Расчет			
9	Длина сооружаемого интервала, м	2370	
10	Количество долблений	$2370/3200 = 0,741$	$2370/4500 = 0,537$
11	Время бурения интервала с максимальной МСП, ч	$2370/22 = 107,7$	$2370/28 = 84,7$
12	Время бурения с учетом времени СПО, ч	$92,94 + 13,8 = 121,5$	$84,7 + 13,8 = 98,5$
13	Экономия времени, ч	$121,5 - 98,5 = 23$	
14	Стоимость часа эксплуатации буровой установки, руб/ч	45825,4	
15	Эксплуатационные затраты на долото, руб	$481\,600 * 0,741 = 356\,865$	$893\,400 * 0,537 = 479\,755$
16	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб	$121,5 * 45825,4 = 5\,567\,786$	$98,44 * 45825,4 = 4\,513\,802$
17	Итого эксплуатационных затрат, руб	$356\,865 + 5\,567\,786 = 5\,924\,651$	$479\,755 + 4\,513\,802 = 4\,993\,557$
18	Экономия эксплуатационных затрат, руб	$5\,924\,651 - 4\,993\,557 = 931\,094$	
19	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб/м	$931\,094/2370 = 393$	
20	Экономический эффект на долото	$393 * 4500 = 1\,768\,500$	

Приложение У
(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение Ф
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну